

CATEGORIA 2

Novas Tecnologias



O impacto da utilização de dados meteorológicos sub-horários na análise de viabilidade de empreendimentos eólico-fotovoltaicos associados

Luis Felipe Pozzatti

Eletrobras

luis.pozzatti@eletrobras.com

RESUMO

A cada ano, é notável a crescente presença de fontes renováveis na matriz elétrica mundial e, em especial, no Brasil. As gerações renováveis, como a eólica e a fotovoltaica, ao mesmo tempo que ocasionam períodos ociosos nos ativos do sistema (transformadores, redes de transmissão, etc.), devido ao seu comportamento variável, também trazem a possibilidade de associação das tecnologias e o compartilhamento de infraestruturas, desde que sejam complementares no tempo. A análise da viabilidade desses empreendimentos associados passa pela simulação de suas gerações individuais a partir de dados meteorológicos. O objetivo deste trabalho é demonstrar como a resolução dos dados meteorológicos impacta nos resultados das avaliações, desde a estimativa de geração individual das tecnologias até o ponto em que elas são combinadas para a injeção no sistema elétrico. Para ilustrar a situação, é analisado um empreendimento eólico-fotovoltaico na Região Nordeste do Brasil, para o qual a utilização de dados sub-horários representou a redução de aproximadamente 7% na potência ideal da usina fotovoltaica a ser associada ao empreendimento eólico em comparação aos resultados obtidos com dados horários.

Palavras-chaves: Centrais geradoras associadas; Dados meteorológicos sub-horários; Energias renováveis; Geração fotovoltaica; Geração eólica.

ABSTRACT

Year after year, the growing presence of renewable sources in the global electricity matrix is remarkable and so is in Brazil's. Renewable generations such as wind and photovoltaic, at the same time they cause idle periods in transformers, transmission networks, etc., due to their variable behavior, they also bring the possibility of associating technologies and sharing infrastructures if they are complementary over time. The analysis of the viability of these associated projects involves simulating their individual generations based on meteorological data. The objective of this study is to demonstrate how the resolution of meteorological data impacts the results of the evaluations, from the estimation of individual generation of the technologies to the point at which they are combined for injection into the grid. To illustrate the situation, a wind-photovoltaic project in the Northeast Region of Brazil is analyzed, for which the use of sub-hourly data represented a reduction of approximately 7% in the ideal power of the photovoltaic plant to be associated with the wind project compared to results obtained with hourly data.

Keywords: Associated power plants; Sub-hourly weather data; Renewable energy; Photovoltaic generation; Wind power.

1. INTRODUÇÃO

De acordo com a Agência Internacional de Energias Renováveis (IRENA), o ano de 2023 terminou com as fontes renováveis representando 43,2% da capacidade total instalada mundialmente para geração de eletricidade, um crescimento de mais de 473 GW no último ano (IRENA, 2024). No Brasil, onde a

hidroeletricidade é predominante com 51,07% da capacidade total da matriz elétrica no país, as tecnologias eólica e fotovoltaica têm mostrado um crescimento contínuo nos anos recentes, atingindo, respectivamente, 47,67 GW e 13,85 GW de potência instalada (ANEEL, 2024a). Isso sem considerar a parcela de geração distribuída, na qual os sistemas fotovoltaicos atingem uma capacidade próxima a 30 GW (ANEEL, 2024b).

As usinas eólicas e solar fotovoltaicas têm a grande vantagem de utilizarem fontes primárias sem custo: vento e sol. No entanto, ficam reféns da disponibilidade desses recursos que são naturalmente intermitentes. Em virtude disso, a geração resultante é variável no tempo, trazendo ociosidade para as subestações, linhas de transmissão, etc., que atendem a essas usinas nos momentos em que não há vento ou irradiância solar. Uma forma de minimizar essas intermitências para o sistema elétrico e aproveitar melhor a infraestrutura disponível é associar essas tecnologias, desde que haja complementaridade temporal entre as suas gerações.

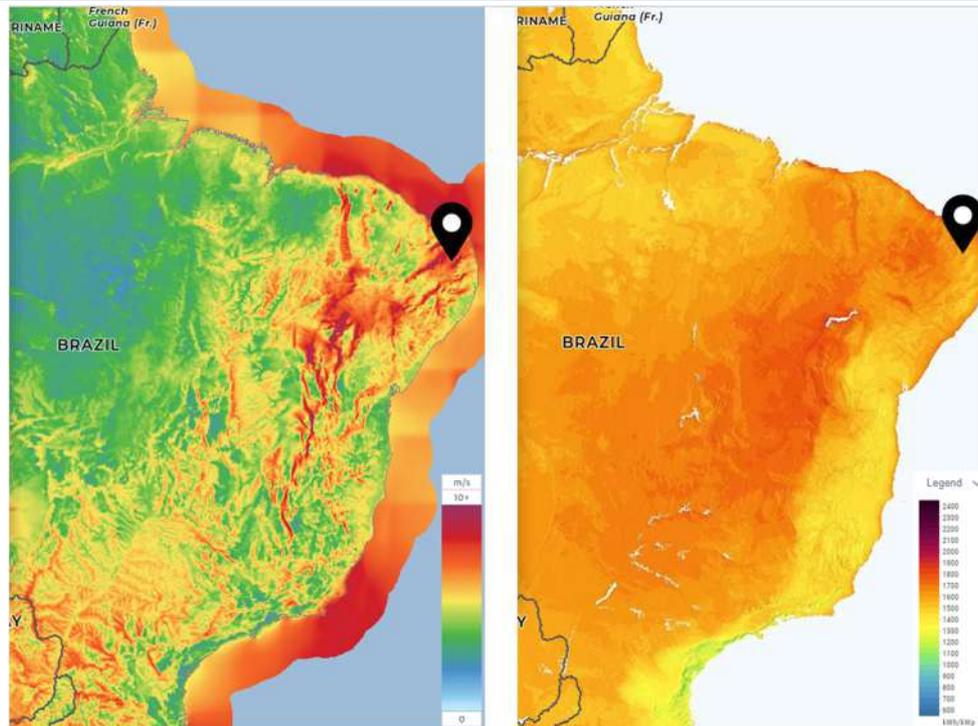
Em diversas regiões do Brasil, vento e irradiância solar apresentam excelente complementaridade (BAGATINI *et al.*, 2017; EPE, 2020), que podem se traduzir em oportunidades concretas para empreendimentos combinados. Além disso, foi publicado pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), no fim de 2021, a Resolução Normativa nº 954/2021 que define o arcabouço regulatório para a implantação de centrais geradoras híbridas e associadas (ANEEL, 2021).

A metodologia para análise de viabilidade técnico-econômica de Centrais Geradoras Associadas (CGA) utilizada neste trabalho é conduzida à luz da Resolução nº 954 e baseada no Custo Nivelado da Energia (LCOE – *Levelized Cost of Energy*) do empreendimento. Uma vez que para o cálculo do LCOE são utilizadas as gerações de energia das usinas, e que essas são simuladas a partir dos dados meteorológicos disponíveis, o objetivo é demonstrar como a granularidade temporal dessas informações impacta nos resultados obtidos.

Como mostram Burger e Rütther (2006) e Anderson *et al.* (2019), a utilização de dados meteorológicos horários para estimar a geração anual de sistemas fotovoltaicos pode superestimar os resultados entre 1% e 5%. Isso acontece, pois, ao se utilizar dados médios de irradiação, perdem-se os picos que ocorrem durante o período, subestimando as perdas por *clipping*, cuja situação se agrava quanto maior o carregamento do sistema fotovoltaico (relação entre as potências dos módulos e do inversor).

Outra situação em que a discretização dos dados (e resultados) tem impacto importante é na análise de empreendimentos híbridos ou associados (EPE, 2017). No caso da combinação da geração fotovoltaica com a eólica, por exemplo, cujo caráter das fontes é variável, o uso de dados médios horários impede que se capturem as oscilações de produção em curtos intervalos de tempo. Nessa situação, eventuais picos de geração de alguma das fontes dentro do intervalo acabam não sendo observados, afetando a quantidade de energia que precisa ser 'cortada' para que se respeitem os limites operativos dos empreendimentos associados como, por exemplo, o montante de uso do sistema de transmissão (MUST) contratado ou a capacidade de potência do transformador compartilhado.

Para o estudo de caso deste trabalho, foi selecionado um ponto na Região Nordeste do Brasil onde será construída a CGA (**Figura 1**). Serão utilizados dados anemométricos medidos no local e dados solarimétricos oriundos de reanálise de imagens de satélite. Ambos os conjuntos de dados atmosféricos estão disponíveis em base temporal de 10 minutos.



Fonte: GWA (2024) e GSA (2024).

Figura 1. Recursos primários disponíveis na região de análise do estudo de caso. À esquerda, velocidade do vento a 100 m de altura; à direita, irradiação global horizontal.

O objetivo deste estudo é demonstrar como a granularidade dos dados meteorológicos interfere na análise de viabilidade de empreendimentos eólico-fotovoltaicos associados. Para isso, este artigo está dividido da seguinte maneira: a seção 2 traz um apanhado sobre as características dos *softwares* de simulação disponíveis no mercado; a seção 3, o conceito de CGA de acordo com a Resolução Normativa nº 954; a seção 4 discorre sobre o uso do LCOE como métrica de avaliação dos empreendimentos; na seção 5 é discutido um caso em particular para demonstrar as implicações do uso de dados sub-horários; e, para fechamento, a seção 6 apresenta as considerações finais do trabalho.

2. SIMULAÇÕES DE GERAÇÃO DE ENERGIA

Existem vários *softwares* disponíveis no mercado para simular e estimar a produção de energia de usinas eólicas, como windPRO, WindFarmer e Openwind, e de usinas fotovoltaicas, como o PVsyst, PV*SOL e HOMER Pro. Essas ferramentas utilizam dados operacionais dos equipamentos (aerogeradores, módulos e inversores fotovoltaicos) fornecidos pelos seus fabricantes, informações construtivas das usinas, como disposição espacial, altura de torre, inclinação e orientação dos módulos, e, principalmente, as características locais e atmosféricas de onde o empreendimento será construído, fundamentalmente as coordenadas geográficas e os dados meteorológicos da região.

No que se refere aos dados atmosféricos, que são primordiais para a acuracidade dos resultados das simulações, eles podem ser oriundos de medições *in loco* ou, ainda, de banco de dados de reanálise de imagens de satélite. Usualmente, para reduzir as incertezas das simulações, utilizam-se dados medidos em solo por um período mínimo de um (para sistemas fotovoltaicos) ou três anos (para usinas eólicas) correlacionados com dados de satélite de longo prazo (20 anos, por exemplo), de modo a se ter medições por um tempo suficiente que represente a variabilidade dos recursos na localidade com maior fidelidade.

Para muitas aplicações, essa granularidade horária dos resultados é suficiente e representa satisfatoriamente a produção de eletricidade. Contudo, quando se associa uma usina fotovoltaica a um empreendimento eólico, a opção de adotar dados horários em detrimento a dados sub-horários para a simulação da geração das tecnologias pode ser ainda mais significativa. Uma vez que ambas as tecnologias são de fontes variáveis, a atenuação dos picos e vales nas curvas típicas de geração pode não captar a interação real entre as tecnologias durante o período de integração dos dados, deixando-se de identificar momentos em que intervenções deveriam ser tomadas para que não fossem transgredidas nenhuma regra da operação conjunta, como, por exemplo, o limite de injeção de potência na rede.

Devido à forma como se dá a geração de eletricidade, a granularidade dos dados primários é muito mais relevante para os sistemas fotovoltaicos que para os eólicos. Isso porque a geração fotovoltaica é quase instantânea com a sensibilização da célula pela luz solar, sendo que a corrente elétrica produzida acompanha as variações da irradiância a par e par. Enquanto na geração eólica existe uma inércia mecânica a ser vencida até que as mudanças da velocidade do vento sejam percebidas pelo gerador.

Nos principais *softwares* para simulação da geração elétrica, a entrada dos dados atmosféricos e a apresentação dos resultados comumente são feitos em base horária. No caso do windPRO e do PVsyst, que são as ferramentas utilizadas para desenvolver este trabalho, têm-se as seguintes características:

- WindPro: tem possibilidade de estimar a geração em períodos sub-horários, e para isso só necessita que os dados meteorológicos de entrada sejam disponibilizados na mesma base em que se desejam os resultados;
- PVsyst: o usuário pode dar entrada dos dados meteorológicos em base horária ou sub-horária; não obstante, os resultados de geração apresentados pelo *software* são sempre em base horária – se os dados de entrada foram informados em períodos inferiores a uma hora, o *software* inicialmente rearranja os dados de forma a obter as médias horárias para, só então, proceder com as simulações.

As campanhas de medição em solo com estações solarimétricas e anemométricas registram as variáveis atmosféricas com frequência sub-horária, tipicamente em intervalos de 10 minutos. No entanto, para a criação de séries de longo prazo, a maioria dos dados de reanálise de satélite disponibilizados no mercado são em base horária. Informações de irradiância solar sub-horárias são um pouco mais fáceis de se obter, com algumas empresas disponibilizando dados com discretização de 10 (SOLARGIS, 2024) e até de 5 minutos (SOLARANYWHERE, 2024; SOLCAST, 2024). Para dados de vento, encontrou-se apenas uma empresa que fornece dados com intervalos de 10 minutos (VORTEX, 2024).

Assim, para se obter resultados das simulações em base sub-horária, na geração eólica basta utilizar os dados da campanha de medição *in loco*, idealmente com o maior período possível para que se consiga capturar o comportamento de longo prazo do recurso, ou, então, utilizar dados de satélite, que têm um número limitado de fornecedores. Para sistemas fotovoltaicos, com mais empresas ofertando dados de irradiância sub-horários, há maior facilidade na aquisição das informações para correlacionar com as medições locais e gerar um conjunto de dados atmosféricos de longo prazo para as simulações.

O ponto que requer algum esforço para obter resultados de geração fotovoltaica sub-horários é em como simulá-los no PVsyst, haja vista que o *software* nativamente só retorna valores em base horária. A sugestão é recorrer à proposta apresentada por Viloz *et al.* (2022), que consiste em agrupar os dados atmosféricos sub-horários de acordo com seus *timestamps* para realizar as simulações.

Supondo que os dados de entrada estejam disponíveis em intervalos de 10 minutos, nesse caso serão necessários seis conjuntos – ou arquivos – para agrupar todas as informações, correspondentes aos elementos dos minutos 00, 10, 20, 30, 40 e 50. Cada um desses conjuntos será simulado individualmente no PVsyst, criando um mesmo número de conjuntos de geração (resultados). Os dados dos arquivos de resultados são então reorganizados de forma a recompor a curva de geração anual com os intervalos originais de 10 minutos. A **Figura 2** ilustra esses procedimentos.

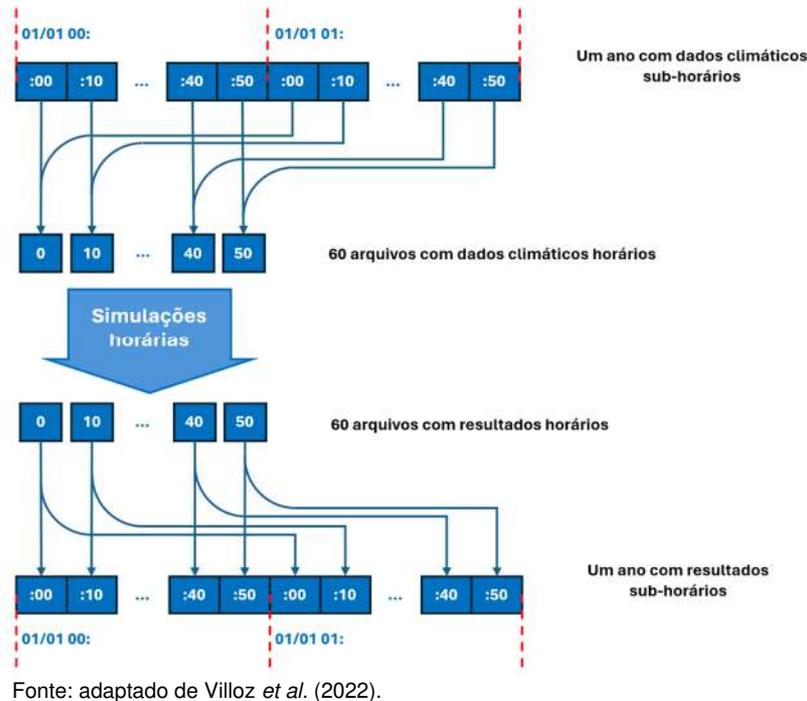


Figura 2. Decomposição dos dados meteorológicos de 10 minutos, simulação horária e recomposição dos resultados para a base sub-horária

3. CENTRAIS GERADORAS ASSOCIADAS (CGA)

Com o intuito de manter o fornecimento de energia de maneira contínua, minimizando as interrupções, de melhorar o aproveitamento dos sistemas de transmissão e distribuição e de reduzir os impactos ambientais, entre outros fatores, mundialmente vêm sendo estudadas alternativas de combinações entre diferentes fontes primárias de geração. Dentre as possibilidades, a utilização de sistemas de armazenamento de energia, a associação de usinas eólicas, solares, hidrelétricas e termelétricas, o desenvolvimento de usinas reversíveis e o emprego de combustíveis distintos numa mesma usina termelétrica, despontam no cenário mundial (BERRADA; EL MRABET, 2021).

Neste artigo, adota-se o conceito de CGA conforme a Resolução Normativa ANEEL nº 954/2021: “duas ou mais instalações, com a finalidade de produção de energia elétrica com diferentes tecnologias de geração, com outorgas e medições distintas, que compartilham fisicamente e contratualmente a infraestrutura de conexão e uso do sistema de transmissão” (ANEEL, 2021).

Assim, um parque eólico e uma usina fotovoltaica têm operações distintas, mas fazem uso de uma mesma subestação para a conexão dos empreendimentos ao Sistema Interligado Nacional (SIN), como esquematizado na **Figura 3**. Além disso, as duas tecnologias compartilham de um único MUST, que deve situar-se dentro dos limites estabelecidos pela faixa de potência (faixa de valores de potência

compreendida entre a soma das potências elétricas ativas nominais da tecnologia de geração de maior participação nas centrais geradoras associadas, e a soma das potências elétricas ativas nominais de todas as tecnologias de geração) definida para a CGA (ANEEL, 2021). A Inequação (1) reflete esses limites:

$$\max\{P_{UFV}, P_{PEOL}\} \leq MUST_{CGA} \leq P_{UFV} + P_{PEOL} \quad (1)$$

Onde o $MUST_{CGA}$ é o MUST contratado pela CGA (MW) e P_{UFV} e P_{PEOL} são, respectivamente, as potências máximas da Usina Fotovoltaica e do Parque Eólico (MW).

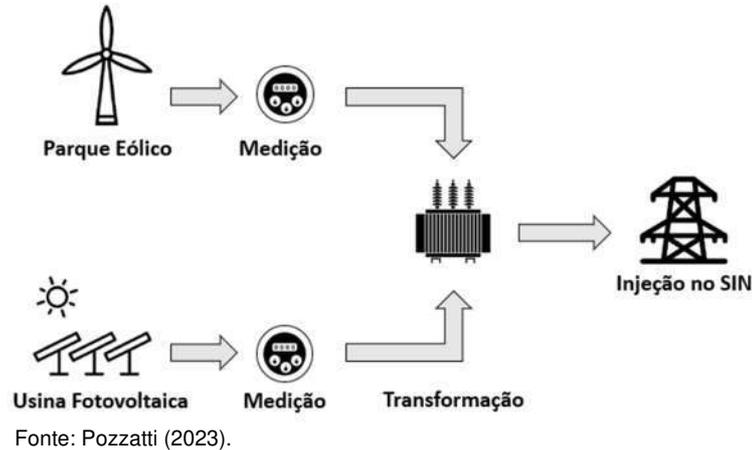


Figura 3. Usina fotovoltaica associada a um parque eólico

Quando em operação, caso a soma das potências das tecnologias seja superior ao MUST contratado, deve haver a limitação da geração de alguma das tecnologias (ou de ambas) para que o valor não seja ultrapassado. Esse valor que precisa ser suprimido da geração denomina-se *curtailment*.

A Resolução nº 954 diz também que, no caso de CGA em que pelo menos uma das tecnologias tenha direito a desconto na tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST), será aplicável o percentual de redução proporcional à energia gerada por cada fonte mensalmente (ANEEL, 2021).

4. CUSTO NIVELADO DA ENERGIA COMO MÉTRICA DE AVALIAÇÃO

Para a análise de viabilidade da CGA é proposta a utilização do LCOE, definido segundo Giacalone *et al.* (2019) como “o preço mínimo ao qual a eletricidade gerada deveria ser vendida ao sistema para equilibrar os custos do empreendimento ao final da sua vida útil”. O LCOE pode ser calculado através da Equação 2 (Xiao *et al.*, 2024):

$$LCOE = \frac{C_{CAPEX} + \sum_{i=0}^{n-1} \frac{C_{OPEX_i}}{(1+r)^i}}{\sum_{i=0}^{n-1} \frac{E_i}{(1+r)^i}} \quad (2)$$

Onde C_{CAPEX} representa os custos de instalação (CAPEX, em R\$), C_{OPEX} é o custo de operação (OPEX, em R\$) e E é a eletricidade gerada [MWh], informados para cada ano i da vida útil n do empreendimento. A taxa de desconto r é necessária para refletir a depreciação dos custos e da energia ao longo do tempo.

Assim, para a condução da análise de viabilidade é necessário que sejam estimadas as gerações de eletricidade e os custos envolvidos. A geração de eletricidade é obtida dos resultados das simulações realizadas em *softwares* específicos com base nas características construtivas dos empreendimentos e nos recursos primários (dados meteorológicos); já os custos podem ser divididos em custos de instalação, calculados a partir da potência da usina (Equação 3), e de operação, impactados pela geração resultante

das tecnologias, que neste estudo incluem as despesas com operação e manutenção (O&M) e encargos de uso do sistema de transmissão (EUST) (Equação 4).

$$C_{CAPEX} = C_{FV} \times P_{FV} + C_{EOL} \times P_{EOL} \quad (3)$$

Onde C_{FV} é o custo de instalação da usina fotovoltaica [R\$/W], P_{FV} é a potência total da usina fotovoltaica [MW], C_{EOL} é o custo de instalação da usina eólica [R\$/W] e P_{EOL} é a potência da usina eólica [MW].

$$C_{OPEX} = C_{O\&M,EOL} + C_{O\&M,FV} + EUST_{CGA} \quad (4)$$

Onde $C_{O\&M,EOL}$ e $C_{O\&M,FV}$ são os custos anuais de O&M das usinas eólica e fotovoltaica [R\$], respectivamente, e $EUST_{CGA}$ representa os encargos sistêmicos para a CGA [R\$].

Quando em operação associada, conforme a Resolução nº 954, o EUST da CGA ($EUST_{CGA}$) será calculado mensalmente, sendo aplicável o percentual de desconto à TUST proporcional à energia gerada por cada fonte no período (ANEEL, 2021). A Equação 5 traz a formulação para o cálculo do EUST anual de uma CGA composta pela combinação de uma usina eólica e uma usina fotovoltaica:

$$EUST_{CGA} = \sum_i \left[TUST_{CGA} \times MUST_{CGA} \times \left(1 - desc_{TUST_{EOL}} \cdot \frac{E_{EOL_i}}{E_{EOL_i} + E_{FV_i}} - desc_{TUST_{FV}} \cdot \frac{E_{FV_i}}{E_{EOL_i} + E_{FV_i}} \right) \right] \quad (5)$$

Onde $TUST_{CGA}$ é a tarifa mensal [R\$/kW] no ponto de conexão da CGA ao SIN, $MUST_{CGA}$ é o MUST contratado [kW] pela CGA, E_{EOL_i} e E_{FV_i} são, respectivamente, as gerações totais [kWh] dos empreendimentos eólico e fotovoltaico em cada mês i , e $desc_{TUST_{EOL}}$ e $desc_{TUST_{FV}}$ são os descontos da TUST [%] a que cada tecnologia faz jus.

A partir da aplicação dos cálculos para diferentes tecnologias ou para diferentes configurações da mesma tecnologia, conclui-se que a alternativa mais viável será aquela que tiver o mais baixo LCOE, ou seja, a que apresenta o preço de energia mais competitivo.

5. ESTUDO DE CASO

Para demonstrar a importância da utilização de dados sub-horários nas análises de viabilidade de empreendimentos eólico-fotovoltaicos associados é proposto o estudo de caso de uma CGA localizada na Região Nordeste do Brasil. No local, é prevista a instalação de um parque eólico de 175,5 MW ao qual se pretende associar uma usina fotovoltaica. O objetivo é identificar qual a potência ideal do empreendimento solar de maneira que o LCOE da CGA eólico-fotovoltaica seja o menor possível, considerando sua operação ao longo de uma vida útil de 20 anos.

A obtenção dos valores financeiros e energéticos, necessários para o cálculo do LCOE, seguirá as etapas apresentadas na **Figura 4**, que são detalhadas à frente.

ETAPA 1 – Dados meteorológicos

Nesta etapa são definidos os dados meteorológicos a serem considerados para a estimativa da produção energética das usinas eólica e fotovoltaica.

Na região de construção da CGA, a média da velocidade do vento a 100 m de altura é de 7,41 m/s e a disponibilidade anual de irradiação global horizontal (GHI) é de 2.128 kWh/m². Esses valores se referem às medições anemométricas realizadas localmente e à GHI obtida a partir de dados de reanálise de satélites (Solcast), ambos registrados entre dez/2018 e nov/2023, período esse utilizado para as simulações de geração de cada tecnologia. A disponibilidade total de dados no período é de 92,3%, sendo que todos os dados possuem *timestamps* sub-horários de 10 minutos.

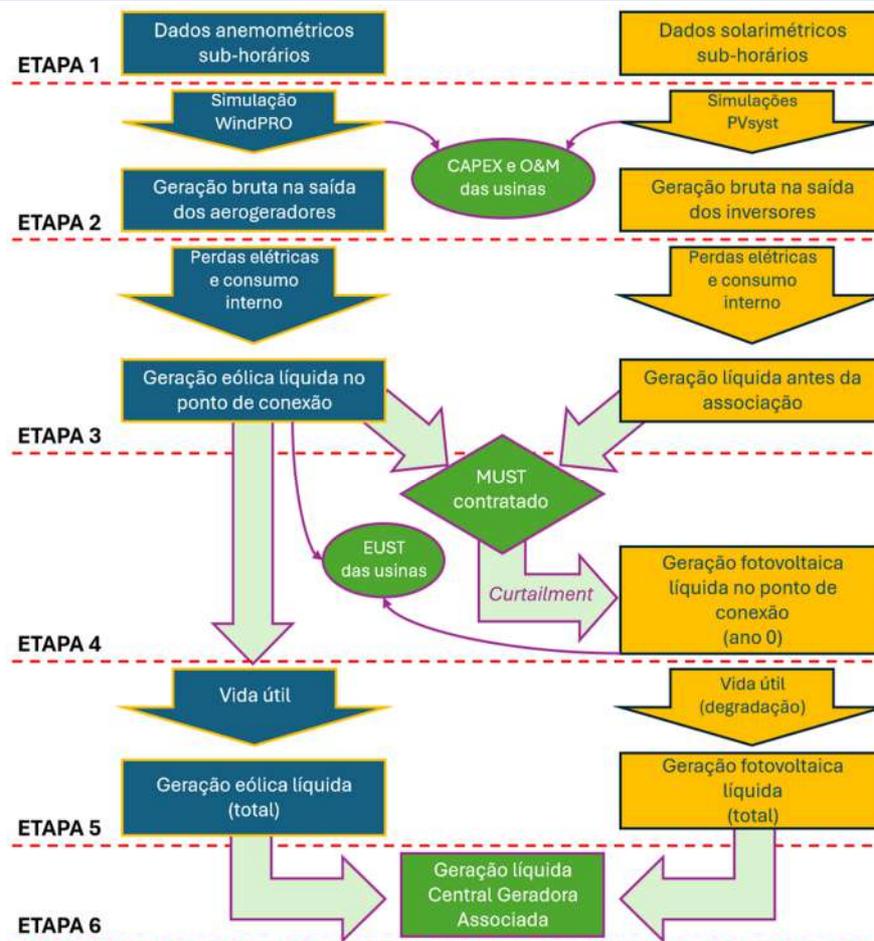


Figura 4. Etapas de obtenção dos parâmetros financeiros e energéticos para o cálculo o LCOE

Na **Figura 5** são trazidas as médias sub-horárias dos recursos eólico e solar no período disponível, cujo Coeficiente de Correlação de Pearson (CCP) encontrado é de -0,115, classificado por Peron (2017) como uma complementaridade muito fraca. Na **Figura 5** também é apresentado o comportamento médio mensal das fontes primárias.

ETAPA 2 – Definição da potência das usinas, determinação do CAPEX e dos custos de O&M dos empreendimentos, simulações energéticas e estimativa da geração bruta

Nesta etapa são definidas as potências instaladas nas usinas eólica e fotovoltaica e, em função delas, são determinados o CAPEX e os custos de O&M de cada empreendimento. Além disso, são realizadas as simulações de geração de energia para cada tecnologia, sendo utilizados os *softwares* windPRO e PVsyst para estimar a produção energética eólica e fotovoltaica, respectivamente.

O parque eólico é composto por 39 aerogeradores de 4,5 MW, totalizando 175,5 MW de potência instalada, distribuídos numa área aproximada de 3.600 ha. Esse valor de potência também é o MUST contratado pelo empreendimento eólico e que será mantido para a CGA.

A usina fotovoltaica é composta por arranjos-base de módulos de 700 Wp e inversores de 1.100 kW, com um carregamento CC/CA de 1,3, totalizando uma capacidade de 1,43 MWp/1,1 MW. Além disso, são consideradas estruturas com seguidor, com uma taxa de ocupação de solo de 40%. Nas análises de viabilidade da CGA, a usina fotovoltaica terá sua capacidade variada em passos de 1,1 MW até a potência de 176 MW, próxima à do parque eólico, perfazendo um total de 160 alternativas simuladas.

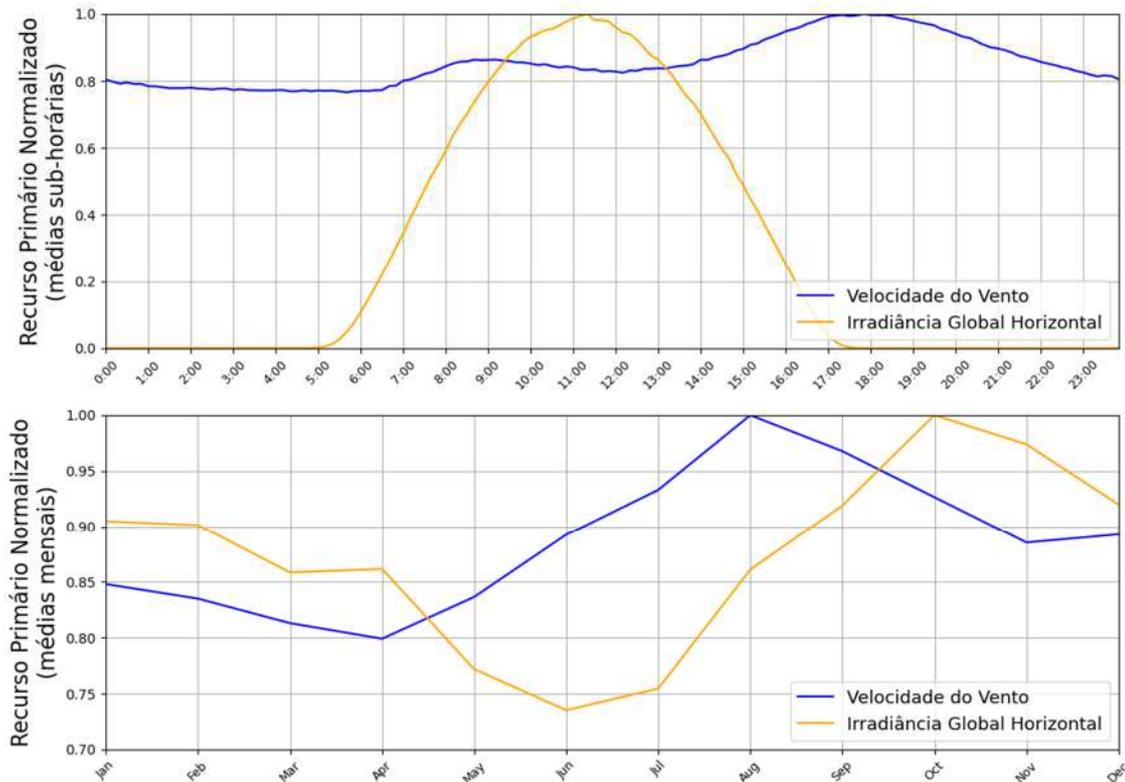


Figura 5. Recursos primários normalizados com médias sub-horárias (superior) e médias mensais (inferior)

Para os custos de instalação das usinas (CAPEX) foram adotados valores pesquisados entre os fornecedores das tecnologias. No caso do empreendimento eólico, cuja potência instalada está definida em 175,5 MW, considerou-se um valor de CAPEX de 7,50 R\$/W e um custo de O&M anual de 1,75% do CAPEX. Para o empreendimento fotovoltaico, como serão simuladas várias potências, é importante que se utilize uma função de custo de instalação que retrate o ganho de escala da usina. Desse modo, o CAPEX da usina fotovoltaica segue a curva conforme Equação 6. Os custos anuais de O&M para o empreendimento fotovoltaico foram definidos como 1,0% do CAPEX da tecnologia.

$$C_{FV} = 0,8462 e^{-0,0202 P_{FV}} + 3,4786 \quad (6)$$

Onde C_{FV} é o custo de instalação da usina fotovoltaica [R\$/W] e P_{FV} é a potência da usina [MW].

As simulações realizadas no windPRO e no PVsyst estimam a geração de eletricidade na saída dos equipamentos, respectivamente, no aerogerador e no inversor fotovoltaico. Na **Figura 6** a seguir, são trazidos os resultados das simulações do arranjo-base da usina fotovoltaica (superior) e do parque eólico (inferior) para um trecho de 5 dias. Em ambos os gráficos foram obtidas as curvas de geração com dados meteorológicos de 10 minutos e horários. Os resultados com dados sub-horários ainda foram agrupados em base horária para fins de comparação com os resultados obtidos diretamente do uso de dados horários.

Nos gráficos da **Figura 6**, pode-se perceber, por comparação das curvas de dados de uma hora com a de dados de 10 minutos agrupados em uma hora, que existem diversos instantes em que a geração estimada com dados sub-horários é inferior àquela obtida com dados horários. Ou seja, além do que já era previsto por Burger e Rütther (2006) e por Anderson *et al.* (2019), que a utilização de dados horários superestima a geração fotovoltaica, efeito similar também é observado para a geração eólica.

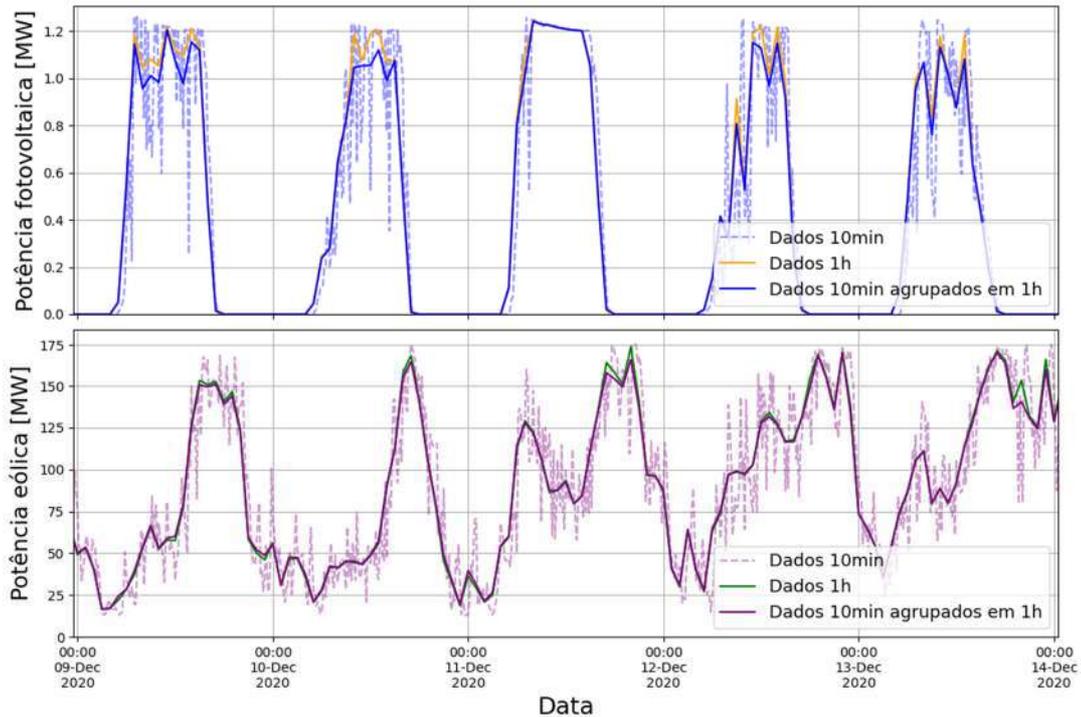


Figura 6. Curvas de geração das usinas fotovoltaica (superior) e eólica (inferior) simuladas com dados meteorológicos horários e sub-horários

Contudo, no caso avaliado, a discrepância entre os resultados de geração eólica é menor que a da geração fotovoltaica: para o período total, os valores encontrados foram -0,89% e -2,37%, respectivamente. Em uma análise mensal, para o sistema fotovoltaico as maiores divergências acontecem nos meses de maior irradiação disponível (outubro a abril) chegando a superar -4% em set/2021, enquanto no eólico, os maiores valores registrados coincidem com os meses de menor disponibilidade de vento (entre janeiro e abril), atingindo -2,55% em jan/2020.

ETAPA 3 – Perdas elétricas e energia no ponto de conexão antes da associação dos empreendimentos

Uma vez que na Etapa 2 a estimativa da geração limita-se à saída dos inversores fotovoltaicos e dos aerogeradores, ainda é necessário incluir as perdas elétricas desde esses equipamentos até o ponto de conexão comum das tecnologias (subestação), onde é feita a associação propriamente dita das usinas.

Convencionou-se 4% de perdas totais para usina eólica, pois os aerogeradores estão espalhados numa área maior, e 3% de perdas elétricas para a usina fotovoltaica, que se assume estar mais concentrada e ter um menor trecho de cabos até a subestação.

ETAPA 4 – Associação das usinas, cálculo do *curtailment*, da energia líquida e dos encargos sistêmicos

Com a associação dos empreendimentos, existem momentos em que a soma das potências geradas pelas duas tecnologias excede o MUST contratado, uma vez que seu valor é inferior à soma das potências das usinas. Por conveniência neste caso, assume-se que todo excesso de injeção de potência que ultrapasse o MUST contratado será descontado da usina fotovoltaica, uma vez que ela não possui qualquer benefício, enquanto o empreendimento eólico tem direito a um desconto de 50% na TUST.

Dessa maneira, para cada passo temporal das simulações energéticas (10 minutos ou uma hora), é calculado o *curtailment* necessário para que o MUST contratado não seja transgredido, sendo o corte

aplicado à geração fotovoltaica. Como resultado, a produção líquida da usina fotovoltaica após a associação será reduzida de um determinado percentual.

Na **Figura 7** são apresentadas as curvas dos *curtailments* totais encontrados para cada alternativa de potência da usina fotovoltaica (de 1,1 a 176,0 MW) a ser associada com o parque eólico, simulados com dados sub-horários e horários no período disponível de dez/2018 a nov/2023. Pela imagem, é possível identificar que até a potência de 5,5 MW não existe qualquer corte, ou seja, nesses casos toda a geração fotovoltaica é injetada na rede. A partir de 5,5 MW, o *curtailment* é ascendente, sendo que os valores obtidos com dados sub-horários são sempre superiores àqueles com dados horários, atingindo uma máxima diferença absoluta de 1,71% para a potência de 147,4 MW.

Ao analisar o comportamento do *curtailment* ao longo dos meses simulados, observou-se que os maiores cortes se concentram nos meses de agosto e outubro, justamente aqueles em que ocorrem as máximas médias de velocidade de vento e de irradiação (**Figura 5**).

Determinado o *curtailment* e descontado seu valor do empreendimento fotovoltaico, têm-se as gerações líquidas entregues pelas duas usinas no ponto de conexão. Nesse ponto, são obtidos os valores do EUST da CGA em cada mês da simulação através da Equação 5 e, então, calculada a média anual do encargo. Também é calculada a geração média anual de cada usina dentro do período simulado.

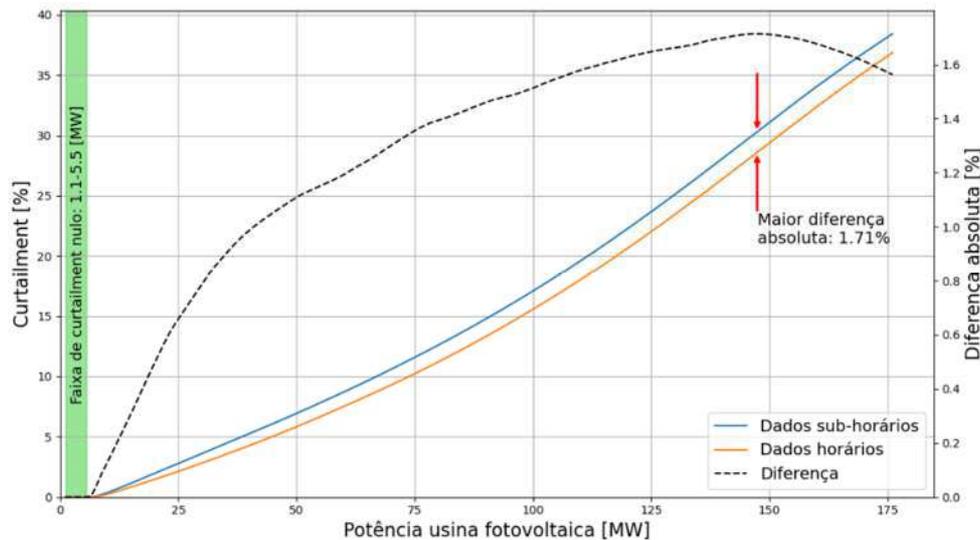


Figura 7. Comportamento do *curtailment* com a variação da potência da usina fotovoltaica

ETAPA 5 – Geração ao longo da vida útil dos empreendimentos

Os valores de geração média anual encontrados na Etapa 4 representam a estimativa para o ano zero das usinas, isto é, sem que tenham sofrido qualquer efeito de degradação. No entanto, para a tecnologia fotovoltaica, a perda de potência dos módulos com o passar do tempo é bastante conhecida e representa um impacto negativo em termos de expectativa de receita do empreendimento. Assim, para que essa característica seja trazida para o cálculo de um LCOE que melhor represente a CGA, é importante considerar o seu efeito ao longo da vida útil da usina.

Para este estudo de caso, foi adotada uma degradação anual da potência máxima dos módulos fotovoltaicos de 0,4%, aplicada diretamente à geração da usina (por simplificação) ao longo dos 20 anos de vida útil do empreendimento. Para a usina eólica não foi assumido nenhum decaimento de geração

durante o período de operação; logo, as gerações de todos os anos de vida da usina são idênticas à média anual calculada na Etapa 4.

ETAPA 6 – Cálculo do LCOE

Uma vez que todas as variáveis necessárias foram obtidas – custos de instalação (CAPEX), custos de O&M e de encargos (OPEX) e geração líquida de energia das usinas durante os 20 anos de operação –, nesta etapa resta calcular o LCOE da CGA para as diversas alternativas de potência do empreendimento fotovoltaico. Como taxa de desconto, assumiu-se o valor de 8% a.a., que coincide com o cenário intermediário proposto por EPE (2021).

Os resultados encontrados são mostrados na **Figura 8**. Observa-se que os valores de LCOE são decrescentes com o aumento da capacidade instalada na usina fotovoltaica até determinado ponto, a partir do qual os custos da energia da CGA voltam a subir. Ou seja, até o ponto de inflexão da curva, o incremento na potência instalada na usina fotovoltaica acrescenta uma energia gerada para a CGA que compensa os investimentos e demais custos incorridos. Além desse ponto, contudo, a geração adicional, limitada pelo crescente *curtailment*, não é capaz de gerar receita para a CGA que equilibre as despesas incidentes.

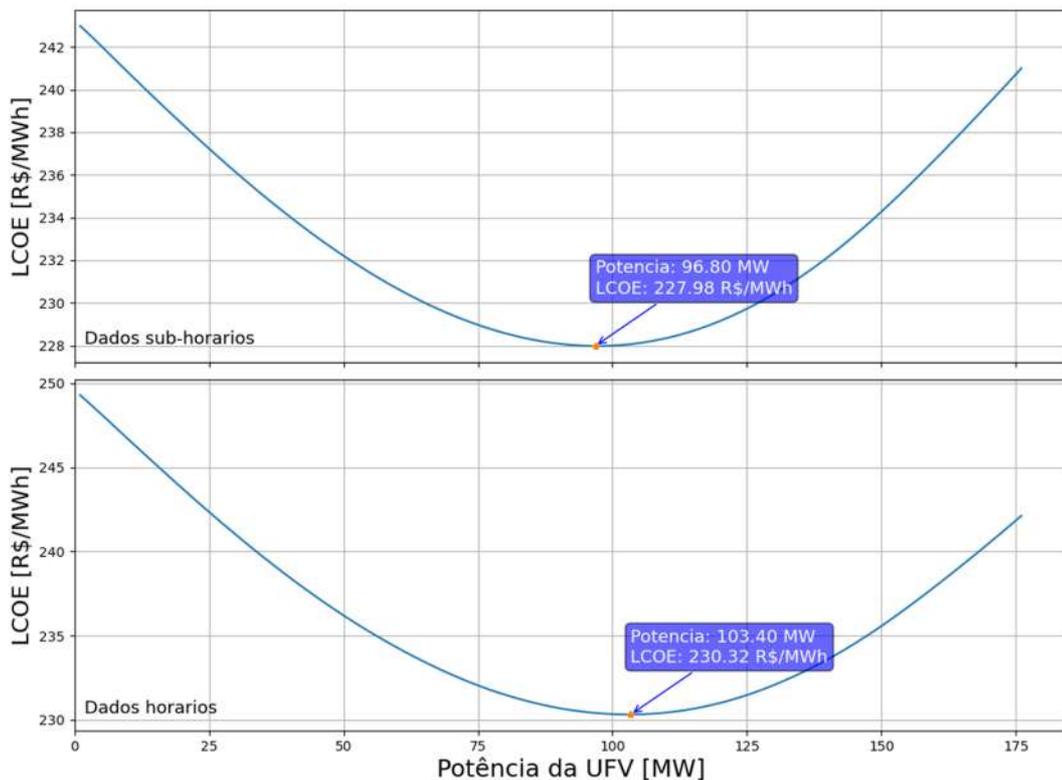


Figura 8. LCOE da CGA vs. potência da usina fotovoltaica – simulações com dados meteorológicos sub-horários (superior) e horários (inferior)

Nas simulações com dados atmosféricos sub-horários, o menor LCOE encontrado foi de 227,98 R\$/MWh, para uma usina fotovoltaica com potência total de 96,8 MW. Enquanto nas simulações com dados horários, o menor custo de energia atingiu 230,32 R\$/MWh com uma capacidade de 103,4 MW.

Nota-se que não há uma diferença muito grande entre os menores valores de LCOE encontrados, sendo o custo com dados sub-horários 1,02% inferior àquele obtido com dados horários. O impacto maior

está na potência ideal para usina fotovoltaica, que nas simulações com dados horários é quase 7% superior àquela alcançada com dados sub-horários.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho demonstra como a resolução dos dados meteorológicos impacta nos resultados das avaliações de empreendimentos eólicos, fotovoltaicos e associados. Na simulação de geração de energia, o uso de dados sub-horários de 10 minutos medidos por um período de 5 anos culminou numa redução de 2,37% na estimativa para a usina fotovoltaica em comparação aos resultados com dados horários. Nas mesmas condições, para a usina eólica também houve contração na estimativa de geração com dados sub-horários, mas em menor escala, no valor de 0,89%.

Quando se parte para análises de empreendimentos eólico-fotovoltaicos associados, a repercussão dessas diferenças é ainda maior, pois há a combinação dos efeitos em ambas as tecnologias. Como demonstrado, a expectativa de *curtailment* na CGA simulada com dados horários apresentou valores inferiores àquela com dados sub-horários para toda a faixa de potências considerada para a usina fotovoltaica. Ou seja, as análises com dados horários superestimam a geração do empreendimento associado duplamente: exagera na geração das tecnologias eólica e fotovoltaica e subestima os cortes para atendimento do MUST.

No estudo de caso apresentado, o emprego de dados sub-horários resultou em uma potência ideal reduzida para a usina fotovoltaica, bem como indicou um custo de energia mais atrativo. Para o empreendedor, isso significa menores investimentos e maior facilidade de comercialização da energia produzida, com possibilidade de auferir lucros mais elevados e propiciar maior competitividade ao projeto.

Por todo o exposto, recomenda-se a utilização de dados atmosféricos cada vez mais granulares nas análises energéticas dos empreendimentos de geração eólica e fotovoltaica, sejam eles independentes ou associados. Entende-se que os resultados obtidos com a utilização de dados sub-horários são mais próximos da realidade, pois retratam mais fielmente o comportamento dos recursos disponíveis, e podem, inclusive, repercutir em soluções mais vantajosas financeiramente.

7. REFERÊNCIAS

ANDERSON, K. S.; HOBBS, W. B.; HOLMGREN, W. F.; PERRY, K. R.; MIKOFSKI, M. A.; KHARAIT, R. A. The Effect Of Inverter Loading Ratio On Energy Estimate Bias. *in* **2019 46th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)**, 2019.

ANEEL. **Resolução Normativa ANEEL nº 954, de 30 de novembro de 2021**. Altera as Resoluções Normativas nº 77, de 18 de agosto de 2004, nº 247, de 21 de dezembro de 2006, nº 559, de 27 de junho de 2013, nº 583, de 22 de outubro de 2013, nº 666, de 23 de junho de 2015 e nº 876, de 10 de março de 2020, para estabelecer tratamento regulatório para a implantação de Central Geradora Híbrida (UGH) e centrais geradoras associadas. Brasil, 2021.

ANEEL. **Sistema de Informações de Geração da ANEEL – SIGA**. Matriz Elétrica Brasileira. Disponível em:
<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllWjJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2liwidC16IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>. Acesso em: 02 maio 2024a.

ANEEL. **Unidades com Geração Distribuída**. Geração Distribuída. Disponível em:
<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiY2VmMmUwN2QtYWFiOS00ZDE3LWI3NDMtZDk0NGI4MGU2N>

[TkxliwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQOLWVhNGU5YzAxNzBIMSIsmMiOjR9](https://doi.org/10.1108/TkxliwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQOLWVhNGU5YzAxNzBIMSIsmMiOjR9). Acesso em: 29 jun. 2024b.

BAGATINI, M.; BENEVIT, M. G.; BELUCO, A.; RISSO, A. Complementarity in Time between Hydro, Wind and Solar Energy Resources in the State of Rio Grande do Sul, in Southern Brazil. **Energy and Power Engineering**, vol. 9, p. 515-526, 2017.

BERRADA, A.; EL MRABET, R. **Hybrid Energy System Models**. Academic Press, 2021. ISBN 9780128214039.

BURGER, B.; RÜTHER, R. Inverter sizing of gridconnected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature. **Solar Energy**, vol. 80, p. 32–45, January 2006.

EPE. **Estudos de Planejamento da Expansão da Geração**. Avaliação da Geração de Usinas Híbridas Eólico-Fotovoltaicas. Proposta metodológica e estudos de caso. Nº EPE-DEE-NT-025/2017-r0. Rio de Janeiro, 2017.

EPE. **Expansão da Geração**. Usinas associadas eólico-fotovoltaicas. Considerações para cálculo de garantia física de energia. Nº EPE-DEE-NT-084/2020-r0. Rio de Janeiro, 2020.

EPE. **Caderno de Preços da Geração 2021**. Nº EPE-DEE-RE-089/2021-r0. Rio de Janeiro, 2021.

GIACALONE, F.; PAPAPETROU, M.; KOSMADAKIS, G.; TAMBURINI, A.; MICALE, G.; CIPOLLINA, A. Application of reverse electro dialysis to site-specific types of saline solutions: A techno-economic assessment. **Energy**, vol. 181, p. 532-547, 2019.

GSA. **Global Solar Atlas**. Disponível em: <https://globalsolaratlas.info/map>. Acesso em: 05 maio 2024.

