

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DO NORTE FLUMINENSE DARCY RIBEIRO -
UENF PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CLIMA E ENERGIA - PPGC&E**

Diego Sidartha Alcântara do Nascimento

**VIABILIDADE ECONÔMICA DA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO
VERDE NO BRASIL**

MACAÉ – RJ, 2025

Diego Sidartha Alcântara do Nascimento

**VIABILIDADE ECONÔMICA DA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO
VERDE NO BRASIL**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Clima e Energia, do Centro de Ciência e Tecnologia da Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro, como parte das exigências para obtenção do título de Mestre em Clima e Energia

Orientador: Prof. Dr. Diego Cunha Malagueta

MACAÉ – RJ, 2025

FICHA CATALOGRÁFICA

UENF - Bibliotecas

Elaborada com os dados fornecidos pelo autor.

N244

Nascimento, Diego Sidartha Alcântara do.

"Viabilidade Econômica para Produção de Hidrogênio Verde no Brasil" / Diego Sidartha Alcântara do Nascimento. - Campos dos Goytacazes, RJ, 2025.

100 f. : il.

Inclui bibliografia.

Dissertação (Mestrado em Clima e Energia) - Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro, Centro de Ciência e Tecnologia, 2025.

Orientador: Diego Cunha Malagueta.

1. Hidrogênio Verde. 2. Viabilidade Econômica. 3. Energia Solar. I. Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro. II. Título.

CDD - 123

VIABILIDADE ECONÔMICA DA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE NO BRASIL

Diego Sidartha Alcântara do Nascimento

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Clima e Energia, do Centro de Ciência e Tecnologia da Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro, como parte das exigências para obtenção do título de Mestrado em Clima e Energia

Aprovada em 12 de setembro de 2025

COMISSÃO EXAMINADORA:

Prof. José Ricardo Siqueira, D.Sc., UENF

Prof. Rafael Malheiro da Silva do Amaral Ferreira, D.Sc., UFRJ

Prof. Oswaldo Hideo Ando Junior, D.Sc., UFPB

Prof. Diego Cunha Malagueta, D.Sc., UFRJ
(Orientador)

DEDICATÓRIA

A Deus, à minha mãe, à minha filha e à minha família.

AGRADECIMENTOS

À Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro, ao Programa de Pós-Graduação em Clima e Energia do Centro de Ciência e Tecnologia da Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro, pela oportunidade de realização deste curso.

Ao meu orientador e professor Diego Cunha Malagueta e a minha família, por todo o suporte durante a realização deste mestrado.

Por último, mas não menos importante, agradeço a minha mãe, que não está mais entre nós, pelos ensinamentos.

RESUMO

Este trabalho avaliou a viabilidade econômica da produção de hidrogênio verde (H₂V) no Brasil, com foco no uso de energia fotovoltaica em HUBs de produção, armazenamento e escoamento de energia localizados nos portos do Pecém (CE), Suape (PE) e Açú (RJ). A modelagem técnico-econômica foi realizada com os softwares System Advisor Model (SAM) e Hydrogen Analysis (H2A), desenvolvidos pelo National Renewable Energy Laboratory (NREL), sendo o SAM utilizado para simular a geração elétrica e o H2A para estimar o custo nivelado de hidrogênio (LCOH) a partir de parâmetros técnicos e financeiros. A metodologia considerou dados climáticos, características de eletrolisadores do tipo PEM e cenários variando taxa de desconto, custo de capital e fator de capacidade. Os resultados indicaram LCOH entre US\$ 2,52 e US\$ 3,61/kg, demonstrando viabilidade financeira, porém com retorno econômico limitado diante da competitividade internacional. A análise da legislação brasileira revelou ausência de políticas específicas para o H₂V, reforçando a necessidade de aprimoramento regulatório, estímulo a investimentos e integração estratégica do hidrogênio verde à matriz energética nacional, considerando as vantagens estruturais do país, como elevada incidência solar, disponibilidade hídrica e infraestrutura portuária favorável.

Palavras-chave: Hidrogênio Verde; Viabilidade Econômica; Energia Solar

ABSTRACT

This study assessed the economic feasibility of green hydrogen (H₂V) production in Brazil, focusing on the use of photovoltaic energy in integrated HUBs for production, storage, and distribution located at the ports of Pecém (CE), Suape (PE), and Açú (RJ). The techno-economic modeling was carried out using the System Advisor Model (SAM) and Hydrogen Analysis (H2A) software, both developed by the National Renewable Energy Laboratory (NREL). SAM was applied to simulate power generation, while H2A was used to estimate the Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) based on technical and financial parameters. The methodology incorporated climatic data, PEM-type electrolyzer characteristics, and scenarios with variations in discount rate, capital cost, and capacity factor. Results indicated an LCOH ranging from US\$ 2.52 to US\$ 3.61/kg, demonstrating financial feasibility but limited economic return given international competitiveness. The analysis of Brazilian legislation revealed a lack of specific policies for green hydrogen, emphasizing the need for regulatory improvement, investment incentives, and strategic integration of H₂V into the national energy matrix, considering Brazil's structural advantages such as high solar incidence, water availability, and favorable port infrastructure.

Keywords: Green Hydrogen; Economic Feasibility; Solar Energy

Lista de Figuras

Figura 1 – Matriz energética mundial, de 1990 a 2022.....	14
Figura 2 - Energia Específica (kJ/g) por combustível	15
Figura 3 - Consumo energético de origem fóssil por segmento industrial no Brasil	17
Figura 4 - Produção de H2 em refinarias brasileiras.....	19
Figura 5 – Produção Mundial de Hidrogênio.....	21
Figura 6 - Módulo fotovoltaico fixo	24
Figura 7 - Curva de Pato, Califórnia	27
Figura 8 - Fluxograma Integração SAM e H2A	32
Figura 9 - Interface SAM (versão 2024.12.12).....	34
Figura 10 - Dados climáticos (TMY) analisados pelo SAM	35
Figura 11 – Design do Sistema fotovoltaico no SAM.....	36
Figura 12 - Design do sistema, módulo PVWatts – SAM.....	37
Figura 13 - Gráficos “Tailor-Made” do SAM.....	41
Figura 14 - Planilha H2A para Produção de Hidrogênio Verde.....	43
Figura 15 - Análise de Fluxo de Caixa H2A	45
Figura 16 - Hub de Hidrogênio Verde – CIPP.....	49
Figura 17 - Complexo Portuário de Suape.....	51
Figura 18 – Porto do Açú, Rio de Janeiro	52
Figura 19 - Eficiência do inversor	56
Figura 20 - Geração de Energia Mensal	58
Figura 21 – Geração de Corrente Alternada.....	59
Figura 22 - Eficiência dos Inversores x Temperatura do Módulo e Albedo.....	60
Figura 23 - Comparação Energia gerada x Irradiação Global Horizontal (janeiro a junho) - Pecem (CE)	62
Figura 24 - Comparação Energia gerada x Irradiação Global Horizontal (julho a dez.) – Pecem (CE)	62
Figura 25 - Comparação entre Energia diária gerada em outubro – Pecem (CE)	64
Figura 26 - Fluxo de Caixa Anual, Sistema Fotovoltaico (SAM)	66
Figura 27 - Custo Nivelado para produção de H2 verde.....	68
Figura 28 - Resumo de resultados Porto de Suape (PE).....	70
Figura 29 - Geração Mensal de Corrente Alternada de Suape (PE).....	71
Figura 30 - Geração Horária de Corrente Alternada de Suape (PE)	72
Figura 31 - Comparação Energia gerada x Irradiação Global Horizontal (julho a dez.) – Suape (PE)	73
Figura 32 - LCOH, porto de Suape (PE), “hidrogênio puro”	77
Figura 33 - LCOH, porto de Suape (PE), “hidrogênio amarelo”	78
Figura 34 - Resumo de resultados Porto do Açú (RJ)	79
Figura 35 - Geração Mensal de Corrente Alternada do Açú (RJ)	80
Figura 36 - Geração Horária de Corrente Alternada de Suape (PE)	81
Figura 37 - Comparação Energia gerada x Irradiação Global Horizontal (julho a dez.) – Açú (RJ).....	82
Figura 38 - LCOH, porto do Açú (RJ), “hidrogênio verde puro”	84
Figura 39 - LCOH, porto do Açú (RJ), “hidrogênio amarelo”	85
Figura 40 - Resultado operacional anual Porto do Pecém (H2A)	87

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Paleta de cores H2	19
Tabela 2 - Parâmetros econômicos e técnicos utilizados por região e respectivas fontes	39
Tabela 3 - Análise comparativa - 3 Hubs de produção de Hidrogênio Verde no Brasil	53
Tabela 4 - Tipos de módulos disponíveis no programa SAM.....	55
Tabela 5 - Comparação SAM x H2A – Pecém (CE)	70
Tabela 6 - Comparação Pecém (CE) x Suape (PE) – SAM.....	74
Tabela 7 - Produção de Hidrogênio Verde – Pecem (CE) x Suape (PE).....	75
Tabela 8 - Resultados H2A Pecém (CE) x Suape (PE)	78
Tabela 9 - Comparação Pecem (CE) x Suape (PE) x Açú (RJ) – SAM	82
Tabela 10 - Produção de Hidrogênio Verde – Pecem (CE) x Suape (PE) x Açú (RJ)	83
Tabela 11 - Resultados H2A Pecém (CE) x Suape (PE) x Açú (RJ)	86

Lista de Siglas

- **ABNT** – Associação Brasileira de Normas Técnicas
- **CAPEX** – *Capital Expenditure* (Despesa de Capital)
- **CCUS** – *Carbon Capture, Utilization and Storage* (Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono)
- **CE** – Ceará
- **CO₂** – Dióxido de Carbono
- **DOE** – *U.S. Department of Energy* (Departamento de Energia dos Estados Unidos)
- **EPE** – Empresa de Pesquisa Energética
- **GEE** – Gases de Efeito Estufa
- **GHI** – *Global Horizontal Irradiance* (Irradiação Global Horizontal)
- **H₂** – Hidrogênio
- **H₂V** – Hidrogênio Verde
- **H2A** – *Hydrogen Analysis* (Ferramenta de Análise de Hidrogênio, NREL)
- **HUB** – Infraestrutura Integrada de Produção, Armazenamento e Escoamento de Energia
- **IEA** – *International Energy Agency* (Agência Internacional de Energia)
- **IPEA** – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
- **kWh** – Quilowatt-hora
- **LCOH** – *Levelized Cost of Hydrogen* (Custo Nivelado do Hidrogênio)
- **MW** – Megawatt
- **NDC** – *Nationally Determined Contribution* (Contribuição Nacionalmente Determinada)
- **NREL** – *National Renewable Energy Laboratory* (Laboratório Nacional de Energias Renováveis)
- **O₂** – Oxigênio
- **OPEX** – *Operational Expenditure* (Despesa Operacional)
- **PE** – Pernambuco
- **PEM** – *Proton Exchange Membrane* (Membrana de Troca de Prótons)
- **PHBC** – Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono
- **PNH₂** – Programa Nacional de Hidrogênio
- **PV** – *Photovoltaic* (Fotovoltaico)
- **RCP** – *Representative Concentration Pathways* (Cenários de Concentração Representativa)
- **RJ** – Rio de Janeiro
- **SAM** – *System Advisor Model* (Modelo de Assessoria de Sistemas, NREL)
- **USD** – *United States Dollar* (Dólar dos Estados Unidos)
- **VPL** – Valor Presente Líquido (em inglês, NPV – *Net Present Value*)

Sumário

1. INTRODUÇÃO	13
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	17
2.1 O que é o Hidrogênio?	17
2.2 Rotas tecnológicas e paleta de cores do Hidrogênio (Origem do H ₂)	18
2.3 Consumo de Hidrogênio nos Cenários Mundial e Nacional	21
2.4 Planta Fotovoltaica para Produção de Hidrogênio Verde	22
2.5 Legislação Vigente	24
2.6 Oportunidades e desafios para produção de Hidrogênio Verde no Brasil	26
2.7. Impacto das mudanças climáticas na produção de hidrogênio verde no Brasil	29
3. METODOLOGIA	32
3.1 SAM (Sistem Advisor Model)	33
3.2 H ₂ A (Hydrogen Analysis)	41
3.3 Rotas tecnológicas	46
3.4 Sinergia ou Conflitos: Marco regulatório e Viabilidade econômica	46
3.5 Estudos de caso	47
3.5.1 Produção de Hidrogênio Verde no Complexo Industrial e Portuário do Pecém – Ceará	47
3.5.2 Produção de Hidrogênio Verde no Complexo Portuário de Suape – Pernambuco	50
3.5.3 Produção de Hidrogênio Verde no Porto do Açu – Rio de Janeiro	51
4. RESULTADOS	54
4.1 Estudo de caso 1: Porto do Pecém – CE	54
4.1.2 H ₂ A	66
4.2 Estudo de caso 2: Porto de Suape – PE	70
4.2.1 SAM	70
4.2.2 H ₂ A	74
4.3 Estudo de caso 3: Porto do Açu – RJ	79
4.3.1 SAM	79
4.3.2 H ₂ A	83
4.4 Sinergia ou Conflitos: Marco regulatório e Viabilidade econômica	86
5. PRODUTO TECNOLÓGICO	89
6. CONSIDERAÇÕES FINAIS	91
REFERÊNCIAS	93

1. INTRODUÇÃO

Com o objetivo de alcançar as metas estabelecidas no acordo de Paris em 2015, onde 195 países comprometeram-se a reduzir a emissão de gases do efeito estufa (GEE), para que a temperatura média global não ultrapassasse 2°C, limitando seu aumento a 1,5°C no máximo, quando comparados com as temperaturas pré-industriais, conforme Peixer (2019). Primeiramente, o Brasil comprometeu-se a reduzir as emissões de GEE na atmosfera em até 37% até 2025, comparado aos níveis medidos em 2005, e reduzir em até 43% até 2030, conforme o primeiro documento da Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC), apresentada pelo Congresso Nacional, em 21 de setembro de 2016, às Nações Unidas.

Durante a COP 29, em novembro de 2024, em Baku no Azerbaijão, o Brasil apresentou uma nova NDC, a segunda do país, para a ONU com metas ainda mais desafiadoras e previsão de redução dos gases de efeito estufa entre 59% e 67%, até 2035 e o reflorestamento de 12 milhões de hectares de florestas, segundo Souza (2024).

Apesar dos esforços brasileiros em demonstrar alinhamento prático com as metas estabelecidas em 2015, os esforços precisam ser de ordem global, para que todos os países reduzam significativamente suas emissões de gases de efeito estufa na atmosfera, sendo imprescindível uma reformulação nos meios de transportes mundiais, assim como nos padrões de consumo, especialmente dos países mais ricos, para que a transição energética seja de fato justa com os países subdesenvolvidos e em desenvolvimento. Visto que a matriz energética mundial de 1990 a 2022, conforme demonstrado na Figura 1 retirada do site da *International Energy Agency* (IEA), é mais de 80% gerada por fontes emissoras de GEE: petróleo, gás e carvão.

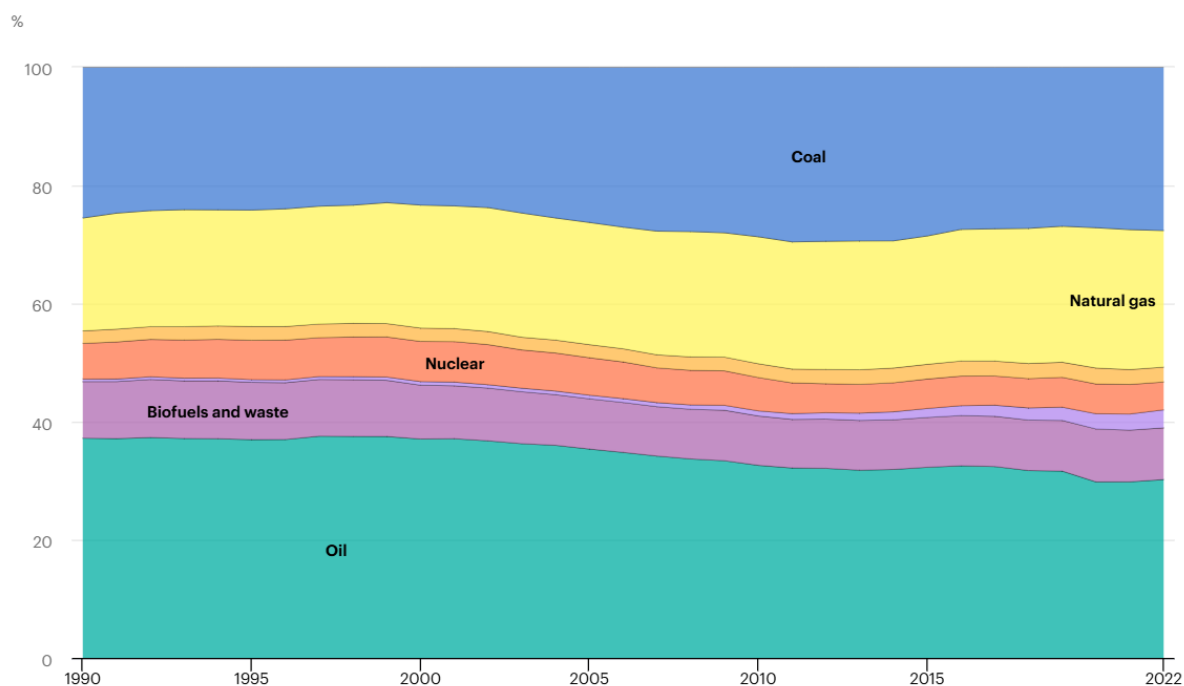


Figura 1 – Matriz energética mundial, de 1990 a 2022.