GWA. **Global Wind Atlas**. Disponível em: <https://globalwindatlas.info/en/>. Acesso em: 05 maio 2024.

IRENA. **Renewable capacity statistics 2024**. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi, 2024.

PERON, A. M. **Análise da complementaridade das gerações intermitentes no planejamento da operação eletroenergética da região nordeste brasileira**. 2017. Dissertação (Mestrado). Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2017.

POZZATTI, L. F. **CENTRAIS GERADORAS ASSOCIADAS: análise de viabilidade técnico-econômica de uma usina fotovoltaica associada a um parque eólico na região sul do Brasil**. 2023. Dissertação (Mestrado). Instituto Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2023.

SOLARANYWHERE. **Data resolution**. Disponível em: <https://www.solaranywhere.com/support/data-fields/resolution/>. Acesso em: 14 abr. 2024.

SOLARGIS. **Tech Specs**. Disponível em: <https://solargis.com/products/monitor/tech-specs>. Acesso em: 14 abr. 2024.

SOLCAST. **Historical Time Series**. Disponível em: <https://solcast.com/time-series>. Acesso em: 14 abr. 2024.

VILLOZ, A.; WITTMER, B.; MERMOUD, A.; OLIOSI, M.; BRIDEL-BERTOMEU, A. A model correcting the effect of sub-hourly irradiance fluctuations on overload clipping losses in hourly simulations. **WCPEC8 - 8th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion**. Milan, Italy, 2022.

VORTEX. **Historical Data**. Times. Disponível em: <https://vortexfdc.com/windsite/long-term-high-resolution-10-minute-time-series/>. Acesso em: 03 maio 2024.

XIAO, Y.; ZOU, C.; DONG, M.; CHI, H.; YAN, Y.; JIANG, S. Feasibility study: Economic and technical analysis of optimal configuration and operation of a hybrid CSP/PV/wind power cogeneration system with energy storage. **Renewable Energy**, vol. 225, 2024.

Hibridização de fontes de energia renováveis Estudo de caso de Usina Hidrelétrica - UHE, com Usina Hidrelétrica Reversível - UHR e Parque Eólico

RESUMO

O aumento das gerações renováveis contribui para a descarbonização. Contudo, suas intermitências necessitam de sistemas de armazenamento de energia. Neste contexto, o presente estudo de hibridização, analisou implantar usina hidrelétrica reversível - UHR para recuperação dos reservatórios em usinas hidrelétricas - UHE existente, operando a partir da geração eólica. Onde a UHE garante a confiabilidade energética do sistema, a UHR e a Eólico a estabilização dos níveis do reservatório e complementariedade de geração. Objetivando ganhos econômicos e operacionais dessa modernização, aplicou-se a simulação da geração a partir de Eólicos existentes, nas potenciais UHE, selecionando uma UHE nas proximidades dos Parques Eólicos para receberem o projeto de hibridização. Os resultados da integração das três fontes de energia: Valor Presente Líquido - VPL positivo, indicando a viabilidade econômica do investimento; Taxa Interna de Retorno - TIR excedeu a taxa de lucratividade e Payback (ano) foi considerado aceitável dentro dos parâmetros do setor energético. Com base nesses resultados favoráveis, conclui-se que a modernização da UHE para incluir uma UHR e um Parque Eólico é recomendada. Palavras-chave: Usinas Híbrida, Usina Reversível, Energia Eólica. Abstract: The increase in renewable generations contributes to decarbonization. However, their intermittences require energy storage systems. In this context, the present hybridization study analyzed the implementation of a reversible hydroelectric plant - UHR to recover reservoirs in existing hydroelectric plants - UHE, operating from wind power. Where the UHE guarantees the energy reliability of the system, the UHR and the Wind power plant guarantee the stabilization of reservoir levels and generation complementarity. Aiming for economic and operational gains from this modernization, simulation of generation from existing wind farms was applied to potential HPPs, selecting a HPP in the vicinity of the Wind Farms to receive the hybridization project. The results of the integration of the three energy sources: Net Present Value - positive NPV, indicating the economic viability of the investment; Internal Rate of Return - IRR exceeded the profitability rate and Payback (year) was considered acceptable within the parameters of the energy sector. Based on these favorable results, it is concluded that the modernization of the HPP to include a UHR and a Wind Farm is recommended. Keywords: Hybrid Plants, Pumped Pump, Renewable Energy, Wind power.

INTRODUÇÃO

A transição para um sistema energético descarbonizado e mais sustentável é de fundamental importância para o enfrentamento dos desafios impostos, pelas: mudanças climáticas e transição energética. Neste esforço mundial, para uma sociedade de baixo carbono, fontes de energia renováveis, como: eólica e hidráulica, são duas fontes amplamente utilizadas, cada qual com suas vantagens e desafios.

1.1. Contexto

A utilização das fontes hidráulicas para geração de eletricidade é especialmente vantajosa no Brasil, devido: (1) Abundância de Recursos Hídricos: O país é bem servido em bacias hidrográficas, proporcionando uma quantidade significativa para geração de energia; (2) Relevo Favorável: A maior parte dos rios, das bacias hidrográficas, correm sobre os planaltos e depressões, favorecendo a construção de Usinas Hidrelétricas – UHE; (3) Clima Propício: O clima tropical, presente na maior parte do país, com chuvas regulares em muitas regiões, garantem índices pluviométricos confiáveis em boa parte do ano; (4) Baixo Custo de Operação: Uma vez construídas, as hidrelétricas tem baixo custo operacional e (5) Flexibilidade de Operação: As hidrelétricas podem ser operadas de forma flexível, permitindo ajustes na geração de energia de acordo com a demanda, contribuindo para a estabilidade do sistema elétrico (ANNEE, 2024).

Em 10 de abril de 2024 o Brasil somou 201.108,7 MW de potência fiscalizada, de acordo com dados atualizados, diariamente, junto as usinas em operação e dos empreendimentos outorgados em fase de construção. Desse total em operação, 84,41% das usinas são consideradas renováveis. Atualmente, o setor elétrico brasileiro vive um momento de mudança estrutural, reforçado principalmente pela expansão das fontes de geração: Eólica e Solar Fotovoltaica (ANNEE, 2024).

A luz desse cenário, em 06 de dezembro de 2021, a ANEEL (2024) publicou a Resolução Normativa - REN nº 954/2021, com a finalidade de regulação para implantação da Central Geradora Híbrida - UGH e Centrais Geradoras Associadas - CGA, como forma de promoção da modernização do setor de produção de energia, na medida em que busca a otimização dos recursos estruturais, investimentos e diminui o impacto socioambiental, por meio da complementação energética, fato que favorece a intermitência das fontes e melhora o cenário de escassez pela dependência de chuva em épocas de seca.

Segundo a ANEEL (2024) entre as vantagens das UGH e das CGA, estão, a complementaridade das fontes de geração, a utilização da rede de transmissão de maneira mais eficiente e estável, a mitigação de riscos econômicos associados aos investimentos em expansão do Sistema Interligado Nacional - SIN. Diante do exposto, adequar o SIN, ampliando a participação das fontes de geração intermitentes, é decisiva para garantir a estabilidade e confiabilidade do Sistema Elétrico de Potência - SEP. Ou seja, a dinâmica do sistema elétrico, para garantir a estabilidade e confiabilidade precisa de uma reserva girante. Portanto, é necessário desenvolver mecanismos de despachabilidade, que permitem acionar outras fontes de energia rapidamente quando as intermitentes não estão gerando o suficiente. Isso requer investimentos

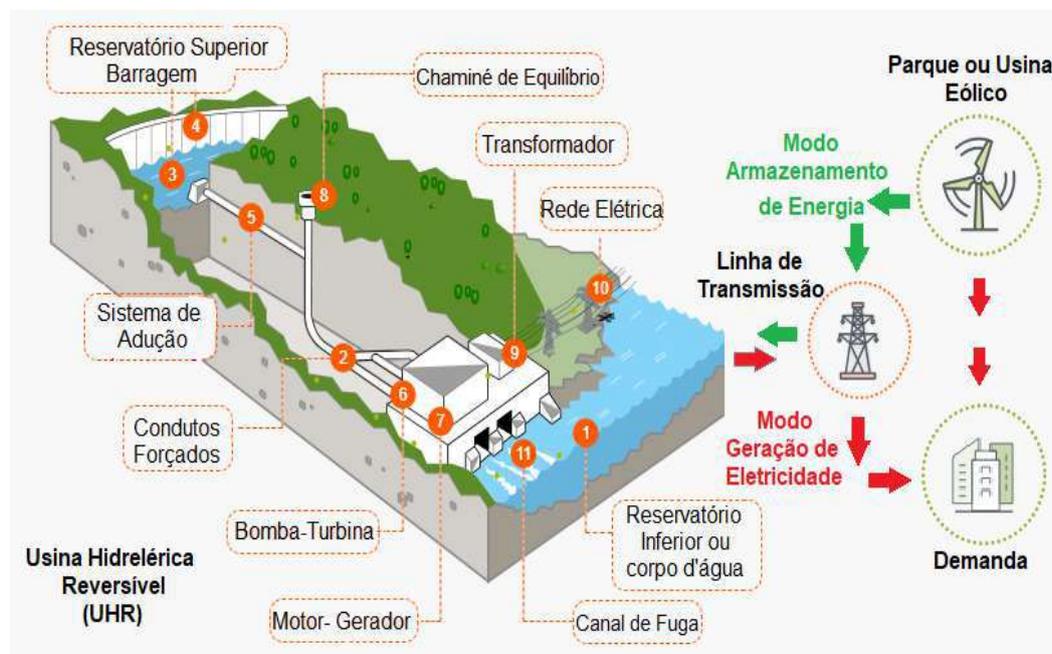
em tecnologias de armazenamento de energia, que possam equilibrar a oferta e a demanda em tempo real. A integração eficaz dessas fontes no SIN é essencial para uma transição energética bem-sucedida rumo a uma matriz mais sustentável e resiliente, sendo este o ponto de sustentação deste trabalho.

1.1. Justificativa

Juridicamente, nos termos do Memorando nº 052/2021-DIR/ANEEL, usinas híbridas ou associadas possuem, em sua formação, a união de diferentes tecnologias de geração de energia elétrica, com o compartilhamento do mesmo ambiente físico, infraestrutura da rede elétrica e formatação contratual. (GUIMARÃES; MESSIAS; LORO NETTO, 2022).

Considerando o exposto acima, uma opção para utilização de Usinas Híbridas é a união da fonte de geração intermitente (Usina Eólicas) e uma UHR, Figura 1.

Figura 1: Usina Hidrelétrica Híbrida – UHR e Parque Eólico



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Nesse sentido, a principal vantagem, das usinas híbridas e associadas consistiria no aproveitamento da capacidade ociosa de rede. Daí porque, a usina híbrida ou associada poderia contratar o uso da rede dentro de uma faixa que variasse entre: (1) a soma das potências elétricas ativas nominais da tecnologia de geração de maior participação na central geradora híbrida ou associada; e (2) a soma das potências elétricas ativas de todas as unidades geradoras. (AGU, 2021 apud GUIMARÃES; MESSIAS; LORO NETTO et al., 2022).

Segundo Caldeira (2023), a importância da aplicação de UHR remete-se a disparidade entre a curva diária de carga total no Sistema Integrado Nacional – SIN, Figura 2, e as gerações não despacháveis como a

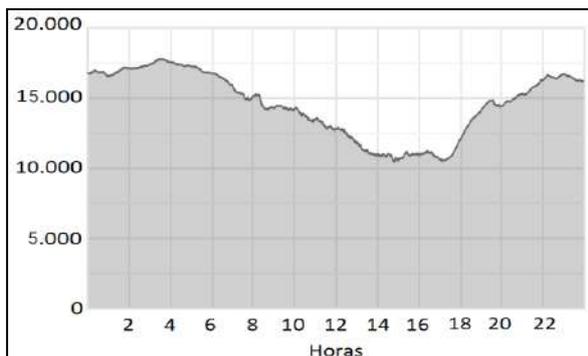
geração eólica, Figura 3. Já a geração hidráulica, Figura 4, se assemelha a curva de consumo/demanda. Todavia, é uma geração limitada aos potenciais em exploração e disponibilidade pluvial. Recentemente o ciclo de seca expôs a necessidade de fontes complementares para mitigar o risco energético dada a associação ao risco pluvial.

Figura 2: Curva de Consumo Diário de Carga do SIN (MW).



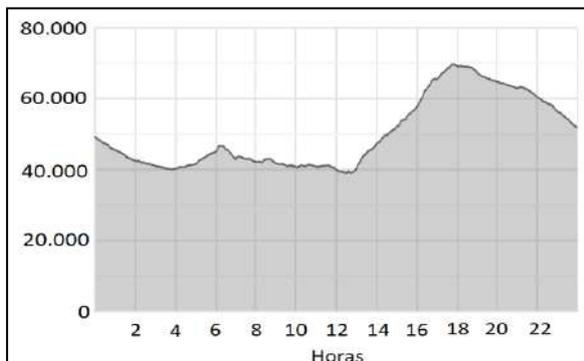
Fonte: ONS, 2024.

Figura 3: Geração Eólica Diária (MW).



Fonte: ONS, 2024.

Figura 4: Geração Hidráulica Diária em 16/05/2024 (MW).

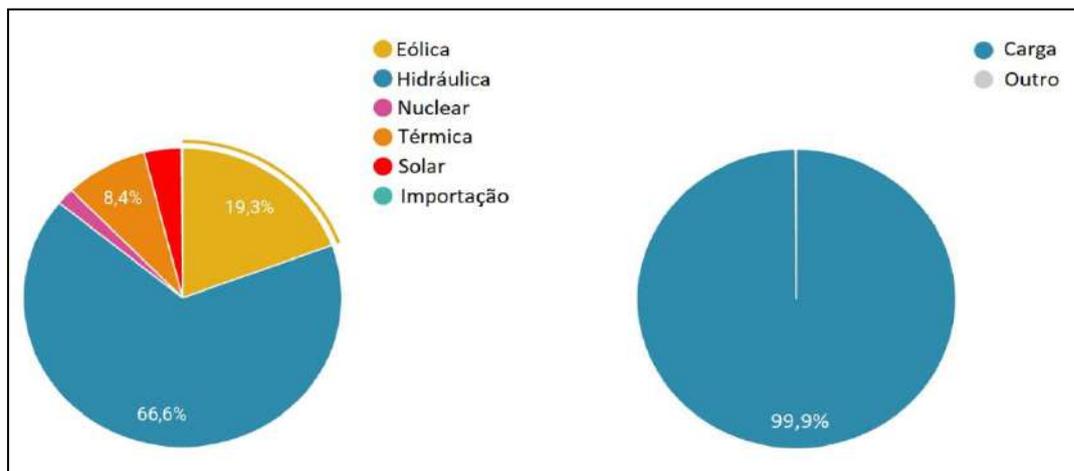


Fonte: ONS, 2024.

Com isso, o uso de UHRs, enquanto sistemas de armazenamento de energia, servem como alternativa para aumentar, ainda mais, a participação de fontes renováveis intermitentes, atualmente em (97,6%) no atendimento à demanda diária, Figura 5.

Figura 5: Valores Acumulados Diário para Atender a Demanda por

Fonte de Geração (MWmed).



Fonte: ONS, 2024.

Assim sendo, a transição energética por meio de alternativas dinâmicas, tais como as usinas híbridas, ganha cada vez mais espaço não somente no Brasil, mas também no cenário internacional, como forma de viabilizar a otimização dos recursos e consequente rentabilidade da operação. (GUIMARÃES; MESSIAS; LORO NETTO, 2022).

Do ponto de vista da produção de energia, a UHR nada mais é do que uma hidrelétrica tradicional, por isso pode ser considerada uma tecnologia integrada, renovável e de baixo custo operacional. Por outro lado, alguns aspectos a diferenciam nitidamente de uma hidrelétrica convencional, como a concepção dos arranjos, os critérios de operação e as funções desempenhadas perante o sistema elétrico. A unidade geradora (conjunto turbina-gerador) / bombeamento (conjunto motor-bomba) representa os principais equipamentos instalados na casa de força (CALDEIRA, 2023 apud BETTEGA, 2020).

Uma UHR permite aproveitar melhor a energia elétrica gerada a partir de fontes de energia renováveis, como a radiação solar e o vento, as quais apresentam disponibilidade imprevisível. Para minimizar os efeitos negativos desta aleatoriedade, as UHR armazenam em um reservatório superior o excedente de eletricidade produzida nas horas de menor consumo, na forma de energia potencial da água. Depois, nos picos de consumo, a água acumulada é devolvida a um reservatório inferior para acionar as turbinas e gerar energia elétrica. Esta compensação pode ser diária, semanal ou sazonal. (CANALES, F.A., BELUCO, A., MENDES, C.A.B., 2015).

Dessa forma, levando-se em conta a relevância das UHR, e o grande potencial hidráulico e eólico do Brasil, a aplicação desse trabalho se torna relevante ao propor as usinas híbridas como mecanismo de

armazenamento/complementariedade de geração e recuperação dos níveis de reservatórios de usinas hidrelétricas. Dado o contexto acima, o presente estudo tem como objetivo avaliar a viabilidade econômica de implantar usinas híbridas (hidráulica/eólica) para recuperação do nível do reservatório em UHE já existentes, operando a partir de energia eólica (CANALES, F.A., BELUCO, A., MENDES, C.A.B., 2015).

Conforme Canales, F.A., Beluco, A., Mendes, C.A.B. (2015), uma possibilidade é o desligamento de algumas das máquinas geradoras da UHE, em momentos que seu reservatório se encontra abaixo da cota máxima para se estabelecer o nível enquanto toda a energia eólica gerada é despachada para a rede, no entanto as hidrelétricas normalmente possuem contratos de fornecimento de energia elétrica que especificam a quantidade de energia que deve ser fornecida em um determinado período de tempo, semelhante ao proposto por Caldeira (2023), sendo assim, as turbinas da UHE devem permanecer em operação, e a UHR deve ser acionada (partida) em modo bombeamento (conjunto motor-bomba) visto que a usina eólica gera energia também para bombeamento, conforme Figura 1.

Outro problema é a compensação de reativos também pode afetar a estabilidade do sistema elétrico, pois se não for feita corretamente, pode causar flutuações na tensão elétrica e afetar a qualidade do fornecimento de energia. Além disso, a compensação de reativos pode exigir a instalação de equipamentos adicionais, como capacitores e reatores, o que aumenta os custos de operação e manutenção das usinas hidrelétricas (CALDEIRA, 2023 apud KUNDUR, 1994).

O presente trabalho pretende avaliar a viabilidade do bombeamento como alternativa à economia de água nos reservatórios, uma vez que a UHE pode enfrentar restrições operacionais na linha de transmissão ou na subestação. Assim, optou-se por analisar o retorno da água ao reservatório através do bombeamento utilizando energia eólica, ao invés de conservar água somente pela geração eólica e desligamento das turbinas.

Dessa forma, tendo-se em vista o aumento da geração de energias renováveis sem capacidade de armazenamento e das dificuldades de atender à demanda horária devido à diminuição da capacidade da UHE no Brasil, este estudo propõe o uso do excedente de energia eólica para bombear a água de volta ao reservatório superior, considerando como reservatório inferior o próprio rio a jusante. Essa estratégia permite recuperar o nível do reservatório e gerar energia durante os horários de pico do consumo de energia elétrica.

1.1. Objetivo

Analisar a participação de UHRs como solução de armazenamento de energia e estabilização de geração a partir de fontes intermitentes no Setor Elétrico Brasileiro - SEB, avaliando a viabilidade econômica de implantar UHRs para recuperação do nível do reservatório em UHEs existentes, utilizando de energia eólica. Considerando o impacto significativo no funcionamento dos sistemas elétricos, devido à natureza não despachável dessas fontes, é crucial investigar as oportunidades de investimento em sistemas de armazenamento de energia para mitigar esses impactos, bem como explorar formas de hibridização das UHEs.

2. METODOLOGIA

Conforme descrito no item 1.2., o desenvolvimento metodológico compreende considerar, para analisar a viabilidade de um investimento rentável, seus aspectos econômicos.

Para a elaboração do presente estudo, foram seguidas as seguintes etapas:

a) Coleta de dados:

- Seleção de uma UHE para receber o projeto de hibridização, com um potencial reservatório para receber um projeto hídrico/eólico, a partir de um complexo eólico existente em sua região do país, propiciando melhoras no seu fator de despacho, e evitando novos investimentos com a subestação, linhas de transmissão e energia produzida. Tudo isso, para a viabilidade técnico econômico do empreendimento;
- Avaliação da aplicação de uma UHR para o projeto hídrico/eólico, que se mostre viável, utilizando a energia excedente para bombear água de volta ao reservatório superior da UHE, permitindo assim armazenamento de energia e posterior atendimento a demanda em horários de pico;
- Estudo de viabilidade econômica para o projeto de planta híbrida e para a UHR através das métricas TIR, VPL e PAYBACK para definição de como fator preponderante de comparação de investimento.

b) Obtenção dos dados referentes aos potenciais hídrico e eólico: (1) Potência Outorgada (kW); (2) Potência Fiscalizada (kW) e (3) Fator de Capacidade.

Para o projeto em estudo, a UHE deve ter um FC abaixo de 55% a fim de se melhorar esse valor. O novo Fator de Capacidade da UHE hibridizada (FCh), representado pela Equação 1, é a relação entre a energia gerada pela UHE (GF_{UHE}), somada a energia gerada pelo Complexo Eólico ($PCEOL$) e a respectiva Potência Fiscalizada (PF_{UHE}).

$$FCh = \frac{GF_{UHE} + PCEOL}{PF_{UHE}} \quad (1)$$

Com base nas gerações históricas da UHE, disponibilizadas pela ONS (2024). A potência complementar, para o projeto, pode ser obtida pela Equação 2, onde Potência Complementar (PC) é igual a Potência Fiscalizada (PF) subtraída da Média das Máximas Gerações Históricas (M_{max}).

$$PC = PF - M_{max} \quad (2)$$

Conforme o PDE 2031 (EPE, 2024) o Caderno de Parâmetros de Custos de Geração e Transmissão, aponta os Parâmetros Econômicos por tipo de Oferta. Os valores referentes a fonte Eólica Onshore e UHR são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1: Estimativas de custos por tipo de ofertas.

Tipo de Oferta	Vida Útil Econômica [anos]	Faixas CAPEX mín e máx [R\$/kW]	CAPEX		O&M [R\$/kW/ano]	Encargos e Impostos [R\$/kW/ano]
			Juros Durante a Construção [R\$/kW]			
Complexo Eólico Onshore	20	R\$ 3.200 a R\$ 5.500	R\$ 3.800 a R\$ 5.000		R\$ 90	R\$ 140 a R\$ 150
Usinas Hidrelétricas Reversíveis	30 a 50	R\$ 2.400 a R\$ 12.000	R\$ 6.500		R\$ 70	R\$ 330

Fonte: PDE 2031- Caderno de Parâmetros de Custos e Geração e Transmissão (EPE, 2024).

De acordo com o PDE 2031 (EPE, 2024), define-se:

- **Custo de investimento de capital (CAPEX):** Envolve todos os custos diretos (obras civis, equipamentos, conexão e meio ambiente) e indiretos do empreendimento, sem juros durante a construção – JDC, tendo como referência o mês de dezembro/2020, Taxa de Câmbio – R\$ 5,20/US\$;
- **Operação e Manutenção (O&M):** Representa a soma dos gastos fixos e variáveis, exceto para as fontes despacháveis centralizadamente;
- **Encargos e Impostos:** Considera os efeitos dos seguintes encargos e impostos: PIS/CONFINS (3,6% / 9,25%); IR (25%); CSLL (9%); P&D (1%); CFURH (7%) e UBP (0,5% a 1%). O valor de Custo Variável Unitário - CVU foram definidos considerando impostos e encargos pertinentes;
- **Taxa de Desconto:** Utiliza a referência metodológica: Weighted Average Cost of Capital – WACC (8% a.a. termos reais).

De posse desses dados, chegamos ao custo total que representa a soma do CAPEX, exceto custos das despesas com aluguel, pagas aos proprietário dos imóveis rurais para cada aerogerador instalado.

A próxima etapa, compreende considerar os aspectos econômicos do projeto. Ou seja, determinar se o investimento é rentável, e/ou, existindo mais várias alternativas, qual a mais rentável. O maior desafio está na interpretação das ocorrências futuras. O fluxo de caixa, enquanto ferramenta, projeta para períodos futuros todos os inputs (entradas) e outputs (saídas) de recursos financeiros e indica o saldo de caixa para o período desejado (BROM e BALIAN, 2007).

A receita bruta é definida como todos os inputs, ou seja, a receita total decorrente das atividades fins. A receita bruta (*RBRUTA*) é igual, a multiplicação da Tarifa para o Consumidor do MWh Médio/Unidade Federativa (*TCMWh*) pela Energia Gerada (*EG*).

$$R_{BRUTA} = TC_{MWh} * EG \quad (3)$$

Para a realização dos estudos econômicos serão considerados dois cenários, sendo:

- Usina Híbrida (hídrica/eólica): O projeto considera para a geração eólica o valor de R\$ 3.800,00/kW, pois, não haverá investimento em subestação e linhas de transmissão. Contudo, para prosseguir com a realização dos estudos, se faz necessário as identificações: (1) Média da Max geração histórica da UHE (kWmed); (2) Previsão de Potência Complementar (kW); (3) Fator de Capacidade da UHE; (4) Fator de Capacidade do Complexo Eólico Onshore e (5) Geração de Energia da Usina Híbrida (kW/ano).
- Usina Reversível: O presente cenário não contempla o dimensionamento de reservatório, com isso o valor médio CAPEX que representa a quantia de R\$ 6.500/kW, desconsiderando 25%, resulta-se no valor de R\$ 4.875,00/kW. A UHR tem o papel de garantir a confiabilidade da UHE, entrando no lugar de uma UTE. Contudo, para prosseguir com a realização dos estudos, se faz necessário as identificações: (1) Maior Superação Dia; (2) Total de Energia Revertida; (3) Potência Líquida Bombeada; (4) Custo Total.

O Tempo de Retorno do Capital ou Payback, é um indicador que auxiliar a análise da liquidez e risco, ou seja, para um período mais curto, menor o risco e maior a liquidez do projeto. O Payback, Equação 4, é igual ao Período (meses, bimestres, semestre ou anos) que ocorre o “saldo” de fluxo de caixa último negativo (*t_{último}*), subtraído do valor do “saldo” do investimento inicial último negativo (*Inv_{último}*) e dividido pelo ganho no Período (*(t+1) positivo*).

$$Payback = \frac{t_{\text{último}} - Inv_{\text{último}}}{t+1_{\text{positivo}}} \quad (4)$$

O Valor Presente Líquido - VPL avalia fluxos de caixa descontados, estimando, em valor do fluxo de caixa atual. Para o cálculo do VPL, adiciona-se o investimento inicial com o sinal negativo para o resultado ser positivo, a somatória dos fluxos de caixa após imposto no ano *n* (*FC_n*), dividido pela taxa de desconto ou de atratividade (*1+i*) elevada a vida do projeto (*n*) em: anos, bimestres, trimestres, semestres ou meses (Equação 5).

$$VLP = -Investimento + \left(\sum_{n=1}^X \frac{FCn}{(1+i)^n} \right) \quad (5)$$

A Taxa Interna de Retorno – TIR tem o propósito de comparar o investimento inicial e o retorno potencial que ele pode oferecer a um projeto. O presente estudo calculou a TIR a partir: (1) receita bruta, (2) O&M, (3) encargos e impostos, e (4) custos totais. Para tanto, prevê ($VPL=0$), o Período (t) que ocorre no fluxo de caixa (podendo ser em meses, bimestres, semestre ou anos), o fluxo de caixa do período (FCt), o número total de períodos analisados (n) e o somatório dos fluxos de todos os períodos (Σ), conforme a Equação 6.

$$0 = VPL = \left(\sum_{t=0}^T \frac{FCt}{(1+TIR)^t} \right) \quad (6)$$

Via de regra, a análise do Payback, VPL e TIR, informa o retorno do investimento no período, estima a viabilidade do projeto, a partir: (1) $VPL > 0$ (zero) e (2) $TIR > Taxa\ Mínima\ de\ Atratividade - TMA$, assim sendo, e sendo considerado aceitável os valores pelo investidor, o projeto será realizado.

2.2. Potência Máxima Despachada de Curto Prazo

Entre as restrições de potência máxima despachada de curto prazo, se faz necessário apresentar a energia despachada para ver a complementariedade, a fim de complementar a geração até o ponto de máximo despacho da subestação/linha sem que ocorra superação em termos de potência, evitando investimento de reforço. Para a realização do cálculo de Superação na Subestação ($SupSE$), soma-se as Geração da UHE ($GUHE$) a ($GEólica$) e subtrai a Potência Instalada (P_{inst}), conforme Equação 7.

$$SuperSE = G_{UHE} + G_{Eólica} + P_{inst} \quad (7)$$

Sendo o valor determinado para a Geração da UHE somada a Geração da Eólica maior que a Potência Instalada da UHE, ocorre Superação na Subestação, caso contrário não ocorre a superação da linha/subestação. Deve-se considerar também a superação quanto ao nível do reservatório, visto que, estando na cota máximo não é possível realizar o bombeamento. Fora isso, a água será bombeada para reservatório superior e posteriormente utilizada para geração nos horários de pico, totalizando em um intervalo de 4h/dia. O bombeamento ocorrerá por meio da instalação do conjunto turbina/bomba e gerador/motor.

Com os dados históricos de superação na linha para o valor projetado de geração Eólica é possível, por conseguinte, calcular os ganhos em Receitas brutas para cada ano e então inseri-las ao VPL.

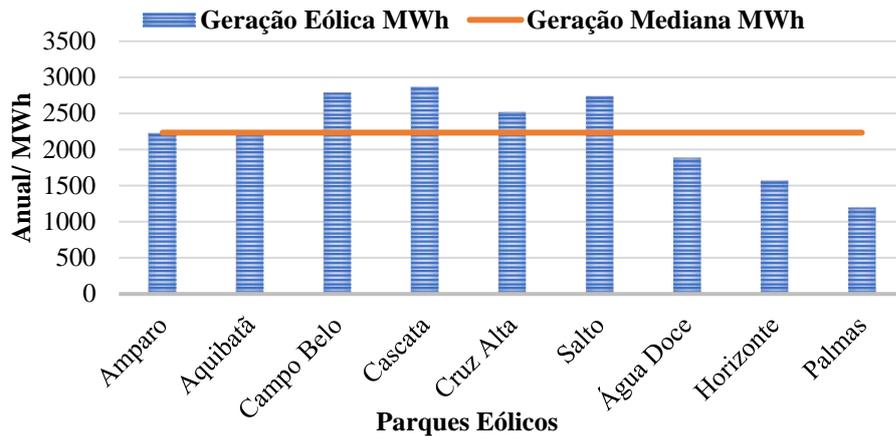
3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A etapa inicial do estudo consistiu na busca das potenciais eólicas para sua hibridização, atender as necessidades de ampliar o desempenho de uma UHE. A modernização e expansão da geração hidrelétrica garantem geração firme de energia trazendo diversos benefícios, como, previsibilidade e melhor controle de tensão, frequência e perdas.

O estudo de viabilidade econômica para a implantação da Usina Híbrida (hidro/eólica), investigou a existência de Parques Eólicos ou Complexos de Parques Eólicos nas proximidades ao reservatório de

UHE, e mais, com possibilidade de compartilhamento a mesma subestação e linha para despacho. Destas investigações dois municípios de Água Doce/SC e Palmas/PR, distantes em linha reta 71,6km, com grande potencial de Geração Eólica. Em 2005 foram instaladas as primeiras turbinas. Atualmente possui uma capacidade de geração de 145MW e novos parques estão buscando as licenças de instalação. O Gráfico 1 apresenta a geração de energia anual por MW instalado por parque.

Gráfico 1: Geração Eólica Anual – Municípios de Água Doce/SC e Palmas/PR



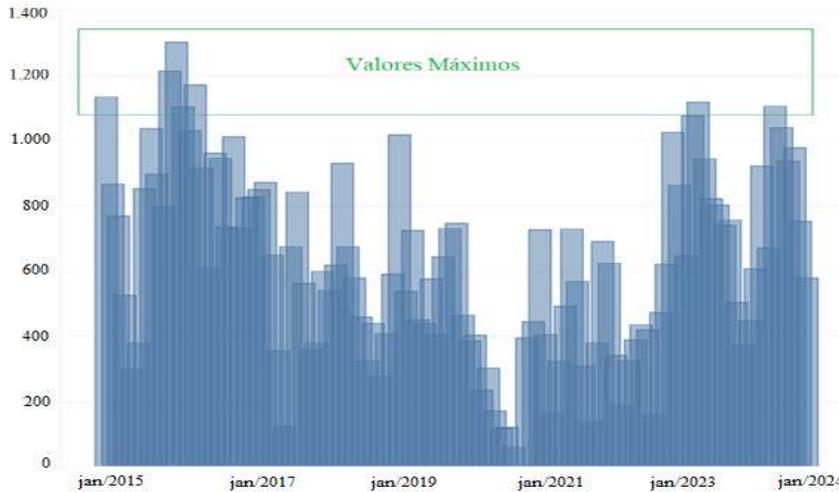
Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Selecionou-se então a UHE (Governador Bento Munhoz da Rocha Netto - Foz da Areia) para o estudo de caso da hibridização de usina hidrelétrica, distante em linha reta 100km de Água Doce SC e de Palmas PR 63km, com o propósito de alcançar a potência de complementariedade satisfatória. Foz da Areia se caracteriza como cabeceira de usina, possuindo um reservatório plurianual.

3.1. Estudo de caso – Planta Híbrida

A seguir serão apresentados as características e resultados obtidos para o estudo de hibridização para a UHE Gov. Beto Munhoz – Foz da Areia, por meio de um novo complexo eólica, a ser instalado, em Água Doce/SC e Palmas/PR. A UHE Gov. Beto Munhoz localizada no município de Pinhão/PR entrou em operação em 1977, tem capacidade instalada de 1.676 MW e seu reservatório foi criado também, para regular a vazão a montante dos demais projetos do rio Iguaçu. A Figura 6 informa, a geração histórica máxima média dos últimos 9 (nove) anos.

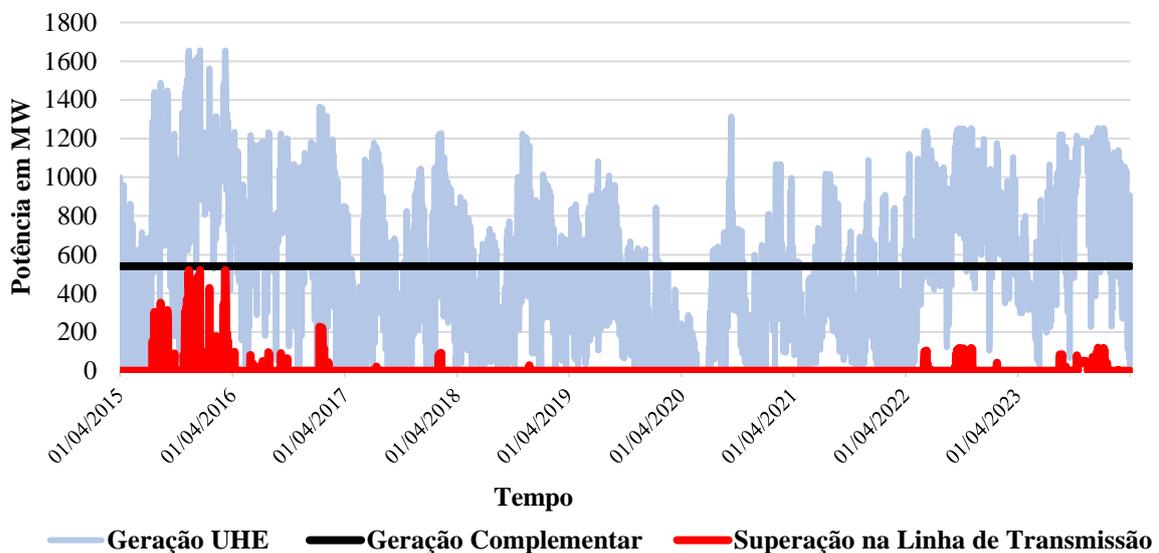
Figura 6: Geração Histórica Máxima Média (MWh)



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

A geração histórica máxima média da UHE Gov. Bento Munhoz – Foz da Areia, propicia, a utilização do “Potência Complementar Eólica” da ordem de 540 MW, conforme demonstrado no Gráfico 2, valor a partir da Equação 2, evitando-se a superação da subestação.

Gráfico 2: Geração x Geração Complementar x Superação: UHE Bento Munhoz – Foz da Areia.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

Assim sendo, complementa as condições econômicas atribuídas a UHR e, contribui para garantir a confiabilidade da geração de energia elétrica pela UHE, conforme o Gráfico 2.

Selecionando os dias em que se verificou superação na subestação, e que possibilita o bombeamento. Feito isso, e sabendo-se os maiores valores de superação ocorridos se define a Potência da turbina/bomba reversível. A soma de todas as potências superadas resulta na energia que será revertida, e para os

cálculos de Receita Bruta da UHR. Através do custo unitário (R\$/kW) para as UHR que é fornecido pela Tabela 1, juntamente a Potência nominal é possível determinar o Custo Total. O período de operação diária da bomba foi estipulado em 8h/dia, já o período de geração para a água revertida foi estipulado o período de 4h/dia “Pico de Consumo. A Tabela 3 exibe os resultados encontrados pelos estudo de viabilidade econômica, de hibridização da UHE (Governador Bento Munhoz da Rocha Netto)

Tabela 2: Dados UHE – Gov. Bento Munhoz – Foz da Areia.

Dados da UHE	
Potência Outorgada UHE (kW)	1.676.000
Média da Máxima Geração Histórica (kW)	1.136.000
Previsão de Potência Complementar Eólica (kW)	540.000
Previsão de Potência Complementar UHR (kW)	40.000
Fator de Capacidade UHE + EOL + UHR	0,60
Dias de Bombeamento (Período de 9 anos)	290
Maior superação dia (KW)	520.647
Total de Energia Turbinada (kW)	65.755.700,00
Custo do KWh/unidade federativa (R\$)	0,288
Custos Totais Eólica e UHR (R\$)	2.392.600.000,00
O&M Eólica e UHR (R\$/kW/Ano)	51.400.000,00
Geração Anual Eólica e UHR (kW)	1.272.164.006,44
Receita Bruta (R\$)	384.718.811,59
Encargos + Impostos	94.200.000,00
Resultados da Viabilidade Econômica (20 anos)	
Tempo Payback (Ano)	8 anos e 11 meses
VLP + 20 anos	R\$ 1.384.626.002,58
TIR	15,12%
Taxa de Lucratividade (% a.a.)	6,59%

Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

4. CONCLUSÃO

O presente trabalho demonstrou que a hibridização da Usina Hidrelétrica - UHE Governador Bento Munhoz da Rocha Netto - Foz da Areia, com uma UHR e um Parque Eólico é uma estratégia economicamente viável e promissora para a “repotenciação e modernização” da infraestrutura energética existente. Os indicadores financeiros analisados, tais como o Valor Presente Líquido - VPL, a Taxa Interna de Retorno - TIR e o Payback (ano), confirmaram a viabilidade econômica do projeto, destacando a atratividade financeira e o potencial de retorno sobre o investimento.

O VPL positivo indica que o projeto gera valor econômico ao longo do tempo, enquanto a TIR superior à taxa de lucratividade assegura sua rentabilidade. O Payback (ano) aceitável reforça a viabilidade do investimento, demonstrando um retorno eficiente do capital investido. Além dos aspectos financeiros favoráveis, a hibridização proposta também apresentou benefícios significativos em termos de eficiência energética, diversificação da matriz elétrica, redução das emissões de gases de efeito estufa e aumento da segurança e estabilidade do sistema elétrico.

A combinação sinérgica dessas fontes renováveis e intermitentes de energia demonstrou ser uma estratégia eficaz para maximizar a produção de energia, otimizar a operação dos recursos disponíveis e impulsionar a transição para um modelo energético mais sustentável e resiliente.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL (Brasil). **Sistema de informações de geração - SIGA. 2024.** Disponível em: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/siga-sistema-de-informacoes-de-geracao-da-aneel>. Acesso em: 7 maio 2024.

BROM, L. G.; BALIAN, J. E. A. **Análise de investimentos e capital de giro: conceitos e aplicações.** São Paulo: Saraiva, 2007.

EPE Brasil. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031.** Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE. Disponível: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decena-de-expansao-de-energia-2031> . Acesso em: 26 maio 2024.

Canales, F.A.; Beluco, A.; Mendes, C.A.B. **Usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil e no mundo: aplicação e perspectivas.** Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental, Porto Alegre, v. 19, n. 2, p. 1230-1249, 04 mar. 2015.

Caldeira, M.J.V. **Usinas Reversíveis como Sistema de Estabilização de geração para Fontes Intermitentes.** 2023. Dissertação de Mestrado Programa de Pós-graduação em Engenharia de Energia, Universidade Federal de Itajubá, 2023.

Guimaraes, A.M.C.; Messias, A.L.B.; Loro Netto, C.C.A. **A Resolução 954/2021 e as Vantagens, Desvantagens e Desafios para o Desenvolvimento de Usinas Híbridas e Associadas no Brasil.** Revista Relações Internacionais do Mundo Atual UniCuritiba. Disponível: <https://revista.unicuritiba.edu.br/index.php/RIMA/article/download/5818/371373797> Acesso em: 25 maio de 2024.

ONS. **Sistema em números 2031.** Disponível: <http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados-gerais>. Acesso em: 20 maio 2024.

INNOVATIVE ROOT REPAIR STRATEGIES FOR WIND GENERATOR BLADES: FROM FAILURE ANALYSIS TO PRATICAL IMPLEMENTATION

Authors: Waterhouse James R.¹; Villarreal Cristhian M.²; Ribeiro Fernando V. B.³; Souza Guilherme B.⁴;
Nunes Maurício A.⁵

1, EESC-USP;
1, 2, 3, 4, NewCo Blades Technology;
5, AES-Brasil

james@sc.usp.br; cristhian.morante@newcoblades.com.br; fernando.vilas@newcoblades.com.br;
guilherme.beppu@newcoblades.com.br; mauricio.andre@aes.com

SUMMARY

The article explores repair solutions for defective wind turbine blade roots, identifying failure causes and manufacturing challenges. Three repair solutions are analyzed for uncertainties, modeled using Finite Element Analysis (FEA), and assessed for robustness. The best solution is then manufactured and structurally tested to validate the computational results.

Keywords: Blade root; Blade repair; Root replacement; Blade failure.

ABSTRACT

This article aims to analyze root repair solutions for wind turbine blades. It identifies the root causes of blade root failures and addresses the manufacturing and quality control challenges. Three types of repair solutions are mapped out and initially analyzed for the uncertainties involved in their processes. Feasible solutions, based on their level of uncertainty, are modeled using FEA (Finite Element Analysis), and their robustness is assessed through computational analyses. Finally, the most viable solution, also considering economic and environmental factors, is detailed, manufactured and subjected to structural tests, including coupon tests and full-scale blade tests according IEC 61400 series standard. Testing validates the repair project once the certification requirements are met. The root cause analysis and the project of root repair carried out for SGRE G97t wind generator blade. The results show beside a root replacement possibility, but it's reliability as acceptable costs, saving wind farms from huge financial losses and avoiding blades premature scrap. The root replacement concept as a new root insert model were submit to Patent.

1. INTRODUCTION

Composite materials have been used in many industries, but their implementation in the wind energy sector is of particular interest. Since wind turbine blades are continuously exposed to fluctuating wind loads, understanding the mechanical behavior of fiberglass composites is crucial for improving durability and efficiency. In summary, both perfect impregnation and strong interfacial bond formation have to be guaranteed among layers.

According to [1] most of the failures modes that may occur for a composite blade are delamination, splitting of fibers and sometimes gelcoat crack. There are also instances where blades suffer damage due

to harsh weather and extreme operational conditions, for example leading edge erosion produced by particles in the air. This reduces overall turbine efficiency or, even worst, lead to blade loss.

According to [2], there are several potential regions where a blade can fail. However, this study focuses on the blade root failure, whose length extend from 1 to 1.5 meters spanwise and connects to the hub via insert-type blade preloaded bolts. This region has a complex structural architecture because of the steel-composite interaction, which requires a strong interfacial bonding. It is also important to note that the layers around the insert are stressed prior to the operation due the compressive force produced by the preload applied to the stud. Parallel to this, [2] states that buckling of composites under compressive loading is the most common issue experienced in the root region, typically caused by interface debonding or thin layer degradation, hence turning this zone one of the most critical prone to failure.

To address this issue, uniaxially oriented roving has been widely utilized by major manufacturers due to its processing advantages, anisotropic properties, and ease of dispersion. However, paradoxically, it may present a significant risk of catastrophic failure (bushing detachment then blade loss, for instance) caused by either manufacturing flaws or inadequate structural design.

The design of a blade root, specifically the roving, may contain inherent weaknesses; however, in the field of composite materials, there is no single formula for a perfect solution. Nevertheless, there are best practices that can mitigate major problems:

- The fiber volume content and stiffness determine the composite's stiffness and strength. However, fiber volume exceeding 65% may end-up into fiber dry-out.
- Interleaving unidirectional and biaxially oriented fibers can prevent wrinkles and waviness, allowing for the homogeneous dispersion of resin.
- Some thermosetting matrices generally exhibit superior fatigue behavior compared to thermoplastics [1] and offer straightforward curing processes.

On the other hand, according to survey results from blade service companies, premature structural failure of blades (within 1-5 years after installation) is most often caused by manufacturing defects [2]. The manufacturing flaws include insufficient resin, inadequate curing process and fiber misalignment, leading to fiber dry-out, bubbles, inclusion of foreign materials, waviness of fibers and so on. All of these factors are prone to happen during the roving manufacturing, significantly impacting the final mechanical properties and, when combined with elevated loads, leads to crack nucleation and propagation, debonding areas, and finally insert detachment.

From this comprehensive overview and considering the importance of sustainable energy, stopping a wind turbine is unacceptable due to the significant losses incurred by both the wind farm owner and the end-user. Within the scope of this article, this concern is exacerbated by the age of the wind turbine — fatigue-related issues have emerged, and the availability of older blade models is limited by manufacturers due to structural project obsolescence — as cracks likely propagate to a critical point, blade failure becomes imminent, necessitating replacement (the conventional approach). However, this approach is prohibitively expensive, due to the extended downtime of the turbine caused by the long lead times required to deliver that specific blade, unavailability of new blades for mid-life wind generators and, moreover, this alternative involves discarding the blade, leading to significant environmental concerns.

In order to overcome this, the present article investigates the root causes of bushing detachment in several 47.6m long wind turbine blades, that belongs to AES-Brasil wind Farm, and examines three potential solutions aimed at extending its blade lifespan:

- Replacement of damaged inserts concept.
- Root replacement without joint bevel concept;
- Root replacement with joint bevel concept.

The reduction in costs and downtime compared to replacing the blades, highlights the advantages of the aforementioned solutions. They will be discussed further in this article, along with a feasibility study covering manufacturing and design considerations.

2. G97T BLADE ROOT FAILURE CASE: A ROOT-CAUSE ANALYSIS

Despite manufacturers not anticipating bushing detachment during the operational lifetime of wind turbines, several factors can lead to such premature failures. Most of them probably take place due to the degradation of the best-practices, which produces unnecessary omissions in quality control procedures ending up rushed production and poorly manufactured composites.

This section delves into a root cause analysis (RCA) of a particular 47.6m blade root failure produced by bushing detachment. The study involves a series of post-failure processes, where parts of the blade, particularly the root region, are extracted to examine “under the skin” the origins of the failure. The blades, located at a wind farm in Ceará-Brasil owned by AES-Brasil, and their technical details are strictly confidential then reserved for the scope of this article. Detailed and strategic information were avoided in order to comply with customer NDA.

A sample from the root region, as shown in Figure 1, was the subject of the study and the initial step involved a visual inspection to check for evidence of fractures.

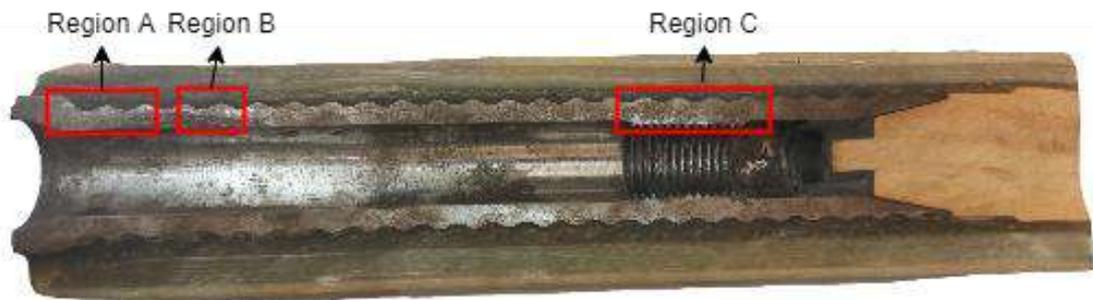
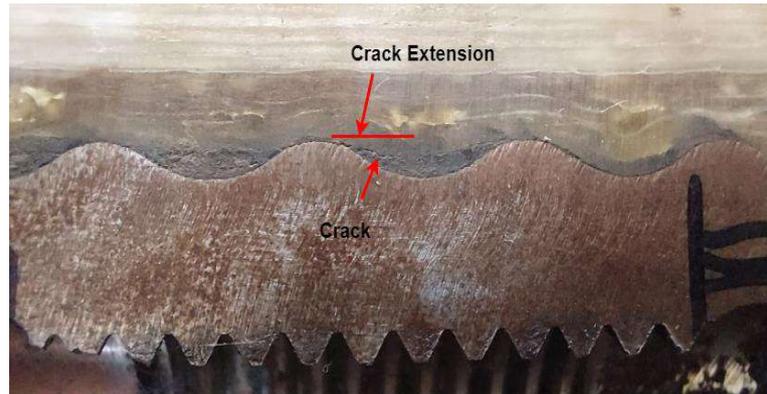


Figure 1: Post-failure cut sample of blade root



(a) Region A

(b) Region B



(c) Region C

Figure 2: Cracks presence in the root sample

Figure 2 revealed significant evidence of fatigue-promoted failure because of the cracks. These cracks are a common yet dangerous phenomenon known as intralaminar cracks. They typically nucleate in high-stress areas, possibly due to preload, and are often undetectable by conventional methods. They are particularly hazardous because they become visible only when a failure occurs, which is often catastrophic depending on the propagation velocity.

The nucleation and propagation velocity of these cracks depend on the load levels and occurrences, as well as the composite's fatigue strength (mainly thermoset fracture toughness). The former does not have straightforward validation due to the aeroelastic simulations (details are outside the scope of this article). However, according to our wind generator model and a site assessment analysis, the loads are coherent.

The degradation of mechanical properties can be explained by poor manufacturing quality, characterized by dry out of fibers resulting in voids and debondings. These phenomena likely took place during the blade/root manufacture due to insufficient resin impregnation. These defects naturally, as aforementioned in section 1, lead to decreased strengths and stiffness. Compression Young's modulus in the fiber direction and matrix-dominated properties are severely reduced (50% or more reduction) due to the found voids.

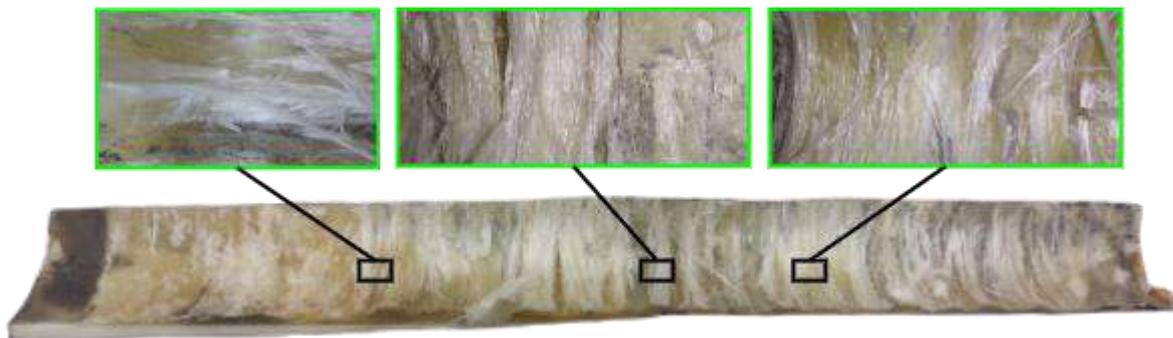


Figure 3: Dry out of uniaxially oriented roving around root steel insert.