Fonte: Site IEA, acessado em 03/03/2025.

Para alcançar todas as metas acordadas em Paris é mandatório que o mundo não só otimize sua matriz elétrica, como principalmente a sua matriz energética e neste sentido, o Hidrogênio Verde surge tanto como uma fonte de energia, como um vetor energético capaz de abastecer as duas matrizes, com alta eficiência energética e zero emissões, ou quase zero, segundo Suleman *et al.* (2015).

O Hidrogênio possui o maior valor de energia por massa, ou energia específica (kJ/g) entre todos os combustíveis químicos, conforme Figura 2.

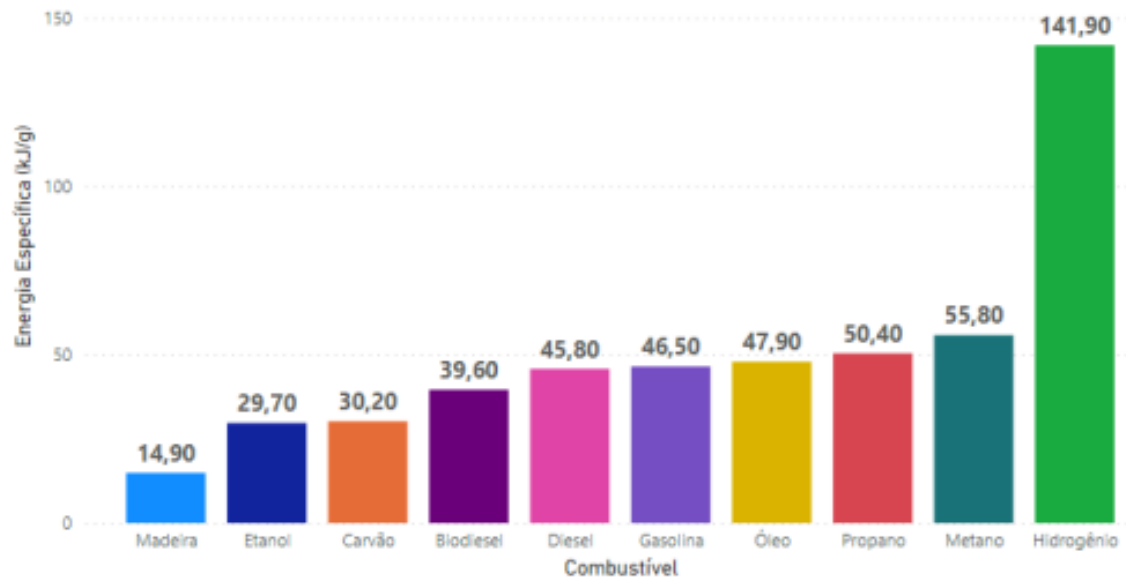


Figura 2 - Energia Específica (kJ/g) por combustível

Fonte: Suleman *et al.* (2015)

O Congresso Nacional Brasileiro aprovou em 2 de agosto de 2024 a lei nº 14.948/24, que institui o Marco Legal do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono. Esta lei é parte dos esforços do Brasil para atender as metas determinadas no acordo de Paris e alcançar os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU (ODS), além de abrir um mercado internacional com demanda crescente por energia limpa e de qualidade.

Outros instrumentos da Política Nacional do Hidrogênio de Baixa Emissão são: 1) Programa Nacional do Hidrogênio; 2) Regime Especial de Incentivos para Produção de Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (Rehidro); 3) Cooperação Financeira Público Privada para o desenvolvimento de tecnologias, produtos e métodos novos para produção de H₂ de baixa emissão, segundo informa o Plano de Trabalho Trienal do 2023-2025, do Programa Nacional do Hidrogênio (PNH₂), divulgado pelo Ministério de Minas e Energia (MME).

O Rehidro, por exemplo, traz uma série de incentivos fiscais e econômicos como isenção e redução de Imposto de Renda, ICMS e ISS, fornecimento de crédito com juros menores para produtores e exportadores de Hidrogênio Verde no Brasil, dentre outros incentivos que serão analisados neste trabalho, conforme descrito na lei 14.948/24.

Nesse contexto, o hidrogênio verde desponta como um vetor energético estratégico, não apenas pela sua capacidade de descarbonizar setores de difícil abatimento, mas

também pelo seu potencial de armazenar energia renovável de maneira eficiente, contribuindo para a segurança energética nacional e global.

O Brasil, com sua matriz elétrica majoritariamente renovável e abundantes recursos naturais, apresenta vantagens competitivas relevantes, para a produção em larga escala de hidrogênio verde. Entretanto, apesar dos avanços legislativos recentes e do crescente interesse da iniciativa privada, ainda existem lacunas importantes no entendimento da viabilidade econômica dessa produção no cenário nacional, especialmente considerando as novas diretrizes fiscais e os custos tecnológicos envolvidos. A ausência de estudos aplicados que integrem modelagens técnico-econômicas à análise crítica do marco regulatório brasileiro motivou a realização deste trabalho, que visa oferecer subsídios para a formulação de políticas públicas mais eficazes e para a tomada de decisão de agentes econômicos nacionais e internacionais.

Dessa forma, o objetivo principal deste trabalho é analisar a viabilidade econômica da produção de hidrogênio verde no Brasil por meio da eletrólise da água, utilizando energia solar fotovoltaica como fonte primária. Essa análise considera as condições técnicas, financeiras e o impacto da legislação nacional vigente, com ênfase nos incentivos fiscais disponíveis. Para alcançar esse objetivo, este estudo propõe-se a: (1) avaliar o custo de produção de hidrogênio verde no Brasil; (2) analisar as políticas públicas e incentivos fiscais atualmente vigentes que influenciam a viabilidade econômica da produção; e (3) identificar possíveis sinergias ou conflitos entre o marco regulatório e as rotas tecnológicas analisadas para o contexto nacional.

Como base metodológica, foram realizadas simulações com os softwares SAM (System Advisor Model) e H2A (Hydrogen Analysis), ambos desenvolvidos pelo NREL (National Renewable Energy Laboratory, ou Laboratório Nacional de Energias Renováveis, em português), que permitiram o cálculo de indicadores como o Valor Presente Líquido (VPL ou NPV) e o Custo Nivelado do Hidrogênio (LCOH). A dissertação está estruturada em capítulos que abordam a revisão bibliográfica sobre o hidrogênio e seu mercado, a apresentação da metodologia adotada, modelagens aplicadas à produção em hubs localizados no Porto do Pecém (CE), a análise dos resultados obtidos e, por fim, as considerações finais, com propostas de estudos futuros para o setor.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 O que é o Hidrogênio?

Segundo o dicionário Oxford Languages, o Hidrogênio: “É o elemento mais abundante no universo e possui número atômico 1”, ou seja, é o primeiro elemento da tabela periódica, o mais leve, incolor, insípido e inodoro. Como deixa claro o IUPAC (International Union of Pure and Applied Chemistry), a densidade do hidrogênio em condições normais (0°C e 1atm ou 1013,25hPa) é de 0,0899kg/Nm³.

O Hidrogênio já é utilizado há muito tempo, em todo o mundo, como vetor de energia para diversas indústrias de alto consumo energético, como a indústria de fertilizantes, alimentícia, e para produção de derivados de petróleo, como esclarece o Plano de Trabalho Trienal 2023-2025, pertencente ao Programa Nacional de Hidrogênio (PNH2), de 2023. Hoje o hidrogênio é visto como um grande vetor para descarbonização de setores conhecidos como “hard-to-abate”, ou seja, de difícil abatimento de emissões de gases do efeito estufa (GEE). Como é o caso das indústrias metalúrgicas e de cimento no Brasil, como demonstrado pela Figura 3.

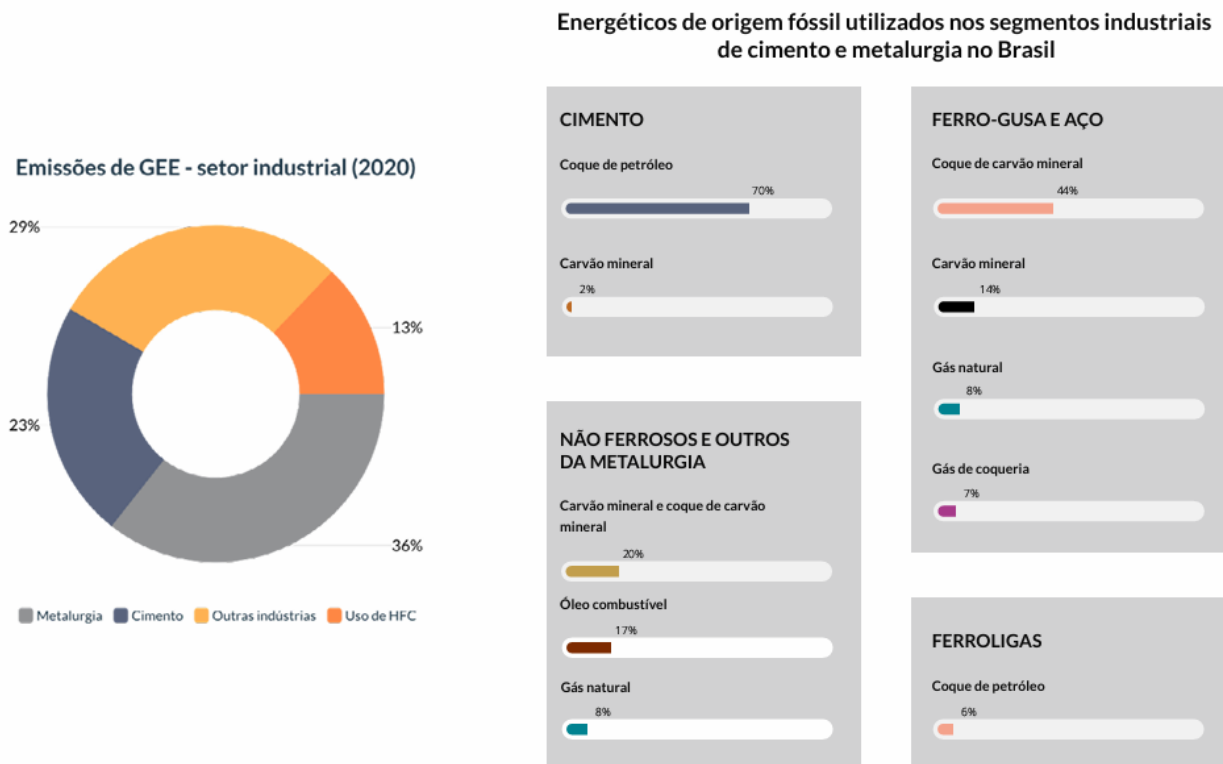


Figura 3 - Consumo energético de origem fóssil por segmento industrial no Brasil

Fonte: Programa Nacional de H2 (2023 – 2025)

É importante frisar que os desafios impostos pelas mudanças climáticas, para que o mundo consiga alcançar a meta do acordo de Paris, impõe que a produção de hidrogênio emita a menor quantidade possível de gases do efeito estufa na atmosfera. Por este motivo, mais recentemente a produção de hidrogênio ganhou notoriedade mundial, como possível “combustível do futuro”, devido ao seu grande poder calorífico, e foi associado a uma paleta de cores, que distingue a rota tecnológica de sua produção.

Segundo a EPE (Empresa de Pesquisa Energética) em sua nota técnica sobre a Produção de Consumo de Hidrogênio nas refinarias brasileiras (2022), atualmente no Brasil 87% do hidrogênio produzido é proveniente da reforma a vapor do gás natural. O que é conhecido como Hidrogênio Cinza. Esta forma de produção de H₂ é muito utilizada, principalmente nas refinarias e nas fábricas de fertilizantes no país. Este é o método mais barato, porém o principal gás natural utilizado é o gás metano, que reage com vapor para produzir hidrogênio e CO₂, gerando altas emissões de CO₂ na atmosfera e contribuindo para os gases do efeito estufa, segundo EPE (2022).

2.2 Rotas tecnológicas e paleta de cores do Hidrogênio (Origem do H₂)

Na mesma nota técnica a EPE (2022) conclui que das 19 refinarias autorizadas para operação no Brasil, 11 possuem unidades de geração de Hidrogênio. No entanto, todas as refinarias possuem capacidade ociosa na produção de Hidrogênio em cerca de 200 mil toneladas de hidrogênio por ano, grande parte oriundo da reforma a vapor de gás natural. O Plano de Trabalho trienal 2023-2025, do PNH₂, propõe que o Brasil explore esta produção ociosa, porém realizando a captura, utilização e o armazenamento do gás carbônico produzido na operação, processo conhecido como CCUS (sigla em inglês). O Hidrogênio produzido proveniente da reforma a vapor com captura de carbono é conhecido como Hidrogênio Azul. O processo de captura e armazenamento de carbono reduz significativamente a emissão de carbono na atmosfera, quando comparamos com o Hidrogênio Cinza, porém sua produção é mais cara.

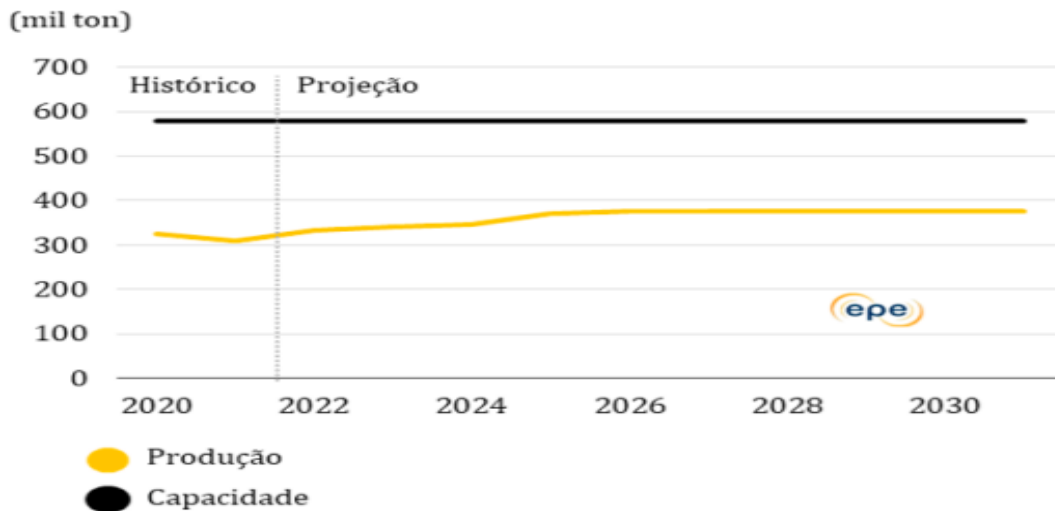


Figura 4 - Produção de H2 em refinarias brasileiras.

Fonte: EPE, 2022.

Conforme demonstrado na Figura 4, existe uma capacidade de produção ociosa de Hidrogênio nas refinarias brasileiras, porém já produzimos mais de 300 mil toneladas de H2 cinza, nas refinarias nacionais. A partir do momento em que investimentos forem feitos nestas refinarias para que tecnologias de CCUS sejam implementadas, ou mesmo tecnologias para eletrólise da água, elas serão cruciais na estruturação e estabelecimento do mercado de hidrogênio de baixa emissão de carbono no país.

Atualmente, diferentes rotas tecnológicas para a produção de hidrogênio no Brasil e no mundo são analisadas, variando do mais poluente ao menos poluente, resultando em uma diversidade de cores, conforme demonstrado na Tabela 1.

Tabela 1 – Paleta de cores H2

Fonte: PNH2 – 2023 a 2025

COR	PROCESSO DE PRODUÇÃO
Preto	Gaseificação do carvão mineral (antracito) sem CCUS2.
Marron	Gaseificação do carvão mineral (hulha) sem CCUS.
Cinza	Reforma a vapor do gás natural sem CCUS.
Azul	Reforma a vapor do gás natural com CCUS.
Turquesa	Pirólise do metano sem gerar CO ₂ .
Verde	Eletrólise da água com energia de fontes renováveis (eólica/solar).
Musgo	Reformas catalíticas, gaseificação de plásticos residuais ou biodigestão anaeróbica de biomassa ou biocombustíveis com ou sem CCUS.
Rosa	Fonte de energia nuclear.
Amarelo	Energia da rede elétrica, composta de diversas fontes.
Branco	Extração de hidrogênio natural ou geológico.

O hidrogênio de cor marrom, ou preto, é produzido a partir da gaseificação do carvão e tem emissões altíssimas de CO₂ e outros poluentes. O Hidrogênio Cinza, já citado, é produzido através da reforma a vapor do gás natural, principalmente o gás metano, e é largamente utilizado nas refinarias brasileiras. Já o Hidrogênio Turquesa é produzido a partir da pirólise do metano, neste processo o metano CH₄ é decomposto em hidrogênio e carbono sólido, o que não gera emissões de CO₂ na atmosfera, já que o carbono sólido pode ser utilizado em outros processos produtivos. Há também o Hidrogênio Branco que é encontrado de forma livre em bolsões subterrâneos, é uma das rotas tecnológicas mais raras, porém existe no município de Maricá, no estado do Rio de Janeiro e já é explorado localmente no Hub de Hidrogênio de Maricá, onde parceiros como a COPPE/UFRJ e empresas de países como a França buscam criar soluções para utilização do Hidrogênio Branco, em ônibus municipais, como descreve Gabriel Chiappini (2024), na revista Eixos.

Diferentemente do Plano Nacional de Hidrogênio que visa englobar todas as formas de produção de hidrogênio no Brasil, desde que com baixas emissões de carbono, este trabalho busca ater-se à viabilidade econômica da produção de Hidrogênio Verde no Brasil. O chamado Hidrogênio Verde é produzido a partir da eletrólise da água (H₂O) utilizando energias renováveis (solar, eólica e hídrica), como fonte para geração elétrica.

O processo de eletrólise é intensivo em energia elétrica, separando as moléculas da água (H₂O) em oxigênio (O₂) e hidrogênio (H₂). Não há emissões de gases do efeito estufa e é considerado o método mais limpo de todos, por utilizar energias renováveis para produção de energia elétrica. Há também outras “cores” de H₂ que utilizam a eletrólise da água para produzir hidrogênio, como o hidrogênio amarelo, que produz eletrólise utilizando energia da rede elétrica e o hidrogênio rosa que faz a eletrólise a partir de energia nuclear e há também o Hidrogênio Verde e Amarelo, produzido a partir do etanol, como citado no Podcast da MegaWhat (MEGACAST, 2022), episódio sobre as diferentes formas de produção do Hidrogênio.

A lei 14.948/24, aprovada em agosto de 2024 pelo congresso nacional que institui o marco legal do hidrogênio verde no país, classifica como hidrogênio de baixa emissão de carbono aquele que emite até 7 kg CO₂eq/kgH₂. Ou seja, demonstra claramente que para a legislação brasileira, independentemente da cor do hidrogênio, o que mais importa é sua baixa emissão de gases do efeito estufa na atmosfera.

2.3 Consumo de Hidrogênio nos Cenários Mundial e Nacional

O Hidrogênio já é um insumo utilizado na indústria mundial, para fins diversos. Segundo o Relatório Global de Hidrogênio de 2023, da Internacional Energy Agency (IEA), o consumo de hidrogênio em 2023 foi de 95 Milhões de toneladas e 99% deste total é produzido a partir de combustíveis fósseis, 76% pela reforma do gás natural, 23% com carvão e apenas 1% desse total é produzido com métodos de baixa emissão de GEE.

A pergunta que fica é: para onde vão essas 95 milhões de toneladas de hidrogênio produzidas, mundialmente? Segundo GIZ (2021), podemos listar algumas indústrias principais que consomem hidrogênio mundo afora, por exemplo, a produção de amônia que é altamente poluente, contribuindo com 1,8%, da emissão de GEE mundial e o refino de óleo bruto, que é responsável por 33% da produção de H₂ mundial, conforme demonstrado na figura 5.

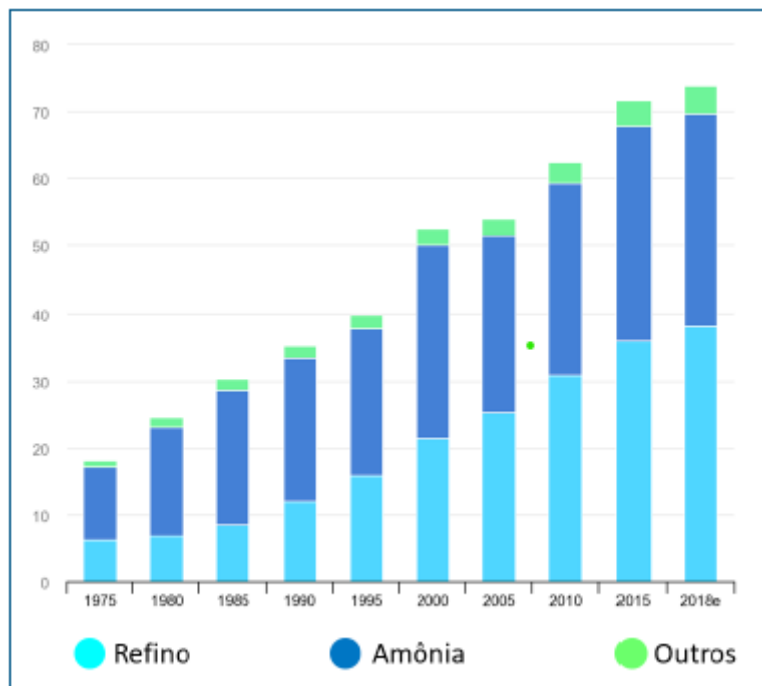


Figura 5 – Produção Mundial de Hidrogênio
Fonte: GIZ (2021)

Segundo Corrêa (2024), o Brasil é o oitavo maior consumidor de fertilizantes no mundo. Em 2023 foram importados cerca de 40 milhões de toneladas de fertilizantes no Brasil, 86% do consumo nacional. A amônia é a principal matéria-prima para produção de fertilizantes e sua produção demanda alta emissão de GEE na atmosfera. Como o Brasil também é um

dos maiores produtores agrícolas do mundo, esta demanda por importações enfraquece a competitividade do país, no mercado internacional.

Segundo Forte e Gazillo (2023) uma das formas mais difundidas atualmente, para produção de Hidrogênio Verde no Brasil visa atender o próprio mercado agrícola nacional, na produção de amônia verde. Assim, reduziríamos os efeitos negativos que a demanda por importações acarreta, e mitigaríamos os riscos com transporte do hidrogênio verde, que é altamente inflamável, sendo sua melhor forma de transporte ainda discutida internacionalmente, já que é altamente inflamável, conforme GIZ (2021).

O hidrogênio cinza também é utilizado para refino na indústria nacional, principalmente, para produção de combustíveis para transporte rodoviário. O hidrogênio é utilizado no refino do petróleo, principalmente nos processos de hidrotratamento e hidrocracking, que ajudam a remover impurezas, como enxofre, e a quebrar moléculas pesadas para produzir combustíveis mais leves e de maior valor agregado. O Brasil possui grande parte de sua cadeia produtiva dependente do transporte rodoviário, como caminhões. Entretanto, praticamente a totalidade das refinarias nacionais produzem o hidrogênio pela reforma a vapor do gás, gerando assim altas emissões de GEE (EPE, 2022).

2.4 Planta Fotovoltaica para Produção de Hidrogênio Verde

A planta fotovoltaica destinada à produção de hidrogênio verde tem como função principal converter a energia solar em energia elétrica de forma eficiente e sustentável, fornecendo-a a um sistema de eletrólise responsável pela geração do hidrogênio. Esse processo é livre de emissões diretas de gases de efeito estufa, desde que a eletricidade provenha exclusivamente de fontes renováveis.

Uma planta fotovoltaica é composta por diversos elementos essenciais que atuam de forma integrada:

- Módulos Fotovoltaicos (PV) – constituídos por células solares, normalmente de silício cristalino ou tecnologias de filmes finos, responsáveis pela conversão da radiação solar em energia elétrica em corrente contínua (CC). As características mais relevantes incluem eficiência de conversão, coeficiente de temperatura, durabilidade e resistência a intempéries (Fraunhofer ISE, 2023).

- Estruturas de Suporte – fixas ou rastreadoras (trackers), cuja função é garantir a orientação e inclinação ideais para maximizar a captação solar ao longo do dia e do ano. Trackers de um ou dois eixos podem aumentar a produtividade, embora impliquem custos adicionais e maior complexidade mecânica (IEA, 2022).
- Inversores – dispositivos que convertem a corrente contínua produzida pelos módulos em corrente alternada (CA), adequada para consumo local ou integração à rede elétrica. A escolha entre inversores string, centrais ou otimizados impacta diretamente a eficiência e a flexibilidade operacional (Kalogirou, 2014).
- Sistema de Cabeamento e Proteção – engloba condutores elétricos, caixas de junção, seccionadores e dispositivos de proteção contra sobrecorrente e surtos, garantindo segurança e confiabilidade (IEC, 2021).
- Sistema de Monitoramento – responsável pelo acompanhamento em tempo real do desempenho da planta, permitindo identificar falhas e otimizar a operação (NREL, 2020).
- Infraestrutura Auxiliar – inclui fundações, sistemas de aterramento, vias de acesso e eventuais sistemas de limpeza automatizada dos módulos para manutenção da eficiência (IRENA, 2021).

A produtividade de uma planta fotovoltaica depende de fatores técnicos, climáticos e geográficos, como a irradiação solar local, a temperatura ambiente, as perdas no sistema e a degradação dos módulos ao longo do tempo. A avaliação adequada desses parâmetros é fundamental para estimar o potencial energético e a viabilidade econômica do empreendimento.

Segundo Kormann *et al* (2014) a melhor orientação azimutal para sistemas fotovoltaicos no Brasil é 0°, ou seja, faceado para o Norte geográfico e altos valores de geração de energia são encontrados com inclinações próximas a 15° ou à latitude equivalente da cidade analisada. Na figura 6 podemos observar um exemplo de um módulo fotovoltaico, com a explicação muito bem detalhada pelo prof. Elmer Cari, da USP, em seu curso sobre energia solar. Assim como nas modelagens realizadas nesta dissertação, este painel está faceado para o Norte geográfico.

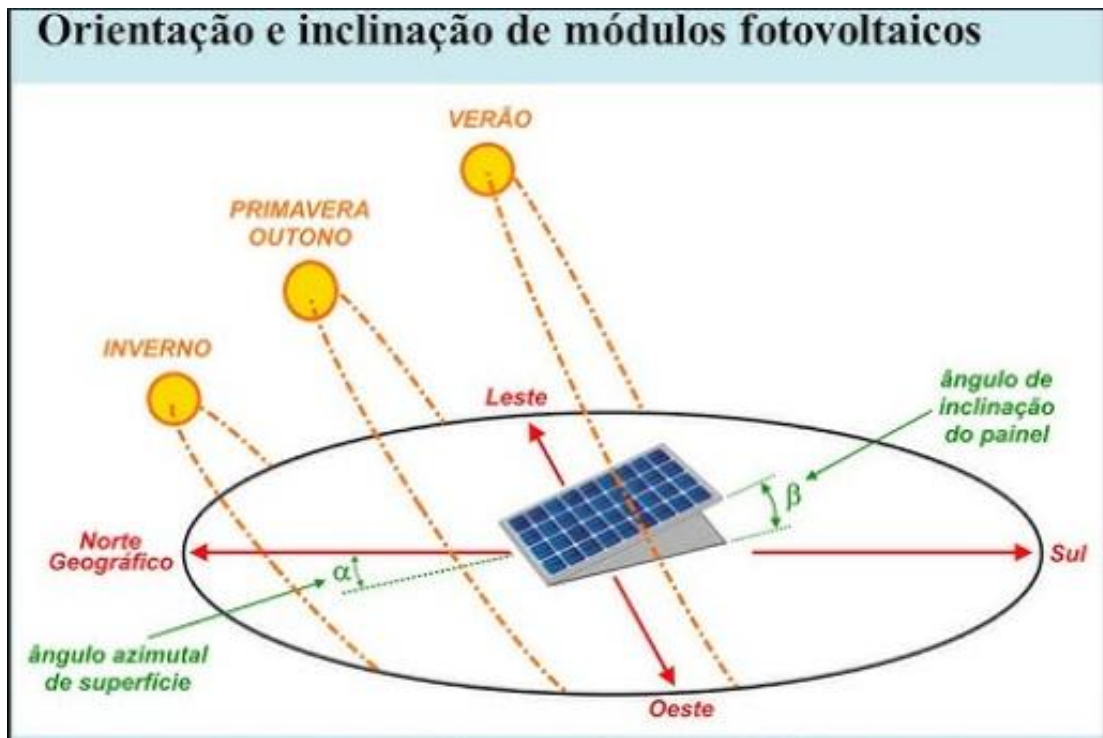


Figura 6 - Módulo fotovoltaico fixo

Fonte: Curso Energia Solar - USP

Neste trabalho, serão desenvolvidas modelagens no software System Advisor Model (SAM) para simular a produção fotovoltaica, contemplando as variáveis técnicas e ambientais específicas do local de instalação. Paralelamente, será utilizado o modelo H2A para complementar a análise, focando exclusivamente nos aspectos técnicos e econômicos da produção de hidrogênio a partir da energia elétrica gerada pela planta fotovoltaica. Dessa forma, será possível integrar os resultados e obter uma visão completa do desempenho energético e do custo de produção do hidrogênio verde.

2.5 Legislação Vigente

Em 02/08/2024 o presidente da república sancionou a lei 14.948/24, o chamado Marco Legal do Hidrogênio Verde que, dentre outras coisas, promete subsidiar a produção de Hidrogênio Verde na indústria nacional, a partir do chamado Rehidro (Regime Especial de Incentivos para Produção de Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono).

Em seu art. 4º, parágrafo XII, a lei deixa claro o que é considerado hidrogênio de baixa emissão de carbono: "... que possua emissão de GEE, conforme análise do ciclo de vida, com valor inicial menor ou igual a 7kgCO₂eq/kgH₂" e descreve o hidrogênio verde

como o hidrogênio “produzido por eletrólise da água, utilizando fontes de energia renováveis”.

O Rehidro trará benefícios fiscais, como isenção de PIS/COFINS, na venda de produtos ou aquisição de máquinas, equipamentos e serviços essenciais para a infraestrutura de projetos de hidrogênio, por 5 anos, a partir de 1º de janeiro de 2025. Como condição para permanência no programa, a empresa precisa estar regular, com a Receita Federal e “aplicar percentual mínimo, a ser definido em regulamento, em projetos de desenvolvimento sustentável de transição energética” no Brasil.

Além do Rehidro, existe outro incentivo sancionado pelo Presidente da República, em 27/09/2024, através da lei 14990/24, chamado Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (PHBC). O PHBC concederá “crédito fiscal na comercialização de hidrogênio de baixa emissão de carbono e seus derivados produzidos em território nacional.” O incentivo fiscal poderá corresponder a até 100% da diferença entre o preço estimado do hidrogênio de baixa emissão (até 7kgCO₂eq/kgH₂) e o preço do substituto.

É importante frisar que existe um limite orçamentário anual, pré-definido para iniciar em 2028, conforme descreve a lei 14990/24:

“I – 2028: R\$ 1.700.000.000,00 (um bilhão e setecentos milhões de reais);

II – 2029: R\$ 2.900.000.000,00 (dois bilhões e novecentos milhões de reais);

III – 2030: R\$ 4.200.000.000,00 (quatro bilhões e duzentos milhões de reais);

IV – 2031: R\$ 4.500.000.000,00 (quatro bilhões e quinhentos milhões de reais);

V – 2032: R\$ 5.000.000.000,00 (cinco bilhões de reais)”

Este estudo buscará analisar o impacto desses incentivos fiscais no curto e longo prazo, através de modelagens para produção de Hidrogênio de Verde, desenvolvidas nos softwares SAM e H2A. Buscará também, trazer uma análise crítica da cadeia de produção do Hidrogênio Verde no Brasil. Visto que, segundo Fernanda Delgado, presidente da ABIHV (Associação Brasileira da Indústria de Hidrogênio Verde) em entrevista a revista Eixos

(2025), grandes projetos não tiveram tomada de decisão final ainda, por falta de infraestrutura nacional, como linhas de transmissão adequadas ao que chamou de processo “ultra-eletrointensivos” necessário aos eletrolisadores na produção de H₂ verde.