Additionally, certain regions exhibited oil contamination from the generator hydraulic system, as seen in Figure 4. This contamination is exacerbated by the high porosity of the matrix and the presence of cracks or delamination, which facilitate fluid migration. Under cyclic loading, the presence of oil may introduce additional loads in the radial root direction, worsening delamination and promoting crack propagation. This condition weakens the material, resulting in reduced strength and rendering it incapable of withstanding the design loads.



(a)

(b)

Figure 4: Oil contamination among layers and through the cracks

The degradation of the material properties in certain regions is evident; however, failure only occurs if the applied loads result in stresses that exceed the material's strength. Therefore, the next step in this analysis involves creating a finite element model to identify critical regions, specifically stress-concentration spots. The results of this analysis will then be compared to the **failed regions** observed in the received root sample.

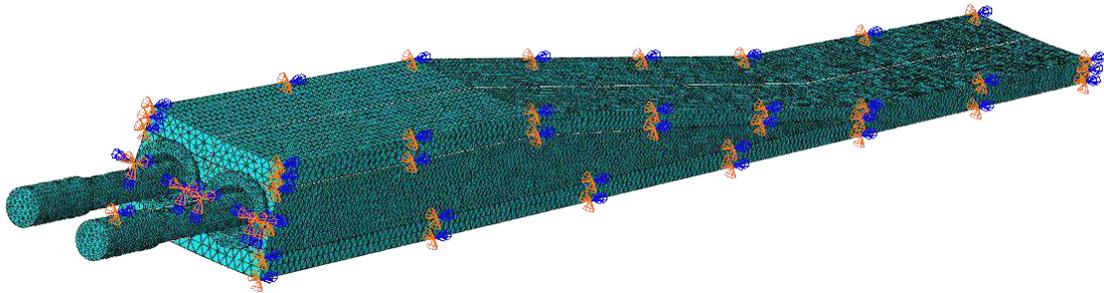


Figure 5: Finite Element Model of the original blade root

Having built the model, it was found that there is a critical stress direction, with the highest stress level occurring where the out-of-plane shear (S_{23}) is maximum. These regions, highlighted in the Figure 6, represent ideal candidates for crack nucleation or failure. As expected, when this distribution is compared with the root sample, we observe that the maximum stress values in the FEM results correspond to the locations of the cracks observed in the studied sample.

Regions A, B and C, highlighted in figure 6 by a red box, are depicted zoomed in the Figure 2a, 2b and 2c, respectively. In the region A can be evidenced intralaminar crack, starting at the stress concentration point (beginning of the striction zone) and developed along the waviness of the insert. Regions B and C are, indeed, similar cases.

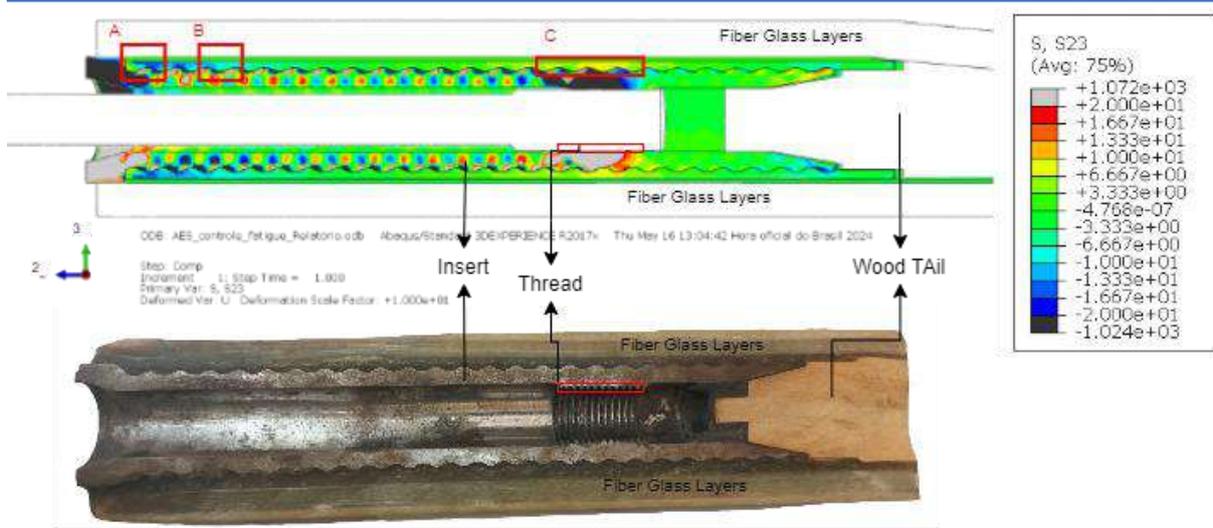


Figure 6: Stress concentrator regions in the model and crack regions in the sample

In closing this section, it is evident that imperfections during manufacturing processes weakens the material, with porosity being a significant indicator as it manifests as a crack.

Parallel to this issue, there are numerous methods available for detecting these cracks; however, some lack accuracy, while others are prohibitively expensive. The implementation of these methods often incurs high costs due to on-site activities, which frequently occur under adverse conditions. While the ultrasonic method seems to be the most suitable, it requires specialized operators and is incapable of detecting microcracks. Therefore, its implementation results in an increased cost without providing significant benefits. The presented results were like the first wind blade root replacement project, affecting Vestas V82 generators, not detailed here due confidentiality reasons.

3. POSSIBLE SOLUTION METHODS

This section presents the main characteristics of the three solutions considered, comparing the advantages and disadvantages of each one.

3.1 Replacement of damaged inserts

Among the solutions proposed for repairing wind blades, replacing damaged inserts stands out for its relative simplicity and apparent low cost.

The solution consists of removing the old damaged insert, either by pulling out, machining or chemical corrosion, and attaching a new insert into the root, with adhesive or with resin injection. In this case, there are no significant modifications to the composite structures of the blade root, with a new metallic insert being placed into the original root of the blade.

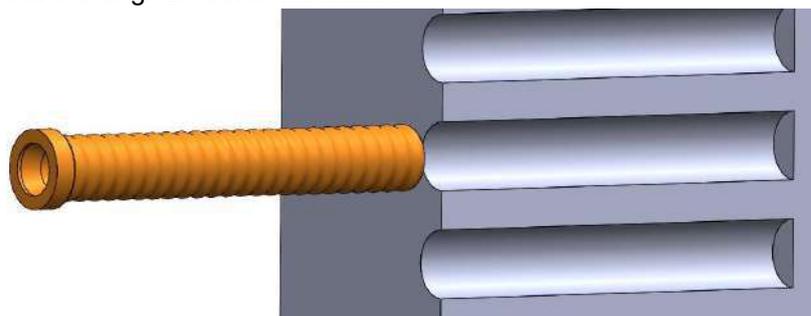


Figure 7: New insert being placed in the original blade root

Therefore, at a first thought the insert replacement solution should have lower repair costs and less downtime, when compared to solutions that involve root replacement. Since there is no pre-fabrication of a new root, the insert replacement service can be done entirely in the field with specialized machinery.

However, this solution has disadvantages that become impediments when considering the risks of removing damaged inserts. Three possible ways to remove the insert was studied and tested:

- Mechanically: pulling out the insert by pulling the stud with a hydraulic system. This is the simplest and cheapest solution, however, the procedure causes irreparable damage to the root laminate structure, in addition to being a high-risk job, as the screw or the laminate can break abruptly. Also, some studs reach their failure limit and breaks, even with cracked bonding inserts.
- Machining: uses a specialized drill system to remove material from the metal insert. There is a risk of the insert rotating with the drill, which can aggravate the damage to the composite structure. Additionally, the need for a very specialized machinery makes the procedure more expensive.
- Chemically: uses strong acid to corrode the steel insert, as a strong basis will attack glass fibers. This solution is expensive and environmentally aggressive, as hazard to operators, and is prone to attack some of the composites

Therefore, ways to remove damaged inserts prove to be inefficient, risky, or too costly.

Addressing the issue of coupling new inserts to the blade root, as introduced in the root cause analysis section, the presence of porosity and microcracks in the root composite material is a widespread problem in wind blades. Porosity and microcracks are difficult and costly to detect, such that, even with strict quality control, their inspection presents a high level of inaccuracy, not achieving acceptable safety for a blade repair project. Oil absorption in the micro-cracks and porosity worsens the problem, as the presence of oil would prevent a strong bond between the new insert and the blade root.

Due to the high level of uncertainty and risks of this solution, it was discarded, and no further analyses, such as FEM or fatigue tests, were conducted.

3.2 Root replacement without bevel

The solution of replacing the root without applying a bevel involves removing the entire blade root through a flat cut. A new root is manufactured with new inserts and layers of fiber glass and resin. The attachment area of the new root is flat, as is the area of the blade that will join with the root. The parts are joined with butt joint adhesive, matching the blade's flat surface with the root's flat surface. New layers of laminate reinforcement are added around the repair area to increase the structural strength of the repair. The Figure 8 shows a representation of the junction of the solution.

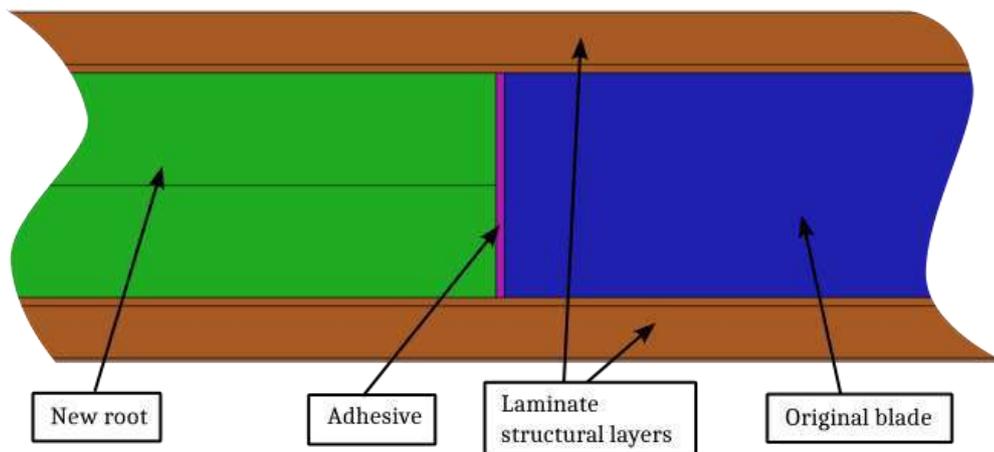


Figure 8: Root replacement attachment without bevel

Qualitative analysis of this solution reveals lower levels of uncertainty in the repair procedures compared to insert replacement. This is because a new root is produced using established composite manufacturing techniques. These techniques provide greater predictability and control in the repair process. Additionally, the implementation of stringent quality controls in both the manufacturing and joining of the new root ensures the integrity and reliability of the solution.

Issues such as microcracks, porosity, and oil permeation are less severe than with the insert replacement solution. This is because the entire damaged root region is replaced by a new root that has not experienced fatigue and is manufactured with better design and adequate quality control (with no contamination, no cracks and lower levels of porosity).

As presented in Figure 9, a possible attachment without bevel creates a huge stress concentration area, also the interface between the root and blade as creates another stress concentration area and a possible excess resin to fill the gaps, which would demand an even thicker reinforcement at the patch region, to overcome the stress concentration, indicating that the bevel could be a more efficient and safety solution. Figure 9a shows the stresses in the FEA model of attachment area before the failure of resin and the Figure 9b show the stress field of the attachment without resin. The stress level, even with a thick reinforcement laminate is above the fatigue allowable, turning such solution not viable.

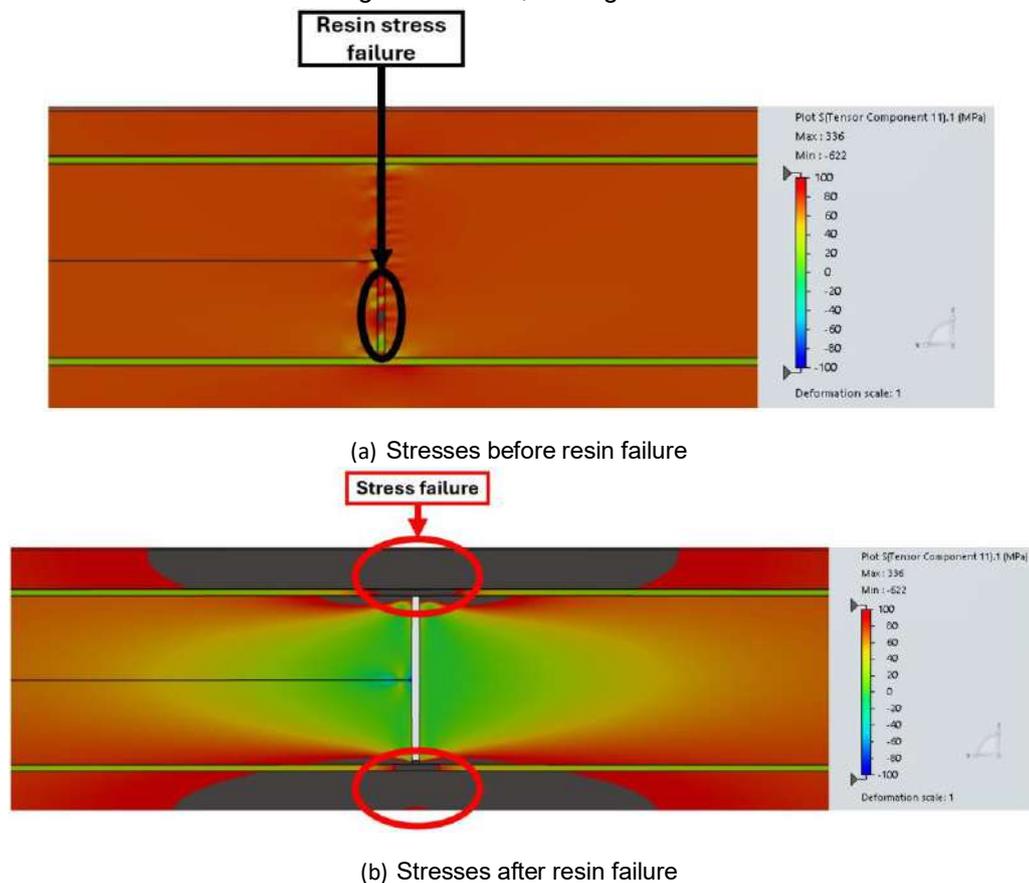


Figure 9: FEA model stress for root index without taper

Since the solution cannot demonstrate acceptable levels of reliability in repair procedures, a more in-depth study of its feasibility became necessary. A finite element analysis (FEA) model was developed to apply ultimate loads and observe the structure's performance under stress. However, the FEA study revealed that the joint without the bevel is sub-optimal. It exhibited areas of high stress concentration and required a high number of laminate structural reinforcement layers. Even with large amount of reinforce layers, the stress concentration still present up to a not safety level for a fatigue life.

3.3 Root replacement with bevel joint

The bevel idea is commonly used for composite repair, which consists in machining a taper from both sides of the connection (new root and original blade) and bonding a composite for assembly, reinforcing the structure until every possible stress concentration is within safety margins from ultimate and fatigue. Figure 10 illustrates the junction region in this solution.

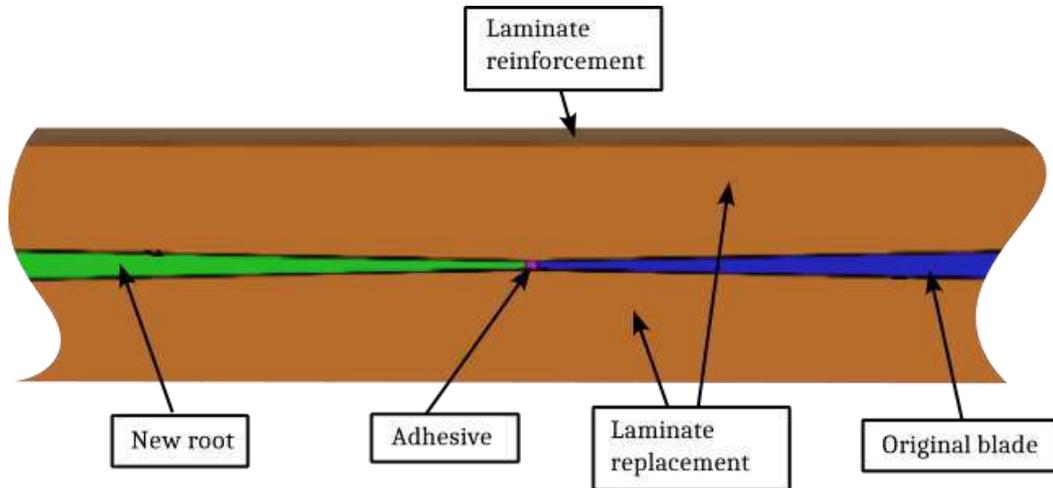


Figure 10: Root replacement junction with bevel

The reliability of this process is like the root replacement without bevel solution and superior to the insert replacement solution. The machining of bevels represents an additional step in the repair process compared to the root replacement without bevel, adding some repair time and complexity.

The high reliability of the procedures prompted FEA analyses of the solution. These analyses yielded satisfactory results, proving superior to the non-beveled solution. The bevels with the replacement laminate provide a more homogeneous load distribution and reduce the number of necessary laminate reinforcement layers.

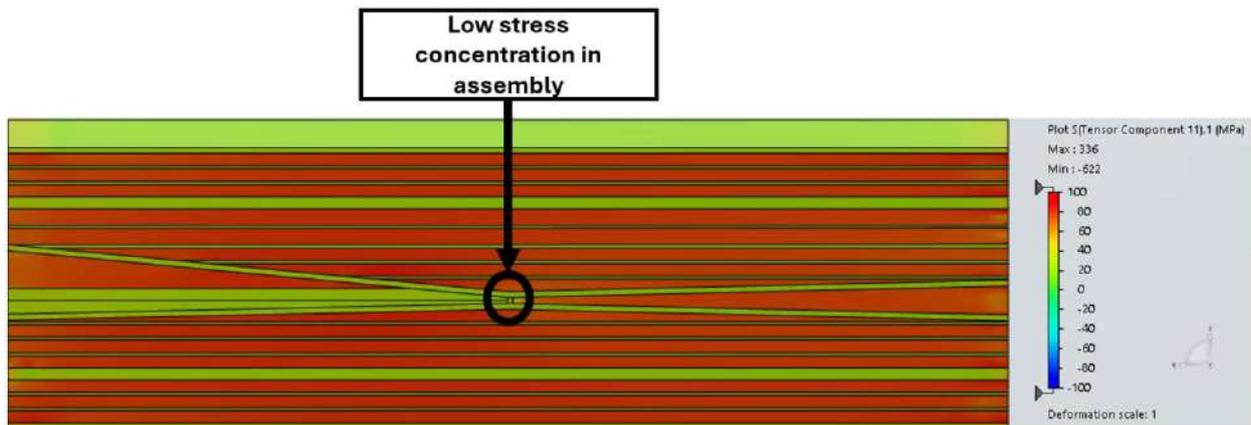


Figure 11: FEA model stress for root index with taper

With better load distribution and fewer laminate reinforcement layers, the solution proved to be structurally superior and more optimized. Therefore, in-depth analyses were conducted, including coupon tests and full-scale tests, confirming the solution's integrity and its capacity to withstand fatigue stresses.

4. SOLUTION DEVELOPMENT

At this step, it was already known that the safest solution for the root failure was to remove all the damaged region from the root and replace it with a new structure, removing all uncertainties from possible cracks at the composite failure region. So, a new root design, with a more robust quality control which addresses the issues from the original project could be indexed to the original blade, granting a new life for an old turbine. The steel insert was also redesign in order to allow higher fatigue loads, therefore creating a higher safety margin, welcome to manufacturing process. This concept proves much lower cost than blade replacement, and possibly lower than just the insert change.

A viable solution requires modifications to the original project and proper validation afterwards, using IEC requirements [3] and [4] as following schedule suggests:

- Wind blade laser scan for aerodynamic loads calculations;
- Wind blade structure sampling for mass and stiffness calculations;
- Scada data analysis for control system behavior estimation;
- Load calculations, including fatigue loads and maximum load cases under IEC 61400;
- Design a new root insert as well as ply stack;
- FEA analysis for root redesign;
- Manufacturing with adequate Quality control;
- Root/blade fatigue test (component level);
- Full scale blade fatigue testing.

4.1 New insert

To address the issues from the old blade root, a new insert had to be designed based on successful concepts already implemented on other blades. This change also requires a complete resize and redesign for the structure, once the root still has to match the original blade structure and bearing.

The original insert, had several discontinuities and stress concentration because of composite laminate and the wooden tail interfaces. The answer to this problem was to design an insert with an embedded tail, but still including a mechanical fail safe by maintaining the ripples from the original concept, which enhances adhesion for the interface between steel and composite. (Patent Pending by NewCo Blades).

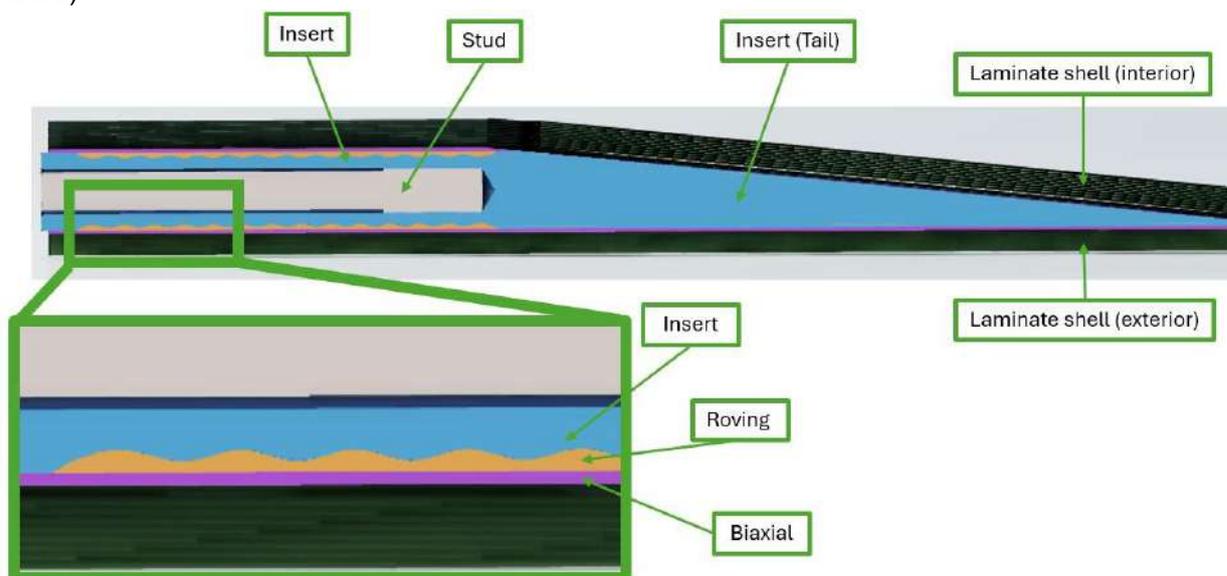


Figure 12: Insert model design in *Simulia* with section cut

4.2 Finite element analysis

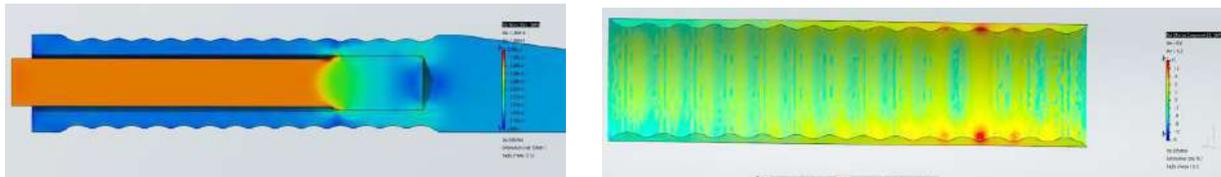
The FEA model was created on *Simulia* [5] with the new geometry and the *Design Load Cases* were applied for structural static analysis validation.



Figure 13: Models designed in Simulia

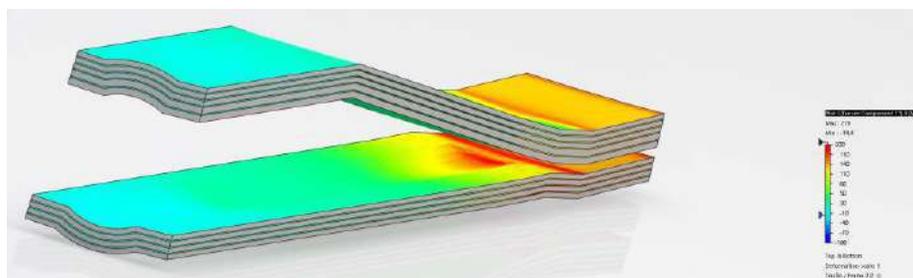
Results were accessed on critical regions of the surface focusing on stress concentrations near the insert interface, where its most likely to propagate a crack and create a new failure.

For the accessed cases, all regions were able to withstand ultimate static loads while presenting a stress below the certification allowable.



(a) Insert FEA model stresses

(b) Roving FEA model stresses



(c) Root laminate FEA model stresses

Figure 14: FEA model stress results for structural validation

After FEA analysis it is possible to proceed to manufacture and testing.

4.3 Quality control

Improvement had to be done for manufacturing processes compared to the original blade, perfecting resin composition, temperature, infusion and quality control to assure there are no dry spots on the fiber and complete adhesion from the composite laminates to other components.

Problems with adhesion between polyester and epoxy parts is the main problem to focus and an issue that reduces the stress limits for this solution. This comes from the original blade, built entirely of polyester resin, and the new root, as reinforce laminate is made entirely on epoxy.

The first way to address this problem is by optimizing the root geometry using stress limits not only from raw materials, but from adhesive tests acquired using coupons, as shown in Figure 15.

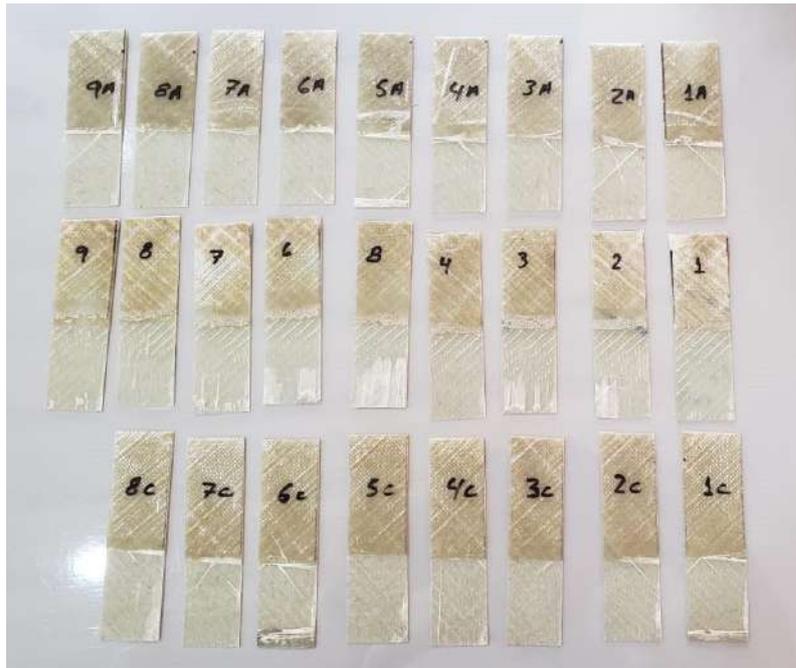


Figure 15: Lap shear test Epoxy/Polyester

For infusion, temperature control is optimized on cure and post cure to promote a low exothermic peak temperature of 65°C and maintaining infusion between 27°C and 32°C, then post cure until achieve T_g 76-80°C. By controlling those variables in time, it is possible to ensure no void spots will appear and that the cure will happen slowly to form strong bonds for the composite.

4.4 Fatigue tests

After the successful manufacture of the root and its assembly, it is required to set up tests for those structures, including a component and a full-scale test as IEC [6] recommends for a new blade design so the solution is validated and can be implemented to all other blades safely while reducing safety factors applied because of uncertainties.

The component represents a patched root section with only one insert and it is the first set of testing to validate the design. Test results were successful with alternate cyclic forces beyond design load cases, proving that the new root is more robust than the original and concepts for this design are valid to blade repair.

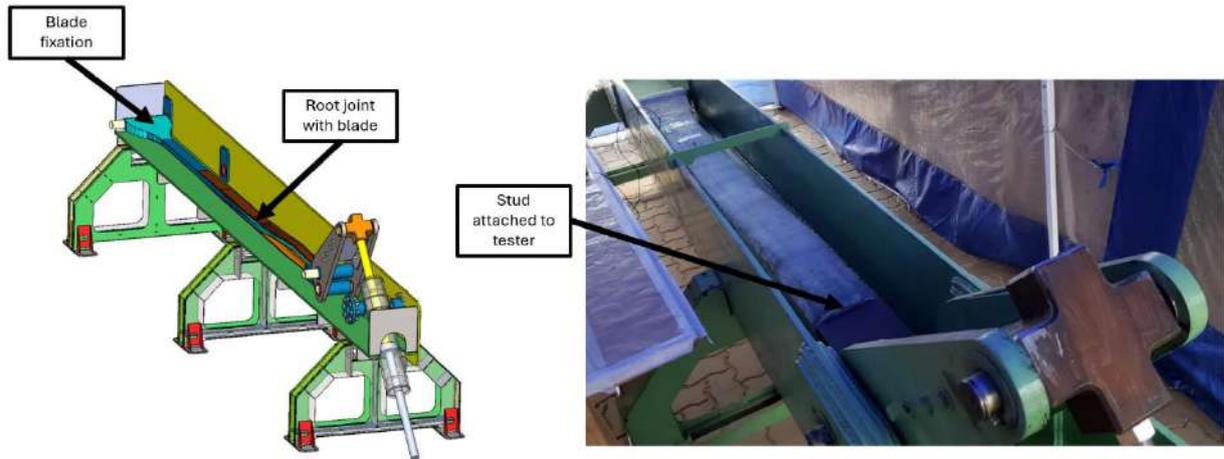


Figure 16: Component test setup

The fatigue tests prove the new insert has a pulling allowable force beyond expectation, also fatigue test shown equivalent life of more than 100 years for the insert/root, and more than 20 years for the new root/old blade area interface. The results are a major upgrade from the first root replacement project done to V82. The results also make it possible to extend the blade life and therefore generator life, helping on the investment recovery for root replacement.

Further validation with full scale testing is being developed for this solution, generating concrete evidence that it's the safest and cheapest way to solve insert detachment failure. Other full-scale test was already developed by NewCo's team for the first design of blade root replacement on a very similar blade, but it is restricted by client contract and confidentiality terms. This first blade project already achieved more than 160 blades retrofitted without problems. Figure 17 represents the design for the tester.

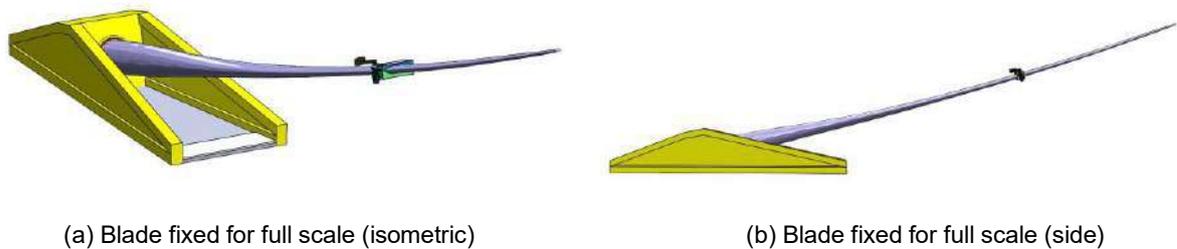


Figure 17: Fatigue tests setups

Full scale testing is divided in two steps, one with a flap-wise load cycle, other being an edgewise load cycle. Combined, they produce the damage equivalent to 20 years of operation, proving that the new root is capable to withstand the whole design life of the blade without risking a whole wind turbine.

5. CONCLUSION

The developed root replacement solution presented proves the root replacement concept is not only possible but cost effective. Also, the concept allows a generator life extension in case the rest of the blade and generator components allows. The first blade root replacement project done reaches more than 150 blade root replacements without issues, done by a blade service company, and the new and improved design presented here can be used on any other blade model. Beside the cost saving, this project avoids a huge blade discharge, avoiding environmental issues.

Wind farms are essential to shift the energy grid for a cleaner generation and decarbonization, so developing robust solutions to address possible problems to blades reduces uncertainties to investors, thus, creates an incentive to investing by reducing its risk and reducing cost of energy and contracts in the long term. Furthermore, this is the second blade root design, as the first one, under non-disclosure agreement, was a similar blade and recovery more than 160 blades successfully, so the route is well proven.

REFERENCES

- [1] Abdul Ghani Olabi, Tabbi Wilberforce, Khaled Elsaid, Enas Taha Sayed, Tareq Salameh, Mohammad Ali Abdelkareem, and Ahmad Baroutaji. A review on failure modes of wind turbine components. *Energies*, 14(17):5241, 2021.
- [2] Leon Mishnaevsky Jr. Root causes and mechanisms of failure of wind turbine blades: Overview. *Materials*, 15(9):2959, 2022.
- [3] International Electrotechnical Commission. Wind Energy Generation Systems - IEC 61400 Part 1: Design Requirements, 2019.
- [4] International Electrotechnical Commission. Wind Energy Generation Systems - IEC 61400 Part 5: Wind turbine blades, 2020.
- [5] Dassault Systems. Simulia, v3.19, 2024. <https://www.3ds.com/>.
- [6] International Electrotechnical Commission. Wind Energy Generation Systems - IEC 61400 Part 23: Full-scale structural testing of rotor blades, 2014.

ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E FINANCEIRA DE UMA PLANTA DE PRODUÇÃO DE AMÔNIA VERDE NO ESTADO DO CEARÁ

Autores Lucca Lemos Costa Guerra¹, João Henrique Gomes Bessa², Fernando Luiz Marcelo Antunes¹.

¹Universidade Federal do Ceará, Av. da Universidade, 2853 – Benfica, Fortaleza – CE, CEP 60020-181,

²Energo Engenharia e Consultorias em Energias Ltda. Av. Barão de Studart, 300, Sala 1218 – Meireles, Fortaleza – CE, CEP 60120-000.

lucca.lemos25@gmail.com, joaohenriquebgomes@gmail.com, fantunes@dee.ufc.br.

RESUMO

A transição energética é uma das principais pautas da atualidade do setor elétrico. Nesse contexto, o hidrogênio verde (H₂V) é considerado um insumo importante para auxiliar na diminuição da emissão de gases de efeito estufa na atmosfera, uma vez que ele é um elemento que apresenta alto potencial energético. O Brasil, devido à sua matriz elétrica majoritariamente renovável, tem potencial para se tornar referência mundial no mercado de hidrogênio. Assim, no âmbito nacional, o Ceará destaca-se por sua localização geográfica estratégica e por apresentar condições climáticas estáveis que favorecem a geração de energia renovável. Este trabalho apresenta um estudo de viabilidade técnica e financeira de uma planta de hidrogênio verde de 123,2 MW de potência de eletrolisador, para produção de amônia verde (NH₃V), a qual será implantada no Porto do Pecém. A compra de energia será feita a partir de um *Power Purchase Agreement* (PPA). Após a definição do local de implantação da UFV, é feita uma simulação da geração (via *software* PVSyst) para avaliar a energia a ser vendida à planta de hidrogênio. Dessa forma, a energia produzida é o fator limitante na produção do insumo (H₂), uma vez que será determinado o consumo de energia de cada processo da planta proposta (eletrólise, Haber-Bosch, tratamento de água, unidade de separação de ar).

Palavras-chaves:

Hidrogênio verde; Amônia verde; Viabilidade financeira; Usina fotovoltaica; Energia renovável.

ABSTRACT

The energy transition has been one of the main topics discussed in the electrical sector. In this view, green hydrogen is deemed as primary input to support the reduction of carbon dioxide emissions into the atmosphere. Brazil could be one of the most important players on the hydrogen international market due to its renewable energy generation. The state of Ceará stands out as a result of its strategic location and natural resources being suitable for renewable energy generation and transportation worldwide. This study shows the sizing of a green ammonia production plant (123,2 MW of electrolyzers) and its financial assessment of feasibility. The energy will be purchased via a Power Purchase Agreement (PPA). Once the location for the photovoltaic power plant is defined, it is conducted a simulation via PVSyst in order to evaluate the amount of energy to be sold to the hydrogen plant. In this way, the energy produced is the constraining factor in the resource production (H₂). Therefore, the energy consumption of each process in the proposed plant (electrolysis, Haber-Bosch, water treatment, air separation unit) will be determined.

Keywords:

Green hydrogen; Green ammonia; Financial feasibility; Photovoltaic power plant; Renewable energy.

1. INTRODUÇÃO

Na atualidade, a mudança climática é um dos principais pontos de alerta da humanidade, estando presente nos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (SDGS) da Organização das Nações Unidas (ONU), os quais são objetivos criados na Conferência das Nações Unidas sobre Desenvolvimento Sustentável (Rio+20) em 2012, visando à promoção de um mundo mais sustentável nos aspectos social e ecológico a partir do cumprimento de metas até 2050.

Destaca-se o Acordo de Paris (2015), o qual foi concretizado durante a 21ª Conferência das Partes (COP21) da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima (UNFCCC). Uma das suas principais metas consiste em as nações promoverem ações em conjunto para que a temperatura média na Terra não ultrapasse o aumento anual de 1,5 °C em relação a níveis pré-industriais.

Dessa forma, a descarbonização é uma solução a ser implementada pela humanidade, para que as metas supracitadas possam ser batidas. Em um panorama mais recente, o hidrogênio (H₂) apareceu nas discussões como agente para a descarbonização em setores chaves (i.e., transporte, construção civil, geração de energia), substituindo fontes poluentes, como o Gás Natural (GN) e o carvão. O uso do H₂ pode estar presente na produção de amônia, de metanol, de aço, entre outros [1], [5].

A escolha do hidrogênio como agente principal para a descarbonização no mundo se dá por sua prevalência em diversas cadeias produtivas. Além disso, é possível produzi-lo a partir de métodos que não emitam Gases de Efeito Estufa (GEE), via eletrólise da água (quebra da molécula da água em H₂ e O₂ a partir da eletricidade). Assim, quando esse processo é alimentado por fontes de energia renovável (i.e., eólio-elétrica; solar fotovoltaica), seu produto será classificado como hidrogênio verde (H2V) [1].

2. ESTADO DA ARTE/ FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

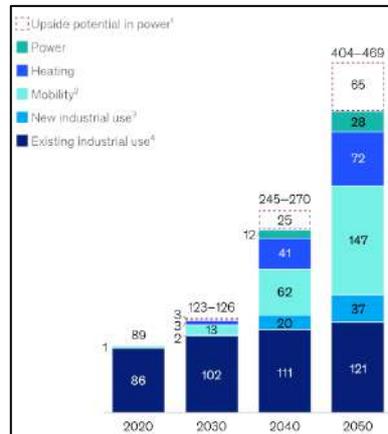
2.1. VISÃO GERAL DA PRODUÇÃO E DEMANDA DE HIDROGÊNIO

O hidrogênio é o elemento mais abundante na Terra, podendo ser obtido de diversas formas. A depender da rota de produção, o H₂ será classificado, com base na emissão de gases de efeito estufa gerada durante o processo implementado (i.e., verde, azul, cinza). Nesse contexto, o hidrogênio verde (H2V) consiste no resultado da reação de eletrólise da água (quebra da partícula de água por meio de eletricidade). A reação supracitada deve ser alimentada, obrigatoriamente, por energia produzida a partir de fontes renováveis (i.e., eólio-elétrica, solar fotovoltaica, hidráulica), acarretando nenhuma emissão de dióxido de carbono na atmosfera [10].

Uma vez que o hidrogênio é um elemento versátil para armazenamento de energia, diversos processos poderão ser descarbonizados, projeta-se, portanto, um aumento na demanda por este insumo [8], [21].

A Figura 1 ilustra a demanda de hidrogênio por setores até 2050, para um cenário no qual a economia do hidrogênio é impulsionada por propostas governamentais.

Figura 1: Demanda de hidrogênio por setores até 2050.



Fonte: Autor, adaptado de [21].

O cenário em questão é referente a uma maior aceleração da transição impulsionada por compromissos específicos de cada país. O uso na área de mobilidade se destaca por apresentar o maior crescimento comparada a outras áreas.

2.2. CENÁRIO ATUAL DE HIDROGÊNIO NO BRASIL

Com relação ao cenário brasileiro, no dia 07 de dezembro de 2022, foi lançada primeira versão da certificação brasileira de hidrogênio renovável pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), chamada de Manual para Certificação de Hidrogênio. O documento visa a comprovar a origem de produção do hidrogênio, tomando como base as fontes de geração de energia de baixa emissão de carbono. Sua elaboração foi feita com base nas definições mais recentes do padrão europeu, o qual se encontra na *Renewable Energy Directive II* (RED II) [6].

2.2.1. CENÁRIO ATUAL DE HIDROGÊNIO NO ESTADO DO CEARÁ

Em âmbito estadual, o estado do Ceará tem o potencial de se tornar um dos principais polos de produção de hidrogênio verde no Brasil, uma vez que a união federativa possui grande potencial para geração de energia renovável [2]. Além disso, nele encontra-se o Complexo Industrial e Portuário do Pecém (CIPP S/A), o qual apresenta localização estratégica próxima dos Estados Unidos, da Europa e do Oriente Médio, para exportação e importação de insumos. O Complexo do Pecém também fornece benefícios fiscais (isenção e redução de alguns impostos municipais, estaduais e federais) às empresas que desejarem se estabelecer nas instalações portuárias, por meio da Zona de Processamento de Exportação (ZPE) [2], [4].

Atrelado ao CIPP, há o Hub de Hidrogênio Verde (2021), o qual foi ançado pelo Governo do Estado em fevereiro de 2021 em parceria com a Universidade Federal do Ceará (UFC). A iniciativa, em geral, visa a reduzir a emissão de gases poluentes por meio de novos investimentos, ampliando as oportunidades de negócios com a geração de empregos e portanto, melhorando a economia da união federativa [2].

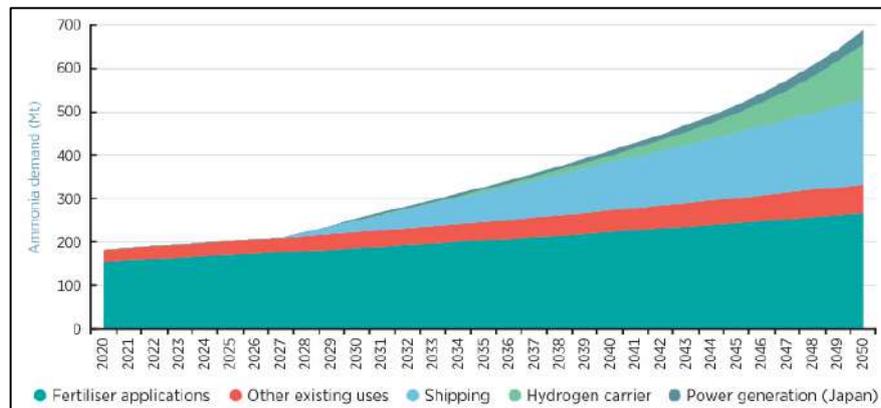
2.3. VISÃO GERAL DA PRODUÇÃO E DEMANDA DE AMÔNIA

A amônia (NH₃) é um composto químico formado a partir de nitrogênio (N) e de hidrogênio (H) [11]. Sua participação é indispensável para a agricultura internacional, uma vez que ela está presente em fertilizantes nitrogenados (aproximadamente 70% de todo o NH₃ produzido). Ademais, a amônia também pode ser utilizada em aplicações industriais, como na produção de plásticos e de explosivos [9].

Sua produção é dada a partir da reação de Haber-Bosch e pode ser categorizada a partir do seu método de produção. Sua classificação está diretamente relacionada ao hidrogênio utilizado no processo. Dessa forma, a amônia será classificada como “verde” somente se H₂V for utilizado na reação química [7].

Ademais, vale ressaltar que a demanda por este insumo apresenta tendências de crescimento. Em 2020, a demanda foi de 183 Mt e projeta-se um crescimento para 223 Mt em 2030 e 333 Mt em 2050, referente aos mercados existentes [7]. A Figura 2 ilustra demanda projetada por amônia até 2050.

Figura 2: Projeção de demanda de amônia até 2050.



Fonte: Autor, adaptado de [7].

Destaca-se, portanto, o uso para fertilizantes, uma vez que é a área de maior representatividade do uso de NH₃. Também é válido ressaltar a demanda por amônia para combustível na indústria marítima.

2.4. AVALIAÇÃO DE INVESTIMENTO DE CAPITAL

É imprescindível que um projeto gere um retorno econômico. Isso está diretamente relacionado ao valor do projeto em questão. Dessa forma, para que possam ser tomadas decisões referentes ao empreendimento, avalia-se as consequências monetárias medidas em um ponto comum no tempo [22].

2.4.1. VALOR PRESENTE LÍQUIDO

O Valor Presente Líquido (VPL), consiste, em geral, em um parâmetro calculado que avalia o impacto de eventos futuros associados a uma alternativa de investimento. Nesse contexto, o VPL busca estimar o valor atual de receitas e despesas futuras a uma determinada taxa de desconto [22].

2.4.2. TAXA INTERNA DE RETORNO

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é a taxa de retorno do investimento realizado no projeto. Nesse contexto, a TIR tem o objetivo de identificar a taxa intrínseca de rendimento. Matematicamente, a TIR é uma taxa hipotética que anula o VPL [22].

2.4.3. PAYBACK

Payback ou tempo de retorno, é um parâmetro importante para avaliar o tempo de recuperação de um investimento feito [22].

2.4.4. LEVELIZED COST OF HYDROGEN (LCOH) E LEVELIZED COST OF AMMONIA (LCOA)

O *Levelized Cost of Hydrogen* (LCOH) e o *Levelized Cost of Ammonia* (LCOA) são razão entre todos os investimentos trazidos a valor presente realizados no projeto, pela quantidade do insumo

produzido durante a operação da planta (hidrogênio ou amônia) [14], [15]. As Equações 1 e 2 ilustram, respectivamente, o cálculo do LCOH e LCOA.

Os investimentos podem ser divididos em duas categorias: despesas de capital e despesas operacionais. As despesas de capital ou CAPEX (*capital expenditure*) estão relacionadas com a aquisição de bens (i.e., implantação de uma usina) . Por outro lado, as despesas operacionais ou OPEX (*operational expenditure*) podem ser classificadas como quaisquer custos referentes à manutenção de projeto [14], [15].

$$LCOH = \frac{CAPEX_{VPL} + OPEX_{VPL}}{PH_2} \quad (1)$$

$$LCOA = \frac{CAPEX_{VPL} + OPEX_{VPL}}{PNH_3} \quad (2)$$

Onde: *LCOH*: Custo nivelado do hidrogênio (R\$/kg de H₂); *LCOA*: Custo nivelado da amônia (R\$/t de NH₃) *CAPEX_{VPL}*: Valor presente do *capital expenditure* (R\$); *OPEX_{VPL}*: Valor presente do *operational expenditure* (R\$); *PNH₂*: hidrogênio produzido (kg) e *PNH₃*: amônia produzido (t).

3. MÉTODO DO ESTUDO

3.1. DETALHAMENTO DA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA

Para o dimensionamento da planta de produção de hidrogênio, tem-se como fator limitante a energia anualmente produzida por uma usina solar fotovoltaica (500 MW de potência instalada), localizada na cidade de Umari (CE). A simulação foi realizada no software PVsyst.

Para a escolha da localização do empreendimento, utilizou-se as coordenadas de uma usina real, visando a evitar quaisquer inconsistências acerca do local a ser considerado na simulação de geração como a escolha de um terreno impróprio para a implantação de uma usina, (i.e., uma área com vegetação densa e protegida por regulamentações ambientais rígidas, que impossibilitaria a instalação dos painéis solares sem causar danos significativos ao ecossistema local). A Tabela 1 contém os parâmetros elétricos da usina fictícia proposta.

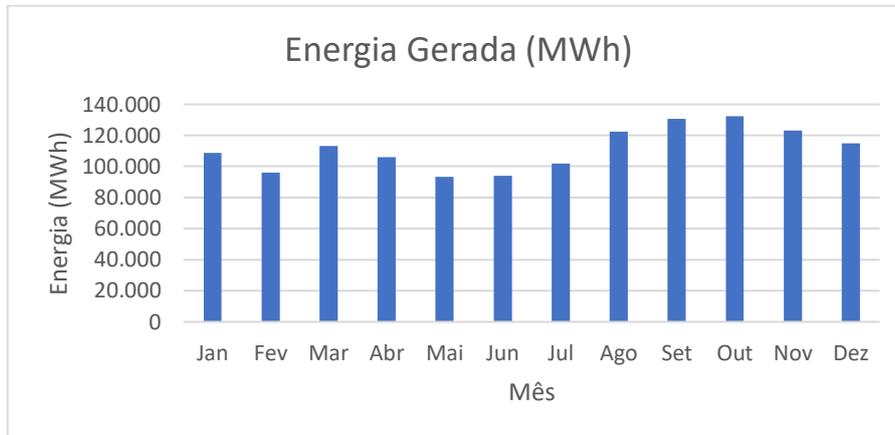
Tabela 1: Parâmetros elétricos da geração solar fotovoltaica.

Visão Geral Usina Fotovoltaica	
Inversor	
Marca/Modelo	Sungrow/ SG3125HV-20
Painel Fotovoltaico	
Marca/Modelo	Canadian Solar/ CS7N-690TB-AG 1500V
Potência (MW)	500
Potência (MWp)	625,82
Energia Gerada (MWh/ano)	1.336.780
Fator de Capacidade (%)	30,52
Número de Inversores	160
Número de Módulos Fotovoltaicos	906.984

Fonte: Autor.

A Figura 3 ilustra a geração de energia mensal na UFV proposta. O gráfico em questão foi gerado a partir do relatório de resultados de simulação do PVsyst. Observa-se que a usina apresenta boa geração durante todos os meses do ano, destacando os meses de agosto a outubro, cuja geração ultrapassa 120.000 MWh.

Figura 3: Geração mensal de energia da UFV.



Fonte: Autor.

3.2. DIMENSIONAMENTO DA PLANTA DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE

O eletrolisador adotado na planta de produção de hidrogênio é o NEL A3880. O modelo em questão foi escolhido devido ao fato de ele ser o eletrolisador alcalino de maior porte produzido pela Nel Hydrogen. A tecnologia proposta é a mais difundida no mercado, apresentando equipamentos de maior escala, os quais são ideais para o projeto proposto [12]. A planta proposta será composta pelo eletrolisador supracitado, considerando 7 agrupamentos (*clusters*) de 8 pilhas cada, totalizando 123,20 MW. As Tabelas 2 e 3 contêm as especificações técnicas do eletrolisador e a estrutura dos equipamentos na planta proposta, respectivamente.

Tabela 2: Especificações técnicas do eletrolisador alcalino.

Especificações Técnicas do Eletrolisador	
Modelo	A3880
Taxa de Produção de H₂ (Nm³/h)	3.880
Hidrogênio Produzido Diariamente (kg/dia)	8374
Consumo de Energia (kWh/Nm ³)	4,4
Potência da Pilha (kW)	2.200
Pureza do H ₂	99,9 ± 0,1%
Área (m ²)	770

Fonte: Autor, adaptado de [12].

Tabela 3: Estrutura organizacional de instalação dos eletrolisadores no sistema proposto.

Estrutura de Instalação dos Eletrolisadores	
Número de Pilhas por Cluster	8
Potência por Cluster (MW)	17,6
Número de Clusters	7

Fonte: Autor.

Considerando um tempo de operação anual de 8500 horas, operando normalmente 97% durante um ano. Os 3% restantes foram reservados para manutenções, impossibilitando a planta de produzir H₂. Portanto o cálculo da energia necessária para alimentar o sistema proposto é mostrado na Equação 3.

$$E_{H2V} = P_{AWE} \cdot t_{H2V} \quad (3)$$

Onde: E_{H2V} : Energia para alimentar a planta de produção de hidrogênio verde (MWh/ano); P_{AWE} : Potência de eletrolisadores alcalinos (MW); e t_{H2V} : Tempo de operação da planta de H2V (h) em um ano.

Com relação à produção anual de hidrogênio da planta, é possível calcular a partir da taxa de produção de hidrogênio e do tempo de operação do sistema. A Equação 4 ilustra o cálculo para determinar a quantidade anualmente produzida de H2V.

$$H2V_{ano} = TP_{H2V} \cdot N_{clusters} \cdot t_{H2V} \quad (4)$$

Onde: $H2V_{ano}$: Hidrogênio produzido em um ano (Nm³/ano); TP_{H2V} : Taxa de produção de hidrogênio (Nm³/h); $N_{clusters}$: Número de clusters; e t_{H2V} : Tempo de operação da planta de H2V em um ano (h).

Nesse contexto, definiu-se 1% de perda de eficiência dos eletrolisadores na produção anual de hidrogênio [16]. Uma vez que os eletrolisadores são trocados a cada 10 anos, sua eficiência nos anos de troca (10 e 20) é igual a eficiência no ano 0, resultando na mesma energia demandada para os anos em questão. A Tabela 4 ilustra a evolução do consumo anual de energia destinada à eletrólise durante o período de 25 anos.

Tabela 4: Evolução do consumo de energia anual para produção de hidrogênio verde.

Evolução do Consumo Anual de Energia					
Ano	Consumo de Energia (MWh/ano)	Ano	Consumo de Energia (MWh/ano)	Ano	Consumo de Energia (MWh/ano)
1	-	12	1.133.967,54	23	1.057.672,00
2	-	13	1.047.200,00	24	1.068.248,72
3	-	14	1.057.672,00	25	1.078.931,21
4	1.047.200,00	15	1.068.248,72	26	1.089.720,52
5	1.057.672,00	16	1.078.931,21	27	1.100.617,72
6	1.068.248,72	17	1.089.720,52	28	1.111.623,90
7	1.078.931,21	18	1.100.617,72	29	1.122.740,14
8	1.089.720,52	19	1.111.623,90	30	1.133.967,54
9	1.100.617,72	20	1.122.740,14	31	1.047.200,00
10	1.111.623,90	21	1.133.967,54	32	1.057.672,00
11	1.122.740,14	22	1.047.200,00	33	1.068.248,72

Fonte: Autor.

3.3. DIMENSIONAMENTO DA PLANTA DE PRODUÇÃO DE AMÔNIA VERDE

A Equação 5 contém a relação estequiométrica entre o nitrogênio e o hidrogênio para produção de amônia.



As massas molares dos elementos são: Nitrogênio: 28,02 g/mol; Hidrogênio 2,02 g/mol; Amônia: 17,03 g/mol. Dessa forma, a razão ideal e produção entre NH₃ e H₂ é dada pela Equação 6.

$$RP_{NH_3/H_2} = \frac{M_{NH_3}}{M_{H_2}} \quad (6)$$

Onde: RP_{NH_3/H_2} : Razão de produção entre amônia e hidrogênio; M_{NH_3} : Massa molar da amônia; e M_{H_2} : Massa molar do hidrogênio. Vale ressaltar o equacionamento acima é referente a equação idealizada. Para o dimensionamento do processo de Haber-Bosch, considerou-se uma premissa de 5% de perdas sobre a Equação 6, tornando-a não ideal.

A produção anual de amônia pode ser calculada a partir da relação mássica supracitada, juntamente com a eficiência da reação de Haber-Bosch e a quantidade de hidrogênio produzida, uma vez que este é o fator limitante do processo químico. A Equação 7 determina a quantidade de amônia verde (NH₃V) produzida na planta proposta.

$$NH3V = RP_{NH_3/H_2} \cdot 0,95 \cdot \eta_{HB} \cdot H2V_{ano} \quad (7)$$

Onde: $NH3V$: Produção anual de amônia (Nm³/ano); RP_{NH_3/H_2} : Razão de produção entre amônia e hidrogênio; η_{HB} : Eficiência da reação de Haber-Bosch; $H2V_{ano}$: Produção anual de hidrogênio (t/ano).

Para a determinação da quantidade de amônia produzida anualmente em t/ano, deve-se fazer a conversão a partir da densidade do elemento analisado, como é ilustrado na Equação 8.

$$NH3V_t = NH3V \cdot \rho_{NH_3} \quad (8)$$

Onde: $NH3V_t$: Produção anual de amônia (t/ano); $NH3V$: Produção anual de amônia (Nm³/ano); e ρ_{NH_3} : Densidade da amônia (t/Nm³). Nesse contexto, é possível calcular a energia demandada da reação de Haber-Bosch, representada pela Equação 9.

$$E_{HB} = NH3V_t \cdot E_{NH3V} \quad (9)$$

Onde: E_{HB} : Energia total consumida pelo processo de Haber-Bosch; $NH3V_t$: Produção anual de amônia (t/ano); e E_{NH3V} : Energia necessária para produção de 1 t de amônia (MWh/t).

3.4. ANÁLISE DE VIABILIDADE FINANCEIRA

As Tabelas 5 e 6 ilustram as premissas financeiras para a composição do CAPEX e do OPEX dos processos do sistema proposto.

Tabela 5: Resumo das premissas financeiras do CAPEX do sistema.

Premissas de CAPEX		
	USD	BRL
Eletrólise (\$/MW)	615.000,00	3.075.000,00
Eletrólise - Troca (% do CAPEX inicial da eletrólise)	15,00	
Amônia (\$/ton NH ₃)	545,60	2728,00
Amônia - Troca (% do CAPEX inicial da amônia)	15,00	
Subestação	6.000.000,00	30.000.000,00
Linha de Transmissão	1.000.000,00	5.000.000,00

Fonte: Autor, adaptado de [16], [20], [24].

Tabela 6: Resumo das premissas financeiras do OPEX do sistema.

Premissas de OPEX		
	USD	BRL
Eletrólise (% do CAPEX)	1,50	
Produção de Amônia (% do CAPEX)	1,50	
Subestação (% do CAPEX)	1,50	
Linha de Transmissão (% do CAPEX)	1,50	
Custos Administrativos (\$/ano)	800.000,00	4.000.000,00

Fonte: Autor, adaptado de [16], [20], [24].

A Tabela 7 contém os parâmetros financeiros adotados para a análise do sistema proposto. Tendo em vista que a planta está localizada na ZPE, há redução e isenção de diversos impostos [4].

Tabela 7: Resumo das premissas financeiras para o sistema proposto.

Premissas Viabilidade H2V + HB	
Financeiro	
Inflação (% a.a.)	4,00
Custo de Capital Ponderado - WACC (%)	12,00
Financiamento (% do CAPEX)	70,00
Taxa de Juros do Financiamento (%)	10,00
Período de Amortização do Financiamento (Anos)	20
Impostos	
IRPJ (%)	6,25
CSLL (%)	9,00
PIS (%)	0,00
COFINS (%)	0,00
Imposto de Exportação (%)	0,00

Fonte: Autor, adaptado de [4], [13].

Além da definição dos parâmetros financeiros é imprescindível definir os valores dos insumos a serem comprados (energia e água) e vendidos (amônia). A Tabela 8 ilustra valores de mercado para os parâmetros supracitados.

Tabela 8: Preço de compra e venda de insumos.

Preço de Insumos		
Insumos	USD	BRL
Energia (\$/MWh)	28,00	140,00
Água (\$/m ³)	1,00	5,00
Amônia - Venda (\$/t)	900,00	4500,00

Fonte: Autor, adaptado de [16], [17], [25].

Uma vez que a usina porposta se localizará na Zona de Processamento de Exportação do Porto do Pecém, haverá custos referentes ao uso da infraestrutura do porto. Para a análise realizada, considerou-se valores de uso de terra e da infraestrutura de tubulação. Além disso, a TUST foi calculada a partir dos valores da tarifa fornecidos pela ANEEL para a conexão da planta (carga) na subestação Pecém II. A escolha de Pecém II foi feita com base na localização estratégica da subestação para os projetos localizados no CIPP. A Tabela 9 ilustra os valores de custos operacionais da planta.

Tabela 9: Custos operacionais da planta.

Custos de Operação		
	USD	BRL
Arrendamento do Terreno da Planta de Amônia Verde (\$/m ²)	0,10	0,50
Tubulação e Despacho (\$/t)	0,668	3,34
Tarifa COGERH (\$/m ³)	0,20	1,01
Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) (\$/MW)	9.621,60	48.108,00

Fonte: Autor, adaptado de [3], [19], [23].

5. ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Com base nas premissas adotadas para a planta de produção de amônia verde, é possível realizar a análise de viabilidade do empreendimento. Nesse contexto, serão avaliados diversos parâmetros, como é ilustrado na Tabela 10.

Tabela 10: Resultados da viabilidade financeira do sistema proposto.

Resultados de Viabilidade Financeira		
	USD	BRL
LCOH (\$/kg H ₂)	4,38	21,90
LCOA (\$/t NH ₃)	992,10	4.960,50
TIR do Projeto (%)	13,70	
VPL do Projeto (\$MM)	38,67	193,35
TIR do Acionista (%)	18,11	
VPL do Acionista (\$MM)	69,23	346,15
Payback (Anos)	11	

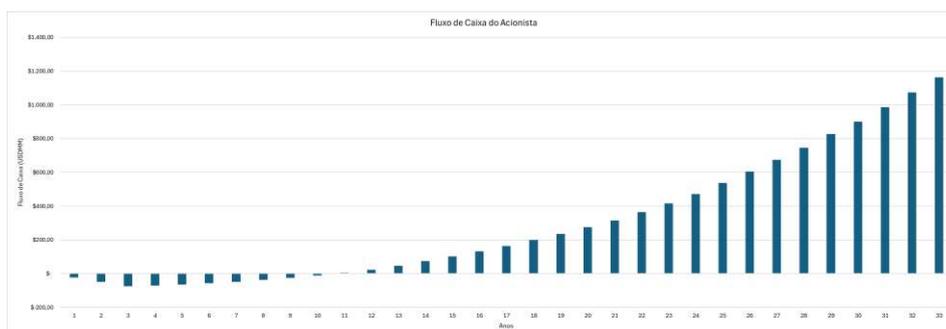
Fonte: Autor.

O projeto é economicamente viável, uma vez que ao término do período de operação ele apresenta VPL positivo (USD 69,23 milhões). Além disso, o tempo de retorno calculado da planta é satisfatório, pois ela passará a ter um fluxo de caixa positivo após 11 anos desde o início da construção.

Com relação à produção de amônia, o LCOA calculado é de USD 992,10 por tonelada produzida, apresentando valor compatível com o mercado internacional (entre USD 905,24 e USD 1.055,81) [17]. Ademais, o valor do LCOH calculado para o montante de H₂V produzido é competitivo quando comparado ao mercado, uma vez que ele apresenta menor custo nivelado de produção [18].

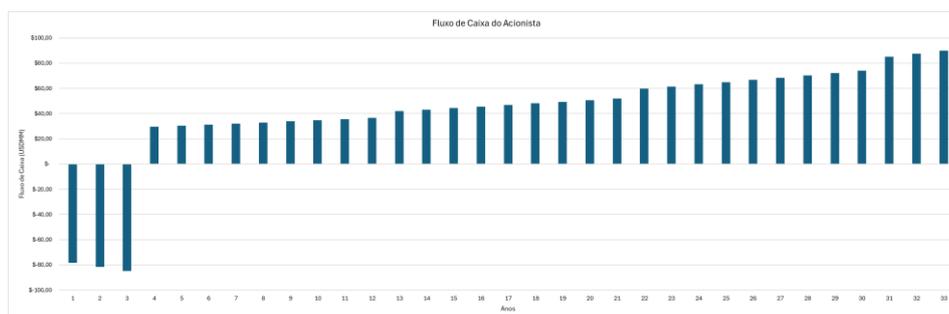
As Figuras 4 e 5 ilustram o fluxo de caixa do acionista (considerando empréstimo e amortização com o decorrer dos anos) e do projeto (desconsiderando empréstimo).

Figura 4: Fluxo de caixa do acionista.



Fonte: Autor.

Figura 5: Fluxo de caixa do projeto.



Fonte: Autor.

Com relação ao fluxo de caixa do acionista, percebe-se que o ano 3 apresenta pior receita anual, pois a planta ainda não está em operação e as despesas dos anos anteriores é acumulada. A partir do ano 4, a venda da amônia vai amortizando o financiamento realizado

O gráfico do fluxo de caixa do projeto, ilustra a distribuição de todas as despesas de implantação durante o período de construção. Destaca-se os anos 13, 22 e 31, nos quais são realizadas as trocas dos equipamentos dos processos de produção de H2V e NH3V, acarretando em menor receita, devido à planta ter operado durante menos tempo.

As Tabelas 11 e 12 são mapas de calor da TIR e do VPL, respectivamente. É possível avaliar os valores de TIR e VPL para diversos cenários de preços de amônia e de compra de energia.

Tabela 11: Mapa de calor da TIR.

TIR		Preço da Energia (USD/MWh)					
		25	26	27	28	29	30
Preço da Amônia (USD/t NH ₃)	700	8%	7%	6%	5%	3%	2%
	750	12%	11%	9%	8%	7%	6%
	800	15%	14%	13%	12%	11%	9%
	850	18%	17%	16%	15%	14%	13%
	900	21%	20%	19%	18%	17%	16%
	950	24%	23%	22%	21%	20%	19%

Fonte: Autor.

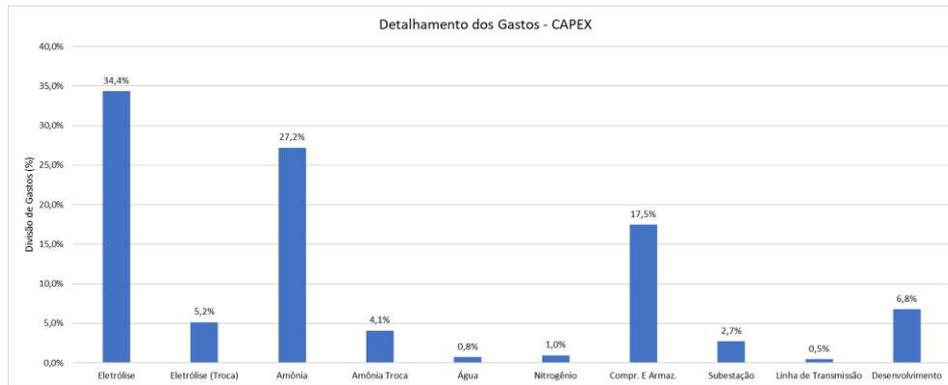
Tabela 12: Mapa de calor do VPL.

VPL		Preço da Energia (USD/MWh)					
		25	26	27	28	29	30
Preço da Amônia (USD/t NH ₃)	700	-40,66	-52,89	-65,13	-77,37	-89,60	-101,84
	750	-4,00	-16,24	-28,47	-40,71	-52,95	-65,18
	800	32,65	20,42	8,18	-4,05	-16,29	-28,53
	850	69,31	57,07	44,84	32,60	20,37	8,13
	900	105,97	93,73	81,49	69,26	57,02	44,79
	950	142,62	130,39	118,15	105,91	93,68	81,44

Fonte: Autor.

A Figura 6 ilustra uma divisão de investimentos do CAPEX da planta proposta. Percebe-se que os gastos mais consideráveis estão relacionados aos processos de produção de hidrogênio e amônia, com parcelas de 34,4% e 27,2%, respectivamente, do total investido.

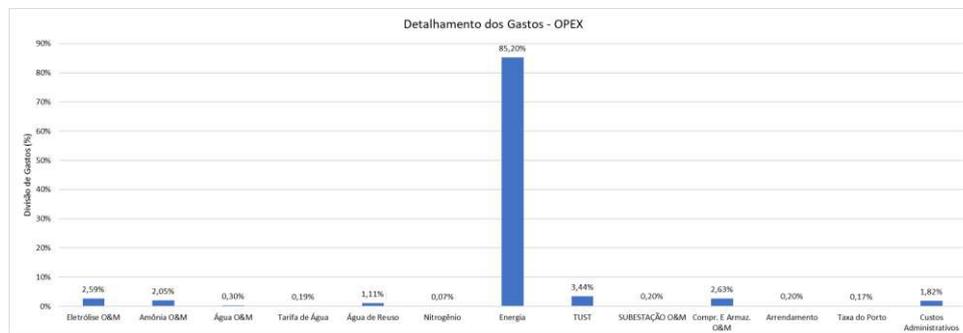
Figura 6: Detalhamento dos investimentos do CAPEX.



Fonte: Autor.

A Figura 7 contém o detalhamento das despesas operacionais. Observa-se que a compra de energia é o maior gasto operacional da usina (85,20%), uma vez que faz-se necessário contratar grandes quantidades de energia para suprir a demanda dos processos do sistema.

Figura 7: Detalhamento despesas operacionais.



Fonte: Autor.

Nesse contexto, conclui-se que o estado do Ceará apresenta potencial para o mercado de hidrogênio, sob a perspectiva tanto técnico-financeira de produção do H2V quanto logística, para transporte do insumo produzido, com sua localização geográfica estratégica.

Dessa forma, a partir dos resultados encontrados, é possível avaliar que o sistema proposto é economicamente viável, pois ao término do período de operação ele gera lucro, além de ter fluxo de caixa positivo em 11 anos.

Com relação a valores de mercado, o LCOH e o LCOA da planta de produção de hidrogênio verde e de amônia verde se destacam quando comparados à média de produção internacional [17], [18], tornando a venda dos insumos viável.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS, CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Tendo em vista que os projetos de usinas de hidrogênio verde previstos são de larga escala, é imprescindível que haja um estudo de viabilidade financeira para a implementação de tais empreendimentos.

Nesse contexto, no trabalho em questão foi proposto um sistema que contém uma usina solar fotovoltaica de 500 MW de potência instalada, localizada na cidade de Umari e uma planta de produção de hidrogênio verde com 123,2 MW de potência de eletrolisadores, situada no Porto do Pecém. Assim, foi feita a simulação da geração de energia da UFV, por meio do PVsyst e, a partir dos resultados da obtidos, avaliou-se a viabilidade financeira da usina fotovoltaica.

Analisando a planta de amônia verde, obteve-se um LCOH de USD 4,38/kg e um LCOA de USD 992,10/t, ambos próximos aos valores adotados internacionalmente. Sua TIR do acionista é de 18,11%; seu VPL é de USD 69,24 milhões de dólares (R\$ 346,15 milhões) e o payback é de 11 anos. Dessa forma, conclui-se que o empreendimento é economicamente viável, com base os parâmetros adotados no estudo e nos valores de mercado.

Portanto, conclui-se que os objetivos propostos foram alcançados, uma vez que foi feito o dimensionamento da planta de H2V e dos principais processos presentes para produzir amônia verde, detalhando a metodologia adotada.

Para estudos futuros, vale ressaltar que os resultados podem mudar, com base na regulação da produção de H2V vigente, uma vez que incentivos, critérios de certificação, entre outros fatores podem sofrer alterações. Por fim, com relação ao aperfeiçoamento do trabalho proposto, recomenda-se comparar os resultados obtidos considerando a modelagem financeira da geração solar fotovoltaica, com o intuito de avaliar o que é mais viável entre o PPA e a autoprodução de energia.

REFERÊNCIAS

- [1] EPE. Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio. 2021. Último acesso 03 Julho 2024. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/Hidroge%CC%82nio_23Fev2021NT%20\(2\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/Hidroge%CC%82nio_23Fev2021NT%20(2).pdf).
- [2] CIPP. Pecém Factsheet 2021. 2021. Último acesso 04 Julho 2024. Disponível em: <https://www.complexodopecem.com.br/wp-content/uploads/2022/08/Pecem-Factsheet-H%C2%B2V-Port.pdf>.
- [3] CIPP. Tabela de Preços 2023- ZPE. 2023. Último acesso 03 Julho 2024. Disponível em: <https://zpeceara.com.br/wp-content/uploads/2023/05/TABELA-DE-PREÇOS-ZPE-CEARA-2023-1.pdf>.
- [4] ZPE. Benefícios. 2024. Último acesso 04 de Julho 2024. Disponível em: <https://zpeceara.com.br/beneficios/>.
- [5] EPBR. A descarbonização e o hidrogênio no Brasil. 2023. Último acesso 03 Julho 2024. Disponível em: <https://epbr.com.br/a-descarbonizacao-e-o-hidrogenio-no-brasil/>.
- [6] CCEE. Manual para Certificação de Hidrogênio. 2023. Último acesso 04 Julho 2024. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/documents/80415/919444/Manual%20para%20a%20Certifica%C3%A7%C3%A3o%20de%20Hidrog%C3%AAnio%20REV1.1.docx/3b73a55e-3ed3-aeb1-8c92-e6d9c6b8a8d2>.
- [7] IRENA. INNOVATION OUTLOOK RENEWABLE AMMONIA. 2022. Último acesso 03 Julho 2024. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/May/IRENA_Innovation_Outlook_Ammonia_2022.pdf?rev=50e91f792d3442279fca0d4ee24757ea.
- [8] IEA. Global Hydrogen Review 2023. 2023. Last accessed 21 October 2023. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/8d434960-a85c-4c02-ad96-77794aaa175d/GlobalHydrogenReview2023.pdf>.
- [9] IEA. Ammonia Technology Roadmap Towards more sustainable nitrogen fertiliser production. 2021. Último acesso 04 Julho 2024. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/6ee41bb9-8e81-4b64-8701-2acc064ff6e4/AmmoniaTechnologyRoadmap.pdf>.
- [10] IBERDROLA. Green hydrogen: an alternative that reduces emissions and cares for our planet. 2023. Último acesso 04 Julho 2024. Disponível em: <https://www.iberdrola.com/sustainability/green-hydrogen>.

[11] IBERDROLA. Amônia verde: a revolução sustentável na indústria química. 2023. Último acesso 04 Julho 2024. Disponível em: <https://www.iberdrola.com/quem-somos/nossa-atividade/hidrogenio-verde/amonia-verde>.

[12] HYDROGEN, N. Nel Hydrogen Electrolysers. 2023. Último acesso 03 Julho 2024. Disponível em: <https://nelhydrogen.com/wp-content/uploads/2020/03/Electrolysers-Brochure-Rev-D.pdf>.

[13] RUIZ, E. T. N. F. Análise de Investimento em Projetos de Energia Solar Fotovoltaica. Geração Centralizada. [S. l.]: Alínea, 2021.

[14] CESARO, Z.; IVES, M.; NAYAK-LUKE, R.; MASON, M.; BAÑARES-ALCÁNTARA, R. Ammonia to power: Forecasting the levelized cost of electricity from green ammonia in large-scale power plants. *Applied Energy*, v. 282, p. 116009, 2021. ISSN 0306-2619. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261920314549>.

[15] CELA. Custo Nivelado do Hidrogênio no Brasil. 2023. Último acesso 04 Julho 2024. Disponível em: <https://cela.com.br/estudos/lcoh-custo-nivelado-de-hidrogenio-verde-no-brasil-cela/>.

[16] BODMER, E. Overview of Hydrogen. 2023. Último acesso 03 Julho 2024. Disponível em: <https://edbodmer.com/smr-versus-electrolyzer-cost/>.

[17] EDUARDES-EVANS, H.; BURGESS James; PEREZ, M. Platts Ammonia Price Chart. 2024. Último acesso 03 Julho 2024. Disponível em: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/energy-transition/051023-interactive-ammonia-price-chart-natural-gas-feedstock-europe-usgc-black-sea>.

[18] GLOBAL, S. Platts hydrogen price wall. 2024. Último acesso 03 Julho 2024. Disponível em: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/our-methodology/price-assessments/energy-transition/hydrogen-price-assessments>.

[19] ANEEL. TUST- Rede Básica. 2023. Último acesso 03 Julho 2024. Disponível em: https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiN2Q0OGEyNmItMDg1Mi00MzJhLTllN2ItNmRIOTg1OGVjZjM1IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9&force_isolation=true.

[20] PETERSON, D.; VICKERS, J.; DESANTIS, D. Hydrogen Production Cost From PEM Electrolysis - 2019. 2020. Último acesso 03 Julho 2024. Disponível em: https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/19009_h2_production_cost_pem_electrolysis_2019.pdf?Status=Master.

[21] McKinsey & Company. Global Energy Perspective 2023: Hydrogen outlook. Último acesso 03 Julho 2024. Disponível em: <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/global-energy-perspective-2023-hydrogen-outlook>.

[22] SAMANEZ, C.P. Matemática Financeira. [S. l.]: Pearson, 2010.

[23] COGERH. COMUNICADO nº 01/2023/GEREU/DIAFI/COGERH. 2023. Último acesso 04 Julho 2024. Disponível em: <https://portal.cogerh.com.br/wp-content/uploads/2023/06/comunicado-reajuste-tarifa-2023.pdf>.

[24] ANEEL. Leilões. 2022. Último acesso 04 Julho 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/leiloes>.

[25] ANEEL. Resultados dos Leilões de Geração no Ambiente Regulado. 2023. Último acesso 04 Julho 2024. Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/resultadosLeiloes/leiloesGeracaoPortugues>.

Panorama da Produção de Hidrogênio Verde a Partir de Energia Eólica no Brasil: Desafios e Perspectivas

Autores [Ana Beatriz Otazu Castier¹, Hudson Bolsoni Carminati², Laís Cristina Ramos Simões³, Jéssica Moraes de Andrade⁴, Hugo Reiser Vieira Portuita⁵, Tássio Simioni⁶, Flavio Leite Loução Junior⁷, Geraldo Luiz Rochocz⁸]

[1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8]: Radix Engenharia e Desenvolvimento de Software

ana.castier@radixeng.com¹, hudson.carminati@radixeng.com²,
lais.simoes@radixeng.com³, jessica.andrade@radixeng.com⁴, hugo.portuita@radixeng.com⁵,
tassio.simioni@radixeng.com⁶, flavio.junior@radixeng.com⁷, geraldo@radixeng.com⁸

RESUMO

A intensificação da crise climática impulsiona a busca por alternativas energéticas sustentáveis, entre as quais a energia eólica e o hidrogênio verde surgem como importantes agentes neste processo. A crescente demanda global por energia limpa abre um horizonte promissor para o Brasil, que eventualmente se depara com grandes desafios e oportunidades para o estabelecimento de um mercado sólido de hidrogênio verde. Embora a intermitência inerente à energia eólica seja um ponto crítico, sua integração com outras fontes, como a solar, garante um fornecimento contínuo e mais seguro. A regulamentação específica para projetos em hidrogênio verde, geração híbrida e produção eólica offshore ainda é incipiente no Brasil e sua produção envolve custos expressivos, entretanto, as crescentes sanções e restrições de produtos intensos em carbono tendem a impulsionar os investimentos em tecnologias para sobrepor tais limitações. De forma geral, o cenário para o avanço das tecnologias no país ainda possui gargalos de diversas naturezas, no entanto, o potencial brasileiro para liderar o mercado mundial de hidrogênio é inegável.

Palavras-chaves:

Hidrogênio Verde; Energia Eólica; Eletrolise; Transição Energética.

ABSTRACT

The intensification of the climate crisis is driving the search for sustainable energy alternatives, among which wind energy and green hydrogen are emerging as important agents in this process. The growing global demand for clean energy opens a promising horizon for Brazil, which will eventually face major challenges and opportunities for establishing a solid green hydrogen market. Although the intermittency inherent to wind energy is a critical point, its integration with other sources, such as solar, ensures a continuous and safer supply. Specific regulations for green hydrogen projects, hybrid generation and offshore wind production are still incipient in Brazil and their production involves significant costs. However, increasing sanctions and restrictions on carbon-intensive products tend to drive investments in technologies to overcome such limitations. In general, the scenario for the advancement of technologies in the country still has bottlenecks of various natures. However, Brazil's potential to lead the global hydrogen market is undeniable.

Keywords:

Green Hydrogen; Wind Energy; Electrolysis; Energy Transition.

1. INTRODUÇÃO

No atual cenário de intensificação da crise climática e de busca por alternativas energéticas sustentáveis, o hidrogênio verde (H2V) surge como um vetor energético promissor, oferecendo uma solução limpa e renovável para os desafios levantados para a transição energética. O H2V é produzido a partir da eletrólise da água utilizando energia renovável (e.g., energia solar, energia eólica, energia hidráulica), e vem ganhando notoriedade por incorrer em emissões nulas de gases de efeito estufa e possuir versatilidade, ou seja, por dispor de diversas aplicações e armazenar energia de forma eficiente.

Na conjuntura de incrementar a matriz energética mundial com fontes renováveis, o Brasil se posiciona estrategicamente, não somente por já possuir uma matriz expressivamente renovável, mas também pelo seu enorme potencial para aumentar esta parcela, em especial por energia de fonte eólica. As regiões Nordeste e Sul vêm ganhando notável atenção por apresentarem condições excepcionais para produção de energia eólica no Brasil e se tornarem os maiores produtores e exportadores de H2V utilizando energia eólica. A combinação de recursos naturais favoráveis com tecnologias de produção e a crescente demanda global por energia limpa abre um horizonte promissor para o país.

Neste contexto oportuno, o objetivo do presente artigo é trazer um panorama da produção de hidrogênio (H₂) a partir do aproveitamento da energia eólica na perspectiva do Brasil. Serão abordados aspectos como o potencial eólico no país, as principais tecnologias envolvidas na produção de H₂ e sua integração com as fontes eólicas, as perspectivas de produção e aplicações de H2V, além dos desafios e perspectivas sobre esta potencial solução integrada.

2. POTENCIAL EÓLICO DO BRASIL

De acordo com a Associação Brasileira de Energia Eólica - ABEEólica, o Brasil possui mais de 1.500 GW de potencial de energia eólica (*onshore* e *offshore*), ocupando o sexto lugar no *ranking* global de capacidade instalada *onshore* (ABEEólica, 2024). Neste contexto, é notável o posicionamento estratégico do país frente às demais economias mundiais, entre as quais prevalece a forte dependência de fontes fósseis e limitações para implementar fontes renováveis de energia. Embora os recursos eólicos do Brasil excedem três vezes as suas necessidades atuais, o percentual da energia eólica no consumo total de energia elétrica brasileira gira em torno de 7% (Nadaleti et al., 2020). Este antagonismo reforça a necessidade imediata que o Brasil tem para aproveitar melhor seu potencial de produção, principalmente com o decréscimo sucessivo observado no custo de produção de energia eólica no país.

A energia eólica tem um potencial tremendo para impulsionar a matriz energética nacional. No entanto, a intermitência da geração eólica, causada por variações na força e direção dos ventos, representa um desafio significativo para garantir um fornecimento contínuo e confiável de energia. Oportunamente, a integração híbrida da energia eólica com outras fontes renováveis, como a energia solar fotovoltaica, surge como uma solução inteligente para compensar a intermitência e garantir a continuidade da geração de energia limpa e renovável. A integração híbrida traz complementaridade entre as fontes, sinergia para uma gestão mais eficiente da rede elétrica nacional e a expansão da geração geral de energia renovável.

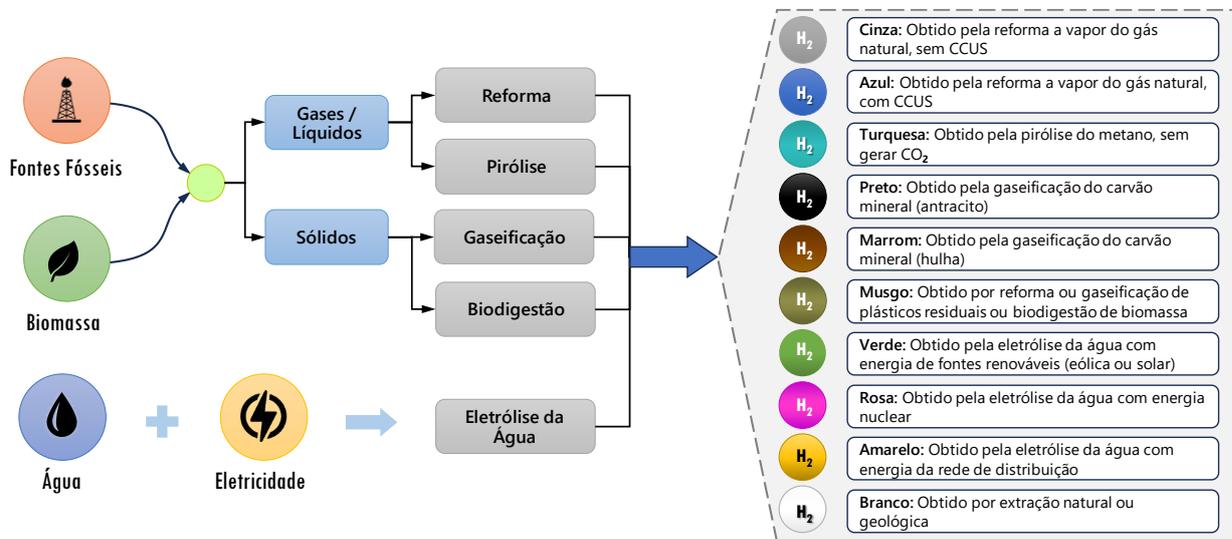
Em um cenário de geração a partir de múltiplas fontes, as centrais com sistemas energéticos híbridos (SEH) podem beneficiar da sinergia de recursos energéticos. Estas centrais híbridas estão aptas a produzir energia de forma mais eficiente do que as centrais com uma única fonte de energia. A produção de eletricidade renovável é promovida e apoiada através do atual marco regulatório, mas ainda não há uma regulamentação específica para projetos de SEH no Brasil. Na região Nordeste do país, existem atualmente duas usinas híbridas em escala piloto, mostrando uma boa sinergia entre as fontes e dando uma perspectiva de que a configuração híbrida eólica-solar seja a opção mais promissora para a

segurança energética nacional (De Andrade Santos et al., 2020). Além disso, a região apresenta uma imensa riqueza de recursos eólicos e concentra a maior parte deste potencial energético, especialmente nos estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Bahia. Essa capacidade energética se deve a diversos fatores como a extensa linha costeira do Brasil com ventos fortes, o relevo favorável das regiões do Nordeste e a continuidade constante dos ventos ao longo do ano, gerando energia estável.

3. TECNOLOGIAS DE PRODUÇÃO DE H₂ VERDE

A obtenção de H₂ por ocorrer por uma diversidade de rotas tecnológicas, a depender da utilização de energias renováveis ou não renováveis e de suas matérias-primas como gás natural, carvão, água etc. Além disso, se convencionou classificar os diferentes tipos de H₂ produzidos com base em um padrão de cores preestabelecidas, conforme ilustra a Figura 1 (Muhammed et al., 2023).

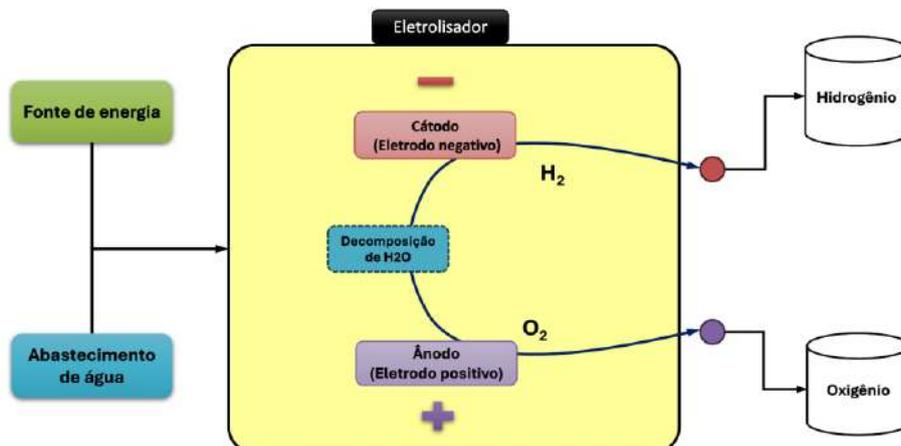
Figura 1 – Principais rotas de produção e classificação usual do hidrogênio.



Fonte: Adaptado de Empresa de Pesquisa Energética (2021).

A produção de H₂V ocorre por meio da eletrólise da água, um processo bem estabelecido comercialmente, que envolve a decomposição da água em H₂ e oxigênio através da passagem direta de uma corrente elétrica em um eletrolisador, conforme o diagrama representado pela Figura 2 (Muhammed et al., 2023). Para garantir a produção de um H₂ com emissões nulas (H₂V), esta rota requer exclusivamente a alimentação por uma fonte de energia renovável.

Figura 2 – Esquemática do funcionamento de um eletrolisador para produção de H₂ e oxigênio.



Fonte: Elaboração própria.

Com o crescente interesse em H₂V, os avanços nas tecnologias de produção aumentaram expressivamente nos últimos anos. Atualmente, existem vários tipos de eletrolisadores, entre os quais se destacam: AWE (eletrolisador de água alcalina), eletrolisadores PEMWE (eletrolisador de água com membrana de troca de prótons), eletrolisador AEMWE (eletrolisador de água com membrana de troca aniônica) e o eletrolisador SOWE (eletrolisador de água de óxido sólido) (Ham et al., 2024).

Os diferentes tipos de eletrolisadores e seus sistemas podem ser classificados de acordo com sua temperatura de operação (que pode variar entre 100°C e <800°C). O sistema AWE é a tecnologia mais tradicional e difundida, sendo considerado o sistema da primeira geração. Os eletrolisadores PEMWE possuem o maior custo, considerando os metais nobres presentes em seu material somado ao fato de não terem um histórico industrial tão consolidado quanto a AWE; no entanto, eles têm sido amplamente visados no mercado devido a interessantes características como a possibilidade de serem mais compactos, possuírem maior flexibilidade operacional e saída de H₂ a alta pressão (H2BRASIL, 2023). Já os eletrolisadores SOWE têm sido bastante promissores devido à sua eficiência de conversão energética, muito embora ainda estejam em estágio de desenvolvimento. A fim de melhor comparar diferentes aspectos das principais tecnologias de eletrolisadores, a Tabela 1 sumariza os quatro exemplares listados e seus parâmetros.

Tabela 1 – Principais características e estados dos sistemas AWE, PEMWE, AEMWE e SOWE.

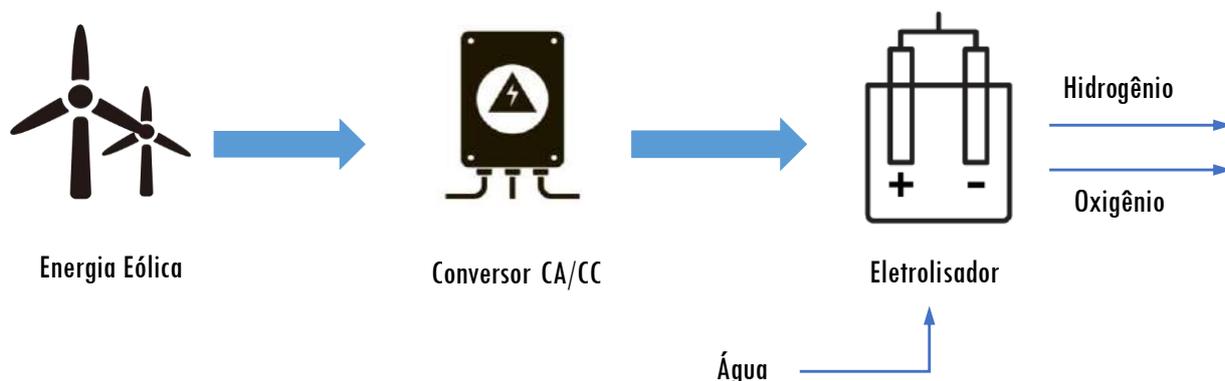
	AWE	PEMWE	AEMWE	SOWE
Maturidade Tecnológica	Disponível comercialmente	Disponível comercialmente	Em fase de desenvolvimento	Em fase de desenvolvimento
Consumo de energia	51 GW-MW	51 MW-kW	Não definido	34 kW
Custo	250 \$/kW	450 \$/kW	Não definido	300 \$/kW
Temperatura de operação	70-90°C	50-80°C	40-80°C	700-850°C
Tipo de membrana	ZrO ₂ estabilizado com malha polifenilenossulfeto	Membrana de ácido perfluorossulfônico	Membrana de divinilbenzeno	Membrana de zircônia estabilizada com ítria

Fonte: Adaptado de Ham et al. (2024).

4. INTEGRAÇÃO ENTRE GERAÇÃO EÓLICA E ELETRÓLISE

As usinas eólicas utilizam a energia cinética dos ventos para conversão em energia elétrica por meio dos aerogeradores, cujo fornecimento deve ser contínuo a fim de manter o funcionamento constante dos eletrolisadores, como ilustra a Figura 3. Porém, as centrais também podem produzir um excedente de energia (que não é absorvido pela rede), que pode ser utilizada nos compressores no armazenamento do hidrogênio.

Figura 3 – Diagrama da integração entre a energia eólica com o eletrolisador para a produção de H₂V.



Fonte: Adaptado de Nadaleti et al. (2020).

5. PANORAMA DA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE NO BRASIL

É incontestável que o Brasil possui um enorme potencial para ser um dos maiores produtores e exportadores de H₂V do mundo. Esta oportunidade deve-se à abundância de recursos renováveis disponíveis no país, desde vastas costas marítimas com ventos favoráveis até à disponibilidade de extensas terras com elevada radiação proporcionada pelo sol. Em termos de energia renovável, o Brasil dispõe de uma expressiva participação de fonte hidrelétrica em sua matriz, ao passo que as contribuições das fontes eólica e solar ainda são modestas. Assim, a produção de H₂V é favorecida sobremaneira, seja para uso como alternativa energética ou como matéria-prima em processos de transformação.

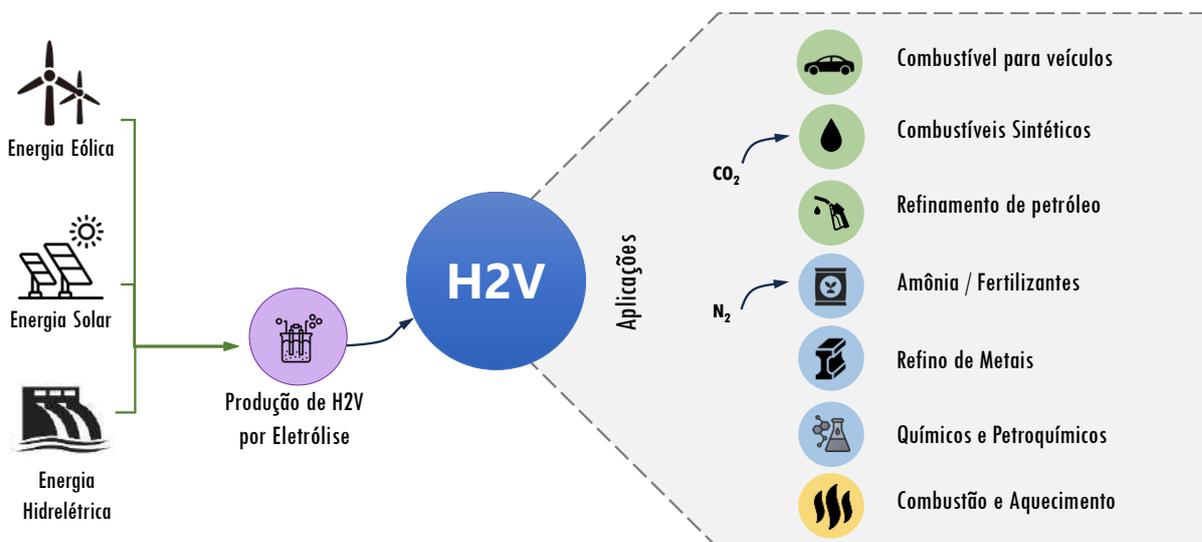
A produção de H₂ no Brasil ainda é predominantemente feita pela reforma do gás natural, caracterizando o H₂ cinza. Além de ser um processo intenso em energia, suas reações geram uma quantidade expressiva de CO₂, que atualmente é majoritariamente lançado na atmosfera. Alternativamente, o CO₂ produzido nos processos de reforma pode passar por processos de captura e armazenamento, caracterizando, por sua vez, a produção de um H₂ Azul. A oportunidade mais promissora para o H₂ brasileiro está no mercado interno, que poderá atingir entre 10 e 12 bilhões de dólares até 2040, principalmente com sua aplicação em caminhões (em substituição ao diesel), à produção de aço e fertilizantes verdes, além de outros usos energéticos industriais (Spilleir et al., 2024).

O Brasil é o sétimo país do mundo em capacidade total de geração de energia e está em terceiro lugar em termos de países que mais produzem energia renovável, competindo com os países como os Estados Unidos e a China. Ao mesmo tempo, está entre os grandes atores globais mais competitivos nas exportações de H₂V, concorrendo com os EUA, Austrália, Espanha e Arábia Saudita (McKinsey & Company, 2021).

6. APLICAÇÕES E DEMANDA DO HIDROGÊNIO VERDE

De forma geral, o H₂ tem uma ampla gama de aplicações, que incluem siderurgia, refino e *upgrading* de petróleo, na produção de amônia (i.e., amônia verde) para fertilizantes e produtos químicos, além de combustível para veículos de passageiros, trens de longa distância, navios graneleiros e caminhões de mineração (McKinsey & Company, 2021). Todas estas aplicações podem, naturalmente, incorporar H₂V em seus processos a fim de torná-los “verdes” a partir desta fonte comprovadamente sustentável. Adicionalmente, seu uso em rotas para fornecer produtos verdes vem sendo cada vez mais priorizado, em especial pelo mercado externo. A Figura 4 ilustra as potenciais aplicações do H₂V com as fontes de energia para sua produção.

Figura 4 – Diagrama das potenciais aplicações do H2V no Brasil.



Fonte: Elaboração própria.

Uma aplicação que vem ganhando notável interesse no Brasil é a produção de aço verde. Neste processo, o H2V pode substituir o carvão e eliminar as indesejáveis emissões de gases com efeito de estufa. O aço verde surge como um material sustentável que compete fortemente no mercado global devido à sua demanda e processamento baixo em carbono. A substituição de combustíveis por H2V pode ser uma oportunidade impactante para reduzir as emissões de gases de efeito estufa no Brasil, principalmente considerando que as áreas que mais afetam a poluição do ar no Brasil são os transportes, agricultura e áreas industriais.

Ao passo que muitas alternativas devem incorporar H2V em seus processos produtivos, atividades como o refino de petróleo tendem a ter baixa demanda H2V, pois a reforma do gás natural já é um processo bem estabelecido e economicamente viável nas refinarias brasileiras para a produção de H₂ necessária aos processos de hidrotreatamento (e.g., dessulfurização, desnitrificação, desoxigenação, desalogenação).

Embora a necessidade de uma transição energética justa acelere alternativas como o H2V, por si só ela pode não ser encorajadora o suficiente, desde que não envolva sanções, penalidades ou subsídios para impulsionar este processo. O Mecanismo de Ajuste de Carbono na Fronteira (CBAM), implementado pela União Europeia, é um instrumento para lidar com as inegáveis mudanças climáticas e impulsionar a descarbonização da economia global pela aplicação de um preço ao carbono emitido na produção de bens importados (Portal da Indústria, 2024). O CBAM busca incentivar a produção de bens com menor pegada de carbono, abrindo portas para o H2V brasileiro no promissor mercado europeu. Este instrumento estabelece uma taxa sobre produtos como aço, cimento, alumínio, eletricidade, químicos, fertilizantes e hidrogênio. Essa taxa visa nivelar o campo de jogo entre empresas europeias, que já estão sujeitas a políticas de precificação do carbono, e empresas de outros países (Portal da Indústria, 2024).

Iniciativas como as do CBAM que impõem sanções aos produtos não verdes, forçam a adequação de processos convencionais para incorporar tecnologias limpas com o doloroso desafio de tornar o produto ainda competitivo em mercados consumidores tão importantes para o Brasil. Contudo, o potencial brasileiro para produção de H2V, posiciona o país de forma extremamente favorável para se tornar um dos principais fornecedores dessa energia limpa (e seus produtos) para o mercado europeu. Ao precificar o carbono embutido no H₂ cinza, o H2V brasileiro se torna mais competitivo, abrindo um campo de oportunidades para sua exportação.

7. DESAFIOS E PERSPECTIVAS

Dado o panorama delineado até aqui, é evidente que tanto a energia eólica quanto o H2V têm vários desafios a enfrentar para ter representatividade na matriz nacional de forma satisfatória e competitiva. Para a transmissão e geração de energia elétrica para as tecnologias de produção, armazenamento e transporte de H2V, os principais desafios burocráticos são de aspectos legais e fiscais, podendo incluir regulamentos e impostos da rede elétrica nacional. Os desafios na produção, armazenamento e transporte de peças de H2V são a implementação inicial do desenvolvimento do mercado de H2V. Existem riscos para os investidores e operadores de projetos devido à incerteza da procura a longo prazo e à sua concorrência com outras fontes de energia/combustível existentes no mercado.

Em termos técnicos, é importante salientar o grande desafio relacionado à logística do H₂, que implica em diversas limitações e pré-requisitos de segurança que devem ser rigorosamente atendidos ao transportá-lo e armazená-lo. Estas operações demandam equipamentos e tecnologias apropriados para manter as baixas temperaturas e elevadas pressões requeridas para garantir um volume viável para manejo do H₂. O transporte de hidrogênio pode ocorrer em forma de gás comprimido ou liquefeito além das alternativas de conversão química em compostos densos em hidrogênio, como amônia e metanol, que vem ganhando notável atenção para transporte a longas distâncias.

No que diz respeito aos derivados obtidos do H2V e suas possíveis aplicações, as principais barreiras estão relacionadas às tendências de certificação, as quais estão relacionadas à demanda pelo uso de energias renováveis no mercado internacional (McKinsey & Company, 2021). Outro desafio a ser ressaltado é o aumento da demanda de H2V em escala global, que pode provocar uma grande alteração na infraestrutura elétrica nacional e causar um efeito dominó para outras empresas coligadas (McKinsey & Company, 2021).

De forma geral, os principais desafios envolvem aspectos regulatórios, técnicos, de rastreabilidade e da demanda por H2V. Há de se considerar que neste cenário multivariável, os custos de produção de H2V ainda são muito elevados devido à necessidade de tecnologia sofisticada e aos elevados requisitos energéticos. O avanço da maturidade tecnológica inerente às tecnologias emergentes deve ser considerado como uma forma de se esperar melhores relações custo-benefício, exatamente como ocorrido para a implementação de tecnologias para produção de energia eólica no Brasil.

As perspectivas para produção de H2V são extremamente favoráveis para o Brasil dada a ampla disponibilidade de recursos renováveis. Embora a demanda interna de energia renovável possa não ser um grande motivador, o mercado internacional de energia tem olhado este potencial brasileiro com bastante interesse, o que é notável pelos investimentos recebidos em atividade de pesquisa e desenvolvimento e até de infraestrutura em tecnologias de H2V. No âmbito de pesquisa nacional e desenvolvimento e inovação, ao longo dos anos se vem observando um aumento de investimentos no setor, tanto diretamente por empresas do segmento de energia, como impulsionados através de agências reguladoras e de fomento. Agências como a Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP), a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) vêm aumentando expressivamente sua priorização em H₂, energias renováveis e H2V, através de ajustes em regulamentos, abertura de editais de subvenção, chamadas estratégicas, entre outros.

8. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A produção do H₂ a partir do aproveitamento da energia eólica na perspectiva brasileira tem várias vertentes a serem consideradas. O Brasil tem uma oportunidade descomunal de potencial para produção e implementação de energia eólica, e quando atrelada ao desenvolvimento de SEH com outras fontes renováveis, este potencial expande expressivamente, dando um horizonte oportuno para investimento em geração de energia limpa de uma forma contínua e limpa. Uma vez estabelecido um cenário favorável para produção energia renovável, o aumento das perspectivas de H₂V se tornam mais promissores.

A ampla gama de possíveis aplicações do H₂V é atualmente enfatizada nas áreas de produção aço, amônia, produção de produtos químicos, combustíveis, entre outros. Incorporar o H₂V para produção de químicos verdes viabiliza a aceitação internacional destes produtos, como visto pela implementação do CBAM no contexto europeu. O panorama energético do Brasil é extremamente favorável, o posicionando como um notável fornecedor destes produtos verdes para o mercado mundial.

Foram ressaltados ainda, os desafios e as perspectivas gerais do H₂V no Brasil. Os desafios regulatórios da produção, armazenamento e transporte do H₂V ainda têm sido um entrave para o avanço da tecnologia no Brasil. Este marco regulatório define uma aberta sem precedentes no país para estabelecer um mercado consolidado de H₂V, dirimindo riscos para os investidores (internos e externos), além de estimular caminhos de certificação para o uso final e aceitação mundial.

Considerando todos os fatores aqui descritos, bem como a essencialidade e importância de uma configuração sustentável para o cenário mundial, o H₂V se coloca como um importante e essencial agente para o processo este processo de transição energética. O desenvolvimento do potencial do Brasil para geração de energias renováveis, especialmente no Nordeste, e sua implementação para produção de H₂V tende a contribuir de forma significativa para a redução da dependência dos combustíveis fósseis, diversificando a matriz energética a fim de reduzir problemas ambientais a partir de energia limpa e sustentável.