2.6 Oportunidades e desafios para produção de Hidrogênio Verde no Brasil

Dados divulgados pelo MME (Ministério de Minas e Energia), no site da instituição, e amplamente divulgados por órgãos de imprensa como G1, dentre outros, em fevereiro de 2024, apontam que em 2023 o Brasil bateu um novo recorde mundial de geração de energia limpa no computo geral de energia produzida no ano. Sendo 93,1% de toda energia gerada no país proveniente de fontes renováveis. As hidrelétricas continuam sendo a principal fonte de geração de energia elétrica no Brasil com 58% da capacidade instalada do SIN (Sistema Interligado Nacional), fornecendo 50 mil Mw em média, porém em 2023 houve um grande crescimento no fornecimento de energia das fontes solares e eólicas no Brasil, de 23,8%, em comparação com 2022, totalizando 42,6 Mw. A biomassa também teve um aumento considerável de 9,6% em comparação ao ano de 2022.

Segundo Da Silva e Araujo (2022) um dos grandes desafios para a utilização cada vez maior de energias renováveis é a intermitência de suas fontes. À noite não é possível gerar energia fotovoltaica; quando o vento para, os aerogeradores não conseguem gerar energia eólica, e havendo seca não haverá termelétrica movida pelo bagaço da cana, nem hidrelétrica produzindo energia. Visando mitigar os efeitos das intermitências naturais nas fontes de energia renovável, o armazenamento de energia desponta como solução viável e economicamente atraente, para que seja evitado o desperdício de energia.

Neste sentido, o Hidrogênio Verde surge como uma solução para dois problemas. Primeiro, por ser uma energia limpa que pode ser utilizada diretamente nas indústrias e transportes de difícil abatimento como já citado neste trabalho. Segundo, como uma bateria capaz de armazenar a energia que é gerada e não consegue ser consumida, quando está disponível.

Como esclarece Azevedo Junior (2023), um dos grandes desafios para países que intensificaram a produção de energia solar no mundo é a chamada “Curva de Pato”, ilustrada na figura 6. A figura traz um exemplo muito conhecido e analisado mundialmente que é o caso da Califórnia, nos Estados Unidos. Pela manhã, há produção abundante de energia solar, fazendo com que haja uma baixa demanda de energias não renováveis no estado. Porém, às 18 horas (ou 6PM) há um pico de demanda energética e quase nada de geração de energia solar, pois acontece o pôr do Sol.

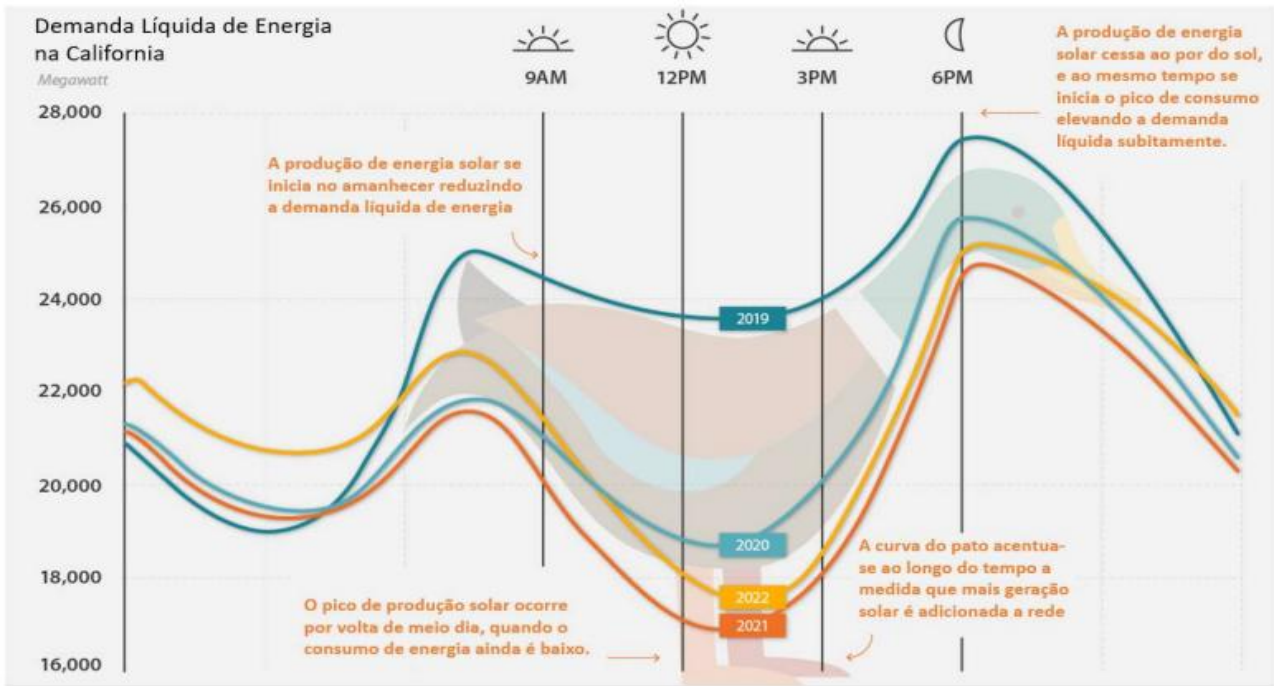


Figura 7 - Curva de Pato, Califórnia

Fonte: Azevedo Júnior (2023)

O evento da Curva de Pato onera consideravelmente a população local, pois a partir do momento em que há pico de demanda e baixa produção de energia solar é necessário que sejam ligadas fontes de rápida operação, para atender a demanda como as usinas termoeletricas, por exemplo, aumentando consideravelmente o preço da energia paga pelo consumidor final.

Outro fator de importante análise, é que o pico de demanda não acontece durante o pico de oferta. Ou seja, o pico de produção solar ocorre próximo ao meio-dia, segundo Azevedo Junior (2023), porém, quando este pico acontece nem sempre toda energia produzida é consumida imediatamente, fazendo com que a parte não consumida seja descartada, se não houver sistemas para o armazenamento de energia solar.

Dito isso, o Hidrogênio Verde pode ser a solução perfeita para armazenar a energia excedente, produzida durante os picos de oferta de energia renovável, e pode ser transformada em energia elétrica, durante os momentos de pico de demanda. Assim, a fonte de energia utilizada continuará sendo uma fonte 100% limpa e para sua operação não seria necessário a atuação de diferentes fornecedores, elevando o custo.

Outra oportunidade a ser analisada advém do fato de o Brasil ser uma potência mundial agrícola. Somos exportadores de soja, laranja, café e outros alimentos para a população mundial. A produção agrícola hoje, depende de fertilizante como ureia e nitrato de amônio, que são produzidos pela amônia. Nossa demanda pelo Hidrogênio Verde tende a não ser só elétrica, como já citado neste trabalho, mas também energética. Segundo IRENA (2022), cerca de 183 mil toneladas de amônia são produzidas a partir de combustíveis fósseis como gás natural, carvão e óleo. Gerando uma emissão de até 500 toneladas anuais de dióxido de carbono (CO₂), o que representa 1% das emissões globais. Se substituirmos o Hidrogênio Cinza pelo Hidrogênio Verde, como fonte energética para a produção de Amônia, conseguimos produzir a Amônia Verde. O mesmo estudo da IRENA (2022) revela que para alcançarmos a meta do Acordo de Paris para que a temperatura não ultrapasse os 1,5°C, precisaríamos produzir 556Mt de Amônia Verde até 2050, uma vez que a produção agrícola tende a subir até lá, devido ao aumento da população mundial.

Um dos grandes desafios hoje na produção de Hidrogênio Verde é o investimento de capital necessário para realizar o transporte e armazenamento deste material. IRENA (2022) destaca que o transporte eficiente do hidrogênio requer a compressão ou liquefação do gás, ou até mesmo a síntese em outros portadores de energia, como a transformação do Hidrogênio Verde em Amônia Verde e posterior reversão da síntese, separando o Hidrogênio da Amônia Verde e utilizando como energia elétrica, por exemplo.

O Brasil possui, no mercado de Hidrogênio Verde, a possibilidade de ampliar suas exportações ao incluir o H₂ Verde em sua gama de produtos. Além disso, existe um mercado interno que demanda fertilizantes, transportes com baixa emissão de carbono e segurança energética, que pode e deve ser atendido pela cadeia produtiva de Hidrogênio Verde nacional.

2.7. Impacto das mudanças climáticas na produção de hidrogênio verde no Brasil.

Algo que é crítico analisarmos também, será o impacto das mudanças climáticas na produção de Hidrogênio Verde no Brasil. Segundo Benvindo (2024) as mudanças climáticas podem afetar significativamente a produção de hidrogênio verde no Brasil, especialmente devido à sua dependência de fontes renováveis, como a energia solar e eólica.

Para isso, existem os RCPs (Representative Concentration Pathways), ou Cenários de Concentração Representativa, em português, referindo-se aos gases de efeito estufa. Os RCPs são cenários de projeção climática desenvolvidos no âmbito do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC) e introduzidos de forma sistemática no Quinto Relatório de Avaliação (AR5). Esses cenários descrevem possíveis trajetórias de emissões de gases de efeito estufa (GEE) e poluentes atmosféricos, bem como as concentrações resultantes na atmosfera, traduzidas em valores de “forçamento radiativo” esperados para o ano de 2100. O termo “forçamento radiativo” refere-se ao desequilíbrio energético no sistema climático causado por fatores como GEE, aerossóis ou mudanças no uso da terra, expresso em watts por metro quadrado (W/m^2). Cada RCP recebe uma designação numérica de acordo com o valor final desse forçamento. Por exemplo, o RCP 2.6 representa um cenário de mitigação intensa das emissões de GEE, enquanto o RCP 8.5 descreve uma situação de altas emissões e aquecimento acentuado (IPCC, 2014).

A formulação dos RCPs não constitui previsões ou metas fixas, mas sim um conjunto de caminhos plausíveis que refletem diferentes combinações de evolução socioeconômica, avanços tecnológicos, políticas ambientais e padrões de uso da terra. Cada cenário foi gerado a partir de modelos integrados de avaliação (Integrated Assessment Models – IAMs), que combinam dados econômicos, demográficos e energéticos para simular como decisões humanas e políticas globais podem influenciar o sistema climático. Por essa razão, os RCPs servem como insumo para modelos climáticos globais (GCMs), permitindo avaliar de forma consistente os impactos potenciais das mudanças climáticas sobre sistemas naturais e socioeconômicos, como a produção de energia renovável e, por extensão, o hidrogênio verde (Moss et al., 2010).

Abaixo, apresentamos os possíveis impactos sob diferentes cenários de concentração representativa (RCPs):

RCP 2.6: Este cenário pressupõe esforços significativos para limitar o aumento da temperatura global a cerca de 1,5°C até 2100. Nessas condições, espera-se que as alterações nos padrões climáticos sejam mais moderadas, resultando em:

- **Variações Climáticas Menores:** Alterações sutis na irradiância solar e nos regimes de vento podem ocorrer, mas sem comprometer drasticamente a produção de energia renovável.
- **Recursos Hídricos Estáveis:** A disponibilidade de água, crucial para processos de eletrólise na produção de hidrogênio, permaneceria relativamente constante, minimizando riscos de escassez.

RCP 4.5: Este cenário representa um caminho intermediário, com políticas moderadas de mitigação que limitariam o aumento da temperatura global a cerca de 2,4°C até 2100. Os impactos previstos incluem:

- **Alterações nos Padrões de Vento e Radiação Solar:** Mudanças mais pronunciadas podem afetar a eficiência e a previsibilidade da geração de energia solar e eólica.
- **Estresse Hídrico Regional:** Algumas regiões podem enfrentar desafios na disponibilidade de água, afetando a produção de hidrogênio que depende de recursos hídricos abundantes.

RCP 8.5: Este é o cenário de altas emissões, projetando um aumento da temperatura global de até 4,4°C até 2100. Os impactos mais severos incluem:

- **Redução da Eficiência Energética:** Condições climáticas extremas podem diminuir a eficiência dos sistemas de energia solar e eólica, comprometendo a produção de hidrogênio verde.
- **Escassez Hídrica Significativa:** A diminuição dos recursos hídricos pode limitar a capacidade de produção de hidrogênio, especialmente em regiões já vulneráveis.

- Infraestrutura Comprometida: Eventos climáticos extremos, como tempestades e inundações, podem danificar instalações de produção e distribuição de hidrogênio.

É fundamental que o Brasil considere esses cenários ao planejar a expansão da produção de hidrogênio verde, implementando estratégias de adaptação e mitigação para assegurar a resiliência das infraestruturas energéticas frente às mudanças climáticas.

Além dos cenários RCP já abordados, é importante considerar como mudanças nos padrões de radiação solar, regimes de vento e disponibilidade hídrica afetarão diretamente os custos operacionais e a previsibilidade da produção de H₂ verde.

Benvindo (2024) destaca que, mesmo em cenários otimistas como o RCP 2.6, pequenas variações climáticas podem comprometer a estabilidade de geração energética, enquanto no cenário RCP 8.5 há risco direto à integridade das infraestruturas e à disponibilidade de água, elemento essencial para a eletrólise. Assim, incorporar análises de risco climático nos estudos de viabilidade é fundamental para garantir a resiliência técnica e econômica dos projetos.

3. METODOLOGIA

Este estudo será desenvolvido com base em um processo que integra 2 sistemas: SAM (System Advisor Model) e H2A (Hydrogen Analysis). A interação entre essas ferramentas é apresentada de forma clara no fluxograma do processo, ilustrado na Figura 8, a seguir.

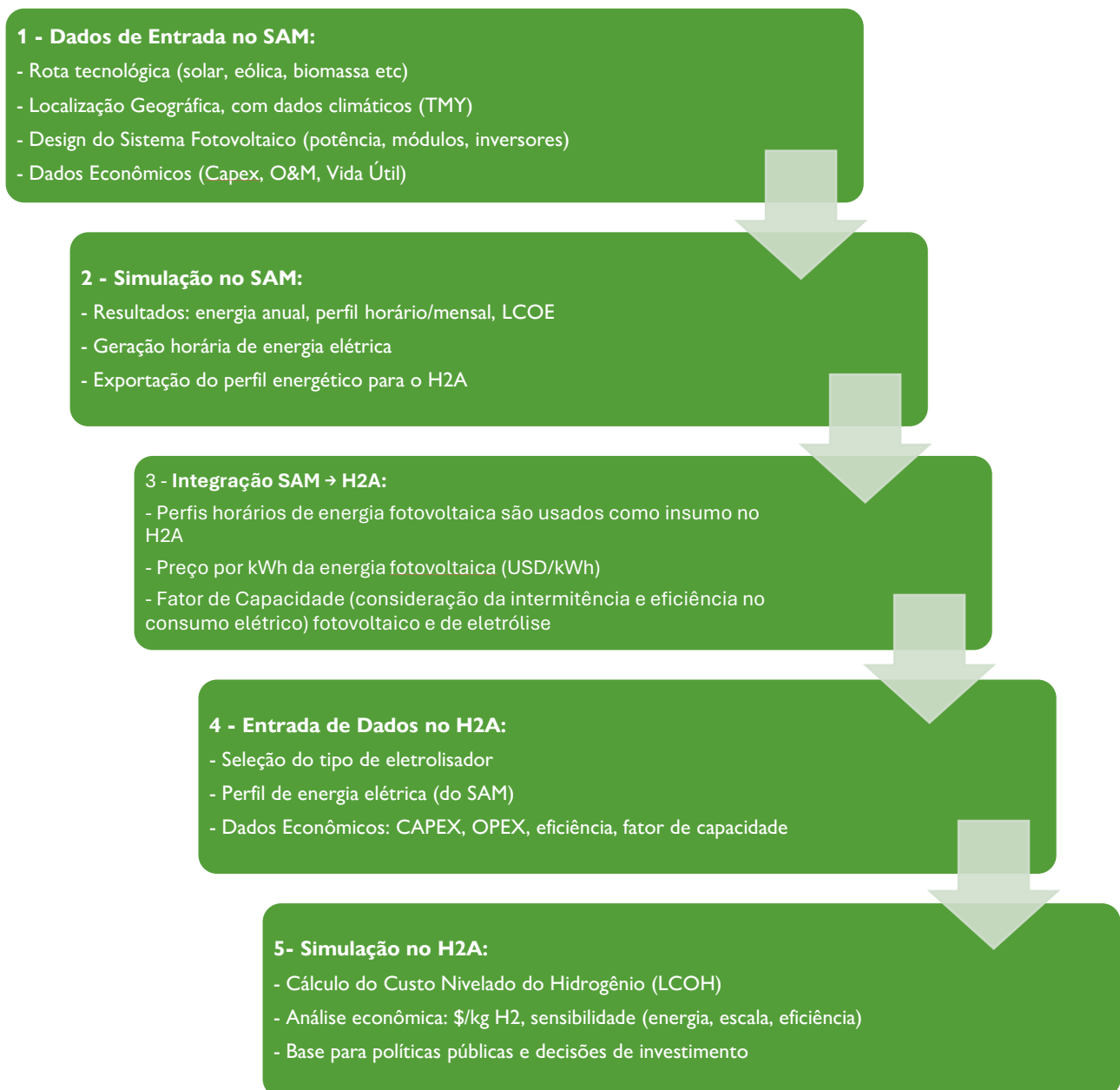


Figura 8 - Fluxograma Integração SAM e H2A

Fonte: autoral

A pesquisa desenvolvida neste trabalho é exploratória, por empregar os sistemas SAM e H2A na modelagem da produção de Hidrogênio Verde no Brasil. Também é descritiva, pois analisa a legislação vigente no Brasil, além de relatórios internacionais que tratam da produção de H2 verde em estágios mais avançados. Por fim, é uma pesquisa quantitativa e comparativa, uma vez que os resultados obtidos nas modelagens com SAM e H2A são comparados com a legislação vigente, e às projeções de demanda internacional de Hidrogênio Verde. Além disso os resultados obtidos são comparados, levando em conta os três hubs de produção de hidrogênio verde no Brasil: Porto do Pecém (CE), Porto do Suape (PE) e Porto do Açu (RJ). Sendo posteriormente aplicados na fórmula do Valor Presente Líquido (VPL), conforme apresentado na equação (1).

$$VPL = FC_1 + \frac{FC_2}{(1+i)^{j+1}} + \frac{FC_3}{(1+i)^{j+2}} + \dots + \frac{FC_6}{(1+i)^{j+5}} \quad (1)$$

Onde:

- FC = Fluxo de Caixa em determinado período;
- j = período analisado
- i = Taxa Mínima de Atratividade ou Valor de desconto

Se:

- VPL > 0 = indica que o investimento é rentável;
- VPL < 0 = indica que o investimento não é rentável;
- VPL = 0 = indica que o investimento não gera lucro, nem prejuízo;

Conforme o SAM rodar as simulações solicitadas, teremos resultados de Fluxo de Caixa, para a rota tecnológica modelada no sistema. A taxa mínima de atratividade aplicada para solução, será de 10%, pois é a mais utilizada em projetos de investimento em energia, segundo Nishi et al (2005).