REFERÊNCIAS

- ABEEólica - Associação Brasileira de Energia Eólica. (2024). Disponível em [<https://abeeolica.org.br/>].
- Nadaleti, W. C., Santos, G. B. D., & Lourenço, V. A. (2020). Integration of renewable energies using the surplus capacity of wind farms to generate H2 and electricity in Brazil and in the Rio Grande do Sul state: energy planning and avoided emissions within a circular economy. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(46), 24190–24202.
- De Andrade Santos, J. a. F., De Jong, P., Da Costa, C. A., & Torres, E. A. (2020). Combining wind and solar energy sources: Potential for hybrid power generation in Brazil. *Utilities Policy*, 67, 101084.
- Muhammed, N. S., Gbadamosi, A. O., Epelle, E. I., Abdulrasheed, A. A., Haq, B., Patil, S., Al-Shehri, D., & Kamal, M. S. (2023). Hydrogen production, transportation, utilization, and storage: Recent advances towards sustainable energy. *Journal of Energy Storage*, 73, 109207.
- Empresa de Pesquisa Energética. (2021). Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio: Nota Técnica. Disponível em [[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/NT_Hidroge%cc%82nio_rev01%20\(1\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/NT_Hidroge%cc%82nio_rev01%20(1).pdf)].
- Ham, K., Bae, S., & Lee, J. (2024). Classification and technical target of water electrolysis for hydrogen production. *Journal of Energy Chemistry*, 95, 554–576.
- H2BRASIL. Cooperação Alemã, GIZ, Ministério de Minas E Energia, Governo Federal Brasil, & Deutsch-Brasilianische Industrie- und Handelskammer Câmara de Comércio e Indústria Brasil-Alemanha. (2023). Curso Introdução ao Hidrogênio Verde.
- Nadaleti, W. C., Santos, G. B. D., & Lourenço, V. A. (2020a). The potential and economic viability of hydrogen production from the use of hydroelectric and wind farms surplus energy in Brazil: A national and pioneering analysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(3), 1373–1384.
- McKinsey & Company. (2021). Hidrogênio verde: uma oportunidade de geração de riqueza com sustentabilidade, para o Brasil e o mundo. Disponível em [<https://www.mckinsey.com/br/our-insights/hidrogenio-verde-uma-oportunidade-de-geracao-de-riqueza-com-sustentabilidade-para-o-brasil-e-o-mundo>].
- Spilleir, D., Castañeda-Ayarza, J., De Mello-Ayres, R., & Brucieri, A. (2024). Characteristics and influence of macroenvironment in the Brazilian hydrogen energy sector. *Cleaner Production Letters*, 6(100059).
- Portal da Indústria (2024). CBAM: o que você precisa saber sobre o mecanismo europeu de ajuste de carbono na fronteira. Agência De Notícias CNI. Disponível em [<https://noticias.portaldaindustria.com.br/noticias/internacional/cbam-o-que-voce-precisa-saber-sobre-o-mecanismo-europeu-de-ajuste-de-carbono-na-fronteira>].

Integração do Recurso Eólico e da Produção de Hidrogênio para sistemas Off-grid

Alan Rodrigues de Sousa¹, Márcia Fernanda Teixeira de Menezes², Erika Fernandes Calasans Gomes de Barros³, José Dario Silva Fidelis⁴

Instituto SENAI de Inovação em Energias Renováveis ^{1,2,3,4}

alansousa@isi-er.com.br, marciamenezes@isi-er.com.br, erikabarros@isi-er.com.br, josefidelis@isi-er.com.br

RESUMO

O aumento nas emissões de gases do efeito estufa cresce ano após ano e reduzir o uso de combustíveis fósseis e incentivar o uso de fontes renováveis de energia é crucial para minimizar os efeitos das mudanças climáticas. Desta forma, é necessário buscar por outras fontes de energia limpa e que seja despachável. Assim, nesse artigo é apresentado uma análise da integração do recurso eólico na produção de hidrogênio para alimentar sistemas off-grid. Utilizando um eletrolisador e uma célula a combustível, o estudo simula o perfil típico da velocidade do vento a 20 km da costa do nordeste brasileiro. A metodologia inclui a determinação do perfil diurno da região, seguidos pela simulação da saída de potência de um aerogerador em escala laboratorial. Esta energia é utilizada para alimentar um eletrolisador PEM, cuja produção de hidrogênio é posteriormente convertida em energia elétrica por uma célula a combustível para alimentar uma carga constante. As curvas características do eletrolisador e da célula a combustível são levantadas e comparadas com modelagens existentes na literatura. Os resultados indicam que o eletrolisador é capaz de ajustar sua produção de hidrogênio conforme as variações da velocidade do vento, mostrando viabilidade técnica para sistemas off-grid. O armazenamento de hidrogênio suaviza as flutuações na produção, permitindo que a célula a combustível forneça energia constante à carga, mesmo com a intermitência do recurso eólico.

Palavras-chaves:

Eletrolisador; Célula a Combustível; Sistemas off-grid.

ABSTRACT

The increase in greenhouse gas emissions grows year after year and reducing the use of fossil fuels and encouraging the use of renewable energy sources is crucial to minimizing the effects of climate change. Therefore, it is necessary to look for other sources of clean and dispatchable energy. Therefore, this article presents an analysis of the integration of wind resources in the production of hydrogen to power off-grid systems. Using an electrolyzer and a fuel cell, the study simulates the typical wind speed profile 20 km off the coast of northeastern Brazil. The methodology includes determining the region's diurnal profile, followed by simulating the power output of a wind turbine on a laboratory scale. This energy is used to power a PEM electrolyzer, whose hydrogen production is subsequently converted into electrical energy by a fuel cell to power a constant load. The characteristic curves of the electrolyzer and the fuel cell are collected and compared with existing models in the literature. The results indicate that the electrolyzer is capable of adjusting its hydrogen production according to variations in wind speed, showing technical feasibility for off-

grid systems. Hydrogen storage smoothes out fluctuations in production, allowing the fuel cell to provide constant power to the load even as the wind resource intermitt.

Keywords:

Electrolyzer; Fuel Cell; Off-grid systems.

1. INTRODUÇÃO

Estudos comprovam um aumento significativo nas emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) ao longo dos últimos anos e existe uma chance de 48% de que em algum ano, dentre os próximos cinco, a temperatura média anual seja maior que a média histórica em 1,5°C (ONU, 2022). Desta forma, é preciso reduzir o uso de combustíveis fósseis, incentivar uso de combustíveis alternativos e de energias provindas de fontes renováveis. Assim, adotando medidas de transição para uma economia de baixo carbono, objetivando um futuro mais sustentável.

A transição energética é de extrema importância para enfrentar os desafios atuais relacionados às mudanças climáticas e à busca por fontes de energia mais sustentáveis. Tal transição inclui a adoção de fontes como solar e eólica na matriz energética. O Brasil, em especial, vem se configurando como um dos países com o maior potencial na produção de energia por fontes renováveis, com 84,60% da sua matriz composta por essas fontes, sendo a fonte solar e eólica responsáveis por 7,11% e 15,24%, respectivamente (ANEEL, 2024). Contudo, a medida que as fontes renováveis (solar e eólica) são conectadas no Sistema Elétrico de Potência (SEP) introduzem incerteza na rede e dificulta o gerenciamento de sua operação. De fato, essas gerações são conectadas à rede por meio de conversores de potência que não possuem inércia rotacional, o que pode afetar significativamente a frequência, resiliência e estabilidade do SEP (Liu, Caldognetto e Buso, 2019). Além disso, a natureza intermitente dessas fontes pode resultar em um desequilíbrio geração-carga, representando um desafio considerável na manutenção do controle de frequência (Hossain et al., 2023). Para resolver esse problema, é necessário criar possibilidades de armazenar e distribuir o excesso de energia provindo das fontes renováveis (Wirkert, 2020).

O hidrogênio é visto como um transportador de energia versátil e limpo que pode ser produzido a partir da energia elétrica das fontes renováveis usando a eletrólise da água (Majumdar et al., 2023). Pois, o hidrogênio possui uma alta densidade de energia de massa inerente, bem como longevidade, quando comparado a outros armazenamentos de energia, como as baterias. (Beainy, Karami e Moubayed, 2014). Esse fato, fez que nos últimos anos fossem desenvolvidos e otimizados inúmeros eletrolisadores para a produção de hidrogênio e realizado melhorias nos sistemas de armazenamento (Lebbal e Lecœuche, 2009). Esse hidrogênio produzido pela eletrólise da água é de interesse considerável para consumidores industriais e residenciais, já que o hidrogênio pode ser utilizado em transportes, na produção de fertilizantes, no aquecimento de caldeiras, na produção de amônia e metanol, ou até mesmo, gerar energia por meio de células combustíveis (Abomazid, Al-taweel e Farag, 2021). Dito isto, existe a possibilidade, em um futuro próximo, do Brasil exportar energia para o mundo na forma de hidrogênio.

O nordeste brasileiro se configura como a região mais promissora para a produção de hidrogênio verde no Brasil, devido ao alto potencial eólico (onshore e offshore) e o solar. Porém, essa alta capacidade sofre com a falta de linhas de transmissão para escoar a energia excedente, como é o caso do estado do Rio Grande do Norte, maior produtor de energia eólica do país (Paz e Fernandes, 2023). Assim, uma solução a curto prazo para a produção de hidrogênio seria a adoção de sistemas off-grid, com a fonte primária de energia a eólica e/ou solar. Contudo, essa solução esbarra na natureza irregular e na dependência das condições climáticas. Por exemplo, as principais variáveis ambientais, como velocidade do vento, densidade do ar, radiação solar, temperatura do ar e cobertura de nuvens, mudam com o tempo, impactando diretamente a geração de energia (Sarker et al., 2023). Entretanto, a integração entre as fontes eólica e solar demonstram altos níveis de complementariedade no nordeste brasileiro, no qual o vento é o recurso mais abundante à noite e o solar tem um pico suave durante o dia, possibilitando a produção contínua de hidrogênio (Campos et al., 2019). Desta forma, determinar a periodicidade na qual as disponibilidades máximas, mínimas e a sazonalidade dos recursos solar e eólico é uma questão chave para a geração de energia (Gburčik et al., 2013).

No nordeste brasileiro o recurso eólico apresenta excelentes condições para a instalação de parques eólicos. A presença de ventos constantes e fortes na região permite que os aerogeradores produzam energia de forma mais constante e previsível do que a energia solar em áreas com alta nebulosidade. Assim, proporcionando uma confiabilidade no fornecimento de energia para eletrolisadores.

Neste contexto, este artigo tem como objetivo analisar a correlação entre a disponibilidade do recurso eólico e a operação de um sistema integrado composto por eletrolisador, célula a combustível e carga, desconectado da rede elétrica. O estudo simula o perfil típico da velocidade do vento no litoral do Nordeste brasileiro, avaliando como a variabilidade e a intensidade dos ventos impactam a produção de hidrogênio e a geração de eletricidade em um sistema off-grid. Para tanto, é realizada a caracterização, em escala laboratorial, de um eletrolisador e de uma célula a combustível, observando o comportamento delas quando há variações no fornecimento de energia, conforme o perfil da velocidade do vento da localidade.

2. DESCRIÇÃO E MODELAGEM DO ELETROLISADOR E CÉLULA A COMBUSTÍVEL

O eletrolisador usa o princípio da eletrólise para dissociar a molécula de água (H_2O) nos gases hidrogênio (H_2) e oxigênio (O_2), aplicando uma alta corrente através de dois eletrodos separados por um eletrólito, por meio de uma reação eletroquímica (Tijani e Rahim, 2016). A reação de eletrólise da água é dada pela equação geral:



onde, o hidrogênio gasoso é gerado no cátodo e o oxigênio gasoso no ânodo do eletrolisador. As quatro principais tecnologias de eletrólise são as seguintes: eletrólise alcalina, eletrólise de óxido sólido (SOEC, do termo inglês *Solid Oxide Electrolyzer Cell*), eletrólise de membrana de troca aniônica (AEM, do termo inglês *Anion Exchange Membrane*) e eletrólise de membrana de troca de prótons (PEM, do termo inglês *Proton-Exchange Membrane*) (Kumar e Himabindu, 2019; Montezuma e Deus, 2023). As tecnologias se diferenciam de acordo com fatores como o tipo de eletrólito e as condições de operação.

Uma das principais características dos eletrolisadores do tipo PEM é a presença de uma membrana seletiva à transferência dos íons H^+ entre o ânodo e o cátodo. Geralmente, essa membrana é feita de um polímero sólido de ácido perfluorosulfônico (Nafion), escolhido por sua alta estabilidade química e térmica, além da excelente condutividade de prótons (Souto e Nogueira, 2021). Na Figura 1 é possível visualizar um esquema representativo da tecnologia.

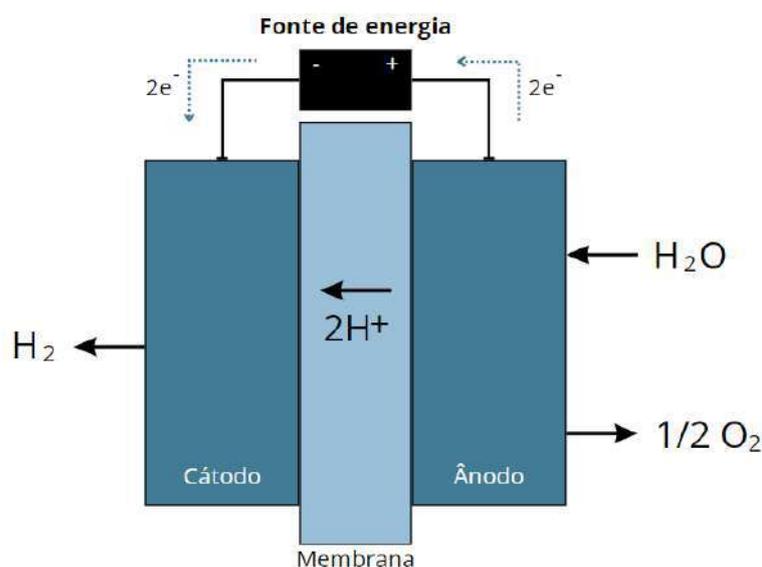
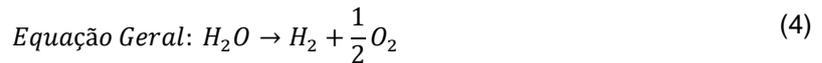
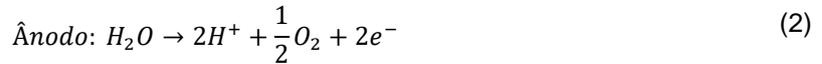


Figura 1: Esquema de um eletrolisador PEM.

As reações que descrevem o processo são dadas a seguir:



As vantagens da tecnologia PEM em comparação com outros métodos de eletrólise de água são: alta densidade de potência, alta eficiência, alta pureza de gás, design de sistema compacto, possibilidade de produção de hidrogênio de alta pressão e uma ampla faixa operacional dinâmica combinada com tempos de resposta rápidos (Eichman, Harrisone Peters, 2014; Wirkert, 2020). Tais características fazem do eletrolisador tipo PEM ser o mais estimado para desempenhar o papel de converter a energia elétrica em hidrogênio.

A célula a combustível do tipo PEMFC (do inglês Proton-Exchange Membrane Fuel Cell) opera convertendo energia química em elétrica através de uma série de reações eletroquímicas. Segundo Taner (2015), no ânodo, o hidrogênio é ativado por um catalisador, que separa os átomos de hidrogênio em prótons (íons H^+) e elétrons. Os prótons, então, atravessam a membrana enquanto os elétrons fluem através de um circuito externo, gerando eletricidade. No cátodo, os elétrons retornam e reagem com o oxigênio, formando moléculas de água com os prótons que atravessaram a membrana. Na Figura 2 é possível visualizar um esquema dessa tecnologia.

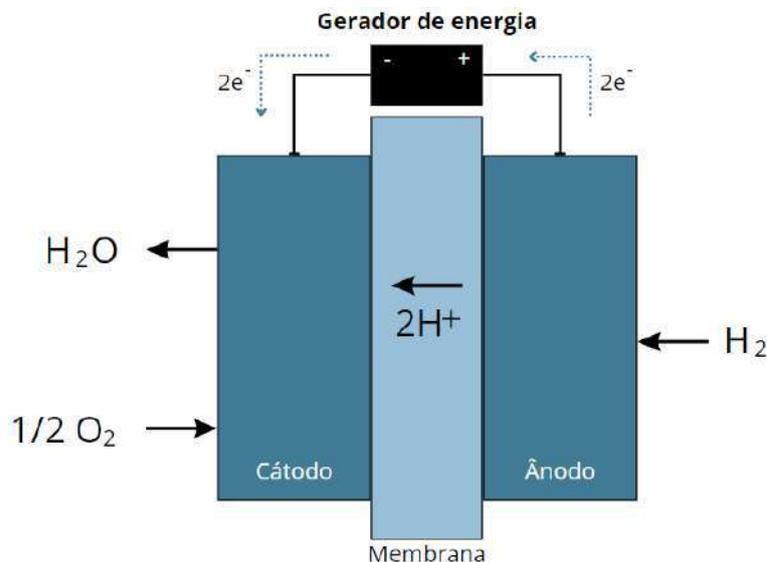
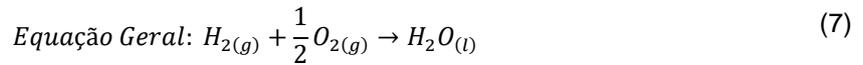
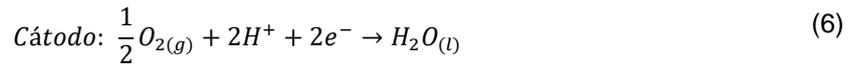


Figura 2: Esquema de uma célula combustível PEMFC.

As reações que descrevem o processo são dadas a seguir:





As PEMFCs, similares às células eletrolíticas tipo PEM, utilizam materiais poliméricos sólidos como membrana de troca de prótons. Esse tipo de célula combustível oferece diversas vantagens, incluindo inicialização rápida e alta eficiência energética, sendo capazes de operar a baixas temperaturas, o que simplifica o gerenciamento térmico e a segurança do sistema. Além disso, apresentam alta densidade de potência e são de fácil montagem e manuseio (Wang e Jiang, 2024). Estas características tornam as PEMFCs uma solução para uso em veículos elétricos, geração de energia e outras aplicações portáteis.

O circuito elétrico de uma célula PEM pode ser representado como uma carga CC não linear sensível à tensão, de modo que quanto maior a tensão aplicada, maior é a corrente de carga que está circulando e maior é a produção de hidrogênio (Albarghot e Rolland, 2016). Na literatura, diversos modelos de células de eletrólise PEM foram propostos. Estes modelos são inferidos a partir dos comportamentos térmico, elétrico e fluidodinâmico (Lebbal e Lecœuche, 2009). Neste trabalho é utilizado modelo elétrico de estado estacionário desenvolvido por (Lebbal e Lecœuche, 2009). Segundo o modelo proposto por Lebbal e Lecœuche (2009), quando a tensão é aplicada em uma célula PEM, várias quedas de tensão aparecem. Tais quedas são caracterizadas por queda reversível (V_{rev}), uma queda de ativação (V_{at}), uma queda de tensão por propagação (V_{pro}) e uma perda ôhmica (V_{ohm}). A corrente que circula pela célula depende dessas quedas de tensão que são funções não lineares da corrente, da temperatura e da pressão. Desta forma, a tensão nos terminais da célula PEM (V) é determinada por:

$$V = V_{rev} + V_{at} + V_{pro} + V_{ohm}. \quad (8)$$

No entanto, neste trabalho é analisado a operação do eletrolisador, e por consequente a célula combustível do tipo PEM, em estado estacionário. Dessa forma, segundo Atlam e Kolhe (2011), a equação Eq. (1). pode ser simplificada, em função da temperatura e pressão, em:

$$V = V_{revo} + \frac{RT}{2F} \ln \left(\frac{P_{H_2} P_{O_2}^{1/2}}{P_{H_2O}} \right) + \left(R_{io} + k \ln \left(\frac{P_{H_2} P_{O_2}^{1/2}}{P_{H_2O}} \right) + dR_t T \right) I, \quad (9)$$

onde $R = 8,3144 \text{ J/mol K}$, $F = 96487 \text{ C/mol}$, $V_{revo} = 1,468 \text{ V}$, $k = 0,0395 \text{ V/A}$, $dR_t = -3,812(10)^{-3} \text{ ohm/}^\circ\text{C}$, $R_{io} = 0,326 \text{ ohm}$, P_{H_2} , P_{O_2} , P_{H_2O} , T e I , são respectivamente, a constante universal dos gases, a constante de Faraday, a tensão reversível padrão, o coeficiente de ajuste da curva, coeficiente de resistência por temperatura, pressão do hidrogênio, oxigênio e da água, a temperatura e a corrente. Na Eq. (2) os dois primeiros termos caracterizam a queda de tensão reversível e o terceiro termo representa as perdas ôhmicas.

A taxa de produção de hidrogênio V_H em Moles/s é uma função da corrente de entrada I (A) e é determinada, segundo Tavakoli et al. (2023) pela Eq. (3):

$$V_H = \eta_e \frac{N_s I}{2F}, \quad (10)$$

onde N_s é o número de células PEM do eletrolisador. Já a eficiência da célula PEM (η_e) pode ser determinada por (Atlam e Kolhe, 2011):

$$\eta_e = \frac{P_{H_2}}{P} = \frac{V_i I}{VI} = \frac{V_i}{V}, \quad (11)$$

onde, P_{H_2} é a energia eletroquímica do hidrogênio por segundo, P a potência elétrica e V_i é a tensão termoneutra. A tensão termoneutra é definida como a tensão mínima para a reação de eletrólise, sendo definida como a razão da variação da entropia pelo o número de mols multiplicado pela constante de Faraday. De fato, a eficiência da célula PEM diminui à medida que a tensão V aumenta. A potência de uma única célula PEM é baixa, dessa forma, é necessário a associação de várias células em série e em paralelo para o eletrolisador atingir potências maiores.

3. METODOLOGIA

No desenvolvimento deste trabalho é considerada a simulação de um sistema de geração eólico de tal maneira que alimente um eletrolisador do tipo PEM que por sua vez, gere hidrogênio para alimentar uma célula a combustível também do tipo PEM, e a energia gerada por essa célula alimente uma carga constante, conforme é apresentado na Figura 3. Para tanto, neste estudo é considerado a região litoral do nordeste brasileiro, próximo ao Equador ($5^{\circ} 46' 24''S$; $35^{\circ} 12' 20''O$), mais precisamente a 20 km da costa, no Terminal Salineiro de Areia Branca no estado do Rio grande do Norte, onde as condições meteorológicas são fortemente influenciadas pelos ventos alísios e pela brisa marítima. Posto isto, a metodologia elaborada para o desenvolvimento desse trabalho está indicada no fluxograma ilustrada na Figura 4.

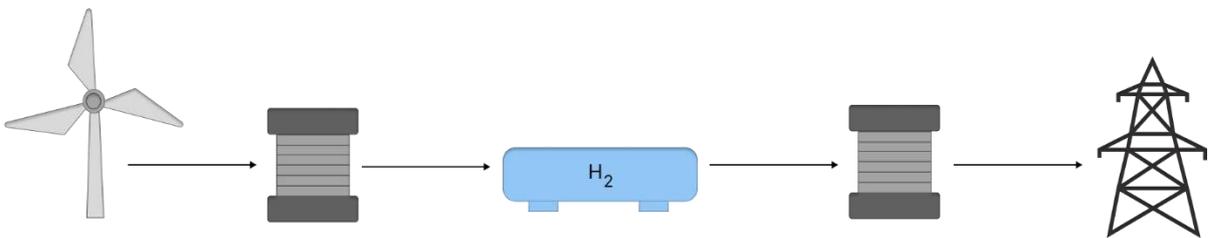


Figura 3: Representação do sistema simulado no estudo.

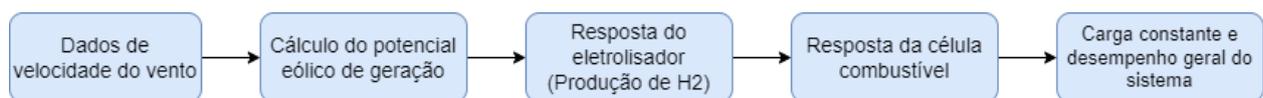


Figura 4: Fluxograma da metodologia utilizada no estudo.

A metodologia consiste em, inicialmente, na determinação do potencial eólico e do perfil horário da região, baseando-se nos dados de velocidade do vento. Em seguida, são levantadas as curvas características do eletrolisador do tipo PEM de 8 W e da célula a combustível, também do tipo PEM de 3,6 W, com o objetivo de avaliar o comportamento dos equipamentos sob diferentes intensidades de alimentação e o resultado é comparado com os modelos encontrados na literatura. Posteriormente, a saída de potência de um aerogerador é simulada em escala laboratorial, utilizando o perfil de velocidade do vento encontrado. A energia gerada é então utilizada para alimentar o eletrolisador, conforme ilustrado na Figura 5. O hidrogênio gerado pelo eletrolisador é fornecido a célula a combustível, que por sua vez alimenta uma carga constante de 0,3 W. Por fim, é analisado a relação entre o potencial eólico e um sistema de hidrogênio para alimentar uma carga constante de um sistema off-grid.

Na Figura 5 é apresentada a bancada utilizada no experimento, sendo ela composta por um simulador que simula o comportamento de um aerogerador, um eletrolisador do tipo PEM de 8 W, um sistema de armazenamento de 60 ml, uma célula combustível de 3,6 W e um carga de 0,3 W, sendo representada pela lâmpada.

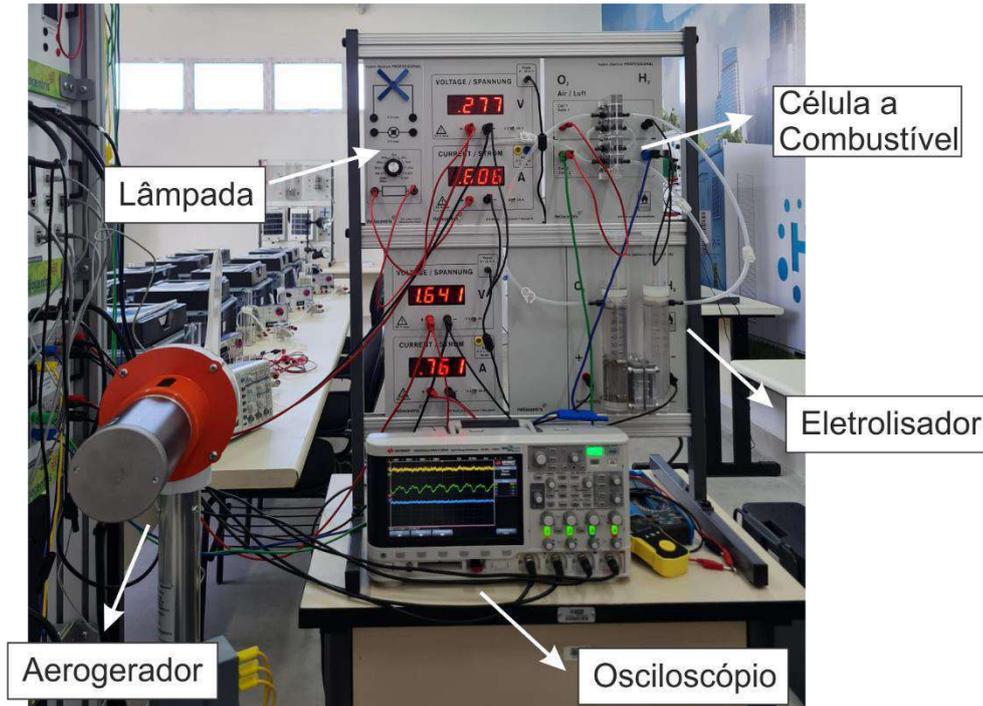


Figura 5: Representação da bancada utilizada para a realização dos experimentos.

3.1 Dados da Velocidade do Vento

Na medição do recurso eólico da região, foi utilizado um sistema LiDAR (Light Detection and Ranging). Este equipamento utiliza pulsos de laser para medir a velocidade do vento ao longo de uma coluna vertical da atmosfera. O LiDAR foi instalado no Terminal Salineiro de Areia Branca/RN - Porto Ilha. As medições foram realizadas durante o período de junho de 2022 a junho de 2024. Durante este período, os dados da velocidade do vento foram adquiridos em diferentes alturas com a taxa de medição a cada 10 minutos. O conjunto de dados foram processados em linguagem R, na qual os dados foram transformados em dados horários para a análise. Na Figura 6 é ilustrado o perfil diurno da velocidade do vento medido no local durante o período de observação, abrangendo as alturas de 100, 150 e 200 metros. Neste estudo, é utilizado a altura de 150 metros para a avaliação do recurso eólico.

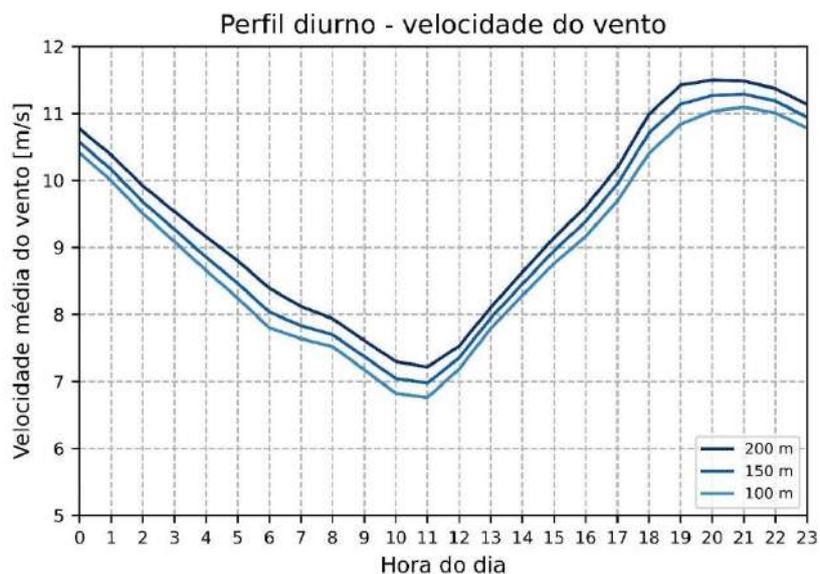


Figura 6: Representação do perfil diurno da velocidade em diferentes alturas, para o período analisado.

5. ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Neste estudo, as características I-V, de produção e de eficiência de um eletrolisador PEM são investigadas. Foi observado que para a mesma condição de temperatura e pressão, a curva I-V do eletrolisador PEM apresentou uma tensão crítica (sobrepotencial de ativação), a partir da qual o fluxo de corrente é iniciado, como ilustrado na Figura 7 (a). Verificou-se que o valor da tensão crítica ($V_c = 1,468$ V) está em conformidade com a tensão crítica do modelo ($V_{c_{mod}} = 1,455$ V). Além disso, a partir da tensão crítica, a curva I-V mostrou uma tendência linear e crescente, refletindo a resistência ôhmica do sistema, indicando que o aumento da tensão provoca um aumento proporcional na corrente.

A produção de hidrogênio em relação a corrente de alimentação é apresentada na Figura 7 (b), na qual observa-se que os resultados experimentais estão de acordo com os resultados do modelo, com tendência linear, apresentando pequenos desvios, oriundos da fuga de hidrogênio das tubulações do eletrolisador. Esse comportamento está alinhado com a primeira lei de Faraday, onde a quantidade de hidrogênio produzido na eletrólise é diretamente proporcional à quantidade de eletricidade que passa através da célula eletrolítica. Assim, à medida que a corrente fornecida ao sistema aumenta, a geração de hidrogênio se eleva.

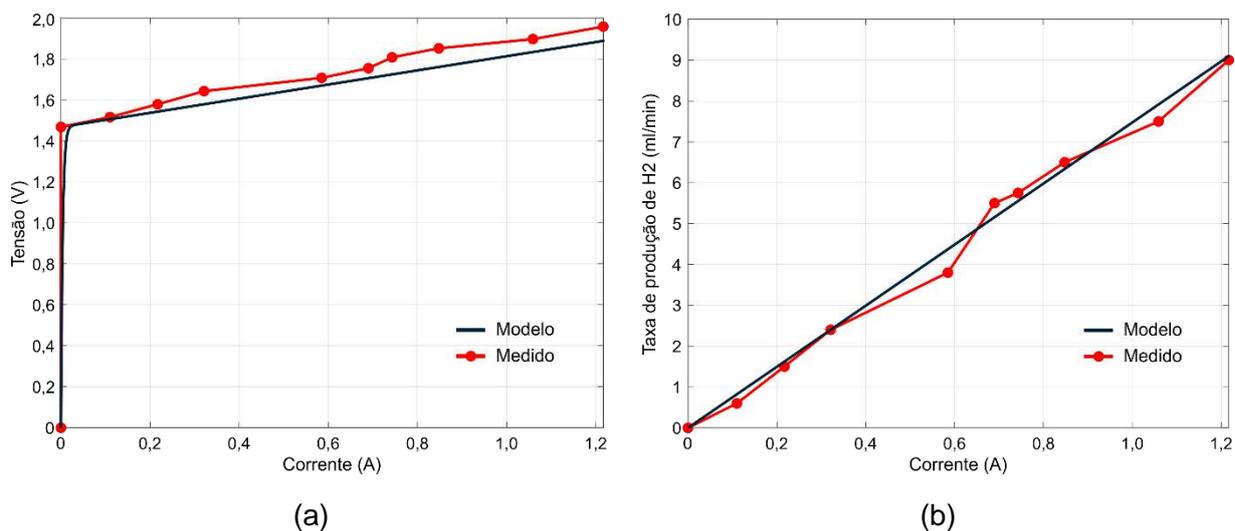


Figura 7: Curvas características do eletrolisador analisado, (a) tensão corrente e (b) produção por corrente.

A curva de tensão e corrente da célula combustível do tipo PEM também foi investigada, conforme é ilustrado na Figura 8 (a). Observa-se que inicialmente a célula combustível apresenta um alto valor de conversão, conhecida como região de ativação. Com o aumento da corrente, a tensão começa a cair devido às perdas internas, que incluem perdas de ativação, perdas ôhmicas e perdas por transporte de massa (limitação na difusão dos reagentes). Ao comparar as curvas medidas e experimental, observa-se a semelhança entre elas, com uma pequena diferença na inclinação da região linear, que é atribuído a resistência interna da célula.

O consumo de hidrogênio na célula combustível em função da corrente é apresentado na Figura 8 (b). A partir disso, observa-se uma relação linear entre o consumo de hidrogênio e o aumento da corrente, com algumas divergências em relação ao modelo proposto devido a fatores como o volume disponível e a pureza dos gases de entrada. De maneira semelhante ao comportamento do eletrolisador, a quantidade de hidrogênio consumida na célula de combustível é diretamente proporcional à quantidade de eletricidade produzida, conforme a primeira lei de Faraday. Entretanto, pode-se notar um comportamento inverso ao do eletrolisador.

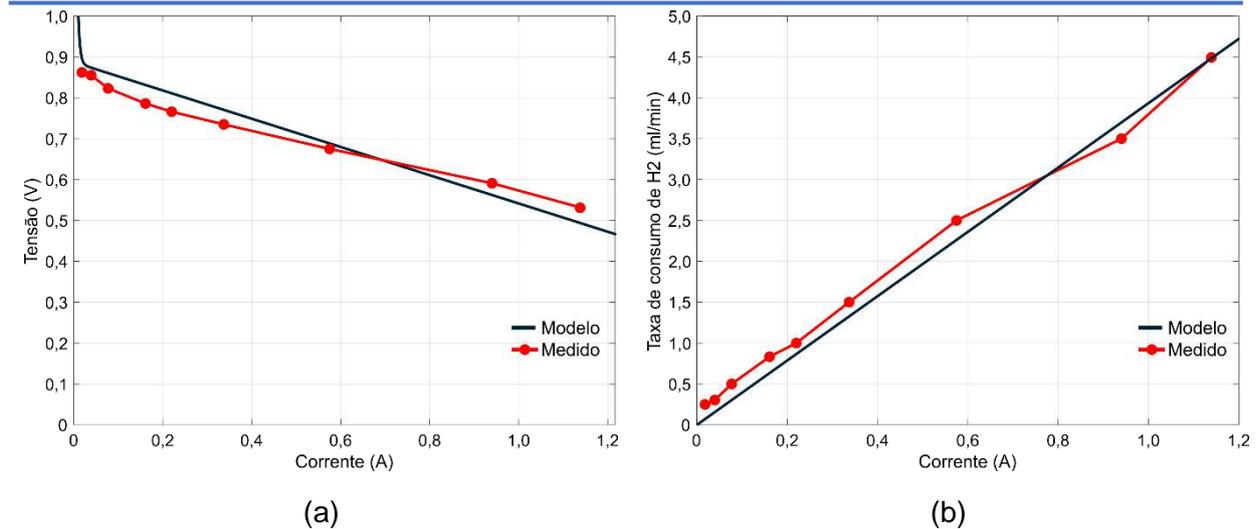


Figura 8: Curvas características da célula a combustível analisada, (a) tensão corrente e (b) consumo por corrente.

A relação entre a potência de entrada do sistema e o consumo da carga é ilustrada na Figura 9 (a), na qual a potência foi ajustada para simular o perfil da velocidade do vento na localidade, respeitando a proporcionalidade de potência. Na Figura 9 (b) é ilustrada a taxa de produção de H₂ pelo eletrolisador quando alimentado pelo simulador eólico, também, na Figura 9 é ilustrada o consumo da célula combustível para alimentar a carga constante. A relação entre a produção de H₂ e o consumo H₂ é apresentado na Figura 9. Os resultados demonstram a capacidade do eletrolisador de responder às variações da velocidade do vento, simuladas pela curva do perfil eólico. Durante os períodos de alta velocidade (maior potência), a produção de hidrogênio pelo eletrolisador aumentou, enquanto nos períodos de baixa velocidade, a produção diminuiu conforme o esperado. O sistema de armazenamento atuou como um amortecedor que suavizou as flutuações na produção de hidrogênio, permitindo que a célula combustível fosse alimentada de forma constante, independente das variações na produção do eletrolisador. Como resultado, a célula combustível pode fornecer energia estável e contínua para a carga constante. A estabilidade da energia fornecida pela célula a combustível é um indicador da viabilidade do sistema como uma solução off-grid sustentável.

A eficiência energética de um sistema integrado de eletrolisador e célula a combustível foi avaliada e obtendo o resultado global de 18,6 %. A eficiência global foi afetada pelas perdas inerentes a cada etapa de conversão e armazenamento. No entanto, como o sistema avaliado é uma bancada experimental, ajustes podem ser feitos para minimizar as perdas durante os processos.

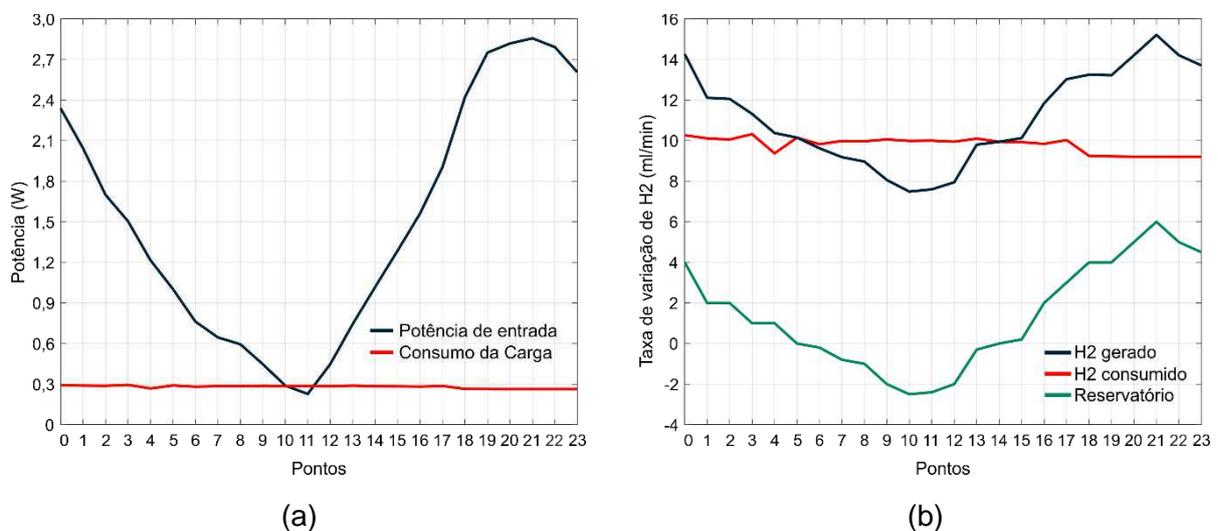


Figura 9: Características globais do sistema, (a) potência de entrada e potência consumida e (b) hidrogênio produzido pelo eletrolisador e hidrogênio consumido pela célula a combustível.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A capacidade de geração eólica de uma localidade do nordeste brasileiro foi avaliada para a produção de hidrogênio em um sistema off-grid. Os resultados deste estudo demonstram a capacidade do eletrolisador de ajustar sua produção de hidrogênio conforme as variações da velocidade do vento. O armazenamento de hidrogênio suavizou as flutuações na produção, permitindo que a célula a combustível fornecesse energia constante à carga, mesmo com a intermitência do recurso eólico, simulado. A eficiência da célula a combustível permaneceu alta, confirmando a qualidade do hidrogênio produzido. Ainda, as curvas características do eletrolisador e da célula a combustível foram realizadas e comparadas com os modelos existentes na literatura para esses equipamentos. Esse resultado auxilia na determinação das regiões ótimas de operação tanto da célula a combustível quanto do eletrolisador. Em síntese, a integração de um eletrolisador alimentado por energia eólica, com armazenamento de hidrogênio e uma célula a combustível, é uma abordagem promissora e sustentável para sistemas off-grid.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao Instituto SENAI de Inovação em Energias Renováveis (ISI-ER) pelo apoio no desenvolvimento deste trabalho.

REFERÊNCIAS

- Abomazid, A. M., El-Taweel, N. A., & Farag, H. E., 2021. Novel analytical approach for parameters identification of PEM electrolyzer. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 18(9), 5870-5881.
- Albarghot, Mohamed; Rolland, Luc., 2016. MATLAB/Simulink modelling and experimental results of a PEM electrolyzer powered by a solar panel. In: 2016 IEEE electrical power and energy conference (EPEC). p. 1-6.
- ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), 2024. Matriz energética brasileira. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjo1Njc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2liwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTYtNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>. Acesso em: 08 jul. 2024.
- Atlam, Ozcan, and Mohan Kolhe, 2011. "Equivalent electrical model for a proton exchange membrane (PEM) electrolyser." *Energy Conversion and management* 52.8-9 p. 2952-2957.
- Beainy, A., Karami, N., & Moubayed, N., 2014. Simulink model for a PEM electrolyzer based on an equivalent electrical circuit. In *International Conference on Renewable Energies for Developing Countries 2014*. pp. 145-149. IEEE.
- Campos, Rafael Antunes et al., 2019. The role of second life Li-ion batteries in avoiding generation curtailment in utility-scale wind+ solar parks in Brazil. In: 2019 IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). IEEE. p. 2078-2081.
- Eichman, J., K. Harrison, and Michael Peters, 2014. Novel electrolyzer applications: providing more than just hydrogen. No. NREL/TP-5400-61758. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States).
- Escobar-Yonoff, Rony; Maestre-Cambronel, Daniel; Charry, Sebastián; Rincon-Montenegro, Adriana; Portnoy, Ivan. Performance assessment and economic perspectives of integrated PEM fuel cell and PEM electrolyzer for electric power generation. *Heliyon*, v. 7, 2021.
- Gburčik, Verica; Mastilović, Sreten; Vučinić, Željko. Assessment of solar and wind energy resources in Serbia. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, v. 5, n. 4, 2013.
- Hossain, M. B., Islam, M. R., Muttaqi, K. M., Sutanto, D., & Agalgaonkar, A. P., 2023. Dynamic Electrical Circuit Modeling of a Proton Exchange Membrane Electrolyzer for Frequency Stability, Resiliency, and Sensitivity Analysis in a Power Grid. *IEEE Transactions on Industry Applications*.

- Kumar, S. Shiva, and V. Himabindu, 2019. "Hydrogen production by PEM water electrolysis—A review." *Materials Science for Energy Technologies* 2.3, p. 442-454.
- Lebbal, M. E.; Lecœuche, Stéphane, 2009. Identification and monitoring of a PEM electrolyser based on dynamical modelling. *International journal of hydrogen energy*, v. 34, n. 14, p. 5992-5999.
- Liu, Q., Caldognetto, T., & Buso, S., 2019. Review and comparison of grid-tied inverter controllers in microgrids. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 35(7), 7624-7639.
- Majumdar, A., Haas, M., Elliot, I., & Nazari, S., 2023. Control and control-oriented modeling of PEM water electrolyzers: A review. *International Journal of Hydrogen Energy*.
- Montezuma, Marcos Fábio V.; Deus, Enio Pontes. *Eletrolisadores: opções tecnológicas e novas tecnologias. Renováveis: energias complementares*, Ed. 73, p. 36-42, 2023.
- ONU. ONU alerta que mundo caminha na direção errada quanto à mudança climática. 2022. [Urlhttps://news.un.org/pt/story/2022/09/1800881](https://news.un.org/pt/story/2022/09/1800881).
- Paz, Líria; Fernandes, Matheus. Investimentos em eólicas no Rio Grande do Norte esbarram na falta de conexão. 2023. Disponível em: <http://www.tribunadonorte.com.br/noticia/investimentos-em-ea-licas-no-rio-grande-do-norte-esbarram-na-falta-de-conexa-o/563368>. Acesso em: 05 jul. 2023.
- Sarker, Asim Kumar et al. Prospect of Green Hydrogen Generation from Hybrid Renewable Energy Sources: A Review. *Energies*, v. 16, n. 3, p. 1556, 2023.
- Souto, Hugo José da Costa; Nogueira, Teresa Alexandra Ferreira Mourão Pinto. O hidrogénio como vetor energético do futuro. *Neuro à Terra*, Ed. 28, p. 49-55, 2021.
- Taner, Tolga. Alternative Energy of the Future: A Technical Note of PEM Fuel Cell Water Management. *Fundamentals of Renewable Energy and Applications*, v. 5, n. 3, 2015.
- Tavakoli, S. D., Dozein, M. G., Lacerda, V. A., Mañe, M. C., Prieto-Araujo, E., Mancarella, P., & Gomis-Bellmunt, O., 2023. Grid-Forming Services From Hydrogen Electrolyzers. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*.
- Tijani, Alhassan Salami, and AH Abdol Rahim, 2016. "Numerical modeling the effect of operating variables on Faraday efficiency in PEM electrolyzer." *Procedia Technology* 26, p. 419-427.
- Wang, Shuangyin; Jiang, San Ping. Prospects of fuel cell technologies. *Materials Science*, v. 4, n. 2, p. 163-166, 2017.
- Wirkert, Florian Josef et al. A modular design approach for PEM electrolyser systems with homogeneous operation conditions and highly efficient heat management. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 45, n. 2, p. 1226-1235, 2020.

BOAS PRÁTICAS PARA UTILIZAÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE NO SETOR DE TRANSPORTES

Izaac Paulo Costa Braga¹, Mario Orestes Aguirre González²
João Victor Montenegro Diniz Silva³, Mayara Adrielly Leal de Oliveira Rodrigues⁴, Maria Eduarda Medeiros Monteiro⁵, Andressa Medeiros Santiso⁶,

1, 2, 3, 4, 5, 6 CREATION Research Group - Grupo de Pesquisa em Inovação de Produtos e Processos para Energias Renováveis/UFRN

izaac.braga.070@ufrn.edu.br, mario.gonzalez@ufrn.br, joao.victor.diniz.061@ufrn.edu.br,
mayara.leal.702@ufrn.edu.br, eduarda.monteiro.109@ufrn.edu.br, andressamsantiso@gmail.com

RESUMO

O hidrogênio verde (H₂V) tem sido apontado como elemento-chave para descarbonizar a economia global. Diante disso, diversos países estão anunciando suas estratégias nacionais de hidrogênio (H₂), considerando prioritariamente a produção de H₂V, bem como a sua aplicação em setores de difícil descarbonização, como o de transportes. A utilização de H₂V em veículos possibilita a eliminação das emissões de dióxido de carbono (CO₂), visto que o resíduo é água, proporcionando o desenvolvimento sustentável. Este estudo tem como objetivo propor boas práticas para implementação do H₂V no setor de transportes. Para alcançar esse objetivo, o estudo foi conduzido em duas etapas: pesquisa teórica e estudo de casos. O estudo de casos analisou as estratégias nacionais de desenvolvimento do H₂V da Alemanha, da China e dos Estados Unidos (EUA). Os resultados apontam que os países estabeleceram metas e objetivos para a utilização de H₂V no setor de transportes de modo geral. No entanto, suas estratégias nacionais carecem de informações mais detalhadas. Como resultado, cinco boas práticas de aplicação do H₂V no setor de transportes foram identificadas: i) criar uma estratégia de H₂V, com metas claras e objetivos específicos para o setor de transportes; ii) planejar e investir em tecnologias e infraestrutura para o condicionamento, transporte e distribuição de H₂V, considerando toda a sua cadeia de valor; iii) priorizar a produção de H₂V em detrimento dos outros tipos de H₂; iv) investir em pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I) de veículos movidos a H₂ e v) estimular o desenvolvimento da mobilidade a H₂V por meio da concessão de incentivos financeiros para aquisição de veículos, bem como para construção das estações de abastecimento.

Palavras-chaves:

Hidrogênio Verde; Transporte Sustentável; Boas Práticas; Estratégias Nacionais; Descarbonização.

ABSTRACT

Green hydrogen (GH₂) has been touted as a key element in decarbonizing the global economy. In light of this, several countries are announcing their national hydrogen (H₂) strategies, prioritizing GH₂ production and its application in sectors that are difficult to decarbonize, such as transportation. The use of GH₂ in vehicles can eliminate carbon dioxide (CO₂) emissions, as the only byproduct is water, contributing to sustainable development. This study aims to propose best practices for implementing GH₂ in the transportation sector. To achieve this objective, the study was conducted in two stages: theoretical research and a case study. The case study analyzed the national GH₂ development strategies of Germany, China, and the United States (US). The results show that countries have set targets and objectives for the use of GH₂ in the transportation sector in general. However, their national strategies lack more detailed information. As a result, five best practices for applying GH₂ in the transportation sector were identified: i) creating a GH₂ strategy with clear goals and specific objectives for the transportation sector; ii) planning and investing in technologies and infrastructure for the conditioning, transportation, and distribution of GH₂, considering its entire value chain; iii) prioritizing the production of GH₂ over other types of H₂; iv) investing in research, development, and innovation (RD&I) for H₂-powered vehicles; and v) stimulating the development of GH₂ mobility by granting financial incentives for the purchase of vehicles and the construction of filling stations.

Keywords:

Green Hydrogen; Sustainable Transport; Best Practices; National Strategies; Decarbonization.

1. INTRODUÇÃO

O hidrogênio verde (H₂V) e seus derivados têm sido considerados como alternativas-chave para descarbonizar a economia global. Para tanto, é necessário transformar todos os setores econômicos por meio da combinação entre eficiência energética e energias renováveis para que seja cumprida a meta do aumento da temperatura média global em 1,5°C em comparação aos níveis pré-industriais, estabelecida no Acordo de Paris (IRENA, 2024).

Um setor considerado bastante desafiador no processo de descarbonização é o de transportes. No ano de 2020, o setor foi responsável por 22% do total de emissões de dióxido de carbono (CO₂) da Europa (Winkelmann *et al.*, 2024). Nesse contexto, o H₂V pode ser utilizado como substituto dos combustíveis de origem fóssil, em virtude da sua alta densidade energética, bem como da sua capacidade de reduzir as emissões de poluentes atmosféricos, por meio dos veículos movidos a células a combustível (Pettinau *et al.*, 2024).

Países como China, Estados Unidos (EUA) e membros da Europa, como a Alemanha, já constataram que grande parte das emissões de poluentes advém dos transportes, especificamente no ambiente urbano, fazendo com que fossem adotados incentivos aos veículos elétricos e de combustíveis alternativos, sendo o H₂V a opção de combustível mais promissora, em virtude das suas características sustentáveis (Apostolou *et al.*, 2021).

Nos últimos anos, tem se observado esforços significativos para o desenvolvimento de veículos movidos a H₂ no setor de transportes, em função de apresentarem grandes benefícios, tanto do ponto de vista ambiental, quanto econômico, como: 1) a não emissão de poluentes; 2) a maior eficiência energética; e 3) a integração entre motores a combustão e elétricos (HALDER *et al.*, 2024).

Aplicações em veículos privados, trem, táxis, ônibus, caminhões de transporte, caminhões de lixo e caminhões de mineração tem sido desenvolvida e encorajada ao redor do mundo. No entanto, para viabilizar o fornecimento de H₂ aos veículos, é necessária a construção da infraestrutura de abastecimento correspondente (Greene *et al.*, 2020).

Frente ao exposto, e observado o crescente aumento da capacidade de geração de energia elétrica por meio de energias renováveis e sua utilização para a produção de H₂V, bem como da sua disponibilidade energética para diversas aplicações (GWEC, 2024), foi levantada a seguinte problemática de pesquisa: “quais seriam as boas práticas para a implementação de H₂V no setor de transportes?”. Diante disso, o presente estudo objetiva analisar as estratégias nacionais de H₂ de três países: Alemanha, China e EUA, a fim de propor boas práticas para implementação de H₂V no setor de transportes, possibilitando sua descarbonização. É importante destacar que o estudo irá considerar os aspectos relacionados ao transporte terrestre.

O artigo está estruturado em 6 seções: a seção 1 apresenta a contextualização sobre o tema; a seção 2 compreende o método do estudo; a seção 3 apresenta a fundamentação teórica sobre as temáticas: H₂V e H₂V no setor de transportes; na seção 4 é abordado o estudo de casos e a análise intercasos das estratégias nacionais de H₂; a seção 5 apresenta os resultados e discussões da pesquisa; e, a seção 6 compreende as considerações finais, conclusões e recomendações.

2. MÉTODO DO ESTUDO

De acordo com Williams (2007) e González e Toledo (2012), cada estudo possui suas particularidades que precisam ser evidenciadas para uma compreensão mais aprofundada de seus propósitos, natureza, objetivos, abordagem metodológica, tipo de argumentação lógica, bem como o procedimento técnico adotado.

Nesse sentido, o presente estudo se caracteriza como uma pesquisa aplicada, tendo em vista a sua finalidade de identificar, sistematizar e analisar as metas e objetivos de estratégias internacionais com foco no setor de transportes. Quanto à classificação dos objetivos, o estudo possui características exploratória e descritiva, uma vez que foi desenvolvido a partir de um levantamento bibliográfico e documental, bem como pelo estabelecimento de correlações entre as variáveis encontradas. A abordagem considerada é de cunho qualitativo, em função de não serem necessários métodos quantitativos robustos para análise das informações.

O procedimento adotado na pesquisa foi: (i) pesquisa bibliográfica e (ii) estudo de casos. A pesquisa bibliográfica utilizou artigos científicos da base Periódicos Capes e relatórios técnicos de empresas, englobando os temas: (i) H₂V e (ii) H₂V no setor de transportes. Em seguida, o estudo de casos desenvolvido contemplou a análise das estratégias nacionais e relatórios técnicos específicos da Alemanha, China e EUA. Estes países foram selecionados por serem grandes potências mundiais, apresentarem um mercado de veículos movidos a H₂ mais consolidado, demonstrarem prioridade para a produção de H₂V e abrangerem características de três continentes distintos (Europa, Ásia e América do Norte), embasando e enriquecendo o estudo. Os parâmetros de análise foram: i) investimento; ii) produção; iii) veículos; iv) infraestrutura de abastecimento e v) incentivos financeiros.

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1 Hidrogênio verde

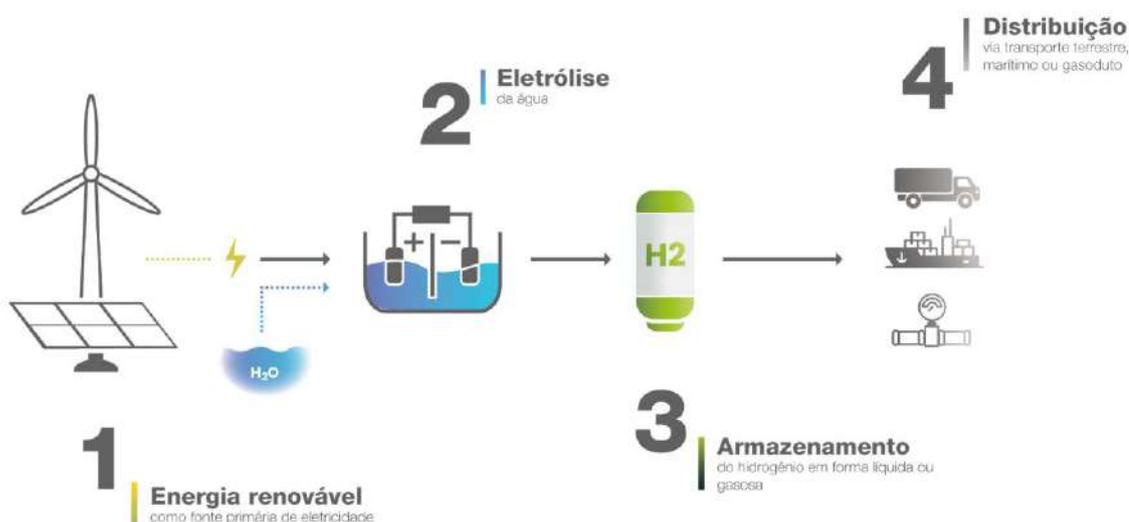
O H₂ tem se destacado como uma fonte de energia amplamente utilizada devido ao seu potencial em comparação com os combustíveis fósseis. Seu principal atrativo está na capacidade de armazenar e liberar energia na forma de eletricidade e calor, sem emissões de gases do efeito estufa (GEE) (Fernández-Arias

et al., 2024). Além disso, seu uso no setor energético está associado à necessidade de descarbonização das indústrias (Calabrese *et al.*, 2024).

A obtenção de H₂ ocorre por meio de diferentes processos, cada um identificado por uma cor específica que indica a rota de produção utilizada. O H₂ cinza é produzido através da reforma a vapor do metano; o H₂ azul é obtido pelo mesmo processo, porém utilizando sistemas de captura de carbono; o H₂ turquesa é gerado via pirólise do metano; o H₂ laranja é produzido a partir de resíduos por catálise de microondas; o H₂ verde é obtido pela eletrólise da água utilizando energia renovável; o H₂ rosa é produzido pelo mesmo processo, porém utilizando energia nuclear; e o H₂ amarelo utiliza a energia da rede elétrica para impulsionar o processo de eletrólise (Petraokopoulou *et al.*, 2023).

A cadeia produtiva do H₂ é composta pelas etapas de produção, armazenamento, transporte e uso final (Calabrese *et al.*, 2024). No caso do H₂V, a produção é realizada principalmente por meio da eletrólise da água, utilizando energia renovável, como a eólica ou solar. A Figura 1 ilustra o processo de produção de H₂V. O H₂ pode ser armazenado como gás, líquido ou em meio sólido. O armazenamento de gás comprimido é o método mais amplamente utilizado. No entanto, para armazenar grandes quantidades, o estado líquido é mais eficaz. O armazenamento em meio sólido envolve a retenção de H₂ em hidretos metálicos, sob baixa pressão. O transporte do H₂ pode ser realizado por gasodutos, reboques tubulares ou caminhões-tanque, dependendo de seu estado físico (Kim *et al.*, 2023). A etapa de transporte inclui a conversão do H₂ gasoso em seus derivados no país exportador, seguida pelo armazenamento e carregamento. Após o transporte para o país importador, ocorre o descarregamento, armazenamento e reconversão dos derivados (Staudt *et al.*, 2024).

Figura 1: Representação esquemática da produção de H₂V.



Fonte: Autoria própria (2024).

Em relação à sua aplicação, o H₂V tem sido utilizado nos setores de transportes e mobilidade, na geração de energia elétrica a partir de células a combustível e no aquecimento de residências, por exemplo (Worku *et al.*, 2024). Embora sua utilização seja uma alternativa que apresenta impactos positivos significativos, ainda existem barreiras técnicas e econômicas ao longo de sua cadeia produtiva. Essas barreiras incluem desde o alto custo de produção até os desafios de segurança associados ao armazenamento, transporte e distribuição (DNV, 2022).

3.2 Hidrogênio verde no setor de transportes

De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA), dentre os setores que envolvem processos de combustão de CO₂ mundialmente, o setor de transportes registrou o crescimento mais pronunciado nas emissões, aumentando quase 240 Megatoneladas (Mt) em relação a 2022 (IEA, 2023). Assim, diversos países do globo têm sentido a necessidade de tornar tal setor neutro em carbono e cada um tem adotado suas específicas estratégias, a fim de cumprir esse objetivo.

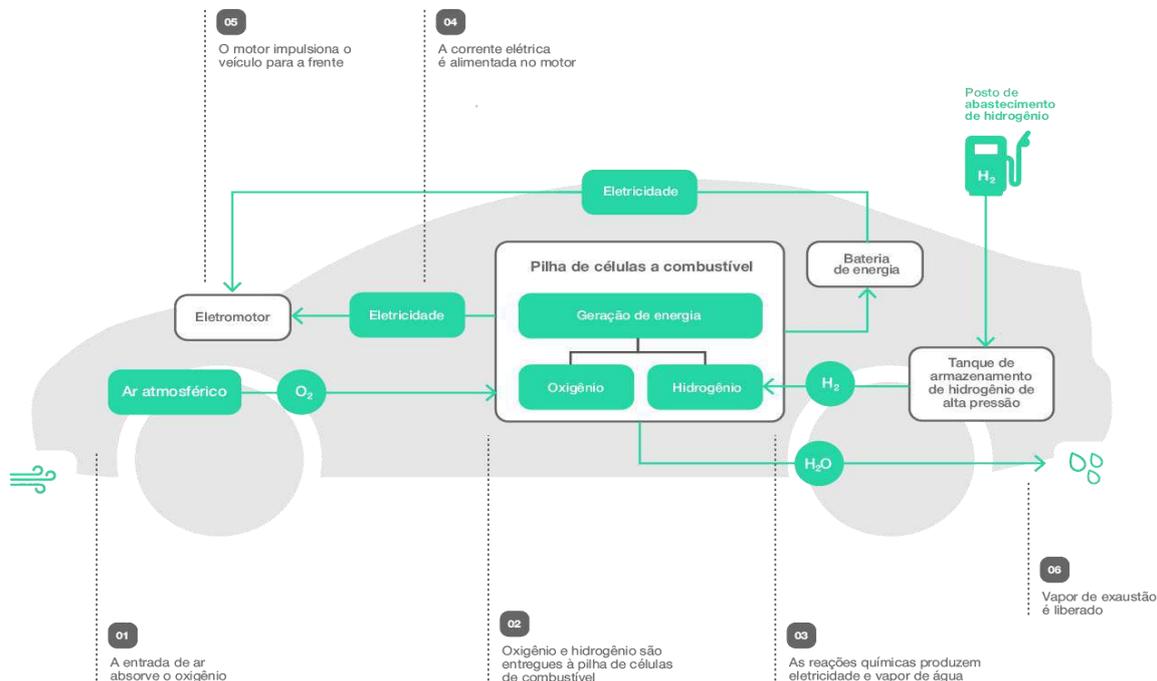
Na economia do H₂V, a tecnologia da célula a combustível no transporte veicular elétrico é fundamental para possibilitar uma mobilidade com baixas emissões de carbono. Nesse contexto, veículos movidos a célula a combustível de H₂ (FCEV do inglês *fuel cell electric vehicles*), por exemplo, poderiam satisfazer os requisitos de algumas aplicações de forma mais eficaz do que os veículos elétricos a bateria (BEV do inglês *battery electric vehicles*), especialmente quando a velocidade de reabastecimento é uma prioridade e/ou se o veículo transportar uma carga útil pesada (IET, 2022). No entanto, as principais limitações para acelerar a implantação de novas infraestruturas de H₂ decorrem do baixo número de veículos e da necessidade de altos investimentos de capital em estações de abastecimento (Apostolou; Enevoldsen; Xydis, 2019).

De acordo com o relatório técnico produzido pelo IET (2022), como os veículos que executam a coleta de lixo e limpeza de ruas em áreas residenciais têm uma carga significativa a bordo e sua demanda energética consequentemente é alta, possuem posição estratégica para a redução de emissões relevante para os conselhos locais responsáveis por esses serviços. Ademais, seus horários de serviço durante as rotas previstas incluem tempo de inatividade entre os turnos para reabastecimento, então os sistemas de reabastecimento de H₂ podem ser instalados em depósitos centrais para abastecer vários tipos de veículos no seu regresso à base ou a destinos em comum. O IET (2022) também destaca o transporte coletivo (ônibus, por exemplo) e demais veículos pesados como candidatos prioritários para a utilização de célula a combustível de H₂.

Os veículos com motores de célula a combustível são considerados de extrema importância no desenvolvimento de novos veículos elétricos de H₂V devido às suas diversas vantagens, como rápida velocidade de abastecimento, alta eficiência e baixo ruído (D'ovidio; Ometto; Villante, 2020). A tecnologia de células a combustível de membrana eletrolítica polimérica (PEMFCs do inglês *proton-exchange membrane fuel cells*) têm atraído atenção devido às suas vantagens para a propulsão no transporte de novos veículos elétricos e ao seu notável progresso técnico na última década (Tellez-Cruz *et al.*, 2021).

O H₂ tem vantagens em relação às baterias de íons de lítio porque o hidrogênio apresenta maior densidade de energia e tempo de reabastecimento reduzido em comparação com dispositivos de arranjo de íons de lítio (Jiao *et al.*, 2021). O hidrogênio como combustível é usado para alimentar células a combustível – reatores químicos nos quais, devido à reação química dos combustíveis H₂ e oxigênio (O₂), na presença de catalisador, elétrons são liberados resultando em eletricidade (Depcik *et al.*, 2020), conforme ilustra a Figura 2. A capacidade do sistema de armazenamento de H₂ do automóvel com célula a combustível está normalmente na faixa de aproximadamente 5,0 a 6,3 kg de H₂ a uma pressão de 70 MegaPascal (MPa), o que é suficiente para uma autonomia de cerca de 400 a 750 km, dependendo do tipo do automóvel (H2Mobility, 2024).

Figura 2: Representação esquemática de uma célula a combustível de H₂.



Fonte: Adaptado de Wu *et al.* (2021).

Até 2021, aproximadamente 729 estações de abastecimento de H₂ estavam em operação em todo o mundo, o que é aproximadamente 121% superior ao número de 2017 (SAMSUN *et al.*, 2022). No entanto, ainda é necessário o desenvolvimento de uma tecnologia de armazenamento e transporte de H₂ segura, de baixo custo, eficiente e de alta densidade (Abdalla *et al.*, 2018; Choi *et al.*, 2017). Os veículos movidos a H₂ para transporte de mercadorias são uma solução promissora para descarbonizar a frota de veículos pesados e estão começando a receber um interesse significativo do mercado, já existindo projetos como um consórcio industrial que planeja importar mais de mil caminhões com células a combustível para substituir a frota das maiores redes de supermercados da Suíça até 2025 (Home - H2energy, 2024) e o projeto chamado GoH! que planeja produzir internamente o caminhão e a cadeia de propulsão a H₂ (The GoH, 2024).

4. ESTUDO DE CASOS E ANÁLISES INTERCASOS

Diversos países estão desenvolvendo metas e objetivos para a transição energética baseada em energias renováveis, como é o caso do H₂V, a fim de promover a descarbonização da economia global. Nesse sentido, estão sendo anunciadas estratégias nacionais de H₂, pavimentando o caminho para consolidar uma economia de baixo carbono. Alemanha, China e EUA já anunciaram sua estratégia nacional de H₂, incluindo metas e objetivos para o setor de transportes, em função de ser um dos principais setores que geram emissões de GEE.

4.1 Investimento

A Alemanha anunciou sua estratégia nacional de H₂ em 2020, denominada “*The National Hydrogen Strategy*”, estabelecendo metas de redução de emissões de GEE em mais de 50% até 2030. Na referida estratégia, estavam previstos 310 milhões de euros para pesquisa em H₂V durante 2020 e 2030, fornecidos pelo Fundo de Energia e Clima (Alemanha, 2020).

Em 2022, a China anunciou sua estratégia nacional de H₂, intitulada “*Medium and Long-term Plan for the Development of the Hydrogen Energy Industry (2021-2035)*”, com a finalidade de impulsionar a

descarbonização da economia, além de promover segurança energética e desenvolver o mercado emergente. A estratégia não apresenta valores específicos para investimento em H₂V, mas aponta a intenção de promover continuamente pesquisa e desenvolvimento voltadas às principais tecnologias relacionadas à sua produção, armazenamento, transporte e aplicações (China, 2022).

Os EUA também anunciaram sua estratégia nacional de H₂ em 2022, denominada “*U.S. National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap*”, visando o alcance das metas de descarbonização dos seus diversos setores econômicos. A referida estratégia não aponta valores de investimento especificamente para o H₂V, mas apresenta um total de 9,5 milhões de dólares para promover o H₂ limpo, no qual está incluído o H₂V (Estados Unidos, 2022).

4.2 Produção

O governo alemão prevê que a demanda de H₂ do país seja equivalente a cerca de 90 a 110 terawatts-hora (TWh) até 2030, sendo até 5 gigawatts (GW) de geração de H₂V (Alemanha, 2020). Na China é prevista uma produção de 100 mil a 200 mil toneladas de H₂ renovável por ano até 2025, na qual o H₂V corresponde a uma parcela significativa desse total (China, 2022). Já os EUA estimam a produção de 10 milhões de toneladas de H₂ limpo por ano até 2030, com alta prioridade na geração de H₂V (Estados Unidos, 2022).

4.3 Veículos

A Alemanha não apresenta estimativas de produção de veículos movidos a H₂ em sua estratégia, mas prevê que o setor de transportes seja responsável pela demanda crescente de H₂ nos próximos anos (Alemanha, 2020). O governo chinês estima que 50 mil veículos movidos a H₂ estejam em operação no país até 2025 (China, 2022). Os EUA não apontam uma estimativa de veículos movidos a H₂ em sua estratégia nacional, mas afirma que, em 2022, já havia mais de 16 mil veículos operando no país (Estados Unidos, 2022).

4.4 Infraestrutura de abastecimento

Nenhum dos países apresentou estimativas para o desenvolvimento da infraestrutura de abastecimento em termos de quantidade e valores monetários. No entanto, todos afirmam que estão direcionando esforços para a sua ampliação. Em termos do número de postos em operação, apenas os EUA apontam uma quantidade de cerca de 50 unidades em 2023 (Estados Unidos, 2022).

4.5 Incentivos financeiros

Para incentivar investimentos em veículos movidos a H₂, a Alemanha destinou 2,1 bilhões de euros em subsídios para a compra de veículos elétricos até 2023 e 3,4 bilhões de euros para a construção de uma infraestrutura de abastecimento e carregamento (Alemanha, 2020). A China aponta apenas que devem ser feitos investimentos para apoiar o desenvolvimento do mercado do H₂, não especificando valores e nem os direcionamentos para o setor de transportes (China, 2022). Por fim, os EUA apoiam o desenvolvimento de diversos setores que demandam o H₂ limpo por meio de programas, como: subsídios e empréstimos para fábricas automotivas de veículos limpos, incluindo veículos elétricos movidos a célula a combustível de H₂ e créditos fiscais para instalações que produzem tecnologias de H₂ e célula a combustível, considerando veículos e infraestrutura de abastecimento, não definindo valores (Estados Unidos, 2022).

4.6 Análise intercasos

Diante dos resultados obtidos, é possível observar que as estratégias nacionais abordam metas e objetivos para a utilização de H₂V no setor de transportes, mas não apresentam algumas informações específicas e de forma detalhada, o que dificulta a identificação das práticas relacionadas ao desenvolvimento do setor.

No que se refere aos investimentos na utilização final de H₂, conforme o Hydrogen Council (2023), houve um aumento de 200% na China, chegando a um total de 5 bilhões de dólares. Em relação aos veículos movidos a H₂, havia cerca de 2 mil e 500 unidades operando em 2023 na Alemanha (Now GmbH, 2023). Sobre a infraestrutura de abastecimento, o mesmo país já contava com 75 postos abertos e mais um total de 28 em fase de planejamento ou desenvolvimento em 2021 (Baharuddin *et al.*, 2021). Na China, já havia 200 postos operando em 2022, com uma projeção de construção de mais 5 mil até 2035 (GIZ, 2021; Hydrogen Council, 2023). Nos EUA, além de cerca de 50 postos em operação, é estimada a construção de mais mil até 2030 (Kakran *et al.*, 2023).

Diante do exposto, foi possível realizar a análise intercasos que permite a sistematização de aspectos similares e distintos que os países estão adotando para implementar o H₂V no setor de transportes, de uma forma resumida e direta, conforme o Quadro 1.

Quadro 1: Aspectos identificados na análise intercasos.

Países	Investimento	Produção	Veículos	Infraestrutura de abastecimento	Incentivos financeiros
	300 milhões de euros para pesquisa em H ₂ V	5 GW de Capacidade de H ₂ V até 2030	2 mil e 500 unidades operando em 2023; projeção de mais 9 mil unidades até 2025	75 postos operando e 28 em fase de planejamento ou desenvolvimento em 2021	Sim
	5 bilhões de dólares em H ₂	100 mil a 200 mil toneladas por ano de H ₂ renovável até 2025	50 mil unidades em operação até 2025	200 postos operando em 2022; projeção de 5 mil novos postos até 2035	Sim
	9,5 milhões de dólares para o H ₂ limpo	10 milhões de toneladas por ano de H ₂ limpo até 2030	Mais de 16 mil unidades operando em 2023	Cerca de 50 postos operando 2023; projeção de mil novos postos até 2030	Sim

5. ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

O presente estudo estabeleceu cinco boas práticas para utilização de H₂V no setor de transportes. São elas:

- i) Criar uma estratégia de H₂V que inclua metas de descarbonização claras, bem como objetivos específicos a serem alcançados no setor de transportes do país ou região;
- ii) Investir em tecnologias de H₂V, considerando toda a sua cadeia de valor, isto é, produção, armazenamento, acondicionamento e distribuição, tendo em vista que ainda existem diversos desafios tecnológicos para sua viabilização. Além disso, cabe ressaltar a devida relevância da cadeia de suprimentos-base para as tecnologias mencionadas;

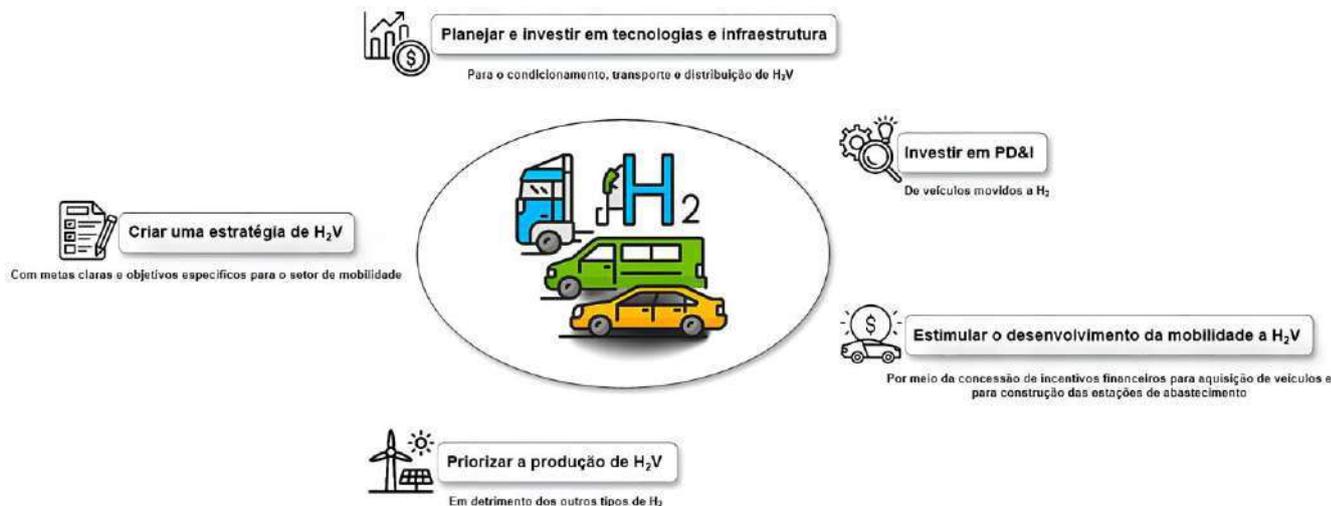
iii) Priorizar a produção de H₂V em detrimento dos outros tipos de H₂, assegurando não só a emissão zero de CO₂, mas neutralizando as possíveis emissões de outros poluentes em todo processo através da constante análise de ciclo de vida;

iv) Investir em pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I) de veículos movidos a H₂, aprimorando as alternativas existentes e criando novas alternativas, pois a pesquisa contínua e o desenvolvimento de novas tecnologias são fundamentais para otimizar a eficiência, a autonomia e reduzir os custos operacionais. Isso inclui aprimorar tecnologias de células a combustível, explorar novas aplicações para o H₂ nos transportes e incentivar a colaboração entre fabricantes de automóveis, fornecedores de tecnologia e instituições de pesquisa;

v) Estimular o desenvolvimento da mobilidade a H₂V através da concessão de incentivos financeiros para aquisição de veículos, bem como para construção das estações de abastecimento, tendo em vista que as isenções fiscais, os subsídios para a compra de veículos e o apoio financeiro para a construção de estações de abastecimento são exemplos de políticas que podem ser implementadas para impulsionar o mercado correspondente, especialmente no que tange à expansão da infraestrutura de abastecimento necessária para suportar o desenvolvimento do setor. É função do governo criar um ambiente regulatório favorável e fomentar investimentos, tanto públicos quanto privados, para alcançar uma transição sustentável.

A Figura 3 sintetiza as cinco boas práticas para utilização de H₂V no setor de transportes.

Figura 3: Boas práticas para utilização de H₂V no setor de transportes.



Fonte: Autoria própria (2024).

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS, CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O H₂V é considerado como uma das alternativas mais promissoras para descarbonizar os mais diversos setores da economia global. Sua implementação, no setor de transportes, contribui de forma significativa com a redução das emissões de CO₂, bem como de outros poluentes atmosféricos.

Com a finalidade de orientar a utilização de H₂V no setor de transportes, a presente pesquisa propôs boas práticas para essa implementação. Através da análise da literatura e estudo de casos, baseados nas metas e objetivos declarados nas estratégias nacionais de H₂ de três países (Alemanha, China e EUA), foram estabelecidas cinco boas práticas.

O estudo constatou que os EUA esperam uma produção de H₂ maior do que a da China, embora seus investimentos sejam significativamente inferiores. Em termos de produção de veículos, os EUA

apontaram que haviam mais de 16 mil unidades operando até 2023, enquanto a Alemanha apontou 2 mil e 500 veículos em operação no mesmo período. Até 2025, os EUA preveem uma produção de veículos superior à indicada pela Alemanha. Nesse caso, os investimentos demonstrados pelos EUA são significativamente inferiores aos da Alemanha.

Nesse sentido, cabe analisar o motivo pelo qual os EUA têm apontado expectativa de maior produção de H₂ e de veículos movidos a H₂, sendo que seus investimentos declarados são significativamente menores que os investimentos dos demais países analisados. Com isso, recomenda-se para estudos futuros, uma análise mais detalhada das políticas regulatórias e de investimentos dos EUA a fim de determinar se o país possui estratégias de investimento em H₂ eficazes para o setor de transportes, por exemplo.

A partir dos dados apresentados e da análise realizada, é razoável destacar que os países estudados têm desempenhado um papel fundamental no que diz respeito à produção de H₂V e à introdução desse combustível no setor de transportes. No entanto, somente através de uma conjuntura regulatória estruturada, de investimentos públicos e privados e de incentivos fiscais é que a produção e utilização do H₂V poderá se tornar viável em larga escala, a ponto de promover uma transição energética efetiva e contribuir significativamente para a mitigação das mudanças climáticas.

A fim de colaborar com o desenvolvimento de políticas e estratégias eficazes, as cinco boas práticas propostas podem contribuir para o avanço da implementação do H₂V no setor de transportes, fornecendo direcionamentos claros para os governos, empresas e instituições na adoção e promoção do uso de H₂V de forma eficiente, contribuindo para uma mobilidade mais sustentável e para a redução das emissões de GEE.

REFERÊNCIAS

Abdalla, Abdalla M. *et al.* Hydrogen production, storage, transportation and key challenges with applications: A review. **Energy conversion and management**, v. 165, p. 602-627, 2018.

Agência Internacional de Energia (IEA). CO₂ Emissions in 2023 - A new record high, but is there light at the end of the tunnel?. França: **IEA**, 2024. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/co2-emissions-in-2023>. Acesso em: 24 jun. 2024.

IRENA. International co-operation to accelerate green hydrogen deployment. **International Renewable Energy Agency**, v. 1, p. 1-30, 2024.

ALEMANHA. The National Hydrogen Strategy. **Federal Ministry for Economic Affairs and Energy**, v. 1, p. 1-32, 2020.

Apostolou, D.; Enevoldsen, P.; Xydis, G. Supporting green Urban mobility—The case of a small-scale autonomous hydrogen refuelling station. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 44, n. 20, p. 9675-9689, 2019.

Apostolou, Dimitrios *et al.* Integration of a light mobility urban scale hydrogen refuelling station for cycling purposes in the transportation market. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 46, n. 7, p. 5756-5762, 2021.

Baharuddin *et al.* Hydrogen fuel cells for sustainable energy: development and progress in selected developed countries. **IOP Conference Series: Materials Science and Engineering**, v. 1078, p. 012011, 2021.

Calabrese, Marcella; Portarapillo, Maria; Nardo, Alessandra di; Venezia, Virginia; Turco, Maria; Luciani, Giuseppina; Benedetto, Almerinda di. Hydrogen Safety Challenges: a comprehensive review on production,

storage, transport, utilization, and cfd-based consequence and risk assessment. **Energies**, v. 17, n. 6, p. 1350, 2024.

CHINA. Medium and long-term plan for the development of the hydrogen industry. **National Development and Reform Commission**, v. 1, p. 1-13, 2022.

Choi, Sung Kyu *et al.* Highly efficient hydrogen production using p-Si wire arrays and NiMoZn heterojunction photocathodes. **Applied Catalysis B: Environmental**, v. 217, p. 615-621, 2017.

Depcik, Christopher *et al.* Comparison of lithium ion Batteries, hydrogen fueled combustion Engines, and a hydrogen fuel cell in powering a small Unmanned Aerial Vehicle. **Energy conversion and management**, v. 207, p. 112514, 2020.

DNV. Hydrogen Forecast to 2050. Noruega: **DNV AS**, 2022. 114 p. Disponível em: https://aben.com.br/wp-content/uploads/2022/06/DNV_Hydrogen_Report_2022_Highres_single1.pdf. Acesso em: 20 jun. 2024.

D'Ovidio, Gino; Ometto, Antonio; Villante, Carlo. A novel optimal power control for a city transit hybrid bus equipped with a partitioned hydrogen fuel cell stack. **Energies**, v. 13, n. 11, p. 2682, 2020.

ESTADOS UNIDOS. U.S. National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap. **Department of Energy**, v.1, 1-99, 2022.

Fernández-Arias, Pablo; Antón-Sancho, Álvaro; Lampropoulos, Georgios; Vergara, Diego. On Green Hydrogen Generation Technologies: a bibliometric review. **Applied Sciences**, v. 14, n. 6, p. 2524, 2024.

GIZ. Mapeamento do setor de hidrogênio brasileiro. **Ministério de Minas e Energia**, v. 1, p. 1-114, 2021.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (GWEC). **Global Offshore Wind Report 2024**. Global Wind Energy Council. Bruxelas: GWEC, 2021. Disponível em: https://gwec.net/wp-content/uploads/2024/06/GOWR-2024_digital_final_v2.pdf. Acesso: em 25 jun. 2024.

GOH! PROJECT. **The challenge of the innovative GoH! project**. Disponível em: <https://www.goh.ch/en/the-goh-project>. Acesso em: 24 jun. 2024.

González, M. O. A.; DE Toledo, J. C. A integração do cliente no processo de desenvolvimento de produto: revisão bibliográfica sistemática e temas para pesquisa. **Produção**, v. 22, n. 1, p. 14-26, 2012.

Greene, David L. *et al.* Challenges in the designing, planning and deployment of hydrogen refueling infrastructure for fuel cell electric vehicles. **Etransportation**, v. 6, p. 100086, 2020.

Halder, Pobitra *et al.* Performance, emissions and economic analyses of hydrogen fuel cell vehicles. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, v. 199, p. 114543, 2024.

HYDROGEN COUNCIL. Hydrogen Insights 2023. **Hydrogen Council and McKinsey & Company**, v. 1, p. 1-27, 2023.

H2 Energy. **H2 Energy**. Disponível em: <https://h2energy.ch/fr/>. Acesso em: 24 jun. 2024.

H2MOBILITY. H2 mobility - hydrogen cars. **H2Mobility**. Disponível em: <https://h2.live/en/fahren/>. Acesso em: 24 jun. 2024.

Instituto de Engenharia e Tecnologia (IET). Hydrogen's potential as a fuel for road transport. Reino Unido: **IET**, 2022. Disponível em: <https://www.theiet.org/impact-society/factfiles/transport-factfiles/hydrogens-potential-as-a-fuel-for-road-transport>. Acesso em: 24 jun. 2024.

Jiao, Kui *et al.* Designing the next generation of proton-exchange membrane fuel cells. **Nature**, v. 595, n. 7867, p. 361-369, 2021.

Kakran, S. *et al.* Hydrogen energy in BRICS-US: A whirl succeeding fuel treasure. **Applied Energy**. Vol. 334, 1-29, 2023.

Kim, Changjong; CHO, Sang Hoon; CHO, Sung Min; NA, Youngseung; KIM, Sangwon; KIM, Dong Kyu. Review of hydrogen infrastructure: the current status and roll-out strategy. **International Journal Of Hydrogen Energy**, v. 48, n. 5, p. 1701-1716, 2023.

NOW GMBH. National Organisation Hydrogen and Fuel Cell Technology. **NOW GmbH**, 2023. Disponível em: <https://www.now-gmbh.de/>. Acesso em: 27 jun. 2024.

Petrakopoulou, Fontina; García-Tenorio, Enrique. Evaluating hydrogen-based electricity generation using the concept of total efficiency. **Energy Conversion And Management**, v. 293, p. 117438, 2023.

Pettinau, Alberto *et al.* Techno-economic assessment of renewable hydrogen production for mobility: a case study. **Energy Conversion and Management**, v. 311, p. 118513, 2024.

Samsun, Remzi Can *et al.* Deployment of fuel cell vehicles and hydrogen refueling station infrastructure: a global overview and perspectives. **Energies**, v. 15, n. 14, p. 4975, 2022.

Staudt, Christiane. *et al.* Process Engineering Analysis of Transport Options for Green Hydrogen and Green Hydrogen Derivatives. **Energy Technology**, 2024.

Tellez-Cruz, Miriam M. *et al.* Proton exchange membrane fuel cells (PEMFCs): Advances and challenges. **Polymers**, v. 13, n. 18, p. 3064, 2021.

Williams, C. Research methods. **Journal of Business & Economic Research**, v. 5, n. 3, p. 65 72, 2007.

Winkelmann, Jonas *et al.* Green transport fleet renewal using approximate dynamic programming: a case study in german heavy-duty road transportation. **Transportation Research Part E: Logistics and Transportation Review**, v. 186, p. 103547, 2024.

Worku, Ababay Ketema; Ayele, Delele Worku; Deepak, Deva Brinda; Gebreyohannes, Abaynesh Yihdego; Agegnehu, Segenet Dagmawi; Kolhe, Mohan Lal. Recent Advances and Challenges of Hydrogen Production Technologies via Renewable Energy Sources. **Advanced Energy And Sustainability Research**, v. 5, n. 5, 2024.

Wu, Yunna *et al.* Obstacle identification, analysis and solutions of hydrogen fuel cell vehicles for application in China under the carbon neutrality target. **Energy Policy**, v. 159, p. 112643, 2021.

Integração de sistema de armazenamento por baterias *utility scale* à um complexo híbrido eólico-fotovoltaico

André Victor Rodrigues Nascimento da Silva¹, Lorenzo Olivo Filippini², Luisa Dahlem Almeida², Arthur Cavalcanti Litrenta¹, Paulo Alexandre Ferreira³

1 Universidade Federal de Pernambuco

2 Universidade Federal do Rio Grande do Sul

3 Aeroespacial Tecnologias e Sistemas renováveis Ltda.

andrevictor@aeroespacial.eng.br, lorenzo.filippini@aeroespacial.eng.br,
luisa.dahlem@aeroespacial.eng.br, arthur.litrenta@aeroespacial.eng.br,
paulo.ferreira@aeroespacial.eng.br

RESUMO

Com o crescente desenvolvimento e necessidade de fontes renováveis nas matrizes energéticas, tomadas como uma das principais soluções para mitigar as mudanças climáticas, diversas estratégias de integração são desenvolvidas. A alternativa de complexos híbridos eólico-solares vem ganhando destaque, uma vez que as fontes, naturalmente, possuem um comportamento complementar, apresentando-se como uma solução para a intermitência intrínseca delas. Contudo, a hibridação ocorre, muitas vezes, adicionando-se um complexo novo a um existente, em vias de aproveitar a infraestrutura física e legal de conexão com o sistema elétrico. Nesse contexto, a ocorrência de excedentes de geração horária acima de limites contratuais é frequente, o que acarreta cortes da geração e desperdício de receita. A inclusão de Sistemas de Armazenamento por Baterias (BESS) é uma estratégia promissora para otimizar complexos híbridos, à medida que o sistema armazena esse excedente de energia e descarrega-o em horários propícios, complementando a geração em momentos de baixa ou quando o seu valor de venda estiver em alta, por exemplo. O presente trabalho visa expor os resultados da integração de BESS de diferentes capacidades a um complexo híbrido eólico-solar, localizado no estado da Bahia, com 300 e 190 MW instalados, respectivamente, e 294 MW de Montante do Uso do Sistema de Transmissão (MUST) contratado. São avaliados diferentes cenários econômicos, buscando valores ótimos de CAPEX compatíveis e contratos de um possível Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP).

Palavras-chaves:

Complexos Híbridos; BESS; *Clipping*; Energias Renováveis

ABSTRACT

With the increasing development and need for renewable energy sources in energy matrices, considered one of the main solutions for mitigating climate change, various integration strategies are being developed. The option of hybrid wind-solar complexes is gaining prominence because these sources naturally complement each other, providing a solution to their inherent intermittency. However, hybridization often involves adding a new complex to an existing one, leveraging the physical and legal infrastructure for connection to the power grid. In this context, the frequent occurrence of hourly generation surpluses above contractual limits leads to generation curtailment and revenue loss. The inclusion of Battery Energy Storage Systems (BESS) is a promising strategy for optimizing hybrid complexes, as the system stores excess energy and discharges it at optimal times, such as during low generation periods or when the market value of the energy is high. This study aims to present the results of integrating BESS with different capacities into a hybrid wind-solar complex located in the state of Bahia, with 300 MW and 190 MW installed, respectively, and 294 MW of contracted Transmission System Usage (MUST). Various economic scenarios are evaluated to find the optimal CAPEX values and contracts from a Capacity Reserve Auction (LRCAP).

Keywords:

Hybrid Power Plants; BESS; Clipping; Renewable Energy.

1. INTRODUÇÃO

As mudanças climáticas e suas consequências, como eventos climáticos extremos e crises crônicas em diversas esferas da conjuntura socioeconômica, demonstram-se como o grande desafio da humanidade no presente e futuro próximo. Em um contexto geopolítico, a temática de crises climáticas toma a frente em diversas políticas de Estado, e a transformação da matriz energética mundial por meio da ampliação da participação de fontes renováveis e de baixo carbono é uma das principais estratégias de mitigação e controle do impacto humano ao meio ambiente. Conforme dados da Agência Internacional de Energia (2023a), a capacidade anual de fontes renováveis apresentou um aumento de quase 50% em 2023, o maior crescimento nas últimas duas décadas, sendo liderado pela adição de geração fotovoltaica em escala global. Consoante, estima-se que, em 2028, a geração de energia através de fontes renováveis compreenda uma parcela de 42% da geração de energia elétrica, um aumento de quase 10% em comparação com a participação em 2024.

O Brasil ocupa uma posição de liderança internacional no tocante à renovabilidade da matriz elétrica doméstica, cuja geração de energia em 2023 – incluindo Sistema Interligado Nacional (SIN), sistemas isolados e autoprodução não-injetada – apresentou participação de 89,2% de fontes renováveis; somente o SIN ostentou 93% de renovabilidade na geração. Entre 2022 e 2023, foram registrados crescimentos de 17,4% na geração de energia eólica e 68,1% na geração de energia solar fotovoltaica. As capacidades instaladas aumentaram, respectivamente, 20,7% e 54,8%. (EPE, 2024).

Como uma estratégia de otimização da geração diária e uso das estruturas de conexão ao sistema elétrico, físicas e contratuais, as usinas híbridas têm se tornado de grande interesse, permitindo

a combinação de diferentes fontes primárias de energia, sobretudo renováveis. No tocante à geração através de recurso solar e eólico, o perfil de geração complementar das duas fontes garante uma integração promissora entre usinas desse tipo, ao passo que permite uma maior eficiência e estabilidade na geração de energia, além de reduzir a intermitência característica de fontes renováveis individuais. A discussão sobre a produção de energia por usinas híbridas no Brasil está se tornando cada vez mais relevante, especialmente considerando a necessidade de otimização do sistema de transmissão existente e planejado. Em 2017, foi publicada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) a primeira Nota Técnica com uma proposta de metodologia para avaliação de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas (EPE, 2018). Em 2018, foi publicado o Informe apresentando quatro tipologias de integração entre fontes, dentre elas a topologia de arranjo “Usinas Associadas” (EPE, 2018) onde as usinas compartilharão, física e contratualmente, a infraestrutura de conexão e acesso ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Esta configuração é especialmente relevante para a atual situação no Brasil, oferecendo uma solução eficiente e otimizada para o uso dos recursos de transmissão existentes.

No contexto de otimização de geração por fontes renováveis, os sistemas de armazenamento de energia por bateria (*Battery Energy Storage System*, BESS) oferecem a flexibilidade necessária para carregar e descarregar energia conforme a demanda. A integração de BESS *utility-scale* pode apresentar diversos objetivos: regulação de frequência, regulação de tensão, aproveitamento de energia excedente, nivelamento e suavização da potência injetada, serviços ancilares, dentre outros (YAO; CAI, 2021). Pelo comportamento intermitente da geração por fontes renováveis, a existência de picos de energia e ou baixa produção são eventos recorrentes e intrínsecos desses complexos, provocando cortes na geração e, como consequência, levando à perda de receita e desperdício de energia. Os sistemas de baterias podem atuar na mitigação desses eventos, armazenando a energia e fornecendo-a ao sistema elétrico, complementando a produção do complexo ao qual está integrado, em momentos propícios.

Dessa maneira, a integração de BESS com complexos híbridos mostra-se como um processo orgânico e eminente no Brasil. O presente trabalho tem como objetivo avaliar o potencial desse tipo de integração considerando um complexo híbrido eólico-fotovoltaico localizado no estado da Bahia, comparando parâmetros técnicos e econômicos de BESS com diferentes capacidades com o propósito de aproveitar a energia excedente do complexo. No tocante aos aspectos econômicos, analisam-se cenários onde a energia do BESS somente complementa a do complexo – a receita advém da sua venda conforme Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) histórico – e a inserção do sistema de armazenamento no Leilão de Reserva de Capacidade como Produto Potência, empregando premissas e características de leilões passados, com o objetivo de traçar os comportamentos econômicos desse tipo de modelo de negócio.

2. ESTADO DA ARTE

A integração de fontes de energia renovável, como solar e eólica, nos sistemas de energia existentes tornou-se crucial devido aos desafios e avanços no campo dos estudos elétricos. Atualmente engenheiros enfrentam obstáculos na otimização da geração de energia a partir de fontes intermitentes, na melhoria das tecnologias de conversão de energia e no desenvolvimento de soluções de armazenamento para mitigar a variabilidade das renováveis. Além disso, a integração dessas fontes nos

sistemas existentes requer soluções avançadas para garantir a estabilidade da rede, a qualidade da energia e o gerenciamento eficiente de fontes descentralizadas, envolvendo tecnologias de rede inteligente e estratégias de gerenciamento de energia (ETUKUDOH et al., 2024).

Os sistemas de baterias podem fornecer soluções flexíveis para o gerenciamento e a qualidade da energia dos sistemas híbridos de geração renovável. Para esse fim, várias estratégias de controle e configurações para sistemas híbridos de armazenamento de energia foram propostas para suavizar a flutuação e a qualidade da energia. Devido ao rápido desenvolvimento de tecnologias para as baterias, os sistemas de armazenamento de energia recentemente começaram a ser utilizados para múltiplas aplicações, como regulação da frequência, estabilização da rede, redução de perdas na transmissão, aumento da confiabilidade, suavização da energia eólica e solar, redução de picos, nivelamento de carga, serviços de rede, estações de carregamento de veículos elétricos e outros (LI et al., 2013). Essa tecnologia vem apresentando um crescimento acelerado no mundo nos últimos anos, segundo a Empresa de Pesquisa Energética (2019) a capacidade mundial instalada de baterias obteve um crescimento exponencial ao longo de 10 anos, atingindo 1,6 GW em 2016. Em termos de expectativa, existe uma projeção da potência instalada de baterias por país, podendo chegar a 1.100 GW em 2040.

Nesse contexto, o *clipping recapture* é uma técnica utilizada para maximizar a eficiência de sistemas de geração de energia. Em situações em que a capacidade de geração excede o MUST ou a capacidade de transmissão, parte da energia gerada pode ser desperdiçada. Com o uso de sistemas de armazenamento, essa energia excedente pode ser capturada e armazenada para uso posterior, permitindo um melhor aproveitamento da energia gerada. De acordo com Villatoro (2024), essa prática não apenas aumenta a eficiência do sistema, mas também pode reduzir custos e melhorar a viabilidade econômica dos projetos de energia solar.

Sob o ponto de vista de mercado, em 2022, o investimento em BESS atingiu um marco de 5 bilhões de dólares, triplicando em relação ao ano anterior, com expectativas de que o mercado global cresça para entre 120 e 150 bilhões de dólares até 2030 (MCKINSEY & COMPANY, 2023). Os Estados Unidos, China e Índia estão liderando a integração de Sistemas de Armazenamento de Energia por Bateria em suas redes elétricas. Nos EUA, a capacidade de BESS deve ultrapassar 130 GW até 2030, impulsionada por políticas como o *US Inflation Reduction Act*. Na China, os BESS são cruciais para atingir o pico de emissões até 2030, com planos de expansão significativa na participação de energias renováveis (RYSTAD ENERGY, 2023). Na Índia, o governo estabeleceu metas de 51 a 84 GW de capacidade de BESS até 2031-32 (IEA, 2023b).

No Brasil, a tecnologia de armazenamento de energia começa a ganhar destaque e *momentum* dentro das políticas voltadas para a transição energética recentemente, embora discussões formais existam desde 2019 (EPE, 2019). O Projeto de Lei 5174 (BRASIL, 2024) foi introduzido em 2023 e coloca o armazenamento de energia como um setor prioritário para financiamento e, além disso, há um esforço significativo por parte de associações empresariais, como a Abaque, ABEEólica, Absae, Absolar e Abinee, para incluir soluções de armazenamento de energia em leilões de energia.

Os Leilões de Reserva de Capacidade realizados em 2021 e 2022 não possuíam sistemas de armazenamento como alternativas, sendo compostos somente por usinas térmicas despacháveis, que

possuem menor flexibilidade que os sistemas de baterias. O Leilão de Reserva de Capacidade 2024 (LRCAP; PPI, 2024), cuja minuta entrou em consulta pública no primeiro semestre desse ano (MME, 2024), incorpora explicitamente armazenamento por hídras reversíveis como produtos do leilão, porém não cita sistemas de baterias. Paralelamente, é evidente o interesse e manifestação de atores envolvidos, como a própria EPE (2023), Câmara dos Deputados (2024) e participantes da consulta pública do LRCAP 2024 (MME, 2024). Todavia, a presente ausência de decisões regulatórias mostra-se como um freio à inclusão de BESS aos leilões (WANZELLE, 2024).

3. MÉTODO DO ESTUDO

3.1. Dimensionamento e Operação

O sistema de armazenamento por baterias é integrado a um complexo híbrido solar-fotovoltaico localizado no estado da Bahia, simplificado, cuja geração é assumida como localizada em um único barramento. Na Figura 1 são expostos os comportamentos diários da geração do complexo eólico, do complexo solar fotovoltaico e do complexo híbrido, tal como as perdas por *clipping* e a geração híbrida líquida. Fica evidente que os cortes de geração por ultrapassagem do MUST estão presentes dentre 6h e 15h, período no qual a produção de energia eólica é expressivamente reduzida, em comparação com os outros horários, e a produção de energia solar faz-se presente.

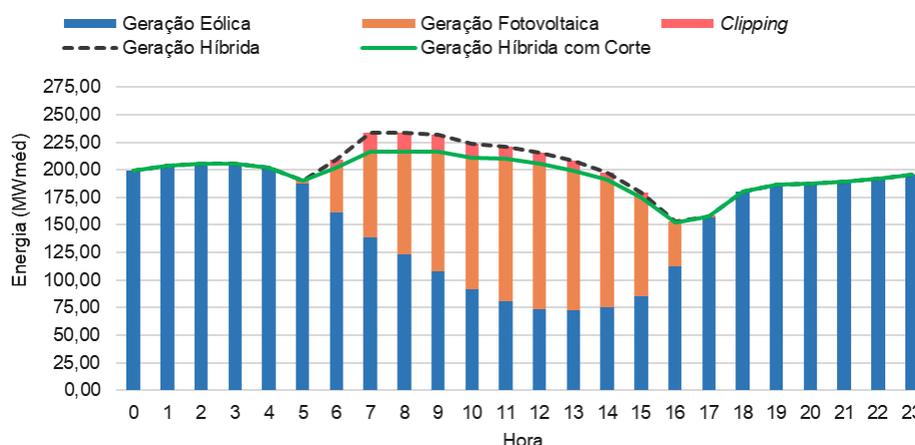


Figura 1 – Perfil horário de geração. Fonte: os autores

Utilizam-se dados de geração horários, em MW, obtidos para um período de 20 anos, tempo de vida útil padrão entre baterias *utility scale*. A integração é realizada por meio de um algoritmo que recebe como *input* a série de geração, as potências instaladas eólica e solar e os perfis de parâmetros das baterias: estado de saúde (*State of Health*, SOH), eficiência de *round-trip*, eficiência de carga e descarga, autoconsumo unitário. Como premissas técnicas, é assumido um processo de *augmentation*, tal que os dados de estado de saúde e eficiências são simplificados, sendo considerados constantes a partir do segundo ano de operação. A frequência de reposição é arbitrariamente definida como três anos.

O sistema de baterias tem por função a recuperação do excedente de energia que é “cortado” em função de limitações contratuais relativas ao MUST, processo conhecido como *clipping recapture*

(HURT; BAKER, 2021). Caso haja ultrapassagem das limitações, a energia excedente é direcionada ao BESS, que irá liberar esta energia, complementando a geração híbrida, quando esta for inferior às limitações.

Considerou-se a hipótese de fornecimento de energia pelo período de 4 horas para atendimento da demanda do ONS e as linhas gerais da minuta de Edital do Leilão de Capacidade de 2024. Conforme calculado em documento que consta da Consulta Pública para o Leilão de Capacidade 2024, emitido pela EPE, a descarga para atendimento do fornecimento de Capacidade tem previsão de uso por 120 horas no ano (EPE, 2023). De modo a preservar uma margem de segurança, foram considerados 30 dias por ano nos quais o BESS cumprirá com o contrato, ficando impossibilitado de complementar a geração de energia do complexo. Os demais períodos são remunerados pela diferença entre o valor de compra e venda de energia, tomado como referência de R\$ 30,00 (trinta reais) por MWh.

O sistema de baterias considerado conta com células do tipo Fosfato de Ferro-Lítio (LFP, *Lithium Iron Phosphate*), possuindo sistemas de conversão de potência internos e refrigeração líquida das baterias, enquanto a eletrônica é refrigerada a ar. A potência de saída do sistema é de 5.000 kVA. O arranjo da aplicação prevê 4h de operação, garantidos por 8 unidades do sistema e capacidade total de 22.016 kWh. A Quadro 1 resume as informações técnicas e premissas do BESS.

Quadro 1 – Sistema de Armazenamento de Energia por Baterias.

Parâmetro	Valor
Tipo de célula	LFP
Capacidade unitária do sistema	2752 kWh
Aplicação	4h
Vida útil	20 anos
Capacidade inicial	22 MWh
Potência nominal	5 MW

A figura a seguir ilustra os perfis de estado de saúde e eficiências do BESS, levando em consideração o processo de *augmentation*.