3.1 SAM (Sistem Advisor Model)

Segundo Xi, et al (2023) o SAM é um software livre, utilizado para análises tecno-econômicas de viabilidade financeira para projetos de energias renováveis. Este software é amplamente utilizado por gerentes de projetos, analistas de políticas públicas,

desenvolvedores de tecnologia e pesquisadores. O SAM foi criado pela NREL (National Renewable Energy Laboratory), Laboratório de Energias Renováveis, dos EUA.

Conforme descrito no fluxograma da figura 8, o SAM precisa de dados de entrada, como: Rota tecnológica (solar, eólica, biomassa etc.), localização geográfica contendo dados climáticos (TMY), parâmetros do sistema fotovoltaico (potência, módulos, inversores), dados econômicos (Capex, O&M, vida útil etc.); A Figura 9 traz um exemplo da interface do Software SAM.

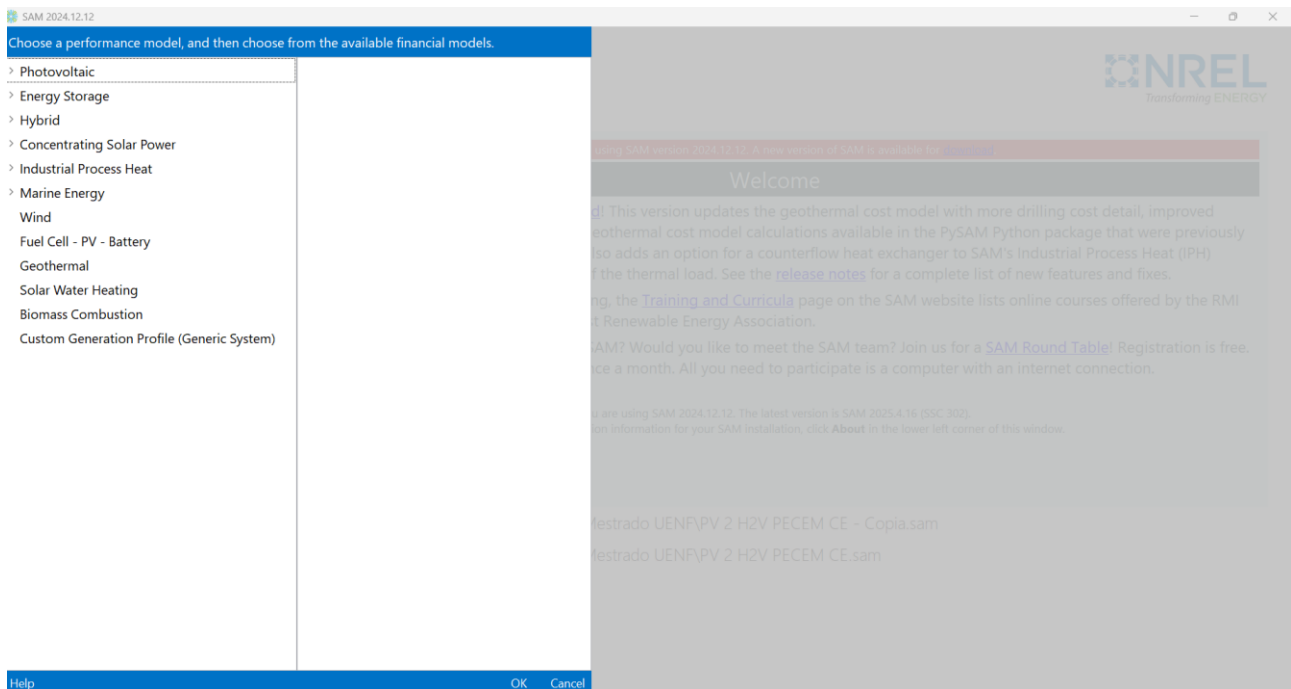


Figura 9 - Interface SAM (versão 2024.12.12)

Fonte: SAM 2024

O primeiro passo no SAM é escolher a rota tecnológica que gostaríamos de simular. Cada rota tecnológica contém uma grande variedade de possibilidades para simulação. Quando selecionamos a geração de energia elétrica através de painéis fotovoltaicos, por exemplo, podemos refinar a modelagem escolhendo entre a geração a partir de um sistema de energia distribuída, como em domicílios, ou centralizada, como em hubs de energia.

Após escolhermos a rota fotovoltaica, podemos seguir pelo modo PVWatts, onde conforme descreve o próprio SAM (2024), em seu módulo de ajuda “Help”, este modo possibilita uma análise preliminar do projeto, antes de termos informações detalhadas sobre o tipo de equipamento utilizado no sistema. Ou podemos escolher o modelo já com um PPA (Power Purchase Agreement) definido, onde já conseguimos modelar com as condições

pré-estabelecidas em contrato para a compra e venda de eletricidade, seus preços, quantidade e prazos. Ou seja, existem diferentes módulos destinados para que pequenos projetos domiciliares sejam modelados, ou até grandes projetos como o complexo solar do Janaúba, no norte do estado de MG, com capacidade de 1,2 GW, segundo Palhares et al 2024.

Outro dado de entrada do SAM é a localização geográfica do sistema. Esta localização deve ser anexada em um arquivo (.tmy). No site da NREL é possível baixar arquivos com esta configuração, pelo link: [NSRDB](#), acessado em: 06/05/2025. Uma vez que estes dados são incluídos no SAM, ele trará automaticamente especificações do local, como demonstra a figura 10 abaixo:

Weather Data Information

The following information describes the data in the highlighted weather file from the Solar Resource library above. This is the file SAM will use when you click Simulate.

Weather file:

- Header Data from Weather File

Latitude	<input type="text" value="-3.59"/> degrees	Location	<input type="text" value="1995003"/>
Longitude	<input type="text" value="-38.98"/> degrees	Data Source	<input type="text" value="NSRDB"/>
Time zone	<input type="text" value="GMT -3"/>	For NSRDB data, the latitude and longitude shown here from the weather file header are the coordinates of the NSRDB grid cell and may be different from the values in the file name, which are the coordinates of the requested location.	
Elevation	<input type="text" value="25"/> m		
Time step	<input type="text" value="60"/> minutes		

- Annual Averages Calculated from Weather File Data

Global horizontal	<input type="text" value="6.03"/> kWh/m ² /day	- Optional Data	
Direct normal (beam)	<input type="text" value="5.63"/> kWh/m ² /day	Maximum snow depth	<input type="text" value="NaN"/> cm
Diffuse horizontal	<input type="text" value="2.07"/> kWh/m ² /day	Annual albedo	<input type="text" value="0.164"/>
Average temperature	<input type="text" value="27.3"/> °C	*NaN indicates missing data.	
Average wind speed	<input type="text" value="4.8"/> m/s		

Figura 10 - Dados climáticos (TMY) analisados pelo SAM

Fonte: SAM 2024

O arquivo utilizado na figura 10 contém dados climáticos da cidade de São Gonçalo do Amarante, onde está localizado o Porto do Pecém, no estado do Ceará. Importante ressaltar que a imagem traz apenas um resumo dos dados disponíveis em arquivos TMY¹, no entanto já é possível observar: dados de latitude e longitude, a elevação do terreno, temperatura média, irradiação solar incidente e albedo automaticamente descritos pelo

¹ Conforme explica o Help do SAM: Dados TMY (Typical Meteorological Year) são arquivos climáticos formados por meses representativos de séries históricas, refletindo condições médias de longo prazo, amplamente usados em simulações de desempenho e análises econômicas de sistemas de energia renovável. Esses arquivos são disponibilizados por bases como NSRDB, PVGIS e EnergyPlus.

SAM e passíveis de análise pelo usuário. Estas informações serão essenciais para que o resultado da modelagem seja o mais acurado possível.

Um dos seus dados de entrada mais completos e detalhados é o design do sistema, no caso do sistema fotovoltaico. Existe uma gama de possibilidades a serem desenhadas para que o sistema fique o mais próximo da realidade possível. Conforme demonstra figura 10, podemos escolher entre mais de 10.000 tipos diferentes de módulos fotovoltaicos, por exemplo, com as mais diversas marcas e tipologias técnicas.

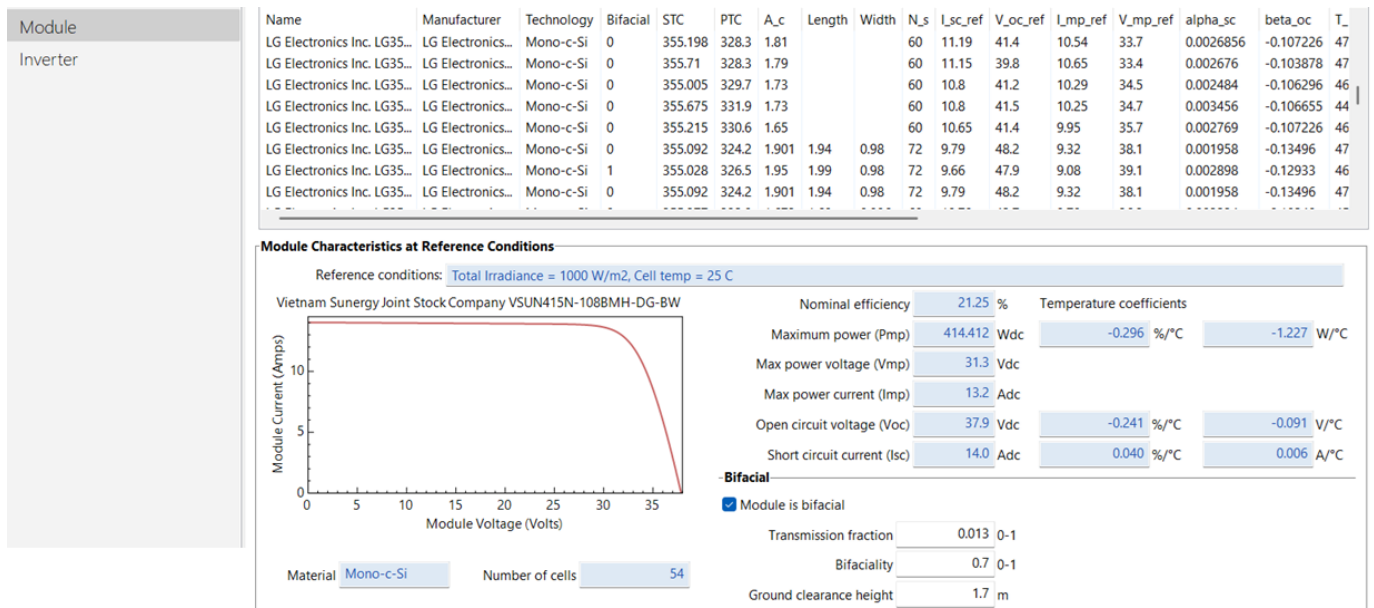


Figura 11 – Design do Sistema fotovoltaico no SAM

Fonte: SAM (2025)

Percebe-se pela figura 11 que também é possível escolher entre diversos tipos diferentes de inversores, no SAM. Conforme Carvalho et al 2021, as perdas mais recorrentes nos sistemas fotovoltaicos são consequência de erros de projeto e instalação, o famoso “mismatch” dos sistemas fotovoltaicos. Resumidamente, isto ocorre quando a potência total dos módulos fotovoltaicos que recebem eletricidade em corrente contínua, não é compatível com a capacidade do inversor, que converte esta corrente contínua em corrente alternada, que é a forma de energia utilizada em residências e indústrias, por exemplo.

Entretanto, o SAM também disponibiliza módulos de edição para sistemas fotovoltaicos, que possibilitam que os usuários que não possuem todos os detalhes técnicos do sistema, ou ainda não definiram exatamente a tipologia dos painéis fotovoltaicos a serem utilizados,

também consigam realizar simulações de forma acurada, como é o módulo PVWatts, já citado.

Neste módulo o design do sistema é voltado para os parâmetros mais gerenciáveis, como: a capacidade máxima do sistema, o tipo de módulo que será utilizado (padrão, premium ou filme fino), a eficiência dos inversores, a orientação e tipo de fixação dos módulos (inclinação, azimute, se o rack será fixo, ou moverá de acordo com o movimento do Sol etc.), o percentual de cobertura do solo, uma vez que o sombreamento também é um problema identificado na perda de eficiência dos projetos fotovoltaicos, dentre outros dados de entrada que também requerem conhecimento do sistema analisado, porém com um nível de detalhamento um pouco menor, conforme figura 12.

The screenshot displays the PVWatts software interface, organized into three main sections:

- System Parameters:**
 - System nameplate capacity: 3000 kWdc
 - Module type: Standard
 - DC to AC ratio: 1.1
 - Rated inverter size: 2,727.27 kWac
 - Inverter efficiency: 96 %
 - Module Area Estimate for Land Area Calculations:** Estimated total module area: 15,789.474 m²
- Orientation and Tracking:**
 - Array type: Fixed open rack
 - Tilt: 3 degrees
 - Azimuth: 180 degrees
 - Ground coverage ratio: 0.3
 - Diagrams show Azimuth (N=0, E=90, S=180, W=270) and Tilt (Vert, Horiz) settings.
- System Losses:**
 - System losses account for performance losses you would expect in a real system that are not explicitly calculated by PVWatts.
 - Specify total system loss: (Total loss: 14 %)
 - Specify System Loss Categories-**

Soiling	2 %	Connections	0.5 %
Shading	3 %	Light-induced degradation	1.5 %
Snow	0 %	Nameplate	1 %
Mismatch	2 %	Age	0 %
Wiring	2 %	Availability	3 %
Total system losses		14.08 %	

Figura 12 - Design do sistema, módulo PVWatts – SAM

Fonte: SAM (2025)

O SAM é um software de análise tecnoeconômicas para projetos de energias renováveis, conforme já citado neste trabalho e segundo Xi, et al (2023). Por este motivo, através da análise dos dados de entrada econômicos inseridos no sistema, é possível recebermos dados acurados de CAPEX, OPEX, Operação e Manutenção (O&M), LCOE etc. Dentre os dados econômicos de entrada, que podemos destacar, estão: o custo de instalação (preço dos módulos e dos inversores, custos de contingência, custos indiretos, custos do terreno etc), custos de operação (custo fixo anual, custo variável por geração de energia, custo de manutenção do sistema), parâmetros financeiros (inflação, impostos

federais, taxa de retorno esperada, impostos sobre a terra, taxa de seguros etc), receitas esperadas e incentivos governamentais que possam ser mensurados economicamente. Além disso, também é possível estimar a taxa de depreciação do sistema e o preço para compra de energia, quando pela questão de intermitência já analisada neste trabalho, for necessário comprar energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), para cobrir o abastecimento da central fotovoltaica simulada.

Conforme descrito anteriormente, a presente pesquisa adota uma metodologia comparativa e quantitativa, para avaliar o custo da produção de energia em três diferentes hubs de produção de hidrogênio no Brasil. O objetivo principal é compreender como as variáveis técnicas e econômicas relacionadas à aquisição de módulos, inversores e preparação de terreno afetam a viabilidade econômica de projetos solares. Para isso foram analisados artigos científicos, dissertações e relatórios técnicos entre 2012 e 2024, que abordassem o custo de investimento (CAPEX), diferenças regionais em incentivos fiscais, acessos logísticos e eficácia e preço médio de módulos e inversores no mercado brasileiro.