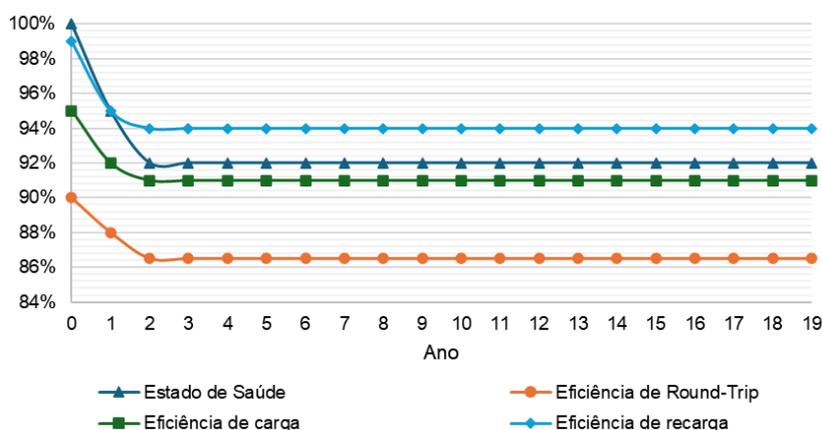


Figura 2 – Perfis simplificados de estado de saúde e eficiências do sistema de baterias considerando *augmentation*. Fonte: os autores.

A operação do sistema de baterias baseia-se na arbitragem de intervalos horários, construídos de forma composta de acordo com os perfis diários do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) histórico desde 2018 até março de 2024 – disponibilizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE, 2024) – e *constrained-off*, para carga ou descarga de energia, expostos na Figura 3, onde destacam-se os pontos de PLD mínimo e máximo e o máximo corte devido ao *constrained-off*. A diferença entre os extremos do PLD é de R\$ 20,78. Nota-se que o perfil diário de corte acompanha, sobretudo a geração solar, como demonstrado pela Figura 1. Vale observar, também, que o intervalo com as maiores perdas por *constrained-off*, entre 7h e 9h, é também o período com maior corte devido ao MUST.

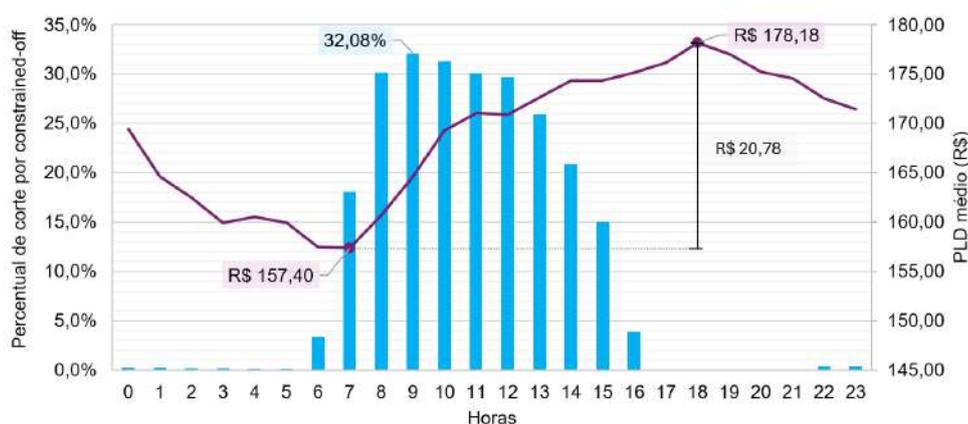


Figura 3 – Perfis diários de *constrained-off* e PLD. Fonte: os autores.

Assim, o intervalo passível para carga é entre as 5h e 16h, totalizando 12 horas, buscando adequar o carregamento a baterias de maior capacidade, enquanto o de descarga é entre 15h e 22h, totalizando 8 horas com PLD elevado e permitindo uma descarga em menor potência, caso necessário.

Enfim, a operação dá-se da seguinte maneira: no horário de descarga, a bateria irá complementar a geração híbrida, caso a potência estiver abaixo do MUST e houver carga na bateria; durante o período de carregamento, parte da energia gerada pelo complexo híbrido é direcionada ao BESS caso a carga não esteja no máximo, mas se a potência híbrida ultrapassar o MUST, parte da energia que seria cortada é direcionada ao sistema de baterias. No caso em que não existe a possibilidade nem de carga nem de descarga do BESS, ele permanece em *stand by*, onde a energia de autoconsumo, para telemetria e refrigeração, e a degradação temporal são as únicas grandezas presentes nos cálculos.

O produto considerado utiliza um sistema de refrigeração líquida para manutenção das temperaturas das baterias em 25° C. A eletrônica é resfriada a ar. Os montantes de energia necessários são contabilizados no modelo aqui descrito como perdas de refrigeração, sendo dividido conforme a operação do BESS: existindo transferência de energia, o sistema de refrigeração é mais exigido, consumindo uma potência de 8,4 kW; analogamente, em *stand by*, o sistema demanda 3,1 kW. Esses valores de autoconsumo são considerados constantes durante a vida útil do BESS.

O comportamento operacional do sistema de baterias é descrito, fundamentalmente, pela quantidade de ciclos de carga e descarga presentes. De forma simplificada, a carga e descarga de 100% da capacidade contabiliza um ciclo. Contudo, devido à presença de ciclos parciais intrínsecos de cada aplicação, a contagem de ciclos não é uma tarefa com execução clara e definida de forma consensual,

tanto academicamente quanto dentro da indústria. Tipicamente estes ciclos, quando definidos pela fabricante, consideram toda a extensão da capacidade da bateria. Isto é, carga completa e descarga completa. Como esta não necessariamente é a modalidade de uso no caso de BESS, uma contagem de ciclos própria foi adotada na modelagem, considerando inversões no sentido do fluxo de carga como um meio-ciclo.

Os resultados brutos do algoritmo fornecem dados para análise que, após a devida organização e manipulação, contribuem para a definição do dimensionamento ótimo, sob a perspectiva técnica da integração. O ponto de dimensionamento ótimo da integração é revelado pela observação da energia líquida produzida a partir da composição do complexo híbrido e do sistema de armazenamento de energia durante o horizonte de 20 anos analisados.

Um ponto de destaque para o ponto ótimo refere-se ao balanço entre aproveitamento do corte e as perdas atreladas ao BESS. As perdas são compostas por três parcelas: perdas no carregamento e perdas no descarregamento, ambas proporcionais à quantidade de energia transferida nesses processos, e perdas por autoconsumo – vinculadas, sobretudo, ao sistema de refrigeração, o qual atua de forma constante, tanto em operação como em *stand by* – que são proporcionais à capacidade do sistema. Assim, conforme o aumento da capacidade do sistema, as perdas também aumentam.

3.2. Análise Econômica

A partir dos dados de operação do BESS integralizados ano a ano durante a vida útil de 20 anos, é possível determinar resultados parametrizáveis como a Taxa Interna de Retorno (TIR) e Valor Presente Líquido (VPL). Os parâmetros considerados na análise econômica são condensados no Quadro 2, abaixo, assim como os valores base, detalhados em seguida. O valor de CAPEX de referência é de R\$ 1MM/MW de BESS instalados. Perdas até o centro de gravidade foram assumidas como 2,5%.

Quadro 2 – Parâmetros de referência considerados na análise econômica.

Parâmetro	Valor	Unidade
Preço de Venda da Energia (R\$/MWh)	200	R\$/MWh
Taxa de Incremento do OPEX (%/ano)	5,00%	
Taxa de Crescimento do Preço de Venda da Energia (%/ano)	5,00%	
Taxa para cálculo de valor presente	5,00%	
OPEX (% CAPEX)	5,00%	R\$/kWh/ano
<i>Upside</i> no <i>trade-off</i> do preço com BESS	30	R\$/MWh descarregado
Taxa de Crescimento do <i>Upside</i> no <i>trade-off</i> do preço	5,00%	%/ano
Percentual do CAPEX na reposição	6,25%	%/X anos
Frequência de reposição do BESS	3,0	anos
Dias em operação	365	dias/ano
Margem de potência para garantia de atendimento do leilão	10,00%	

Expandindo algumas premissas:

- A energia aproveitada do *clipping* por ultrapassagem do MUST é comprada da geradora a um valor abaixo do normal de venda, assumindo cerca de 10% deste.

- O contrato do LRCAP para potência estabelece um valor anual, dividido em 12 parcelas. O LRCAP tem validade de 15 anos. Define-se uma margem de segurança da potência acordada no leilão, para garantir o atendimento, de cerca de 10%.
- Considerando uma frequência de reposição de 3 anos, estima-se que cerca de 6,25% da capacidade do sistema seja necessária para o *augmentation*. Logo, esse percentual de CAPEX é inserido no fluxo de caixa a cada 3 anos.

4. ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

A Figura 4 ilustra, para os 20 anos simulados, os valores de geração, em MW_{méd}, dos complexos eólico e solar e as perdas por *clipping*, autoconsumo e ineficiências do BESS. De forma complementar, a Figura 5 expõe em maior detalhe a relação entre perdas e potência instalada de cada BESS.

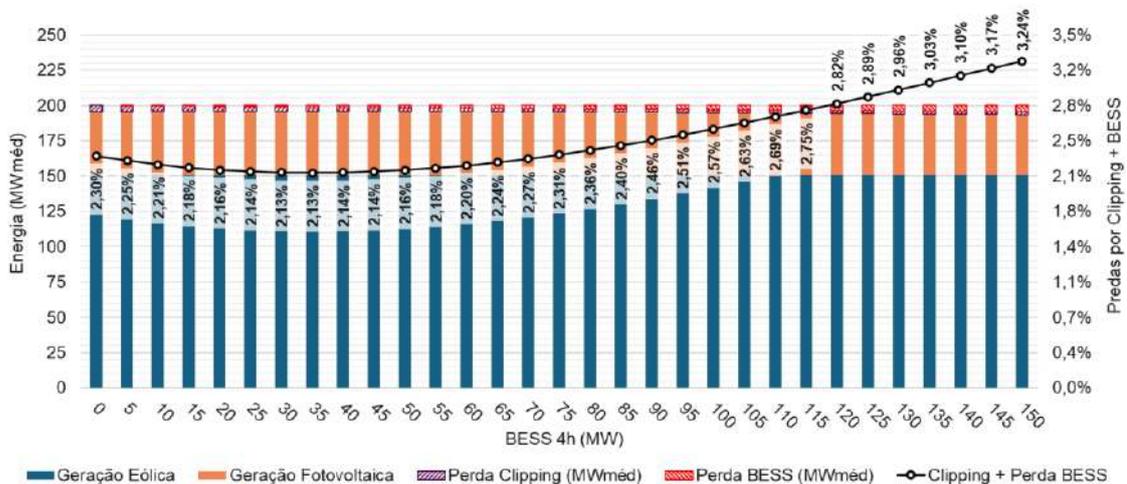


Figura 4 – Geração híbrida e perdas com BESS de potências variadas. Fonte: os autores

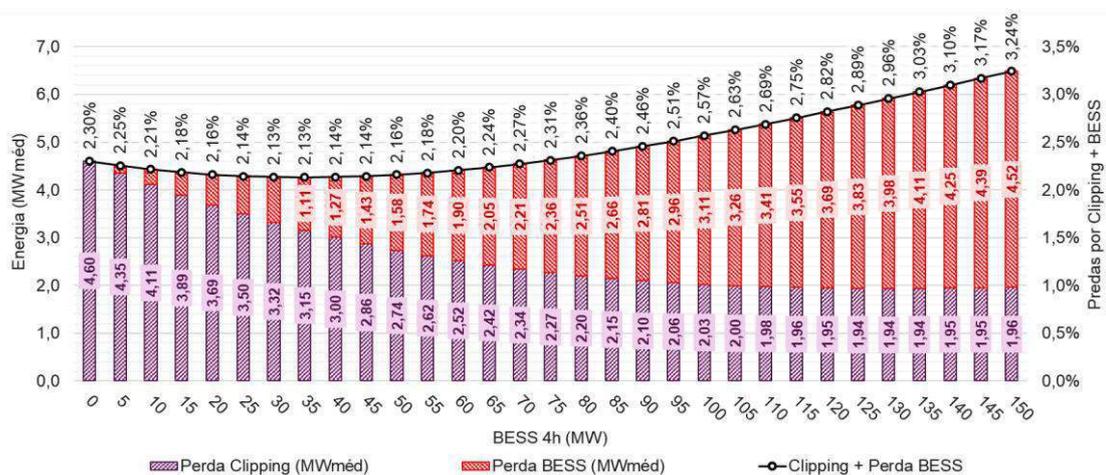


Figura 5 – Detalhamento das perdas por *clipping* e ineficiências dos BESS simulados. Fonte: os autores

O ponto de mínimo em 2,13%, com relação às perdas relativas à potência total do complexo híbrido, representadas pela curva em preto, ocorre para a potência de 35 MW de BESS; sistemas com

potências próximas, no intervalo de 15 a 55 MW, apresentam perdas apenas 0,05% maiores que o valor ótimo. Para os 35 MW de BESS, as perdas do sistema equivalem a cerca de 2,13% da geração total.

Pela Figura 5, é possível observar em maior detalhe o comportamento das perdas por *clipping* e das perdas do sistema de baterias. A ultrapassagem do MUST é mais bem aproveitada conforme o aumento do BESS, comportamento análogo ao das perdas por ineficiências do sistema, uma vez que a potência e energia transferidas aumentam de forma proporcional. No valor de potência ótima, em 35 MW de BESS, nota-se uma relação de aproximadamente 1/3 entre as perdas do sistema e perdas por corte. As perdas por ineficiências ultrapassam as por corte para sistemas de baterias acima de 70 MW. Durante a vida útil projetada, para o sistema de 35 MW, as perdas do BESS equivalem a 1,11 MW_{méd} enquanto as por *clipping* 3,15 MW_{méd}, totalizando 4,26 MW_{méd}. Com relação ao complexo fotovoltaico, com 190 MW instalados e 49,54 MW_{méd}, a potência do ponto ótimo representa 18,4% do potencial instalado e as perdas 8,60% da produção média de 20 anos.

No que tange aos resultados econômicos, primeiramente, as Figuras Figura 6 e Figura 7 ilustram os comportamentos do Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR) para diferentes valores de CAPEX relativos ao valor de referência de R\$ 1MM/MW instalados. No modelo de negócio considerado, a bateria supre a geração do complexo híbrido e a energia gerada é vendida no Mercado Livre, considerando somente os dados históricos de PLD horário para a precificação do *trade-off*. Os valores de OPEX também são alterados, uma vez que se considera um valor de 5% do CAPEX.

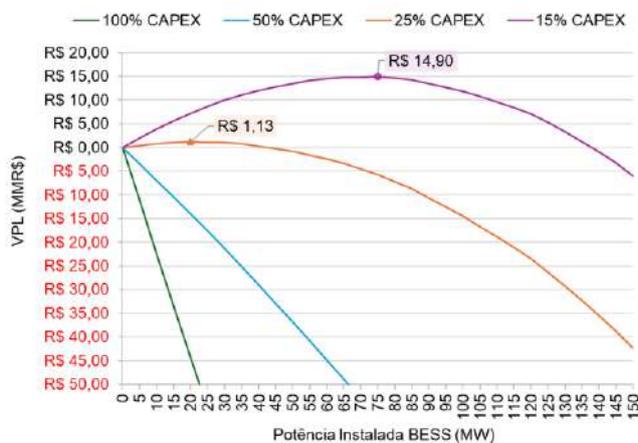


Figura 6 – VPL para diferentes valores de CAPEX.
Fonte: os autores

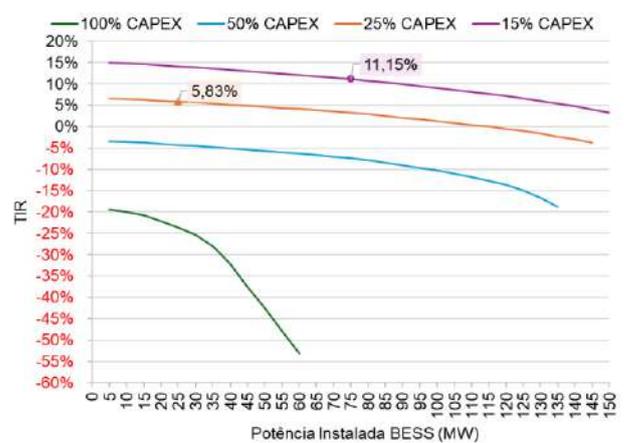


Figura 7 – TIR para diferentes valores de CAPEX.
Fonte: os autores

A viabilidade, em termos de VPL, é observada somente para 15% e 25% do CAPEX original (R\$ 150 k/MW e R\$ 250 k/MW), com valores positivos, no primeiro cenário, para potências de BESS de 5 até 135 MW, com máximo de cerca de R\$ 15 MM em 75 MW. No segundo cenário, somente BESS de 5 a 35 MW apresentam VPL positivo, com máximo em 20 MW de R\$ 1,13 MM.

A taxa interna de retorno apresenta comportamento semelhante, com valores positivos para 25 e 15% do inicial. Tanto nas curvas de taxa interna de retorno como nas curvas de valor presente líquido, nenhum sistema de baterias apresenta valores positivos quando sujeitos à 100% e 50% do CAPEX de referência, expondo a impossibilidade de operar a integração com o modelo de negócio proposto. Os

4 pontos de máximo VPL destacados apresentam TIR de 11,15% (75 MW para 15% do CAPEX) e 5,83% (20 MW para 25% do CAPEX).

A consideração do Produto Potência no Leilão de Reserva de Capacidade, ao manter o CAPEX de referência, resulta nas curvas das Figuras Figura 8 e Figura 9, onde diferentes valores de contrato são apresentados. Visto ausência de detalhes quanto ao leilão, sobretudo na precificação, o valor estimado de R\$ 920 k/MW/ano advém de uma análise dos leilões passados realizados, em 2021 e 2022 (EPE, 2023). Nestes, somente a geração térmica foi contemplada nos Produtos Potência e o valor resultante é obtido por uma média ponderada pelas potências negociadas.

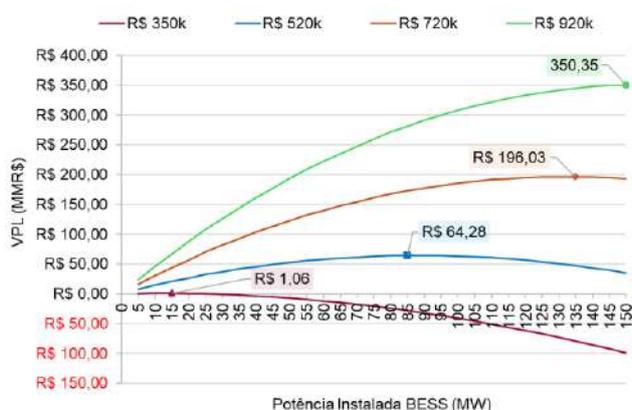


Figura 8 – VPL para diferentes valores de contrato do LRACP, Produto Potência. Fonte: os autores

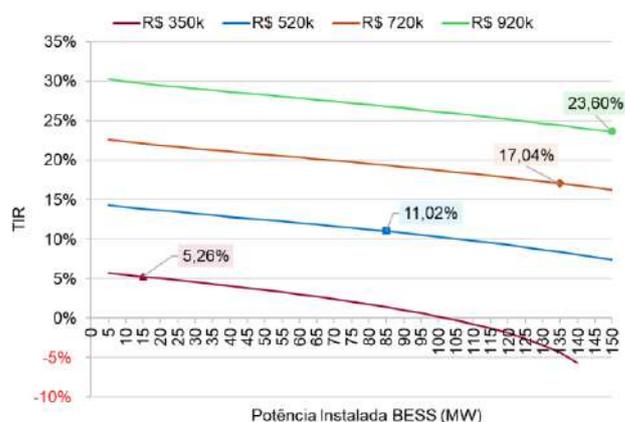


Figura 9 – TIR para diferentes valores de contrato do LRACP, Produto Potência. Fonte: os autores

As curvas em verde demonstram a viabilização de sistemas de grande capacidade, com valores positivos e comparativamente altos dentre os já apresentados. O VPL máximo aparece no limite dos sistemas simulados, para o BESS de 150 MW. Ao se reduzir o valor negociado por MW para R\$ 720.000, o ponto de valor presente líquido máximo desloca-se para o BESS de 135 MW, comportamento observado também para o valor de R\$ 520 k/MW/ano, onde o VPL máximo coincide com 85 MW do sistema de baterias. O valor de cerca de R\$ 350 k/MW/ano mostra-se como o limiar de viabilização com base nos resultados de valor presente líquido; para esse valor hipotético de leilão, sistemas acima de 25 MW não apresentam VPL positivo, e o máximo desloca-se para o BESS de 15 MW.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A integração de sistemas de armazenamento por baterias *utility scale* e complexo híbridos eólico-fotovoltaicos é uma tendência promissora, apresentando harmonia entre os sistemas e complementaridade de soluções renováveis. A intermitência natural das fontes renováveis pode ser contornada com BESS, cujos excedentes de energia podem suprir a geração em períodos de baixa disponibilidade de recursos. Dentro desse mesmo contexto, o sistema de baterias *utility scale* pode ser integrado ao sistema elétrico a fim de fornecer potência com alta flexibilidade.

A avaliação apresentada no presente trabalho demonstra a capacidade de redução dos cortes por *clipping* de complexos híbridos quando integrados a BESS. No entanto, sistemas de grande capacidade apresentam perdas por ineficiência proporcionais, que superam o valor de corte aproveitado.

Dentro das análises econômicas, fica evidente que com os atuais valores de CAPEX praticados, estimados em R\$ 1 M/MW, inviabilizam a difusão de baterias *utility scale*. Os resultados demonstram que a redução para cerca de 25% do CAPEX original, tendo em mente a proporção também aplicada ao OPEX, pode trazer retornos positivos economicamente, ao se observar o valor presente líquido dos projetos.

O Leilão de Reserva de Capacidade, considerado aqui como Produto Potência, tem o potencial de trazer viabilidade mesmo para projetos que envolvam BESS de grandes capacidades. O valor de referência de R\$ 920.000/MW/ano, obtido com base nos Leilões passados e seus valores negociados com termelétricas, resulta em métricas econômicas expressivamente superiores às comparadas considerando somente a negociação da energia do BESS no Mercado Livre. Contudo, é esperado que esse valor seja menor, dada a natureza das fontes geradoras de energia. Um valor de R\$ 350.000/MW/ano mostra-se como o limiar da viabilidade, tendo como referência o valor presente líquido. Todavia, é importante fazer ressalvas quanto ao valor do leilão em si, uma vez que o emprego de BESS *utility scale* ainda carece de um arcabouço regulatório e os editais passados não contemplavam armazenamento de energia.

6. REFERÊNCIAS

BRASIL. Congresso. Câmara dos Deputados. Projeto de Lei nº 5174, de 25 de outubro de 2023. Institui o Programa de Aceleração da Transição Energética - PATEN. **PI 5174/2023**. Brasília, 20 mar. 2024. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2399261&fichaAmigavel=n> ao. Acesso em: 01 abr. 2024.

CÂMARA DOS DEPUTADOS (Brasil). Comissão de Minas e Energia. Estruturação do leilão de reserva da capacidade potência. 04 jul. 2024. Brasília, DF. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/evento-legislativo/73461>. Acesso em: 22 jul. 2024.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Painel de preços**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/precos/painel-precos>. Acesso em: 20 mar. 2024.

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Ministério de Minas e Energia. **Balanco Energético Nacional**: Relatório Síntese 2024 - Ano Base 2023. Rio de Janeiro: EPE, 2024. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-715/BEN_S%C3%ADntese_2024_PT.pdf. Acesso em: 01 jul. 2024.

_. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Ministério de Minas e Energia. **Sistemas de Armazenamento em Baterias**: aplicações e questões relevantes para o planejamento. Rio de Janeiro: EPE, 2019. (N. EPE-DEE-NT-098/2019-r0). Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-441/EPE-DEE-NT-098_2019_Baterias%20no%20planejamento.pdf. Acesso em: 02 jul. 2024.

_. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Ministério de Minas e Energia. **Usinas Híbridas**. Estudos de Planejamento da Expansão da Geração. Rio de Janeiro: EPE, 2018. (N. EPE-DEE-NT-011/2018-r0). Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-232/topico-393/NT%20EPE-DEE-NT-011-2018-r0%20\(Usinas%20h%C3%ADbridas\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-232/topico-393/NT%20EPE-DEE-NT-011-2018-r0%20(Usinas%20h%C3%ADbridas).pdf). Acesso em: 02 jul. 2024.

_. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Ministério de Minas e Energia. **Leilão de Reserva de Capacidade na Forma de Potência**. Estudos para Expansão da Geração. Rio de Janeiro: EPE, 2023. (N. EPE-DEE-NT-050/2023-R0). Disponível em: https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=c45d63c9-6b53-cdd1-e32f-a7f614c11666&groupId=436859.pdf. Acesso em: 01 mai. 2024.

ETUKUDOH, Emmanuel; FABUYIDE, Adefunke; IBEKWE, Kenneth; SONKO Sedat; ILOJIANYA, Valentine. ELECTRICAL ENGINEERING IN RENEWABLE ENERGY SYSTEMS: A REVIEW OF DESIGN AND INTEGRATION CHALLENGES. **Engineering Science & Technology Journal**, [S.L.], v. 5, n. 1, p. 231-244, jan. 2024. Fair East Publishers. DOI: 10.51594/estj/v5i1.746.

HURTT, James; BAKER, Kyri. Minimum Battery Energy Storage System Sizing Integrated with a Photovoltaic Plant Considering Practical Limitations. **2021 IEEE Madrid Powertech**, [S.L.], p. 1-6, 28 jun. 2021. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/powertech46648.2021.9494981>.

IEA. AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA. **Executive summary**. 2023a. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/renewables-2023/executive-summary>. Acesso em: 01 jul. 2024.

IEA. AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA. **Grid-scale Storage**. 2023b. Disponível em: <https://www.iea.org/energy-system/electricity/grid-scale-storage>. Acesso em: 01 jul. 2024.

LI, Xiangjun; HUI, Dong; LAI, Xiaokang. Battery Energy Storage Station (BESS)-Based Smoothing Control of Photovoltaic (PV) and Wind Power Generation Fluctuations. **Ieee Transactions On Sustainable Energy**, [S.L.], v. 4, n. 2, p. 464-473, abr. 2013. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tste.2013.2247428>.

MCKINSEY & COMPANY. **Enabling renewable energy with battery energy storage systems**. 2023. Elaborado por Gabriella Jarbatt, Erik Sparre, Sören Jautelat, Alexandre van de Rijjt, Martin Linder, Quan Han Wong. Disponível em: [enabling-renewable-energy-with-battery-energy-storage-systems](https://www.mckinsey.com/industries/renewable-energy/our-insights/enabling-renewable-energy-with-battery-energy-storage-systems). Acesso em: 10 jul. 2024.

MME. Ministério de Minas e Energia. **Portaria de Diretrizes para a realização do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2024 - LRCAP de 2024**. Disponível em:

https://antigo.mme.gov.br/pt/web/guest/servicos/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet_view=detalharConsulta&resourcePrimKey=6037958&detalharConsulta=true&entryId=6037960. Acesso em: 01 abr. 2024.

PPI. Programa de Parcerias em Investimentos. **LEILÃO DE RESERVA DE CAPACIDADE, NA FORMA DE POTÊNCIA, DE 2024**. 2024. Disponível em: <https://ppi.gov.br/projetos/leilao-de-reserva-de-capacidade-na-forma-de-potencia-de-2024/>. Acesso em: 29 jun. 2024.

VILLATORO, Héctor. **Solar Clipping Recapture - Overview**. [S.l.]: Eneon-Es, 2024. White Paper. Disponível em: https://cms-media.eneon-es.com/Solar_Clipping_Recapture_Whitepaper_Eneon_ES_268227b4be.pdf. Acesso em: 06 jul. 2024.

RYSTAD ENERGY. **New battery storage capacity to surpass 400 GWh per year by 2030 – 10 times current additions**. 2023. Disponível em: <https://www.rystadenergy.com/news/new-battery-storage-capacity-to-surpass-400-gwh-per-year-by-2030-10-times-current>. Acesso em: 10 jul. 2024.

WANZELLE, Marisa. **Ministro recua e diz que baterias só estarão no leilão quando for “tecnicamente adequado”**. 2024. Disponível em: <https://agenciainfra.com/blog/ministro-recua-e-diz-que-baterias-so-estarao-no-leilao-quando-for-tecnicamente-adequado/>. Acesso em: 26 maio 2024.

YAO, Meiqi; CAI, Xu. Energy Storage Sizing Optimization for Large-Scale PV Power Plant. **IEEE Access**, [S.L.], v. 9, p. 75599-75607, 2021. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/access.2021.3081011>.

A Novel Methodology on Curtailment Risk Assessment for Wind Power Plants

Autores Vinicius Lopes¹, Anderson Lima¹, Letícia Frata¹, Sérgio Falcão², Bruno Canesso²

¹Hitachi Energy, ²Atlas Renewable Energy

vinicius.lopes@hitachienergy.com, anderson.lima@hitachienergy.com, leticia.frata@hitachienergy.com, sfalcao@atlasren.com, bcanesso@atlasren.com

ABSTRACT

The paper introduces a novel approach by Hitachi Energy Brazil Power Consulting team on power curtailment susceptibility risk assessment for wind power plants. Such methodology could also be extent to solar power plants, without reservations. Probabilistic curtailment risk assessment accounts typical locational capability factor from a wind generation profile based upon local historical data available. Power curtailment is estimated in terms of generation hourly constrained, from considering power generation weighted impacts on normal or abnormal operation overloads for a set of transmission system facilities monitored. An illustrative case application is presented.

Keywords:

Wind Power Curtailment; Probabilistic Curtailment Risk Assessment.

1. INTRODUCTION

Renewable energy sources play a key role on energetical transition efforts. On big picture, onshore and offshore wind power stands out as those most promising ones, as both comprises consolidated technologies with advantageous investment payback ratings reflected by a decreasing installation cost tendency and specialized workforce availability.

Particularly in Brazil, wind power penetration has been powered up by public policies on fostering renewable energy projects, as a driven force for electrical supply diversification and reliability [1][2]. Along the last decades, Brazilian power grid has been experiencing an intensive and increasingly renewable power penetration [3]. Current projections point out the integration of additional 8.7 GW on wind power in Brazilian Northeast region up to 2025 [4], an increasing about 53% of the total wind power capability available. It may reach about 42 GW up to 2028 [5]. The geographical natural characteristics found in this region, combined with a relatively low demographic densities and historical consistent wind distributions foster the Brazilian Northeast region attractiveness for large-scale wind farms projects.

Densification of renewable energy facilities has been propelling local and inter-regional transmission system bottlenecks. On critical wind conditions, which could occur in few hours, combined with system load scenarios, important inter-region transmission corridors may reach its thermal limits.

High-capability transmission facilities comprise considerable complex projects, with expensive building and maintenance costs embedded. Land usage legal issues and environmental impacts also contributes to longer installation and integration processes, also raising initial costs and reducing its payback attractiveness. In this sense, a right-time transmission system expansion is a challenge.

On dealing with local and inter-regional transmission system limitations, grid operator may impose a partial or even a total power constraint for renewable generation, for a single facility or even a whole region. This forced limitation is usually referred as power curtailment.

Renewable energy non-synchronous characteristics claims for power system operation planning specific constraints for renewable power dispatch, to address system inertia requirements, which enable grid recovering capability on transmission system outages. In addition, wind and solar sources intermittency also points the need of proper stand-by fast-response power supply to address voltage and frequency control issues [6]. Both factors may also lead to power curtailment on renewable dispatch.

Power curtailment directly impacts wind power projects profitability and long-term investment attractiveness, as power trading contracts are based upon the amount of power delivered to the grid. Opportunity costs are also related as one of its consequences [6]. Thus, a more realistic estimation on power curtailment risk becomes a key decision factor during earlier design stage on renewable projects, as it enables one to anticipate further mid-term and long-term limitations which can impact economic health of the project and even its viability.

The paper introduces a novel wind power curtailment risk assessment methodology designed by Hitachi Energy Brazil Power Consulting. The approach is also suitable for solar power facilities. Typical local capability factor is emulated from local wind power generation historical data available. The methodology provides an estimation on power curtailment susceptibility for wind power farms from its weighted impacts on transmission system overloads, both on normal or abnormal operation, for a set of transmission facilities to be monitored. Power curtailment is estimated in terms of the total amount of monthly and yearly power generation expected.

The second section brings an overview of power curtailment aspects in Brazilian current regulatory structure. The third one presents the key remarks on the methodology for power curtailment risk assessment. An illustrative application case and analytics are presented in the fourth section. Finally, last section summarizes the main contributions presented.

2. POWER CURTAILMENT ON BRAZILIAN REGULATION

In Brazil, the densification of renewable generation and the current limitations on local transmission systems have been powering up discussions in regulatory agenda on addressing power curtailment issues. In this context, power curtailment is usually referred as generation constrained-off.

Regulatory mechanisms have been former discussed on public meetings held by *Agência Nacional de Energia Elétrica* (ANEEL) in 2018 [6]. As no official regulatory disposals were former available, power curtailment refund requests used to be discussed particularly and apart – a time-consuming and non-uniform process. Official regulatory directions for power curtailment on wind farms were first established in July 2022 [7]. Additional disposals for power curtailment on solar farms were incorporated in current regulation in September 2023 [8]. Current regulation [7] also establishes conditions and procedures on addressing power curtailment costs on energy trading market operations.

For wind farms, power curtailment is defined as power dispatch constraining due to step-down directions from *Operador Nacional do Sistema Elétrico* (ONS) for those wind facilities accounted on power system operation schedule, as its power dispatch is centrally controlled by ONS [7]. Power dispatch step-down directions shall be motivated by external causes to wind farms facilities [7].

Within Brazilian regulation disposals [7], power curtailment events are motivated by transmission facilities unavailability, electrical reliability or load-generation balancing issues. These are accounted by ONS to classify power curtailment events [9].

Transmission facilities unavailability comprise wind generation constraints due to transmission system facilities unavailability. It is also referred as external unavailability reasons [7]. Electrical reliability comprises wind generation constraining required to ensure power system electrical feasibility [7], regards system inertia levels or fast-response power backup availability [7]. Loading-generation balancing reasons comprise power constraining required on power oversupply situations, as is not possible to allocate exceeding power. It is also referred as energetic reasons.

Power constraining from ordinary external unavailability is not eligible for costs refunding. Current regulatory understating points ordinary unavailability as part of business risks, which shall be addressed by entrepreneurs on basic design stages [6]. However, long-term power constraining motivated by structural reasons usually are not possible to be accounted [6]. Regulation disposals enable one to apart it from business risks [6].

On accounting wind farms power curtailment from external unavailability, its reference power is computed by ONS [7][9]. For groups of wind farms sharing same coupling point, total reference power computed is weighted among such facilities by its respective design power capabilities [7].

For power curtailment from external unavailability, costs refund is applicable only for those wind farms which yearly accumulated timespan on power constrained operation be at least 78 hours [7]. This requirement is recurrently updated by ONS as the average of total yearly unavailable hours for 230 kV and 500 kV transmission facilities along last five years [9].

Initial discussions pointed costs from power curtailment motivated by energetic reasons were able to be refunded, as it should be not possible for the entrepreneurs to account system energetic conditions on its business risk assessment [6]. However, there are no disposals in current regulation [7] in this sense.

3. CURTAILMENT ANALYSIS METODOLOGY

Power curtailment accounts weighted impacts of each single wind farm on transmission system overloads. Transmission facilities are monitored from a system steady-state operation point, comprising aspects as inter-regional power exchange levels, system total load, hydro-thermal total generation scenario and transmission facilities eventually out-of-operation. A schematic overview for power curtailment methodology is depicted on Figure 1.

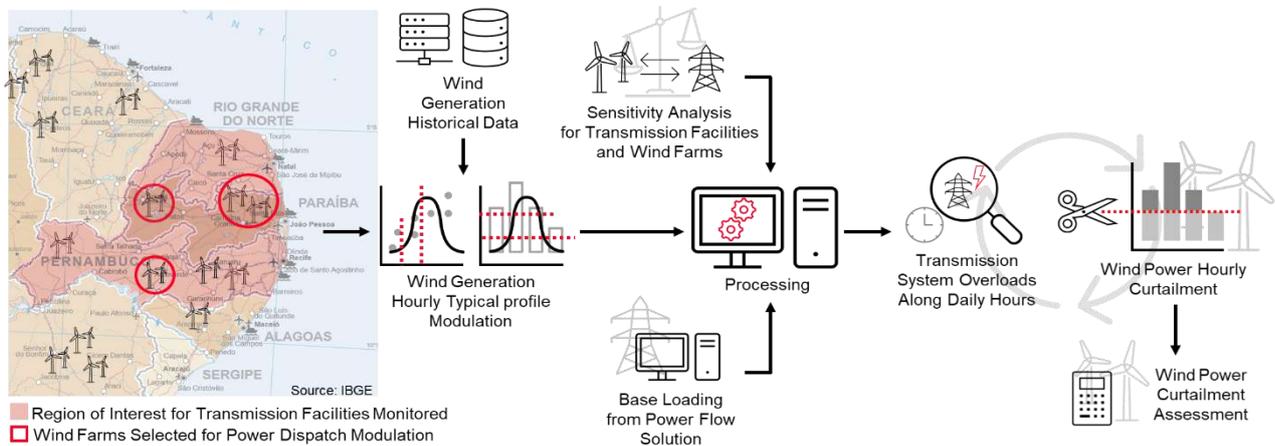


Figure 1 - Schematic overview of power curtailment assessment methodology by Hitachi Energy Power Consulting. Typical locational capability factor from historical data is employed to estimate power curtailment from transmission system overloads (Source: Hitachi Energy Power Consulting. See [10] for credits of map image).

Wind farms impacts on such overloads are weighted from sensitivity analysis. For a single wind farm, sensitivity indexes mean the ratio between power flow variation on a certain transmission facility from a small power increasing on such wind farm dispatch. For sensitivity analysis, wind farm dispatch increase is typically about 1 MW.

For a group of wind farms sharing the same coupling point, sensitivity indexes account the impacts of such joint coupling point on transmission facilities. As coupling points are usually load buses, the sensitivity indexes refer to the ratio between power flow variation on a certain transmission facility for a small load increasing in that joint coupling point.

Sensitivity indexes express the expected increasing on power flowing through a transmission facility monitored from a step-up on a wind farm power dispatch. For a fictitious load connected to joint coupling point of a group of wind farms, instead, sensitivity indexes refer to the expected decreasing on that power flow from an increasing in bus load. Thus, this sensitivity index represents a negative sensitivity ratio between transmission facilities and the wind farms itself.

Power curtailment analysis requires one to establish a set of interest within local wind farms, both existing and planned ones, sharing a joint coupling point or not. For those ones, its power dispatch is modulated from available wind generation historical data. Total power injection on each of those wind farms coupling points is represented from a statistic distribution on a daily and monthly base. For Brazilian power grid, wind power generation history is publicly available in an open database [6].

The impacts of wind generation on transmission facilities overloads shall account only power flow variations directly associated to wind farms comprising the previously set of interest defined. In this sense, total amount of power flowing through each of those transmission system facilities monitored must be spread on a wind power loading and a base loading portion.

Base loading refers to estimated amount of power flowing through a transmission facility on grid normal conditions for a specific operation scenario. Base loading means the system power flow solution while setting out of operation those wind farms comprising the set of interest previously defined. It refers to natural transmission facilities loading conditions from power system normal operation, resulting from hydro-thermal generation, inter-regional exchange and loading scenarios.

Sensitivity analysis provides a reasonable estimation for base loading on transmission facilities monitored. For a certain transmission facility, its base loading for a specific power flow solution is found as such total loading discounted the power dispatch of wind farms on that set of interest weighted by such respective sensitivity indexes.

From the daily power generation profile estimated for wind farms on that previously defined set of interest and the base loading for transmission facilities to be monitored, one can map daily, monthly and yearly timespans whereas loading boundaries are reached or overcome. Hence, curtailment assessment risk is reached from evaluating total constrained-off timespan in terms of percentage of the operation hours in a period of analytics.

Power curtailment itself means sharing net overload on a given transmission facility monitored among the wind farms comprising that set of interest, from weighting its contributions by the respective sensitivity indexes and the amount of power generation available at that time. For groups of wind farms instead, the group total power injection shall be assumed, as individual wind farms power curtailment sharing is further weighted by its contribution to total group generation.

For multiple transmission system facilities overloads, power curtailment accounts to address it individually on an iterative process. Power curtailment required on that wind farms set to eliminate a specific transmission overload is also able to resolve one or more of those others, according to such sensitivity indexes.

Additional weighting criteria are also applicable, according to the purpose intent for analysis. For instance, more conservative power curtailment analysis might to assume a minimum cut-off boundary for wind farm power capability or power dispatch at that time, as criteria for sharing on transmission system overloads. Hence, for the same power flow conditions and wind generation profile, the amount of power curtailment on larger wind farms is expected to increase.

4. AN ILLUSTRATIVE CASE

A custom IEEE-14 Buses system is present in Figure 2 as illustrative case. Customization is addressed to represent a certain operational condition of high wind power penetration, on which power curtailment would be an alternative to eliminate transmission system overloads. Wind farms are arbitrarily modelled as available capabilities and power dispatches summarized in Table 1. For such wind farms coupling points, generation history is sampled from those publicly available data in [11]. Normalized data for monthly and hourly average are presented in Table 2 and Table 3, respectively.

Power curtailment risk assessment is held for EOL Coconut. In this sense, its power dispatch is assumed at maximum. Those 230 kV Transmission Lines (TL) connecting Barra-10—LV to Barra-11--LV and Barra-13—LV to Barra-14--LV are chosen to be monitored, as normal loading capabilities are set as 50 MVA and 28 MVA, respectively.

Sensitivity indexes for wind farms coupling points to transmission facilities to be monitored are summarized in Table 4. Base loading for 230 kV TL connecting Barra-10—LV to Barra-11--LV is found about 49% of its loading capability on normal operation, while TL connecting Barra-13—LV to Barra-14—LV is about 34% of its normal operation capability.

Results for power curtailment monthly risk assessment are depicted in Figure 3. For TL monitored, loading capability for normal operation is depicted on red, while hourly loading conditions computed are depicted on blue. The EOL Coconut hourly power dispatch estimated is depicted on green.

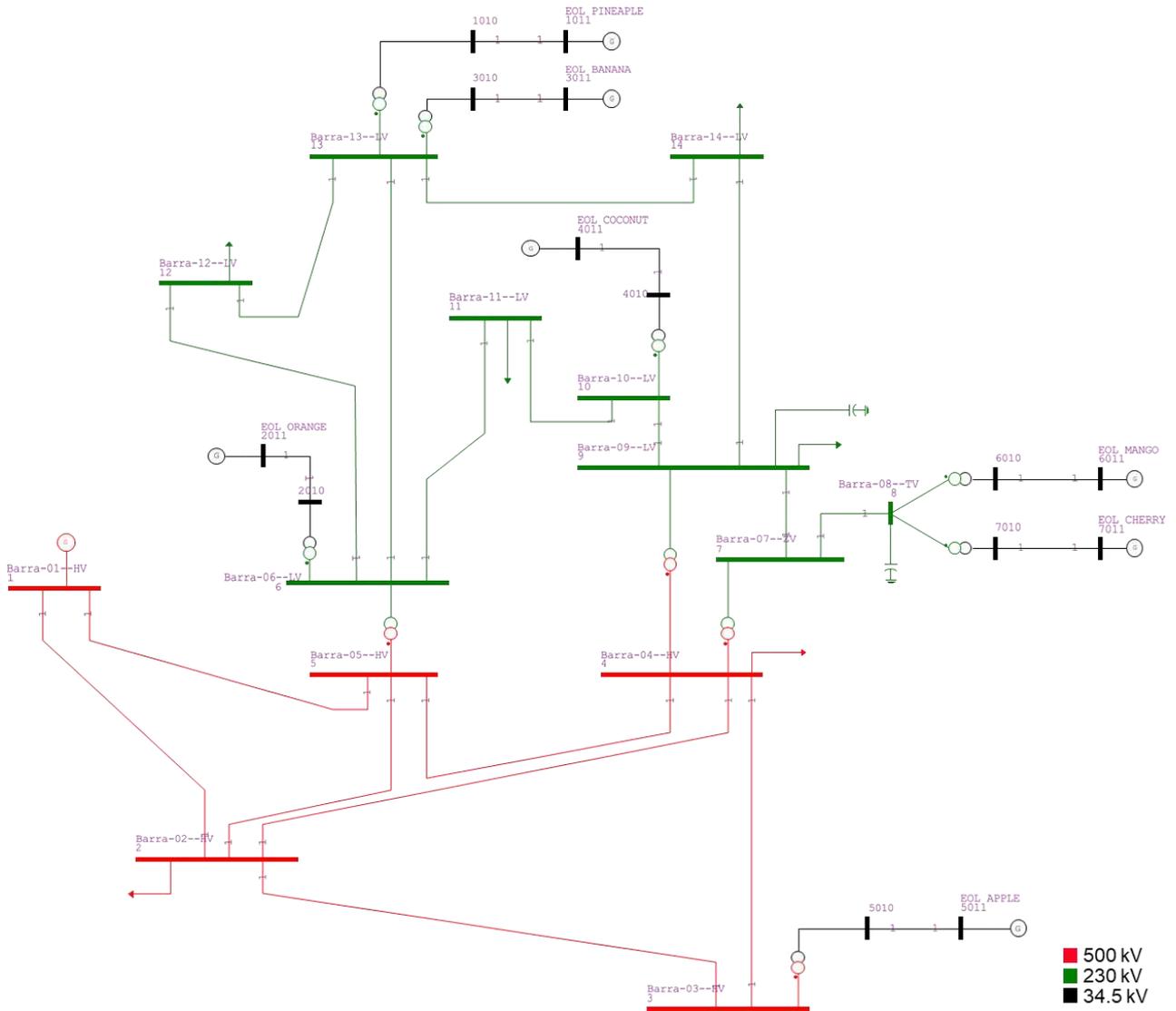


Figure 2 - Custom IEEE-14 system. Wind farms are modelled on buses 3, 5, 8, 10 and 13. For this illustrative case, system loads, reactive power support facilities and transmission lines loading limits are customized. (Source: Prepared by the Authors)

Results depicted in Figure 3 point 230 kV TL connecting Barra-10—LV to Barra-11—LV is prone to run into an overload condition from July to September. For 230 kV TL connecting Barra-13—LV to Barra-14—LV, results point the same is prone to be seen from June to October. For a year timespan, it points an average about 0.64% of total operating hours whereas transmission system overload is expected at least for one of those monitored TL.

Table 1 - Available capability and power dispatch for wind farms modelled in IEEE-14 Buses

Coupling Point	Wind Farm	Available Capability (MW)	Power Dispatch (MW)
Barra-03—HV	EOL Apple	47.0	39.0
Barra-06—LV	EOL Orange	34.0	28.0
Barra-08—TV	EOL Mango	83.0	69.0
Barra-08—TV	EOL Cherry	64.0	53.0
Barra-10—LV	EOL Coconut	45.0	45.0
Barra-13—LV	EOL Pineapple	48.0	40.0
Barra-13—LV	EOL Banana	38.0	32.0

Table 2 – Normalized monthly average for wind generation [3], in terms of its coupling points

Month	Wind Farms Coupling Points				
	Barra-03--HV	Barra-06--LV	Barra-08--TV	Barra-10--LV	Barra-13--LV
January	0.5912	0.6507	0.5878	0.6147	0.4525
February	0.5691	0.6007	0.5296	0.5283	0.5174
March	0.6551	0.6974	0.6341	0.6228	0.7679
April	0.6919	0.7745	0.7120	0.7210	0.7610
May	0.7644	0.8376	0.7719	0.7851	0.7241
June	0.9411	0.9058	0.9145	0.8704	0.8255
July	0.9798	0.9781	0.9749	0.9254	0.8820
August	0.9783	0.9850	0.9908	0.9588	0.9403
September	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
October	0.8104	0.9265	0.8695	0.9078	0.8393
November	0.6198	0.7115	0.6583	0.7239	0.4882
December	0.5581	0.6376	0.5901	0.5525	0.4604

Table 3 – Normalized hourly average for wind generation [3], in terms of its coupling points

Month	Wind Farms Coupling Points				
	Barra-03--HV	Barra-06--LV	Barra-08--TV	Barra-10--LV	Barra-13--LV
00:00	0.203216	0.190590	0.196410	0.255076	0.399162
01:00	0.196390	0.189416	0.193096	0.251203	0.385899
02:00	0.187220	0.189373	0.190964	0.247056	0.377803
03:00	0.183798	0.190896	0.193824	0.244422	0.370282
04:00	0.182030	0.192738	0.194701	0.244106	0.365775
05:00	0.180340	0.194016	0.193936	0.242753	0.356313
06:00	0.177289	0.194033	0.193064	0.235178	0.338720
07:00	0.183127	0.194991	0.192685	0.228942	0.326349
08:00	0.190659	0.196248	0.195578	0.227030	0.293126
09:00	0.196112	0.196038	0.194766	0.219774	0.261851
10:00	0.190961	0.188388	0.187962	0.204345	0.234056
11:00	0.176230	0.175337	0.176532	0.186368	0.201029
12:00	0.157028	0.158803	0.162104	0.165508	0.167463
13:00	0.144692	0.145932	0.149564	0.148029	0.141428
14:00	0.142757	0.139473	0.143045	0.139580	0.130754
15:00	0.151682	0.138300	0.140847	0.135747	0.130301
16:00	0.178461	0.138987	0.140888	0.135090	0.140151
17:00	0.219069	0.139395	0.139136	0.136291	0.152864
18:00	0.231632	0.154931	0.152882	0.160690	0.191715
19:00	0.221100	0.182433	0.180003	0.200720	0.258733
20:00	0.214048	0.189532	0.192607	0.229299	0.313396
21:00	0.212104	0.192473	0.204580	0.248550	0.357808
22:00	0.211940	0.193071	0.209427	0.258487	0.388066
23:00	0.209777	0.191444	0.200489	0.259277	0.400505

Table 4 – Sensitivity indexes for wind farms coupling points regard monitored TL

Wind Farm Coupling Point	Monitored Transmission Facility	
	TL Barra-10—LV – Barra-11--LV	TL Barra-13—LV – Barra-14--LV
Barra-03—HV	-1.10	0.80
Barra-06—LV	21.20	-13.00
Barra-08—TV	-12.10	7.70
Barra-10—LV	-28.70	7.10
Barra-13—LV	16.30	-24.40

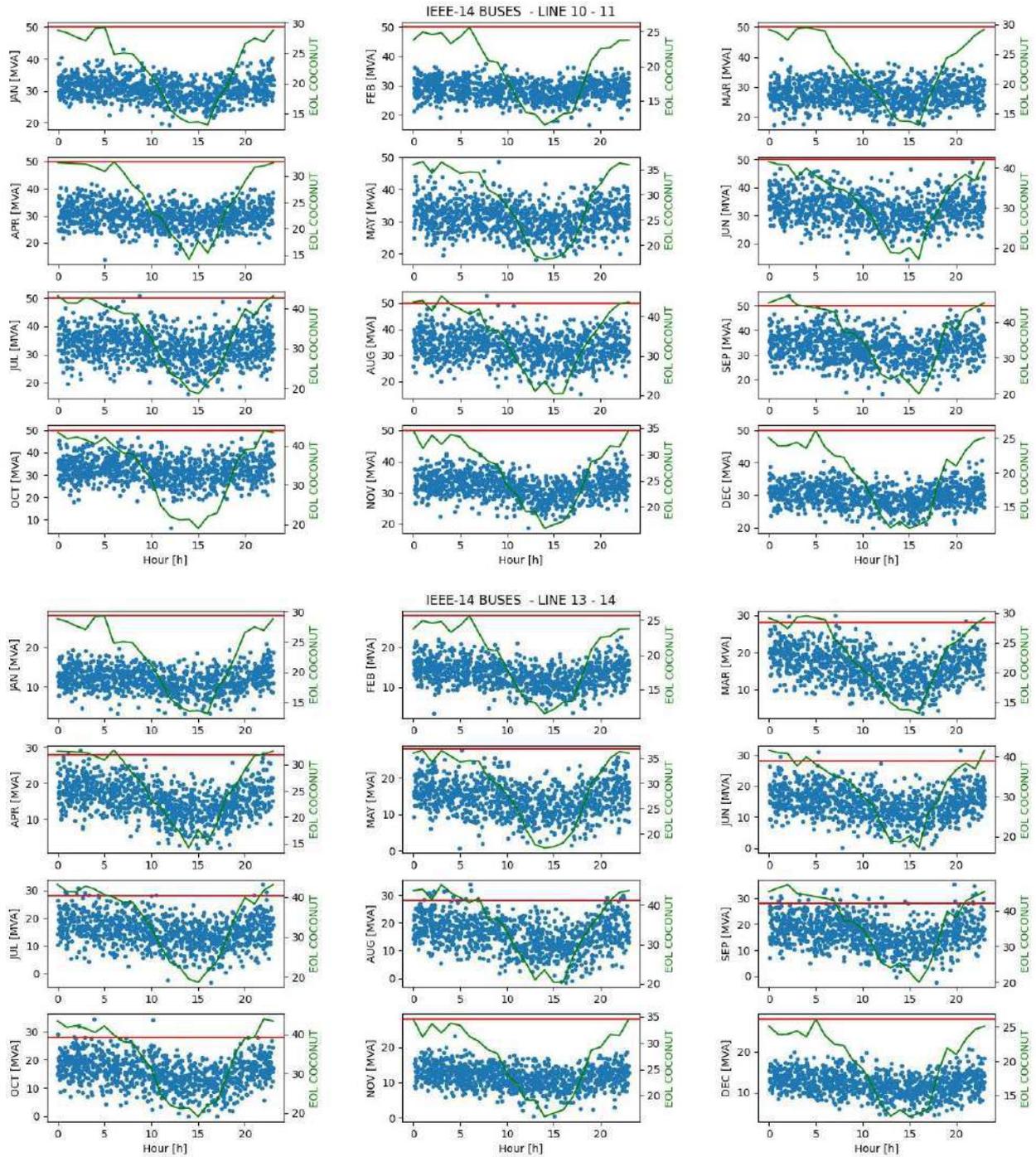


Figure 3 – Power curtailment monthly risk assessment for EOL Coconut regards TL connecting Barra-10—LV to Barra-11—LV (above) and Barra-13—LV to Barra-14—LV (under). Red line refers to TL loading capability. Green lines refer to EOL Coconut hourly power dispatch estimate. Blue dots refer to TL loading hourly estimate. One can note overloads been estimate for both TL, the first one between July and September (above) and second one between June and October (under) (Source: Prepared by the Authors).