Segundo Tavares (2020), o Porto do Pecém tem como característica principal a alta irradiância incidente e o baixo custo de terraplanagem, pois possui terrenos planos e secos, além de incentivos fiscais estaduais como isenção de ICMS para sistemas de até 1MW e facilidade alfandegária para importação de módulos e inversores fotovoltaicos.

Já Peron (2017) afirma que apesar da boa infraestrutura portuária, o porto do Suape, em Pernambuco, possui uma topografia que exige maior investimento e a irradiância é ligeiramente inferior à do Ceará, porém ainda em níveis favoráveis à geração solar.

Raimo (2018) demonstra que a irradiância média no Porto do Açu (RJ) é inferior às do Nordeste, o que impacta diretamente no fator de capacidade e, conseqüentemente, no LCOE. Outro ponto negativo, comparativamente, é o custo fundiário mais elevado, devido à maior urbanização e uso múltiplo da terra, assim como o valor de módulos e inversores precisou ser ajustado para refletir a menor escala dos projetos locais e maiores custos de transporte interno.

Dito isso, formulamos a tabela 2 abaixo, com os dados de entrada econômicos para as modelagens dos sistemas fotovoltaicos, separadamente, por hub de hidrogênio analisado e as respectivas fontes de coleta da informação.

Tabela 2 - Parâmetros econômicos e técnicos utilizados por região e respectivas fontes

Fonte: autoral

Parâmetro	Ceará (Pecém)	Pernambuco (Suape)	Rio de Janeiro (Açu)	Fontes
Custo de módulos (R\$/W)	R\$ 2,10	R\$ 2,20	R\$ 2,30	Raimo (2018); Lopes (2013)
Custo de inversores (R\$/W)	R\$ 0,40	R\$ 0,45	R\$ 0,50	Raimo (2018); Carolino (2020)
Custo de preparação do terreno (R\$/m ²)	R\$ 15,00	R\$ 22,00	R\$ 35,00	Peron (2017); Tavares (2020);
Eficiência do inversor (%)	97%	97%	97%	Carolino (2020)
Degradação anual dos módulos (%)	0,5%	0,5%	0,5%	Lopes (2013); Raimo (2018)
Perdas totais do sistema (%)	14%	13%	12%	Lopes (2013); Raimo (2018)

Atualmente, há significativa dificuldade na obtenção de dados atualizados e detalhados sobre os custos de módulos fotovoltaicos, inversores e terrenos na literatura técnica. As fontes mais utilizadas ainda são relatórios de organismos internacionais, como a IRENA, complementadas por publicações nacionais, notadamente o *Power Generation Costs Report 2021* da EPE. Diante dessa limitação, este trabalho adotou procedimento de aproximação consistente, no qual todos os valores foram convertidos para reais com base na cotação nominal do dólar vigente no período de referência e nos parâmetros de CAPEX e O&M divulgados pela EPE (2021), que já consideram atualização monetária pelo IPCA até dezembro de 2020. Essa metodologia visou maximizar a acurácia das estimativas, garantindo coerência com as melhores práticas de planejamento energético. Recomenda-se, adicionalmente, que órgãos do governo federal desenvolvam e disponibilizem, de forma online, uma base de dados oficial, dinâmica e interativa, com atualização periódica de custos de componentes e infraestrutura do setor, permitindo que pesquisadores e formuladores de políticas tenham acesso rápido e preciso a informações confiáveis.

Além dos parâmetros descritos na Tabela 2, é importante destacar que o software System Advisor Model (SAM) utiliza o acre como unidade de medida para a área total do terreno necessária ao projeto².

Adicionalmente, o custo de aquisição do terreno nos hubs estratégicos voltados à produção de hidrogênio verde, como os polos adjacentes ao Porto do Pecém (CE), Porto

² Nesta dissertação, adotou-se a conversão do Sistema Internacional de Unidades (SI), na qual 1 acre equivale a 4.046,86 m², conforme norma técnica internacional.

de Suape (PE) e Porto do Açu (RJ) , não foi considerado nesta análise. Isso se deve à inexistência de dados públicos oficiais consolidados sobre os valores praticados nesses hubs. A alocação de terrenos nesses locais geralmente ocorre por meio de contratos personalizados de cessão ou arrendamento, com termos confidenciais e variáveis conforme o perfil e porte do projeto.

No entanto, diversos estudos apontam que, em zonas industriais voltadas à transição energética e à exportação, como as Zonas de Processamento de Exportação (ZPEs) e distritos portuários estratégicos, os custos associados ao terreno tendem a ser reduzidos em relação ao mercado tradicional, seja por incentivos fiscais, disponibilidade de infraestrutura, ou políticas estaduais de atração de investimentos (Raimo, 2018). Dado esse contexto e considerando que o custo do terreno representa uma fração pouco significativa no cálculo do Custo Nivelado do Hidrogênio (LCOH), optou-se por desconsiderar esse fator no modelo proposto, limitando-se à contabilização dos custos de preparação do solo.

De acordo com Raimo (2018), no caso do Hub de Hidrogênio Verde do Ceará, a Zona de Processamento de Exportação (ZPE) do Pecém oferece infraestrutura e áreas reservadas sem cobrança pela aquisição da terra, exigindo apenas da empresa interessada os custos com terraplanagem e preparo da área, como parte de uma política de estímulo à transição energética e atração de investimentos industriais.

Após a inclusão da rota tecnológica, a seleção da localização geográfica, design do sistema e dos dados econômicos é a hora de simular e receber os resultados da modelagem do SAM. O SAM apresenta um resumo de resultados anuais através de uma tabela com: a geração anual de corrente alternada, o fator de capacidade do sistema fotovoltaico, o rendimento energético do sistema modelado (kWh/kW), LCOE, NPV (ou VPL em português), o custo de capital líquido etc.

Além desta tabela, o SAM permite acesso a diversos gráficos a serem gerados a partir de base horária, diária, mensal ou anual a depender das características. como: a geração horária de energia elétrica, geração de eletricidade líquida anual, fluxo de caixa do projeto, geração mensal de corrente alternada e componentes de receita presentes no NPV.

É importante ressaltar que além dos gráficos gerados automaticamente pelo SAM, também é possível que o usuário crie gráficos personalidades, como o apresentado na figura 12, onde é possível comparar a corrente direta que chega no sistema fotovoltaico com a corrente alternada gerada pelo sistema pelo inversor, assim atestando sua eficiência, que foi um dos dados de entrada utilizados no Design do Sistema.

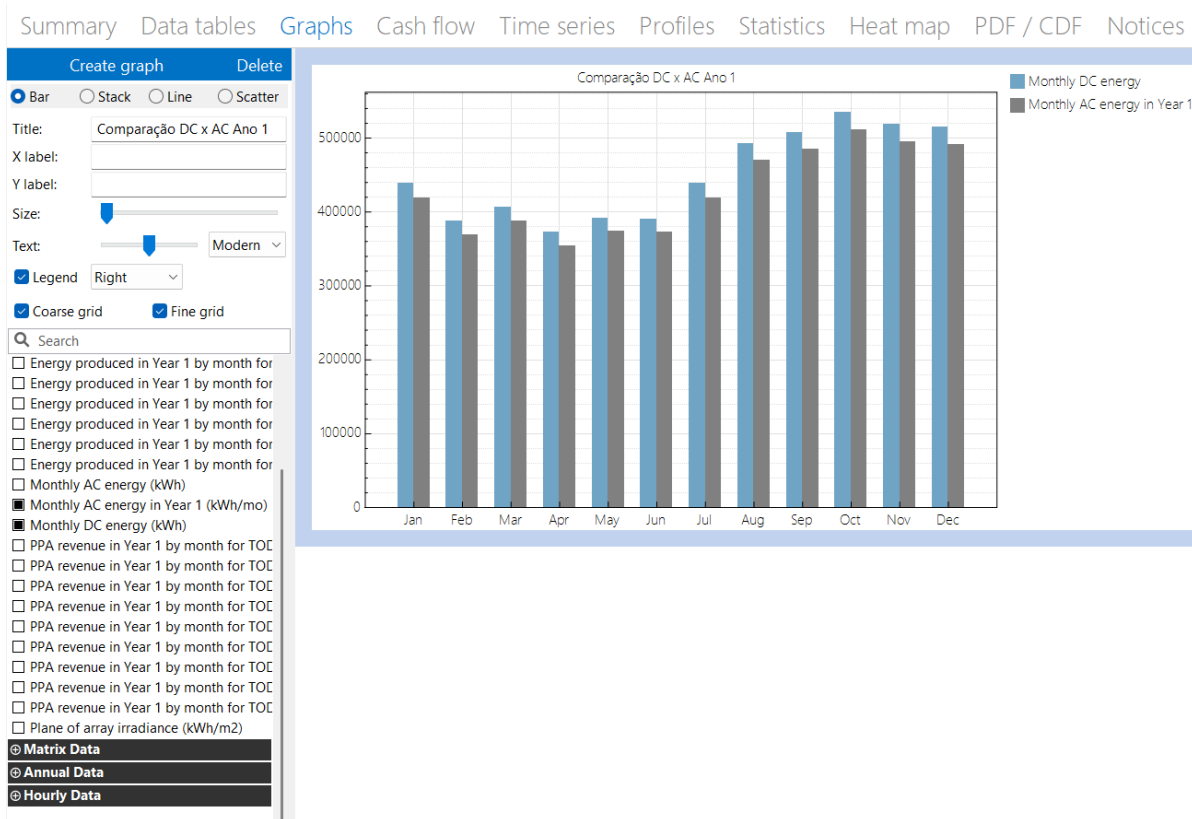


Figura 13 - Gráficos “Tailor-Made” do SAM

Fonte: SAM (2025)

Segundo Gonçalves (2023), existem 3 principais HUBs de produção de Hidrogênio em portos brasileiros: Porto do Pecém (CE), Porto de Suape (PE) e o Porto do Açu (RJ). Os três portos já firmaram memorando de entendimento com grandes empresas do cenário internacional, com a intenção inicial de exportar H2 verde como a mais nova commodity brasileira. Sendo estes locais então escolhidos para os estudos de caso deste trabalho, a partir do SAM para produção de energia através de plantas fotovoltaicas, e consequente operação de Hubs de H2 verde.

3.2 H2A (Hydrogen Analysis)

O H2A é outro sistema desenvolvido pela NREL e imprescindível para o desenvolvimento deste trabalho, uma vez que o SAM sozinho ainda não consegue simular a produção de hidrogênio verde através do processo químico da eletrólise.

O H2A é uma ferramenta utilizada pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos, segundo Alshehhi (2023) e é amplamente utilizado para estimar o Custo Nivelado do Hidrogênio (LCHOH, em inglês, Levelized Cost of Hydrogen). Diversos estudos foram

elaborados para que os dados disponíveis no H2A refletissem exatamente o que é encontrado na realidade das plantas que produzem Hidrogênio verde. Mais especificamente com tecnologia de membrana PEM temos: o relatório técnico *H2A PEM Electrolysis Case Study Documentation* (UNITED STATES, 2023), o *Program Record 19009: Hydrogen Production Cost from PEM Electrolysis – 2019* (UNITED STATES, 2020), e o estudo apresentado por James et al. (2014) na *DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Annual Merit Review*, que analisa caminhos de produção e entrega do hidrogênio por meio da eletrólise com membrana de troca de prótons (PEM), com base em dados fornecidos por fabricantes e modelagens no H2A.

Já Marzouk (2023), diz que para computarmos o LCOH, a ferramenta H2A disponibiliza 9 especificações técnicas diferentes para a produção de hidrogênio:

1. Gaseificação Central de Biomassa
2. Gaseificação Central de Carvão com Captura e Armazenamento de Carbono (CCS)
3. Eletrólise Central via Rede Elétrica (PEM)
4. Eletrólise Central via Energia Solar (PEM)
5. Eletrólise Central via Energia Eólica (PEM)
6. Eletrólise Central via Rede Elétrica (Óxido Sólido)
7. Reforma Central de Gás Natural (sem CCS)
8. Reforma Central de Gás Natural com Captura e Armazenamento de Carbono (CCS)
9. Tecnologia definida pelo usuário

Para modelar um projeto utilizando a nona especificação técnica, o usuário tem de prover todas as informações sobre a tecnologia analisada. O modelo utilizado neste trabalho será o: 4. Eletrólise Central via Energia Solar. Importante frisar que energia solar neste trabalho se refere à energia fotovoltaica, não solar concentrada.

É possível observar na figura 13 como podemos utilizar a planilha disponível no H2A. O modelo consiste em dois tipos de parâmetros, que são diferenciados por duas cores: azul e laranja. As células azuis apresentam dados padrão, gerados automaticamente pelo software, enquanto as células laranjas são ajustáveis pelo usuário.

H2A Hydrogen Production Cash Flow Analysis Tool v3.2018

Central Hydrogen Production - Current Timeframe View Description

Table of Contents

View and edit project information Project Info Real Levelized Values (per kg H2)

	Cost of Hydrogen	\$2,52
State Taxes (%)	0,0%	<input checked="" type="checkbox"/> H2A default
Federal Taxes (%)	34,0%	<input checked="" type="checkbox"/> H2A default
Total Tax Rate (%)	34,00%	
WORKING CAPITAL (% of yearly change in operating costs)	15%	<input checked="" type="checkbox"/> H2A default

Energy Feedstocks, Utilities, and Byproducts

Select the Price Table to Use

AEO_2017_Reference_Case

Select the Use

utility

Select the Feed Type

Industrial Electricity

Enter usage in kWh

	Industrial Electricity	
Price Conversion Factor (GJ/kWh)	0,0036	
Price in Startup Year (\$2016)/kWh	Use H2A defaults \$0,01	OR Use Cost Tables
Usage (kWh/kg H2)	55,5	
Cost in Startup Year	\$696.858	
Lookup Prices	no	

To use a new feedstock, utility or byproduct, select the price table and product from the dropdown lists and enter the usage (or byproduct) amount. Click the "Add" button to add the product to the "In Use" list. Important; only materials on the "In Use" list will be used in H2A calculations. To delete materials from the list, click the "Delete" button

Add Delete

Energy feedstocks, utilities, and byproducts currently in use

> Title Description ProcessFlow **Input Sheet Template** Replacement Costs Capital Costs Plant Scaling

Figura 14 - Planilha H2A para Produção de Hidrogênio Verde

Fonte: H2A (2025)

Para realizar a integração dos softwares SAM e H2A é necessário incluir o perfil horário de energia gerada pela planta fotovoltaica, assim como o preço específico por kWh de energia (USD/kWh) e o fator de capacidade do sistema fotovoltaico e de eletrólise da água, considerando a intermitência e eficiência no consumo elétrico.

Alguns dados de entrada do H2A para a integração ser bem-sucedida são:

- o consumo específico de energia do eletrolisador PEM (kWh/kgH₂);
- a taxa de produção diária de hidrogênio;
- a vida útil do projeto;
- o CAPEX do sistema fotovoltaico gerado pelo SAM;
- custo dos eletrolisadores;
- custos de armazenamento do hidrogênio;
- custo de eletricidade;
- custo de manutenção e operação da planta;
- custo de mão de obra;
- taxa de juros federais e estaduais, dentre outros.

Como já descrevemos neste trabalho, existem dois tipos de parâmetros utilizados no H2A, separados em células azuis (dados gerados automaticamente) e laranjas (dados inseridos pelo usuário). Os dados em azul, conforme descrito pelo próprio sistema, são baseados em informações de KIC (Key Industrial Collaborators), ou colaboradores chave da indústria, em português, que já produzem hidrogênio verde, pela eletrólise da água utilizando células PEM.

Após incluirmos os dados de entrada no H2A e rodarmos a simulação, na aba de resultados, encontraremos o LCOH. Segundo Marzouk (2023), o Custo Nivelado de Hidrogênio (LCOH, sigla em inglês) pode ser calculado pela equação (2), abaixo:

$$LCOH = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^T A_t / (1+i)^t}{\sum_{t=1}^T M_t / (1+i)^t} \quad (2)$$

Onde:

- I_0 = CAPEX
- A_T = OPEX
- i = Taxa de desconto, pelo tempo t
- M_t = Massa de hidrogênio produzida anualmente.