Hence, power curtailment for EOL Coconut is about 56 hours per year. From Brazilian current regulatory disposals, economic losses due to such power constraining events are not able to be refund and should be accounted on project risk assessment. The illustrative case reinforces importance of power curtailment risk assessment analysis.

5. FINAL REMARKS

The paper introduces a novel approach on probabilistic power curtailment risk assessment for wind power farms. It provides ways to estimate power curtailment susceptibility both for single and multiple facilities based upon typical local wind power generation characteristics and such weighted impacts on transmission system overloads. Power system operation conditions, as load and generation scenarios, are also contemplated.

The methodology could also be extent to solar power farms, without reservations. Its results can be handled as a decision-taking support on technical and economical analytics for existing or planned renewable projects. Its results featuring, as friendly and non-excessively technical, makes it understandable for different stakeholders involved on project prospection and design.

Power curtailment is thus linearly proportional to wind farm power dispatch. For instance, supposing a wind farm about 500 MW of instantaneous available dispatch, sharing about 10 MW of a certain transmission facility overload according to its respective sensitivity index. From this, a power curtailment about 2% of its total instantaneous power dispatch is expect at that time. For an upgrade on its available, from 500 MW to 1000 MW, its sharing on that might become about 15 MW, leading to a power curtailment about 1,5 % of its instantaneous power dispatch. Hence, the upgrade on available power dispatch increases despite of power curtailment percentual amount be reduced. This evidence power flow solution nonlinearities shall be account to a broader comprehension of the results.

On future works, authors intent to improve the methodology coverage from gathering technical aspects associated to power grid operation itself, as hydro-thermal facilities power dispatch influence on power curtailment and load hourly and monthly modulation from available historical data.

REFERENCES

- [1] “Lei Nº 10.438” April 26, 2002. Brazilian Government. General disposals including PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica) Institution”. Available in: <https://www.planalto.gov.br/>
- [2] “Decreto Nº 4.541”, December 23, 2002. General disposals and regulation of PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica). Available in: <https://www.planalto.gov.br/>
- [3] “Resultados da Operação – Evolução da Capacidade Instalada”, Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Available in: <https://www.ons.org.br/>.
- [4] “Plano Decenal de Energia – PDE 2032”, Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Available in: <https://www.epe.gov.br/>.
- [5] “Sumário Executivo do PAR/PEL 2023 – Plano da Operação Elétrica e Médio Prazo do SIN – Ciclo 2024-2028”, Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), February 16, 2024. Available in: <https://www.ons.org.br/>
- [6] “Tratamento Regulatório à Situação de Constrained-Off de Usinas Eólicas – Relatório de Análise de Impacto Regulatório Nº 001/2019-SRG-ANEEL”, Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), April 2019. Available in: <https://antigo.aneel.gov.br/>.
- [7] “Resolução Normativa ANEEL Nº 1.030, de 26 de Julho de 2022”, Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), September 12, 2023. Available in: <https://www2.aneel.gov.br/>.
- [8] “Resolução Normativa ANEEL Nº 1.073, de 12 de Setembro de 2023”, Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), September 12, 2023. Available in: <https://www2.aneel.gov.br/>.
- [9] “Apuração da Geração e de Indisponibilidade de Empreendimentos de Geração”, Brazilian Grid Code Module 6, Submodule 6.5, Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), June 24, 2022. Available in: <https://www.ons.org.br/>.
- [10] “Portal de Mapas do IBGE”, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). Available in: <https://portaldemapas.ibge.gov.br/>.
- [11] “Resultados da Operação – Geração Média Diária e Horária”, Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Available in: <https://www.ons.org.br/>.

TECNOLOGIAS APLICÁVEIS À CADEIA DO HIDROGÊNIO VERDE NO ESTADO DO CEARÁ

Autores Tomás Dahas Jorge Muniz², Joelia Marques de Carvalho¹, Edilson Mineiro Sá Junior¹.

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará (IFCE)¹, Energo Engenharia².

tomasdahas@gmail.com, joelia@ifce.edu.br, edilson.mineiro@ifce.edu.br.

RESUMO

Este artigo tem como objetivo apresentar um levantamento de tecnologias aplicáveis ao HUB de hidrogênio verde (H2V) que está em desenvolvimento no Estado do Ceará, através de uma prospecção científico-tecnológica em buscadores patentários e não-patentários, elaborando um mapeamento das tecnologias, destacando também as vantagens do estado para esse novo mercado. O H2V será o grande vetor energético responsável por conduzir a sociedade a uma economia de baixo carbono, com o alcance das metas de redução das emissões globais de gases de efeito estufa previstas no Acordo de Paris. Sua produção através de fontes renováveis é considerada atualmente o pilar da transformação energética mundial por poder ser obtido através da eletrólise da água, uma fonte totalmente livre de carbono. O presente trabalho visa destacar as tecnologias aplicáveis que estão sendo consideradas e deverão ser implementadas no HUB de H2V do Estado do Ceará, com o seu grande potencial produtor de energias renováveis, localização geográfica estratégica, assim como a capacidade logística e consumidora de H2V do Complexo Portuário do Pecém.

Palavras-chaves: Hidrogênio verde; Descarbonização; Transição Energética; Energia renovável.

ABSTRACT

This article aims to present a survey of technologies applicable to the green hydrogen HUB (H2V) that is under development in the State of Ceará, through scientific-technological prospecting in patent and non-patent search engines, creating a mapping of technologies, highlighting also the advantages of the state for this new market. H2V will be the major energy vector responsible for leading society towards a low-carbon economy, with the achievement of the targets for reducing global greenhouse gas emissions set out in the Paris Agreement. Its production through renewable sources is currently considered the pillar of global energy transformation as it can be obtained through the electrolysis of water, a completely carbon-free source. This study aims to highlight the applicable technologies that are being considered and should be implemented in the H2V HUB of the State of Ceará, with its great potential for producing renewable energy, strategic geographic location, as well as the logistical and H2V consumer capacity of the Pecém Port Complex.

Keywords: Green hydrogen; Decarbonization; Energy Transition; Renewable energy.

1. INTRODUÇÃO

Movido pela transição energética global e acelerado por tensões geopolíticas entre Ucrânia e Rússia, estima-se que o hidrogênio verde (H2V) e de baixo carbono será economicamente competitivo até 2030. No entanto, para que isso aconteça, esta nova cadeia produtiva exigirá uma forte e contínua união dos países para uma maior e mais rápida abrangência do mercado e construção de logística e infraestrutura necessária para sua produção e comercialização. O mundo e as principais potências, sejam como consumidores ou produtores desse insumo, estão se preparando para esta transição e se posicionando estrategicamente para este mercado em ascensão.

A consolidação do H2V como uma fonte de energia limpa e sustentável enfrenta diversos desafios em todo o mundo, principalmente relacionados à logística e aos custos de produção. A cadeia produtiva global vai muito além da planta de produção de hidrogênio. Envolve desde a extração da matéria prima necessária para fabricação de equipamentos de eletrólise, como a platina e o irídio, por exemplo, até o estudo de materiais e revestimentos adequados para o transporte de hidrogênio via dutos.

Para viabilizar a transição energética e a produção em grande escala de hidrogênio, são necessários avanços tecnológicos na produção, no uso, no transporte e no armazenamento do hidrogênio; definição de marcos regulatórios adequados nos países produtores e consumidores e a adoção de políticas e estratégias econômicas que viabilizem e estimulem a criação de novas cadeias de produção baseadas em hidrogênio verde (DINIZ BEZERRA, 2023).

O Brasil se destaca como potencial produtor de quatro FREs: hidráulica, biocombustível (o etanol, o biodiesel e o biogás), eólica e solar (NASCIMENTO, 2017). Segundo o último Balanço Energético Nacional (BEN, 2023), com dados de 2022, a matriz energética brasileira é composta por 47,4% de energia oriunda de FREs, principalmente biocombustível (34,9%), hidráulica (12,5%), e eólica e solar (3,5%), valor maior do que o percentual global (15%). Neste cenário, o Ceará vem assumindo um protagonismo, pois ao longo dos últimos anos tem se tornado o berço do setor de energia renovável no país, graças a seu enorme potencial de energia eólica e solar. A vantagem competitiva enquanto produtor de hidrogênio verde vem justamente do grande potencial em relação às FREs e o barateamento dessa commodity energética, viabilizando grandes investimentos no setor.

Dessa forma, o presente artigo se propõe a conduzir uma prospecção científico-tecnológica com o objetivo de investigar a cadeia produtiva do hidrogênio verde (H2V), realizando o mapeamento das tecnologias aplicáveis para o HUB no Estado do Ceará, focando em tecnologias de eletrólise, através de pesquisas de prospecção tecnológica em buscadores patentários e não-patentários.

2. ESTADO DA ARTE/ FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1. CLASSIFICAÇÃO DA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO

O hidrogênio é o elemento mais abundante na Terra, podendo ser obtido de diversas formas. A depender da rota de produção, o H₂ será classificado, com base na emissão de gases de efeito estufa gerada durante o processo implementado (i.e., verde, azul, cinza). Nesse contexto, o hidrogênio verde (H2V) consiste no resultado da reação de eletrólise da água (quebra da partícula de água por meio de eletricidade). A reação supracitada deve ser alimentada, obrigatoriamente, por energia produzida a partir de fontes renováveis (i.e., eólio-elétrica, solar fotovoltaica, hidráulica), acarretando nenhuma emissão de dióxido de carbono na atmosfera [10].

Embora sem consenso, nos últimos anos, um código de cores tem sido usado para simplificar a classificação do hidrogênio de acordo com a fonte de energia usada para produzi-lo e, às vezes, também de acordo com o processo de produção ou se há uso de tecnologias de captura de carbono (*Carbon Capture, Utilisation and Storage* – CCUS). A Tabela 1 apresenta os tipos de hidrogênio mencionados nesta classificação, de acordo com a literatura relacionada ao tema.

Tabela 1: Classificação do Hidrogênio em escala de cores.

Cor	Classificação	Descrição
■	hidrogênio preto	produzido de carvão mineral (antracito) sem CCUS
■	hidrogênio marrom	produzido de carvão mineral (hulha), sem CCUS
■	hidrogênio cinza	produzido do gás natural sem CCUS
■	hidrogênio azul	produzido a partir de gás natural (eventualmente, também a partir de outros combustíveis fósseis) com CCUS
■	hidrogênio verde	produzido a partir de fontes renováveis (particularmente, energias eólica e solar) via eletrólise da água.
■	hidrogênio branco	hidrogênio natural ou geológico
■	hidrogênio turquesa	produzido por craqueamento térmico do metano, sem gerar CO ₂
■	hidrogênio musgo	produzido de biomassa ou biocombustíveis, com ou sem CCUS, através de reformas catalíticas, gaseificação ou biodigestão anaeróbica

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2021.

A consolidação do H2V como uma fonte de energia limpa e sustentável enfrenta diversos desafios em todo o mundo, principalmente relacionados à logística e aos custos de produção. A cadeia produtiva global vai muito além da planta de produção de hidrogênio. Envolve desde a extração da matéria prima necessária para fabricação de equipamentos de eletrólise, como a platina e o irídio, por exemplo, até o estudo de materiais e revestimentos adequados para o transporte de hidrogênio via dutos.

2.2. POTENCIAL DO HIDROGÊNIO VERDE NO CEARÁ

Como já pontuado, o Brasil apresenta condições iniciais extremamente favoráveis para sua inserção na economia do hidrogênio (H₂). O reconhecimento da importância e das possibilidades da economia do H₂ é recente e tardio, se comparado a outros países. A partir de 2018, com a publicação do Plano Nacional de Energia 2050 (PNE), aprovado em dezembro de 2020 pelo Ministério de Minas e Energia (MME), o H₂ passou a compor a estratégia energética brasileira (EPE, 2018). Um levantamento do PNE apontou o potencial do Nordeste como produtor de H₂ no Brasil (maior produção em nível nacional), principalmente por conta das possibilidades das energias eólica (regimes de vento) e solar (irradiação), aliadas à complementaridade energética das hidrelétricas (EPE, 2018).

Nesse contexto, o Estado do Ceará tem posição de destaque na geração de energia solar e eólica, sendo o 4º estado que mais produziu energia eólica no ano de 2023 (7,46 TWh) e o 4º estado com maior potência instalada de usinas solares fotovoltaicas (cerca de 1,25 GW), entre as usinas em operação comercial (Sistema de Informações de Geração da ANEEL – SIGA, 2023). Além disso, ainda tem como diferencial o Complexo Industrial e Portuário do Pecém (CIPP), com localização estratégica em uma zona de processamento de exportação (ZPE), com incentivos tributários diferenciados, além de conexão com o porto de Roterdã, na Holanda – maior porto marítimo da Europa (SIGA ANEEL, 2023).

O porto de Roterdã possui uma das estruturas portuárias mais modernas do mundo, com projetos em desenvolvimento com sistemas que combinam produção e consumo de hidrogênio e infraestrutura para distribuição aos demais países da Europa (IPEA, 2022). O CIPP possui potenciais consumidores de hidrogênio verde: aço, fertilizantes e petroquímica.

Com isso, através de uma parceria entre a Federação das Indústrias do Ceará (FIEC), O CIPP S/A e a Universidade Federal do Ceará (UFC), representando as instituições de pesquisa no Ceará, foi idealizado o HUB de hidrogênio verde do Ceará, a ser instalado dentro do complexo portuário do Pecém. Seu lançamento ocorreu a partir da assinatura do primeiro memorando de entendimento com uma multinacional para a construção de uma planta de produção de hidrogênio através de eletrólise usando FREs no processo. Desde então, novos memorandos foram assinados com outras empresas interessadas

em compor o HUB com seus projetos, somando mais de US\$ 14 bilhões em investimentos no estado relacionados à cadeia produtiva de H2.

A Tabela 2 apresenta a descrição das empresas que assinaram memorandos de H2V com o governo do Ceará.

Tabela 2: Empresas com memorando de entendimento assinado com o governo do Ceará.

PAÍS	EMPRESA	VALORES PREVISTOS (US\$)	DESCRIÇÃO
Austrália	<i>Fortescue Future Industries</i>	6 bilhões	Mineradora australiana, com expectativa de gerar 2, 5 mil postos de trabalho durante a sua instalação e oitocentos empregos quando a empresa estiver em operação, a partir de 2025, com produção de 15 milhões de toneladas de H2V. O projeto já possui licenciamento ambiental e já avança para terraplanagem, que deverá ser iniciado em 2024.
Austrália	<i>Energix Energy</i>	5,4 bilhões	Construção da maior usina de H2V do mundo, o projeto-base One produzirá mais de 600 milhões de quilos de H2V anualmente a partir de 3,4 GW de energia renovável firme.
Holanda	<i>Transhydrogen Alliance</i>	2 bilhões	Consórcio formado pelas empresas Proton Ventures, Trammo, Global Energy Storage e Varo. Estima produção de 500 mil toneladas de H2V por ano. O volume é equivalente a cerca de 2,5 milhões de toneladas de amônia verde, que serão exportadas do porto do Pecém, no Ceará, até o porto de Roterdã.
França	Qair	6,95 bilhões	Implementação de uma planta para produção de H2V com capacidade de 2.240 MW. Irá utilizar energia elétrica gerada no Complexo Eólico Marítimo Dragão do Mar e de um parque de energia eólica offshore. Criação de 2 mil empregos durante a construção das plantas e seiscentos empregos diretos na operação dos projetos.
Portugal	EDP	8 milhões	Planta que contempla uma usina solar com capacidade de 3 MW e um módulo eletrolisador para produção do combustível a partir de energia renovável. A unidade modular terá capacidade de produzir 250 Nm ³ /h de H2V.
França	Engie	-	Projeta, até 2030, desenvolver capacidade instalada de fabricação de H2V de 4 GW, implantar 700 km de redes dedicadas de hidrogênio e operar mais de cem postos de abastecimento.
Espanha	Neoenergia	-	Estudos de viabilidade para projeto de mobilidade urbana com utilização de veículos para transporte público movidos a H2V.
Alemanha	White Martins/Linde	-	Construção de planta (de oxigênio) no Pecém. Produção e fornecimento de energia limpa com investimentos na cadeia de valor do H2V, aproveitando a sinergia da planta de gases da White Martins já existente.
França	TotalEnergies	-	Produção de H2V.
Brasil	Casa dos Ventos / Comerc Eficiência	900 milhões	Produção de Hidrogênio e Amônia Verde - Capacidade de 2,4 GW de eletrólise, produzindo 960 toneladas/dia de H2V e 2,2 milhões de toneladas de Amônia Verde por ano.
Brasil	Eneva	-	Maior operadora privada de gás natural do Brasil, com uma capacidade de produção de 9,0 milhões de metros cúbicos por dia, possui um parque de geração térmica de 2,2 GW, que representa 9% da capacidade de geração térmica do país.
Brasil	Diferencial Energia	-	Fundada em 2005, a empresa trabalha no desenvolvimento de projetos e como comercializadora.

Alemanha	Hytron	-	Empresa brasileira do Grupo Nea, iniciou suas atividades no ano de 2003 como spin-off da Universidade Estadual de Campinas (Unicamp), pioneira no fornecimento de soluções para a produção de hidrogênio utilizando as fontes solar, eólica e de biocombustíveis.
Brasil	H2helium Energia	-	Desenvolve projetos e presta consultoria em energia de baixo carbono.
China	UFC e Universidade de Nankai	-	Articulações para a instalação do hub de H2V no CIPP.

Fonte: Governo do Estado do Ceará, 2023.

De acordo com estudos elaborados pela consultoria americana IXL Center para o Governo do Ceará, os investimentos que serão efetivados até 2031 totalizam uma capacidade construtiva de eletrólise de até 11,8 GW instalados no CIPP. Para viabilizar economicamente o desenvolvimento do setor de hidrogênio verde, faz-se necessário alavancar a escala das tecnologias. Nesse sentido, o desenvolvimento do mercado nacional para tecnologias de hidrogênio no Ceará é fundamental, gerando novos empregos, capacitando mão-de-obra, inovando e atraindo investimentos em toda a cadeia de valor do hidrogênio verde.

2.3. ELETRÓLISE DA ÁGUA

A eletrólise da água para produção de hidrogênio é um método relativamente conveniente de evolução do hidrogênio. Atualmente, cerca de 4% do hidrogênio mundial é produzido pela eletrólise da água, número ainda baixo causado pela operação de equipamentos mais antigos nos sistemas de produção e pelo custo maior quando comparado com a reforma do gás natural. A tecnologia de produção de hidrogênio em água por eletrólise está madura e o equipamento é simples. Combinado com a geração de energia renovável, pode reduzir significativamente o custo da eletricidade da produção de hidrogênio e, ao mesmo tempo, resolver o problema do consumo de eletricidade renovável.

Pode e deve ser usado como uma fonte estável de grande quantidade de demanda energética de hidrogênio no futuro. O alto custo da eletrólise é a razão mais importante para restringir a popularização e o uso da tecnologia de produção de hidrogênio em água por eletrólise (Suen et al, 2017). Portanto, o alvo atual de investigação no campo da produção de hidrogênio envolve a utilização de fontes de energia renováveis, nomeadamente a geração de energia eólica e solar, seguida da produção de hidrogênio por eletrólise. Esta abordagem oferece viabilidade técnica e vantagens econômicas e tem o potencial de diminuir significativamente o custo da produção de hidrogênio.

Dado que os eletrolisadores podem atualmente representar 30% a 40% do custo final da produção de hidrogênio, a criação de economias de escala na fabricação de eletrolisadores e a melhoria do desempenho dos eletrolisadores serão essenciais para alcançar a competitividade em termos de custos do hidrogênio limpo (IRENA, 2022).

No processo de eletrólise, a molécula da água é o reagente que é dissociado em hidrogênio (H₂) e 1/2 oxigênio (O₂) sob a influência de eletricidade. A eletrólise da água pode ser classificada com base nos seus eletrólitos, condições de funcionamento e agentes iônicos (OH⁻, H⁺, O₂⁻), contudo os princípios de funcionamento são iguais. Nesse processo também é produzido, como coproduto, oxigênio (O₂), que pode ser utilizado em hospitais para fins medicinais e em diversas atividades industriais.

A capacidade global de fabricação de eletrolisadores é atualmente de cerca de 19 GW por ano e deverá atingir 100 GW por ano até 2030 com base em projetos anunciados. A China representa atualmente cerca de 40% da capacidade de produção global, e várias economias, incluindo a Índia, a União Europeia e os Estados Unidos, lançaram políticas destinadas a apoiar a capacidade de produção de eletrolisadores (IEA, 2023; Rystad Energy, 2023).

De acordo com a literatura, as principais tecnologias de eletrólise são (CNI, 2022): Eletrólise alcalina (ALK), Eletrólise em membrana de troca de prótons (PEM – *Proton Exchange Membrane*), Eletrólise com óxidos sólidos (SOEC – *Solid Oxide Electrolysis Cell*) e a Eletrólise em membrana de troca aniônica (AEM) (KUMAR, 2019).

Tabela 3: Tipos de Eletrolisadores e seus aspectos técnicos.

Tecnologias de Eletrólise			
Tipo	Descrição	Prós	Contras
ALK	Eletrolisador que utiliza soluções alcalinas como eletrólito, como KOH ou NaOH.	Tecnologia madura	Velocidade de reação lenta
		Custos baixos de materiais	Purificação rigorosa da água para evitar degradação.
PEM	Utiliza uma membrana sólida polimérica que conduz prótons, em condições ácidas.	H ₂ produzido com alta pureza	Custo elevado devido ao uso de metais nobres (Pt e Ir) como catalisadores
		Maior eficiência e densidade de corrente, permitindo tamanhos mais compactos	Desafios de durabilidade e degradação da membrana em condições operacionais
SOEC	Utiliza material cerâmico como eletrólito, operando em altas temperaturas e baixas pressões.	Consumo menor de energia	Falta de estabilidade e alta degradação devido a altas temperaturas
		Alto grau de pureza e eficiência maior	Tecnologicamente menos desenvolvido (durabilidade e desempenho ainda em avaliação)
AEM	Utiliza membrana que permite apenas o fluxo de ânions, operando em condições alcalinas sem um eletrólito líquido.	Custos reduzidos com catalisadores não preciosos	Problemas com estabilidade da membrana e impurezas na água
		Une a eficiência eletroquímica do PEM com a simplicidade e economia do ALK	Tecnologia muito nova (durabilidade e desempenho ainda em avaliação)

Fonte: CNI, 2022.

Os fabricantes de eletrolisadores são concentrados em poucos países. De acordo com Klevstrand (2022), citando levantamento realizado pela *BloombergNEF*, os principais fabricantes de eletrolisadores encontram-se nos Estados Unidos, China, Europa e Índia. O relatório da *BloombergNEF* informa também que os eletrolisadores chineses estão sendo vendidos por cerca de 343 dólares por quilowatt, enquanto os dos Estados Unidos e da Europa por 1.200 dólares por quilowatt (SAPO, 2023).

3. MÉTODO DO ESTUDO

O presente artigo delimita-se a partir da identificação e categorização dos documentos de patente

relacionados à produção de hidrogênio verde, depositados a partir de 2010, ano em que se observou um maior número de depósito de patentes de tecnologias variadas de eletrólise, até os dias atuais. Então, o intervalo de busca foi de 2010 a 2023 no Brasil e nos principais escritórios de patente do mundo. Buscou-se apresentar dados de pedidos de patente depositados no Brasil tanto por residentes, quanto por não residentes

Procurou-se durante a fase das análises, sempre que possível, identificar, por meio da categorização, os processos que explicitamente descreviam o uso de energias renováveis (solar, eólica, hídrica) como fonte energética, uma vez que a produção de hidrogênio é eletrointensiva. Estima-se que cerca de 70% dos custos na produção de hidrogênio são atribuídos ao elevado consumo energético (McKinsey, 2021).

O método utilizado foi uma adaptação de Borschiver (2019), que consistia no agrupamento de documentos científicos e tecnológicos prospectados em bases de dados selecionadas, a partir de palavras-chaves correlacionadas por operadores Booleanos (*and*, *or*, *not*). As palavras-chaves definidas para busca dos documentos foram “*green hydrogen*” e “*electrolysis*”. A utilização das aspas duplas direcionou a busca pela expressão, retornando resultados com os dois termos unidos, na ordem em que aparecem. A estratégia de busca utilizada neste estudo baseou-se no levantamento de classificações (CPC¹ e IPC²) e de termos relacionados à produção de hidrogênio, com foco na produção de hidrogênio verde.

Os documentos científicos foram prospectados a partir da base de dados de buscadores comumente utilizados por pesquisadores. A busca pela palavra-chave foi realizada nos campos “Título” e “Resumo” considerando um período de 13 anos (2010-2023). Foram utilizados os buscadores “Scopus”, plataforma que possui mais de 25 mil títulos, incluindo cerca de 23 mil periódicos que abrangem diferentes áreas do conhecimento; o “*Science Direct*”, plataforma da Elsevier que conta com mais de 14 milhões de publicações de 3800 revistas diferentes e mais de 35000 livros; e por último, o portal de Periódicos da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), que é um dos maiores acervos virtuais do Brasil, reúne e disponibiliza conteúdos produzidos nacionalmente e outros assinados com editoras internacionais a instituições de ensino e pesquisa no país, com mais de 38 mil periódicos com texto completo e 396 bases de dados de conteúdo diversos.

Já as buscas por documentos de patentes foram realizadas por meio dos seguintes buscadores: Base de patentes do Instituto Nacional de Propriedade Industrial (INPI), base essa de patentes de escritórios nacionais; *Patentscope*, banco de dados que pertence à Organização Mundial de Propriedade Intelectual (OMPI) (www.wipo.int) e abrange mais de 109 milhões de documentos, incluindo patentes concedidas e solicitadas; *Espacenet*, base de dados organizada e gerenciada pelo Escritório Europeu de Patentes (EPO) (<https://worldwide.espacenet.com/>) e contém mais de 80 milhões de documentos de patente de cerca de 80 países diferentes países, inclusive do Brasil; *Google Patents*, base de dados de patentes que dispõe de elevada usabilidade e compreende uma extensa base de dados. Permite pesquisar texto completo de patentes dos EUA e de diversos outros países.

Além dos buscadores citados, também foi utilizada a plataforma *Orbit Intelligence*, importante sistema de busca, seleção, análise e exportação de informações contidas em patentes. É uma excelente ferramenta e sua cobertura geográfica compreende publicações de centenas de países e autoridades de patentes no mundo.

A pesquisa pelas palavras-chaves foi realizada a partir da página de cobertura (página inicial dos documentos, que inclui título, resumo, nomes de solicitantes e números de identificação), com restrição temporal, abrangendo as patentes depositadas entre 2010 e dezembro de 2023. A busca considerou o agrupamento por famílias para evitar repetição de documentos. As patentes selecionadas eram do tipo Patentes de Invenção (PI), caracterizadas por abranger novas tecnologias de produtos e processos. As Patentes Modelo de Utilidade (MU), que abordavam melhorias em uma tecnologia já existente, foram

¹ *Cooperative Patent Classification*, classificação adotada pelo EPO e USPTO, disponível em: <https://www.epo.org/searching-for-patents/helpful-resources/first-time-here/classification/cpc.html>

² *International Patent Classification*, estabelecida no Acordo de Estrasburgo pela WIPO disponível em: <https://www.wipo.int/classifications/ipc/en/>

descartadas (INPI, 2023).

4. ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

A prospecção realizada resultou na análise de inúmeros documentos relacionados ao tema, mas utilizando filtros e focando em tecnologias de eletrólise, foram encontrados 1.657 documentos de patente, utilizando o critério de busca em patentes de invenção (PI).

Tabela 3: Quantitativo de documentos prospectados.

Palavras-chave	ARTIGOS CIENTÍFICOS			PATENTES				
	SCOPUS	SCIENCE DIRECT	PERIÓDICOS CAPES	INPI	ESPACENET (EPO)	PATENTSCOPE (PCT)	GOOGLE PATENTS (WO)	ORBIT INTELLIGENCE
<i>Green Hydrogen</i>	2530	1847	1890	3	350	468	491	345
<i>Electrolysis</i>	1043	588	577	14	109	492	503	126

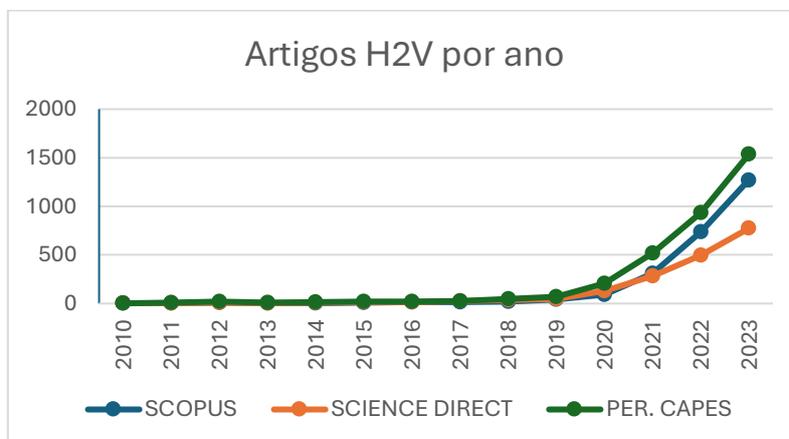
Fonte: Elaboração própria.

Esta diferença entre a quantidade de documentos científicos e tecnológicos resultantes das buscas realizadas indica que as pesquisas envolvendo o H2V e sua produção ainda estão em escala de laboratório, estando assim ligado ao desenvolvimento industrial de médio e longo prazo. Isso indica também que essas tecnologias envolvidas na produção de H2V ainda são bem recentes.

Na pesquisa por artigos científicos, foi possível constatar que os documentos científicos selecionados foram dedicados a investigar o hidrogênio verde com base em uma pesquisa, divulgando os resultados internacionalmente e contribuindo para o desenvolvimento de ideias, métodos, técnicas e processos relacionados à sua produção. Nos buscadores utilizados, foi possível analisar a evolução histórica das pesquisas relacionadas ao tema.

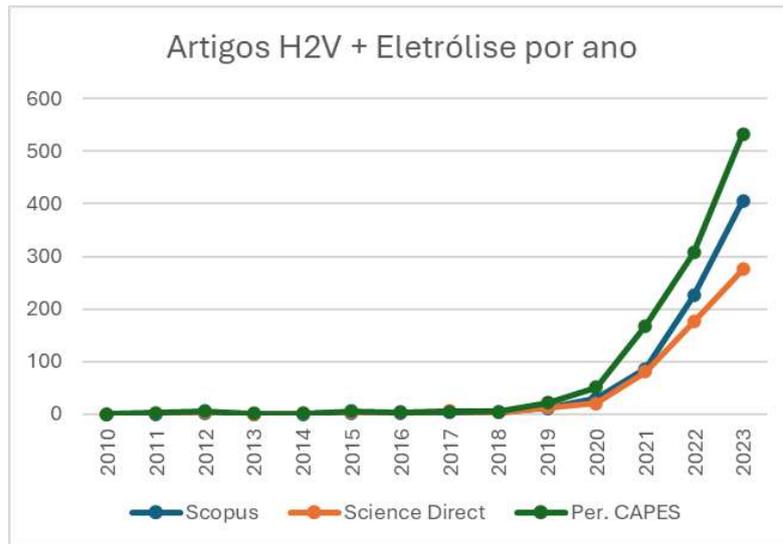
De acordo com o Gráfico 1, é possível constatar o crescimento expressivo do número de artigos ao longo dos anos, sendo observada uma forte tendência de aumento no número de documentos publicados nos últimos 5 anos, mostrando o interesse cada vez maior do H2V pela comunidade científica global. Foi buscado também filtrar os documentos relacionados à H2V com eletrólise, mostrado no Gráfico 2. Similar à pesquisa só de H2V, foi possível observar um grande crescimento na publicação de artigos nos últimos anos.

Gráfico 1: Distribuição de documentos científicos sobre H2V por ano.



Fonte: Elaboração própria.

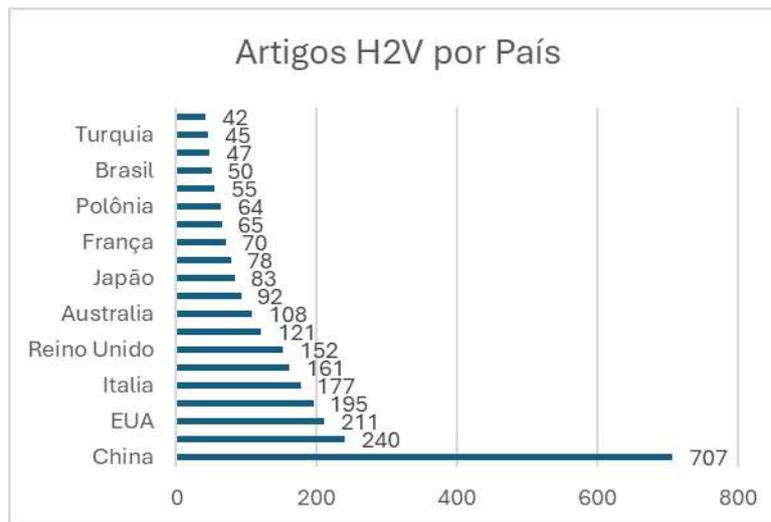
Gráfico 2: Distribuição de documentos científicos sobre H2V + Eletrólise por ano.



Fonte: Elaboração própria.

Para análise geográfica das pesquisas e filtrando pelos documentos que repetiam nas três buscas, foram avaliados também os países de origem das publicações científicas. Nesse quesito, conforme ilustrado no Gráfico 3, há uma ampla dominância da China, sendo responsável por quase 28% dos artigos prospectados, seguida pela Alemanha, Estados Unidos, Coreia do Sul e Itália. O Brasil está entre os 20 principais países, na 17ª posição, com 50 publicações científicas registradas.

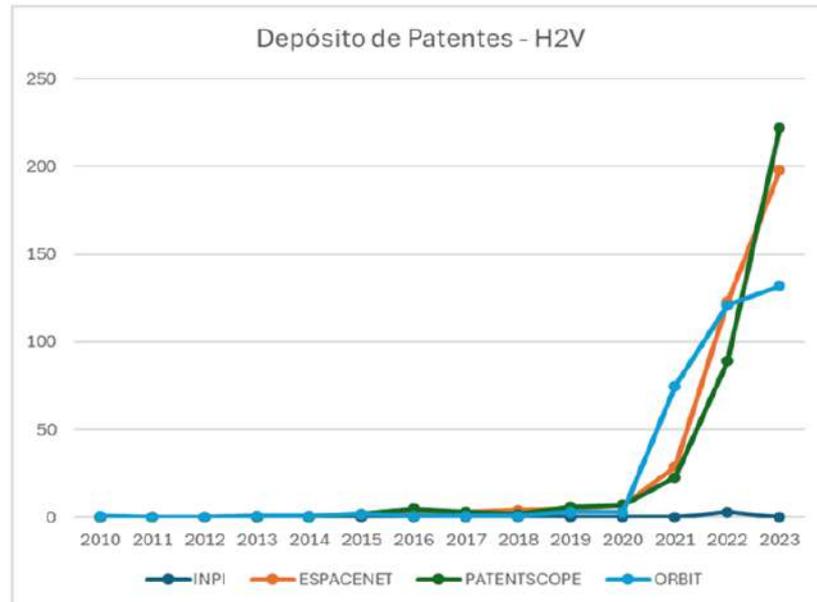
Gráfico 3: Distribuição de artigos científicos por país.



Fonte: Elaboração própria.

Com relação ao ano de depósito dos pedidos de patente identificados na amostra, o número de depósitos feitos em tecnologias relacionadas ao H2V, até 2023, último ano apresentado na série histórica, seguiu um forte crescimento, principalmente nos últimos 5 anos.

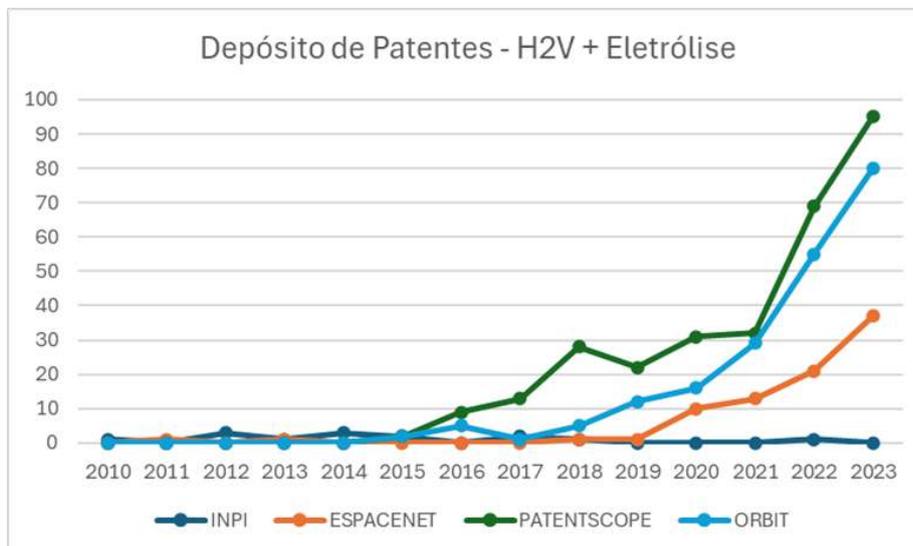
Gráfico 4: Evolução temporal dos pedidos de patente para produção de Hidrogênio nos buscadores utilizados



Fonte: Elaboração própria.

Considerando que a base de dados dos buscadores internacionais possui o maior número de pedidos de patentes com a palavra-chave “*green hydrogen*” e a INPI forneceu dados sobre patentes nacionais, o estudo foi direcionado com o objetivo de analisar os dados fornecidos por estes bancos de dados para obter informações acerca da distribuição de patentes por ano de depósito e por país. Nos anos analisados, o número de depósitos de patentes passou por oscilações, seguido por um crescimento progressivo que indica um aumento na perspectiva de novas pesquisas. Nos anos de 2010 a 2015 o número de patentes relacionadas ao tema de H2V era mínimo e constante, no entanto, a partir de 2016, começou a haver novos depósitos de patentes e o crescimento mostrou-se muito acelerado nos anos seguintes.

Gráfico 5: Evolução temporal dos pedidos de patente nos buscadores utilizados, adicionando “Electrolysis” como palavra-chave.



Fonte: Elaboração própria.

As tecnologias predominantes em todos os estágios temporais foram ALK, correspondente aos eletrolisadores alcalinos, e PEM, referente aos eletrolisadores por membrana de polímeros. Esses dois tipos de eletrolisadores estão em fase comercial, enquanto os eletrolisadores de óxido sólido (SOEC) e por membrana de troca aniônica (AEM) encontram-se em escala de demonstração e laboratorial (ZHOU et al., 2022).

Essa evolução é importante para entender que investimentos consideráveis estão sendo realizados no mundo, seguindo a tendência global pela descarbonização. A maturidade tecnológica dos eletrolisadores seguirá essa tendência e o mercado já vem se mostrando suscetível a mudanças, principalmente com uma maior procura por investimentos em eletrolisadores mais modernos.

No Brasil, temos uma procura maior para os projetos de eletrolisadores alcalinos, principalmente por seu custo mais acessível, sua robustez e sua maior maturidade tecnológica. Considerando a localização do Ceará e abundância em geração de energia solar e eólica, sistemas com uso de eletrolisadores do tipo PEM apresentam uma aplicabilidade bem interessante, tendo em vista sua eficácia de operação em condições dinâmicas de rede elétrica, como são os casos de sistemas com estas fontes de energia renovável (Kimmel et al., 2023). Além disso, tem vantagem também quanto a sua compactação e alta flexibilidade e uma boa maturidade tecnológica.

Essas tecnologias de eletrólise e configurações são particularmente eficazes no aproveitamento da alta irradiância solar e do potencial eólico normalmente disponíveis, que é o caso do Ceará, o que pode garantir uma produção de hidrogênio verde eficiente e econômica, com um bom custo nivelado de hidrogênio (LCOH), frente a outros países.

Um grande desafio que o estado cearense enfrenta está relacionado ao fornecimento de água para as plantas de produção de hidrogênio. Água essa com alto índice de pureza e em grandes volumes, sendo uma das principais dificuldades a ser superada neste novo mercado. Historicamente o Ceará tem grandes problemas hídricos e enfrentou severas secas, por isso torna-se uma discussão bastante pertinente frente ao assunto do hidrogênio verde.

Buscando a aplicabilidade para o Ceará, foi possível identificar algumas tecnologias de eletrolisadores que podem apresentar boas condições de operar no estado, visto que já são consideradas tecnologias consolidadas em ambientes similares ao do estado. Alguns exemplos são citados na Tabela 5, obtidos através da pesquisa de patentes, para eletrolisadores que podem atender aos projetos futuros de forma eficiente.

Tabela 5: Exemplos de tecnologias aplicáveis ao Ceará.

Código CIP	Patente	Descrição	Data de Publicação e País	Grau de Maturidade Tecnológica
WO2021199057A1 WIPO (PCT)	Geração de hidrogênio a partir de águas residuais usando eletrodos de "autocura" (<i>Hydrogen Generation from Waste Water Using Self-Healing Electrodes</i>)	Esta patente aborda a geração de hidrogênio a partir de água residual utilizando eletrodos auto-regenerativos, uma tecnologia avançada que melhora a eficiência e durabilidade do processo de eletrólise. Eletrolisador tipo PEM.	07/10/2021 Índia (IN)	Alta, devido à inovação dos eletrodos auto-regenerativos e o foco na sustentabilidade.

<p>CN116553479A China</p>	<p>Sistema de produção de hidrogênio de circulação direta de água do mar utilizando baixa qualidade (<i>Seawater Direct Circulation Hydrogen Production System Utilizing Low-Quality</i>)</p>	<p>Sistema de produção de hidrogênio que utiliza água do mar dessalinizada com foco em baixo consumo de energia.</p>	<p>08/08/2023 China (CN)</p>	<p>Alta. A ênfase na eficiência energética e no uso direto de água do mar indica um alto nível de desenvolvimento.</p>
<p>CN219731071U China</p>	<p>Sistema de Preparação e Fornecimento para Produção de Hidrogênio em Energia Eólica Offshore (<i>Preparation and Supply System for Offshore Wind Power Hydrogen Production</i>)</p>	<p>Sistema que integra produção de hidrogênio com energia eólica offshore usando água dessalinizada. Eletrolisador tipo PEM.</p>	<p>22/09/2023 China (CN)</p>	<p>Alta. A integração com energia renovável e a aplicação offshore indicam um alto nível de maturidade tecnológica.</p>
<p>CN106661740B China</p>	<p>A produção de Amônia através da eletrólise (<i>The Electrolysis Production of Ammonia</i>)</p>	<p>A patente discute o desenvolvimento de materiais catalíticos avançados para a produção de hidrogênio por eletrólise, com foco na síntese eletrocatalítica de amônia em pressão atmosférica.</p>	<p>22-03-2019 China (CN)</p>	<p>Alta, devido ao avanço nos materiais catalíticos e à aplicação em processos industriais estabelecidos.</p>

Fonte: Elaboração própria, através dos documentos de patentes prospectados

Essas tecnologias aproveitam o potencial energético renovável do Ceará, principalmente solar e eólico, além de utilizarem a água do mar dessalinizada, que é abundante na região. A combinação dessas vantagens torna essas tecnologias viáveis e promissoras para a produção de hidrogênio verde no estado. Das tecnologias prospectadas, a tecnologia PEM atualmente é uma que pode apresentar bons resultados no ponto de vista técnico e financeiro para o Ceará. É adequada para produção de hidrogênio de alta pureza utilizando água dessalinizada, além de ser uma tecnologia madura e consolidada no mundo. Sua facilidade de compactação (permitindo escalabilidade em plantas de grande porte), alta densidade de corrente e fácil manutenção são fatores que ainda tornam esse tipo de eletrolisador uma potencial tecnologia a ser empregada em projetos do HUB cearense.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS, CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A tarefa de fornecer dados que apoiem a tomada de decisões neste novo setor, que é um dos alvos do uso estratégico da informação tecnológica contida em patentes, constitui ferramenta importante e necessária para subsidiar as decisões de investimentos públicos e privados no setor de produção de hidrogênio no Ceará. O mapeamento realizado e a análise das patentes existentes e a identificação das tecnologias de eletrólise mais adequadas ao contexto cearense destacam várias oportunidades e desafios.

O panorama apresentado neste trabalho pode auxiliar no estabelecimento de políticas públicas que visem estimular o desenvolvimento do setor, tão importante para alcançarmos não só objetivo global de utilização de energias cada vez mais sustentáveis, como também as metas estabelecidas pelo País em termos de sua matriz energética e dos desafios da descarbonização até 2050, de acordo com o Plano Nacional de Energia.

Os eletrolisadores de membrana de troca de prótons (PEM) emergem como uma tecnologia viável, dada sua alta eficiência, densidade de corrente elevada e capacidade de produzir hidrogênio de alta pureza. No entanto, os desafios relacionados aos altos custos de fabricação e à necessidade de água de alta pureza deve ser considerados. A utilização de água dessalinizada, abundante devido à proximidade com o mar, é uma solução viável para atender às exigências de pureza da água para os eletrolisadores PEM. Isso não só facilita a produção de hidrogênio verde, mas também se alinha com os recursos naturais disponíveis no Ceará.

Além disso, o estudo ressalta a complementaridade das fontes de energia solar e eólica, abundantes na região. A integração dessas energias intermitentes com sistemas de eletrólise pode garantir um fornecimento contínuo e sustentável de energia para a produção de hidrogênio. O Ceará, com seu alto potencial solar e eólico, está estrategicamente posicionado para se tornar um HUB de produção de hidrogênio verde, aproveitando a sinergia entre essas fontes renováveis.

O desenvolvimento de infraestrutura adequada para transporte e armazenamento de hidrogênio, juntamente com políticas públicas favoráveis e incentivos econômicos, é crucial para a implementação bem-sucedida dessas tecnologias. A colaboração entre governo, indústria e instituições de pesquisa será essencial para superar os desafios técnicos e econômicos, garantindo que o hidrogênio verde se torne uma realidade no Ceará.

Em suma, o estudo conclui que o Ceará possui um grande potencial para a produção de hidrogênio verde, desde que sejam feitos investimentos estratégicos em tecnologias de eletrólise adequadas e infraestrutura de suporte. A combinação de recursos naturais abundantes, tecnologias inovadoras e políticas de apoio pode posicionar o estado como um líder na transição energética sustentável, contribuindo significativamente para a redução das emissões de carbono e o desenvolvimento econômico regional.

REFERÊNCIAS

EPE. Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio. 2021. Último acesso 07 Junho 2024. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-69/Hidroge%CC%82nio_23Fev2021NT%20\(2\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-69/Hidroge%CC%82nio_23Fev2021NT%20(2).pdf).

Balanço Energético Nacional 2023: Ano base 2022 / Empresa de Pesquisa Energética. – Rio de Janeiro : EPE, 2023.

BORSCHIVER, Suzana et al. Technology roadmap for hyaluronic acid and its derivatives

market. *Biofuels, Bioproducts and Biorefining*, [s. l.], v. 13, n. 3, p. 435–444, 2019.

CNI. Hidrogênio sustentável: perspectivas e potencial para a indústria brasileira. Brasília: Confederação Nacional da Indústria, 2022.

DINIZ BEZERRA, Francisco. Hidrogênio Verde: Oportunidade para o Nordeste. *Caderno Setorial - Escritório Técnico de Estudos Econômicos do Nordeste (ETENE)*, [s. l.], v. 320, 2023.

IEA. *Global Hydrogen Review 2023*. 2023. Last accessed 21 October 2023. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/8d434960-a85c-4c02-ad9677794aaa175d/GlobalHydrogenReview2023.pdf>.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Tracking Energy Integration 2020*. IEA, Paris, 2020. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/tracking-energy-integration-2020>.

INSTITUTE FOR ENERGY RESEARCH. *The Cost of Decommissioning Wind Turbines is Huge*. INSTITUTE FOR ENERGY RESEARCH, 2019.

OPORTUNIDADES e Desafios de Fornecimento na Cadeia Produtiva de Hidrogênio Verde para as PME Cearenses. H2Brasil - Expansão do Hidrogênio Verde, [S. l.], p. 01-139, 1 jun. 2023.

McKinsey 2021. Green Hydrogen: an opportunity to create sustainable wealth in Brazil and the world <https://www.mckinsey.com/br/en/our-insights/hidrogenio-verde-uma-oportunidade-de-geracao-de-riqueza-com-sustentabilidade-para-o-brasil-e-o-mundo>

McKinsey, 2022. The green hidden gem: Brazil's opportunity to become a sustainability powerhouse <https://www.mckinsey.com.br/en/our-insights/all-insights/the-green-hidden-gem-brazils-opportunity-to-become-a-sustainability-powerhouse>

McKinsey & Company. Global Energy Perspective 2023: Hydrogen outlook. Último acesso 03 Julho 2024. Disponível em: <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/global-energy-perspective-2023-hydrogen-outlook>.

NICITA A, SQUADRITO G, MAGGIO G. How the hydrogen production from RES could change energy and fuel markets: a review of recent literature. Int J Hydrogen Energy, 2019;44(23):11371e84.

NICITA et al. Green hydrogen as feedstock: Financial analysis of a photovoltaic- powered electrolysis plant. International Journal of Hydrogen Energy, 2020.

Patent Analytics Hub IP Australia (CSIRO). 2022. Hydrogen Production. Disponível em: <https://www.ipaustralia.gov.au/tools-resources/publications-reports/patent-analytics-hydrogen-technology> Acesso em 28/02/2024.

PDE 2031. Plano Decenal de Expansão de Energia. Empresa de Pesquisa Energética Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031> Acesso em 23/01/2024.

SANTOS, Priscila Rohem dos; GANDARA, Sabrina da Silva Santos. Mapeamento de Patentes Depositadas no Brasil sobre Tecnologias Relacionadas à Produção de Hidrogênio, com Enfoque em Hidrogênio Verde. Radar Tecnológico INPI, [s. l.], 2023.

SANTOS, V; OHARA, A. Desafios e Oportunidades para o Brasil com o Hidrogênio Verde. 2021. Disponível em: https://br.boell.org/sites/default/files/2021-05/Relatorio_Hidrogenio_Verde_Boll_FINAL.pdf Acesso em 28/01/2024.

WIPO Guidelines for producing gender analysis from innovation and IP data. 2022. Disponível em <https://www.wipo.int/publications/en/details.jsp?id=4588>. Acesso em: 03/12/2023.

ZHOU, Ying et al. Green hydrogen: A promising way to the carbon-free society. Chinese Journal of Chemical Engineering, [s. l.], v. 43, p. 2–13, 2022. Acesso em: 8 de dezembro de 2023.