O modelo considera fatores como impostos, depreciação e financiamento para um cálculo mais preciso. O cálculo de CAPEX e OPEX também é possível de ser analisado pela planilha do H2A, assim como a taxa de desconto empregada e a receita gerada com a quantidade de hidrogênio produzida anualmente. É possível, por exemplo, analisar o Fluxo de Caixa da operação da planta, conforme figura 15:

63 CASH FLOW ANALYSIS									
Actual Year (beginning of year)	Analysis Year	Operation Year	Plant Life	Inflation Price Increase Factor	Revenue from Hydrogen Sales	Portion of Initial Depreciable Capital Investment Financed with Debt (value ONLY used in debt financing)	Initial Equity Depreciable Capital	Yearly Replacemen	
2011	1	-4	-4		0.823	\$0			
2012	2	-3	-3		0.854	\$0	(\$6,402,403)	(\$4,321,602)	
2013	3	-2	-2		0.907	\$0			
2014	4	-1	-1		0.952	\$0			
2015	5	1	1		1.000	\$3,013,960			
2016	6	2	2		1.050	\$6,329,316			
2017	7	3	3		1.103	\$6,645,781			
2018	8	4	4		1.158	\$6,978,070			
2019	9	5	5		1.216	\$7,326,974			
2020	10	6	6		1.276	\$7,693,323			
2021	11	7	7		1.340	\$8,077,989			
2022	12	8	8		1.407	\$8,481,888			
2023	13	9	9		1.477	\$8,905,983			
2024	14	10	10		1.551	\$9,351,282			
2025	15	11	11		1.629	\$9,818,846			
2026	16	12	12		1.710	\$10,309,788			
2027	17	13	13		1.796	\$10,825,278			
2028	18	14	14		1.886	\$11,365,641			
2029	19	15	15		1.980	\$11,934,868			
2030	20	16	16		2.079	\$12,531,612			
2031	21	17	17		2.183	\$13,158,193			
2032	22	18	18		2.292	\$13,816,102			
2033	23	19	19		2.407	\$14,506,907			
2034	24	20	20		2.527	\$15,232,283			
2035	25	21	21		2.653	\$15,993,865			

Figura 15 - Análise de Fluxo de Caixa H2A

Fonte: H2A (2025)

Além da estimativa do Custo Nivelado do Hidrogênio (LCOH) e do fluxo de caixa do projeto, o modelo H2A também fornece uma análise de sensibilidade detalhada, permitindo avaliar o impacto de variáveis críticas, como o custo da energia elétrica, a escala da planta e a eficiência do sistema de eletrólise, sobre os resultados econômicos. Essa análise é apresentada por meio de gráficos em tornado, que destacam visualmente os fatores com maior influência no LCOH. Adicionalmente, o H2A gera uma análise de risco automatizada, baseada em simulações probabilísticas, que estima a variação do LCOH diante de incertezas nos parâmetros de entrada.

Essas funcionalidades do H2A proporcionam subsídios quantitativos robustos para apoiar a formulação de estratégias de incentivo à cadeia de valor do hidrogênio verde, conforme deixa claro Alshehhi (2023), além de oferecer suporte técnico à tomada de decisão de investidores, formuladores de políticas públicas e agentes do setor energético.

Ressalta-se que os dados de entrada utilizados neste estudo foram cuidadosamente adaptados à realidade brasileira, com ênfase em cenários representativos de produção em larga escala a partir de fonte renovável solar. Essa abordagem visa analisar a viabilidade econômica e competitividade do hidrogênio verde no contexto nacional, contribuindo para o debate sobre sua inserção na matriz energética do país.

3.3 Rotas tecnológicas

Conforme citado anteriormente, este trabalho buscará ater-se à produção de Hidrogênio Verde no Brasil e seus derivados, como amônia verde. Porém, não focará em outras rotas tecnológicas como a produção do Hidrogênio Azul, ou Rosa, vistos com bons olhos pelo Ministério de Minas e Energia Nacional, conforme citado no Programa Nacional de Hidrogênio (2022). O H₂ verde é produzido a partir da eletrólise da água, que tem de ter como fonte geradora algum tipo de energia que não emita gases do efeito estufa, como energia eólica, solar ou hidroelétrica.

Deste modo, nesta seção é apresentada parte da metodologia, que visa criar diferentes cenários possíveis para produção de H₂ verde a partir de diferentes fontes renováveis, e localidades.

Os filtros são escolhidos baseados em potenciais de geração para as fontes analisadas a partir da literatura atual, não cabendo a este estudo identificar as melhores localidades, e sim simular em localidades onde reconhecidamente é possível produzir H₂ verde, como os HUBS de produção existentes em portos brasileiros.

3.4 Sinergia ou Conflitos: Marco regulatório e Viabilidade econômica

Analisamos também, se há sinergias ou conflitos entre o marco regulatório e as rotas tecnológicas no Brasil. A partir dos resultados gerados de VPL (valor presente líquido) e projeções de despesas/receitas, informadas pelo sistema SAM e H₂A, aplicaremos os incentivos propostos pelo governo federal, para medir o impacto. Se for positivo, haverá sinergia. Sendo negativo serão conflitantes.

Importante pontuar que os incentivos propostos pelo governo federal são incentivos fiscais para comercialização de hidrogênio de baixa emissão de carbono e seus produtos derivados, ou seja, reduzirão a carga tributária federal que incidirá sobre estes produtos. Hoje, os principais impostos federais no Brasil são: Imposto de renda (IR), pessoa física ou jurídica, IPI (imposto sobre produtos industrializados), COFINS (Contribuição para o financiamento da Seguridade Social), PIS (Programa de Integração Social), CSLL (Contribuição Social sobre o Lucro Líquido), Imposto de Importação (II), Imposto de Exportação (IE), IOF (Imposto sobre operações financeiras), dentre outros.

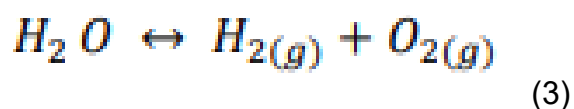
As alíquotas incidentes variam de acordo com diferentes leis, que regulamentam cada imposto, porém segundo Santiago (2005), quando analisamos a pessoa jurídica, o total de impostos federais incidentes sobre o lucro líquido será de até 34% (25% de IRPJ + 9% de CSLL). Utilizaremos esta alíquota para analisar o impacto das medidas de incentivo à produção de H₂ de baixa emissão de carbono no Brasil.

Além do IRPJ e CSLL, analisaremos o impacto do incentivo no Imposto de Importação, para compra de materiais imprescindíveis para produção de Hidrogênio Verde, pela eletrólise, como é o caso dos eletrolisadores. Atualmente, a alíquota do II varia de acordo com a TIPI (Tabela de Incidência do Imposto sobre Produtos Industrializados). A TIPI não prevê diretamente alíquotas para a importação de eletrolisadores, uma vez que sua comercialização ainda não possui grande escala internacional. Entretanto, a membrana de plástico semipermeável utilizada em células de eletrólise é taxada em 9,75%, conforme demonstra TIPI em sua seção VII, “plástico e suas obras; borracha e suas obras”, com NCM (Nomenclatura Comum do Mercosul): 3921.90.13. Aplicaremos esta taxa para análise dos impactos da legislação na produção de Hidrogênio Verde no Brasil, sendo 9,75% no CAPEX e 34% no lucro gerado pelo projeto.

3.5 Estudos de caso

3.5.1 Produção de Hidrogênio Verde no Complexo Industrial e Portuário do Pecém – Ceará

O processo para produção de Hidrogênio Verde a partir da eletrólise utilizando energia fotovoltaica é uma das formas mais promissoras para a transição energética, pois não emite CO₂, já que a fonte para gerar energia elétrica é renovável. A eletrólise caracteriza-se por um processo eletroquímico onde se aplica uma diferença de potencial elétrico a dois ou mais eletrodos em solução com eletrólitos condutores. Com a passagem da corrente elétrica, existe um fluxo de elétrons que migram do anodo para o catodo. Este processo físico-químico gera bolhas de hidrogênio e oxigênio e podem ser usados separadamente ou em conjunto (HACHA,2016). A reação global da eletrólise na água é apresentada na equação (3).



Normalmente, o hidrogênio produzido através da eletrólise na água é armazenado em células combustíveis, devido a sua alta pureza e eficiência na conversão eletroquímica. Os eletrolisadores de membrana de troca de prótons (PEM) apresentam eficiência de até 86%, dependendo do tipo e das condições operacionais, como temperatura e corrente aplicada, segundo Muhammad et al., 2024. No que diz respeito à eficiência dos sistemas fotovoltaicos, as tecnologias mais recentes baseadas em silício monocristalino ou perovskitas já atingem eficiências laboratoriais acima de 25%, enquanto sistemas comerciais no Brasil operam tipicamente entre 17% e 20% (IEA, 2024). A integração entre geração solar e eletrólise pode alcançar eficiências de conversão solar para hidrogênio, superiores a 20% em ambientes otimizados, segundo Chandrasekar et al 2022, embora desafios persistam quanto à intermitência da energia solar e ao custo dos materiais.

Como mencionado, este projeto tem como objetivo simular a produção de hidrogênio verde, a partir da eletrólise da água. Para modelagem da produção de hidrogênio, através da geração de energia elétrica fotovoltaica, utilizaremos o System Advisor Model (SAM) e o Hydrogen Analysis (H2A), ambos sistemas desenvolvidos pelo National Renewable Energy Laboratory (NREL).

Segundo De Almeida et al (2023), o Complexo Industrial e Portuário do Pecém (CIPP), possui algumas vantagens estratégicas para a produção de hidrogênio verde em larga escala. Primeiramente, o CIPP está localizado no estado do Ceará que possui mais de 50% de sua energia elétrica proveniente de parques eólicos e fotovoltaicos. Além disso o Hub possui infraestrutura portuária e elétrica robusta, rede de gás estabelecida e benefícios fiscais conferidos a Zona de Processamento de Exportação (ZPE). Conforme demonstrado pela Figura 16, abaixo.



Figura 16 - Hub de Hidrogênio Verde – CIPP

Fonte: Governo do Ceará (2021) ([Complexo do Pecém e White Martins assinam Memorando de Entendimento para implantação do HUB de Hidrogênio Verde no Ceará - Governo do Estado do Ceará](#))

Empresas dos setores de aço, fertilizantes, cimento e mineração situadas na ZPE podem ser consumidoras diretas do hidrogênio produzido no CIPP, o que reduz significativamente os riscos logísticos e os custos associados ao seu transporte. Além disso, o Porto do Pecém está localizado estrategicamente próximo a possíveis mercados consumidores, como a Europa, os Estados Unidos e o norte da África, potencializando ainda mais a viabilidade econômica da produção local de hidrogênio verde. Nesse contexto, destaca-se a inauguração da primeira usina piloto de hidrogênio verde do estado do Ceará, instalada pela empresa EDP no CIPP. O empreendimento, inaugurado em dezembro de 2023, recebeu um investimento de R\$ 41 milhões e compreende uma planta solar com

capacidade de 3 MW, além de um eletrolisador de última geração capaz de produzir 250 Nm³/h de hidrogênio verde (REVISTA O EMPREITEIRO, 2023).

Ou seja, a planta desenvolvida pela EDP para produção de hidrogênio verde, pode gerar 22,475 kg/h. Segundo o Global Hydrogen Review 2024, emitido pela IEA, o poder calorífico do H₂ é de 39,4 kWh/kg, ou seja, a planta da EDP poderá gerar até 885,5 kWh/h de energia. Como declarado no BEN (Balanço Energético Nacional) da EPE (Empresa de Pesquisa Energética) em 2024, o consumo médio de uma casa brasileira é de 160 kWh/mês (ou 5,3 kWh/dia). Então a planta de H₂ verde da EDP poderia abastecer 167 casas por dia, no Ceará. Este estudo vai utilizar os dados divulgados pela EDP aos meios de comunicação tradicionais, citados anteriormente. Apesar das tentativas, não foi possível conseguir informações detalhadas da produção efetiva de hidrogênio verde no CIPP, visto que a empresa privada não disponibilizou acesso aos detalhes da produção.

3.5.2 Produção de Hidrogênio Verde no Complexo Portuário de Suape – Pernambuco

O segundo estudo de caso deste trabalho abordará a viabilidade técnico-econômica para a produção de Hidrogênio Verde no Complexo Portuário de Suape, em Pernambuco, utilizando energia solar fotovoltaica como fonte para alimentar os eletrolisadores, de forma semelhante ao modelo adotado no CIPP, no Ceará.

Atualmente, existem diversos projetos de produção de energia solar no Pernambuco, principalmente pela região apresentar índices médios de irradiação solar entre 5,4 e 5,9 kWh/m² dia, especialmente na zona da mata sul e agreste pernambucano, regiões de onde virá a energia para a planta instalada no entorno do Porto de Suape (Leal, 2023), simulada por esta dissertação. Esta fonte renovável viabiliza uma produção limpa e contínua, adequada à demanda energética da eletrólise da água.

O projeto-piloto do Hub de Hidrogênio Verde de Suape está sendo coordenado pelo Governo de Pernambuco em parceria com a Qair Brasil, o SENAI/CIMATEC e a administração portuária. Conforme relatado por Carvalho (2024), a planta contará com uma usina solar de 3 MW e um eletrolisador PEM com capacidade nominal de produção de 300 Nm³/h de hidrogênio, o que representa uma produção teórica de 26,97 kg/h. Com base no poder calorífico do H₂ (39,4 kWh/kg), estima-se que a planta possa gerar até 1.063 kWh/h de energia equivalente.

A estrutura de Suape apresenta vantagens competitivas, como logística portuária consolidada, zoneamento industrial planejado e proximidade com mercados consumidores

e exportadores. Como destacado por Silva et al. (2024), o Porto está sendo adaptado para operar com terminais dedicados a combustíveis alternativos, como a amônia verde, que poderá ser produzida a partir do hidrogênio verde localmente. A figura 17 deixa claro como está estruturado o Porto de Suape é composta para atender a demanda projetada.



Figura 17 - Complexo Portuário de Suape

Fonte: [Porto de Suape anuncia parceria com o Reino Unido para projeto de incentivo ao hidrogênio verde - Tratamento de Água](#) (acessado em 24/07/25)

Além disso, Pernambuco foi incluído no programa federal “Rotas da Descarbonização”, conferindo incentivos regulatórios para atrair investimentos em infraestrutura verde (Lima, 2023). A modelagem computacional deste estudo de caso também utilizará os sistemas SAM e H2A, nos mesmos parâmetros aplicados ao projeto do Pecém, ajustando apenas as variáveis climáticas e os custos regionais de operação.

3.5.3 Produção de Hidrogênio Verde no Porto do Açu – Rio de Janeiro

O terceiro estudo de caso analisado neste trabalho contempla o projeto de hidrogênio verde produzido no Porto do Açu, situado no município de São João da Barra, norte do estado do Rio de Janeiro. Conforme relatório da Prumo Logística (2023), o Porto do açu, possui área total superior a 130km² tornando-se assim, o maior empreendimento portuário

privado da América Latina. Combinando infraestrutura portuária e área industrial, o que o qualifica como uma plataforma ideal para projetos de energia renovável e produção de hidrogênio verde em escala global. A figura 18 traz um bom exemplo da estruturação planejada para atender a demanda projetada.



Figura 18 – Porto do Açu, Rio de Janeiro

Fonte: [AZPE do Açu | codinrio](#), (acessado em 24/07/25)

O grande diferencial estratégico do Açu está na proximidade de áreas de alta incidência solar e ventos fortes, permitindo a integração com parques eólicos offshore, o que deixa de ser uma tendência e passa a ser uma grande realidade, conforme divulgado pelo Governo Federal (2025) em seu site, pelo link: [Ibama emite 1ª licença prévia para projeto eólico offshore no Brasil — Ibama](#) (acessado 23/07/25), o IBAMA emitiu a primeira licença para um projeto eólico offshore no Brasil, em 24/06/25: “trata-se do Sítio de Testes de Aerogeradores Offshore, que será implantado no litoral do município de Areia Branca, no Rio Grande do Norte, com capacidade instalada de até 24,5 MW.” Além disso o complexo também está próximo a centro de pesquisa e inovação como a UENF (Universidade Estadual do Norte Fluminense) e o LabH2 da UFRJ.

Diferentemente dos dois demais portos analisados por este trabalho, o Açu ainda não possui um projeto definido para instalação de eletrolisadores a base de produção de energia solar, porém o braço da australiana Fortescue Metals Group, firmou em 2021 um

Memorando de Entendimento (MoU) com a Prumo Logística, controladora do Porto do Açú, para desenvolver um projeto integrado de produção de hidrogênio e amônia verde. O acordo prevê o uso de energia 100% renovável, podendo ser solar e/ou eólica, para alimentar eletrolisadores de grande escala, visando não apenas o abastecimento da indústria nacional, mas sobretudo a exportação de amônia verde para mercados como Europa e Ásia. Segundo estimativas divulgadas pela Prumo e confirmadas pela FFI (Fortescue Future Industries) em evento na COP26, o projeto poderá alcançar capacidade de produção anual da ordem de centenas de milhares de toneladas, escalonada por fases a partir de 2026 (Prumo, 2022; Valor Econômico, 2022).

Apesar de ainda estar em fase de estudos técnicos e licenciamentos ambientais, o projeto da FFI no Açú é considerado um dos mais estratégicos do hemisfério sul, segundo a Agência Internacional de Energia (IEA, 2023). Isso se deve à combinação de fatores estruturais do Porto do Açú: extensa área industrial integrada (mais de 90 km² disponíveis), acesso a linhas de transmissão em 500 kV, conexão logística rododiferroviária e marítima, proximidade de zonas de alta irradiação solar (5,5 a 6,0 kWh/m².dia) e excelente regime de ventos para eólicas offshore. Além disso, o porto está incluído na Rota Estratégica do Hidrogênio da EPE (Empresa de Pesquisa Energética) como um dos hubs prioritários para desenvolvimento da economia do hidrogênio no Brasil.

Para melhor apresentação da análise comparativa nos três principais hubs brasileiros de hidrogênio verde, analisados por este trabalho, foi desenvolvida a tabela 3 abaixo:

Tabela 3 - Análise comparativa - 3 Hubs de produção de Hidrogênio Verde no Brasil

Fonte: autoral

Hub de Produção	Capacidade da Planta Solar (MW)	Infraestrutura Portuária	Parcerias Estratégicas	Status do Projeto
CIPP - Pecém (CE)	3	Terminal multipropósito, ZPE, interligação ferroviária	EDP, Governo do Ceará	Operacional desde 2023
Suape (PE)	3	Terminal de granéis, líquidos, ZPE, logística consolidada	Qair Brasil, Governo PE, SENAI/CIMATEC	Em construção (previsto para 2025)
Porto do Açú (RJ)	a definir	Maior porto privado da AL, ligação com rede elétrica e gás natural	Fortescue, Prumo Logística	Em fase de estudos iniciais

Este trabalho modelará uma planta de produção de Hidrogênio Verde no Porto do Açú, utilizando como base uma usina fotovoltaica com capacidade instalada de 3 MW. A adoção

desse parâmetro visa padronizar as simulações energéticas e produtivas entre os três hubs analisados nesta dissertação, Pecém (CE), Suape (PE) e Açú (RJ), permitindo uma comparação equitativa quanto à eficiência técnica, viabilidade econômica e potencial de integração logística de cada local.

4. RESULTADOS

4.1 Estudo de caso 1: Porto do Pecém – CE

4.1.1 SAM

Para modelar a geração fotovoltaica no SAM, precisamos utilizar os dados meteorológicos confiáveis, tais como os desenvolvidos pelo projeto SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assesment). Como esclarece Martins et al (2005), o Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos (CPTEC/INPE), por meio da Divisão de Clima e Meio Ambiente (DMA) é responsável pela coordenação das atividades do projeto para o Brasil e para a América Latina. O SWERA é uma fonte confiável para obtermos mapas de irradiação solar para o território brasileiro.

Para analisarmos a irradiação incidente no Porto do Pecém, localizamos uma base de dados confiável, do SWERA, no município de São Gonçalo do Amarante, onde está localizado o Complexo Industrial.

Utilizamos o modelo PVWatts, pois conforme descreve o próprio SAM (2024) e como já foi citado por este trabalho, este modelo possibilita analisar o projeto, mesmo que ainda não se tenha todas as informações necessárias sobre o tipo de equipamento utilizado no sistema, como a marca do painel fotovoltaico ou o modelo de inversor utilizado. Como os projetos desenvolvidos no Hub do Pecém são de empresas privadas, não conseguimos acesso às informações mais detalhadas, como o equipamento utilizado, ou layout das placas fotovoltaicas. No entanto, com o modelo PVWatts é possível escolher dentre 3 tipos de módulo, conforme tabela 4, abaixo:

Tabela 4 - Tipos de módulos disponíveis no programa SAM

Fonte (SAM 2025)

Module Type	Approximate Nominal Efficiency	Module Cover	Temperature Coefficient of Power	Fill Factor (for self-shading)
Standard (crystalline Silicon)	19%	Anti-reflective glass	-0.37 %/°C	77.8%
Premium (crystalline Silicon)	21%	Anti-reflective glass	-0.35 %/°C	78.0%
Thin film	18%	Anti-reflective glass	-0.32 %/°C	77.7%

Assim como podemos inserir outros parâmetros do sistema como a capacidade de geração em kW, a eficiência dos inversores e o tipo de módulo fotovoltaico utilizado para captação da energia solar. A capacidade nominal escolhida por este trabalho para o sistema fotovoltaico é de 3MW e o módulo premium o escolhido para nossa modelagem, pois como demonstra a tabela 4, ele apresenta melhor eficiência nominal.

Outros dados de entrada necessários para o sistema fotovoltaico no SAM são:

- a inclinação dos módulos,
- o azimute
- o tipo de fixação em que serão instaladas as placas solares.

Dentre os tipos de fixação, escolhemos os racks fixos em ambientes abertos, com módulos bifaciais, pois conforme descreve o próprio “help” do SAM, é a fixação mais apropriada para sistemas fotovoltaicos montados no solo, com circulação livre de ar pelos módulos, ajudando a refrigerar e reduzir a temperatura de operação do sistema. Segundo Andrade (2007), o sistema produz melhores resultados, conforme a temperatura dos módulos diminui, a uma determinada irradiação solar. Ou seja, o sistema fotovoltaico não gosta de altas temperaturas, mas sim de altos níveis de irradiação incidindo sobre os módulos. Inclusive Andrade (2007) conclui que a temperatura influencia muito na curva característica de módulos fotovoltaicos e que altas temperaturas tem influência muito maior em módulos com células com características diferentes, do que em módulos com células de mesma característica, como é o caso do sistema proposto por este trabalho.

Para modulação do sistema fotovoltaico no SAM escolhemos um ângulo de 3° de inclinação das placas solares e um azimute de 0°. Outros dados de entrada necessários para nosso sistema de geração elétrica fotovoltaico foram a eficiência do inversor e as

perdas do sistema. Segundo Silva *et al* (2018), os inversores têm o papel de converter a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos de tensão contínua em tensão alternada, utilizada por equipamentos eletrodomésticos por exemplo e sua eficiência média no Brasil é de aproximadamente 96%, sendo considerados inversores de baixa eficiência os que possuem eficiência inferior a 90%. Conforme ilustrado na Figura 19, que apresenta um exemplo com um inversor de 650 W, observa-se que a eficiência máxima de um inversor não ocorre necessariamente quando ele opera em sua potência máxima. Isso significa que, para garantir o melhor aproveitamento energético, é recomendável que os sistemas fotovoltaicos sejam projetados de forma que a potência máxima do gerador (painéis) seja ligeiramente inferior à potência nominal do inversor. Essa prática permite que o equipamento opere próximo de seu ponto de maior eficiência durante a maior parte do tempo.

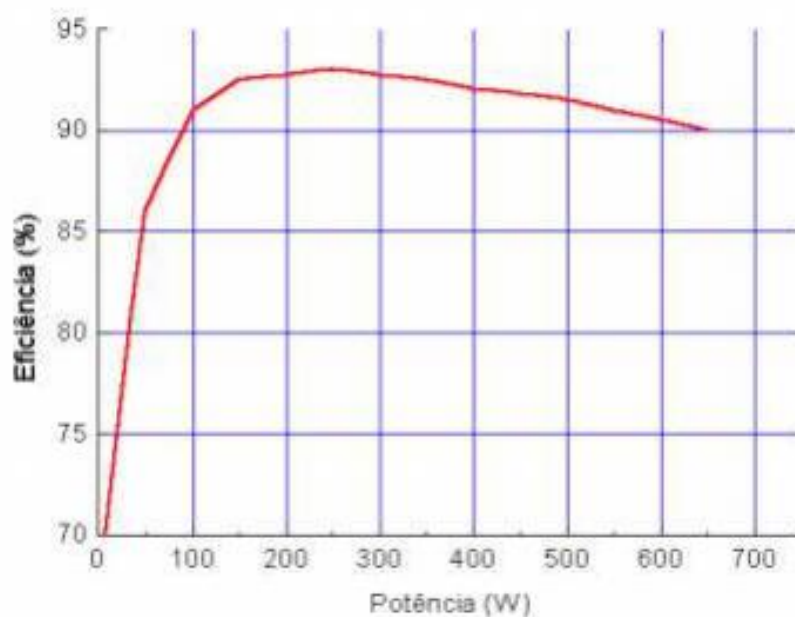


Figura 19 - Eficiência do inversor

Fonte: Silva *et al* (2018)

Quando analisamos o dado de entrada necessário para as perdas do nosso sistema fotovoltaico, o software SAM pede um percentual médio de perdas para todo o sistema e o distribui em alguns parâmetros como: sombreamento, *mismatch*, sujeiras, fiação, neve, conexões, degradação de luz incidente, eficiência, degradação do aparelho etc. Conforme Silva *et al* (2018), os fatores que mais geram perdas nos sistemas fotovoltaicos brasileiros hoje em ordem decrescente são: orientação e inclinação dos módulos de forma equivocada,

sombreamento e sombreamento parcial, acúmulo de sujeira, temperaturas elevadas, *mismatch*, degradação e células rachadas. Para o sistema modulado por este trabalho, desconsideraremos perdas por neve e degradação, no SAM, pois assumiremos que se trata de um sistema totalmente novo e no Ceará não temos casos de neve, por enquanto. A perda total do sistema considerada por este trabalho será de 10%, sendo maior parte gerada pelo sombreamento, já que em algumas épocas do ano há incidência de chuvas fortes na região e alguma perda por sujeira também será considerada, assim como outras em percentuais menores.

Após a inclusão destes dados de entrada, o SAM já é capaz de fornecer uma área total estimada, aonde os módulos fotovoltaicos serão instalados. Para nosso sistema fotovoltaico precisamos de uma área de 15.790 m², segundo o SAM. Esta área está disponível no CIPP, conforme mapa disponibilizado pela Secretaria de Infraestrutura do estado do Ceará, apresentado no [Plano Diretor](#) (Gov. do Ceará, 2024), onde afirma que somente o setor IV do CIPP, destinado a área industrial, possui 5.250ha, ou seja, mais de 5 milhões de m² disponíveis.

Para geração de Hidrogênio Verde pelo sistema fotovoltaico desconsideraremos a necessidade de armazenamento de bateria, pois toda a energia gerada será utilizada no processo de eletrólise da água, que é ultraeletrodependente, como já citado neste trabalho. Consideraremos uma degradação anual de 0,5% de todo o sistema, valor em linha com a literatura científica, Jordan & Kurtz (2013). Também desconsideraremos qualquer retorno de energia para a rede, pois o objetivo deste trabalho é utilizar integralmente a energia gerada pelo sistema fotovoltaico, no processo de eletrólise da água.

Após inserir todos os dados de entrada necessários para realizar a modelagem pelo SAM, a simulação gerou resultados de performance e financeiros. Como resultados de performance podemos destacar que a produção mensal de energia elétrica fotovoltaica seria capaz de gerar mais de 8.000 kg de H₂ verde mensalmente, quando utilizamos a conversão de 1kg para 55 kWh, fornecida por Xavier (2023), pois como demonstra a figura 20, a produção mensal ultrapassou os 440.000 kWh em média, chegando a 535.257 kWh em outubro.

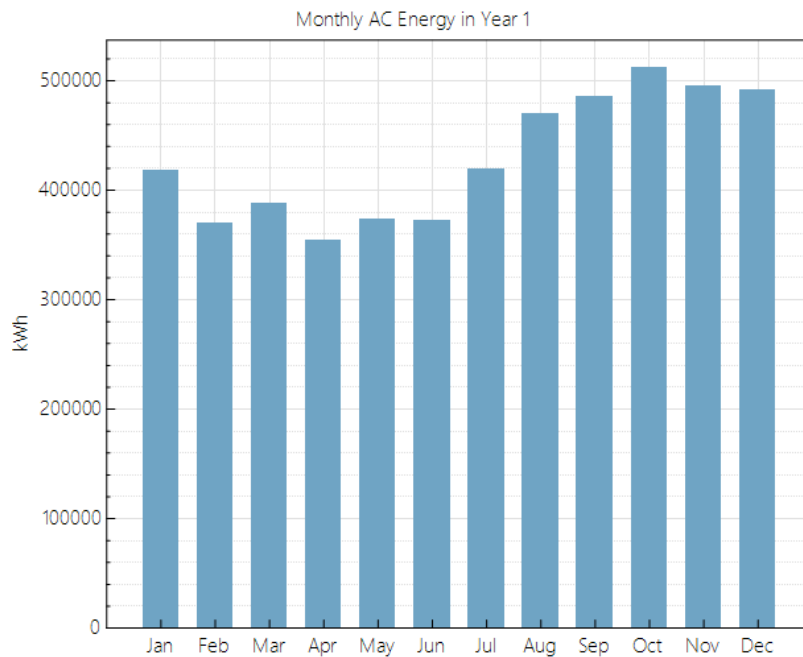


Figura 20 - Geração de Energia Mensal

Fonte: SAM (2025)

Importante ressaltar que segundo Moura et al (2015) a estação chuvosa em Fortaleza, e no Ceará como um todo, começa em fevereiro e vai até julho. De agosto a dezembro é considerado o período seco na região. Conforme demonstrado na figura 20, no segundo semestre estão as maiores marcas registradas de eletricidade gerada pelo sistema fotovoltaico, como consequência da baixa nebulosidade encontrada durante esta época do ano.

A Figura 21 traz o perfil horário de geração de energia fotovoltaica, que também é disponibilizado e pode ser exportado em uma planilha elaborada pelo SAM. A figura evidencia que o segundo semestre do ano apresenta as condições mais favoráveis para a geração de corrente alternada a partir da radiação solar incidente. Esse período, caracterizado por menor nebulosidade e baixa ocorrência de chuvas, permite uma maior captação de energia solar. Conseqüentemente, isso se traduz em um aumento da disponibilidade energética e, no contexto deste estudo, em uma maior eficiência na produção de hidrogênio verde por meio do processo de eletrólise.

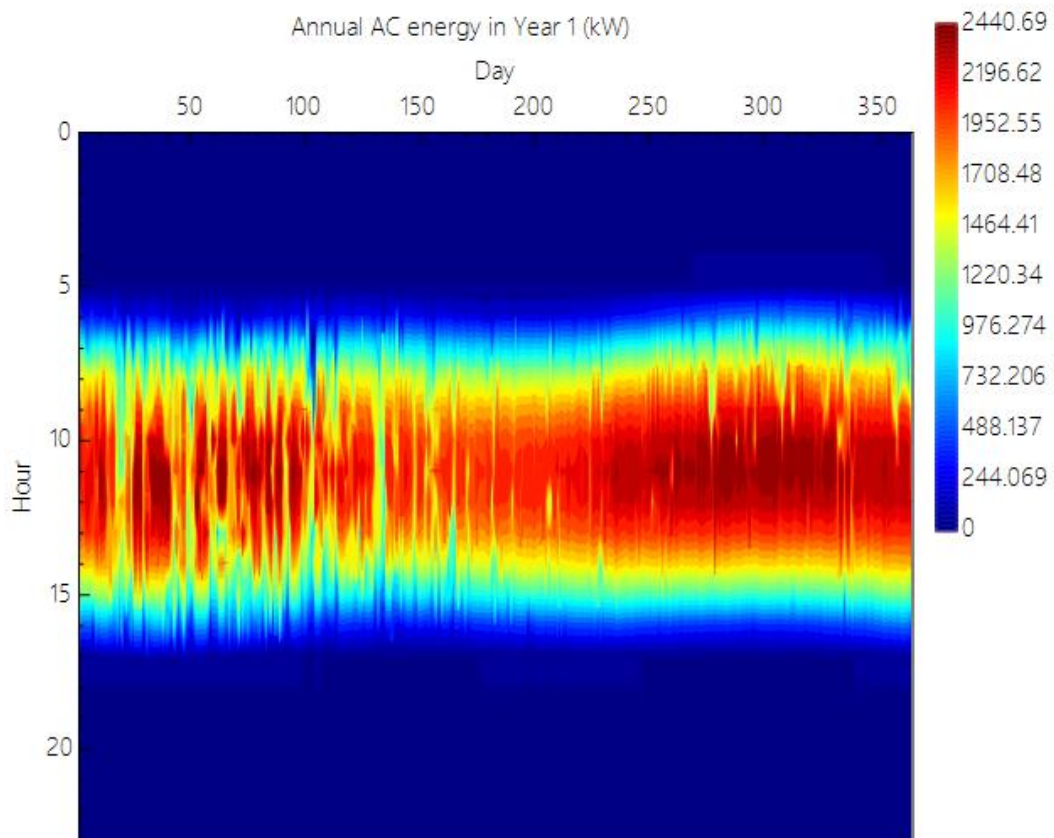


Figura 21 – Geração de Corrente Alternada

Fonte: SAM

Além do gráfico trazido na figura 21, é possível analisar diversos outros resultados, através de gráficos “tailor made”, no SAM. Na aba “Time Series”, por exemplo, podemos comparar gráficos de geração de energia alternada e a temperatura incidente, no mesmo momento em que olhamos o albedo, como demonstrado pela figura 22, abaixo.

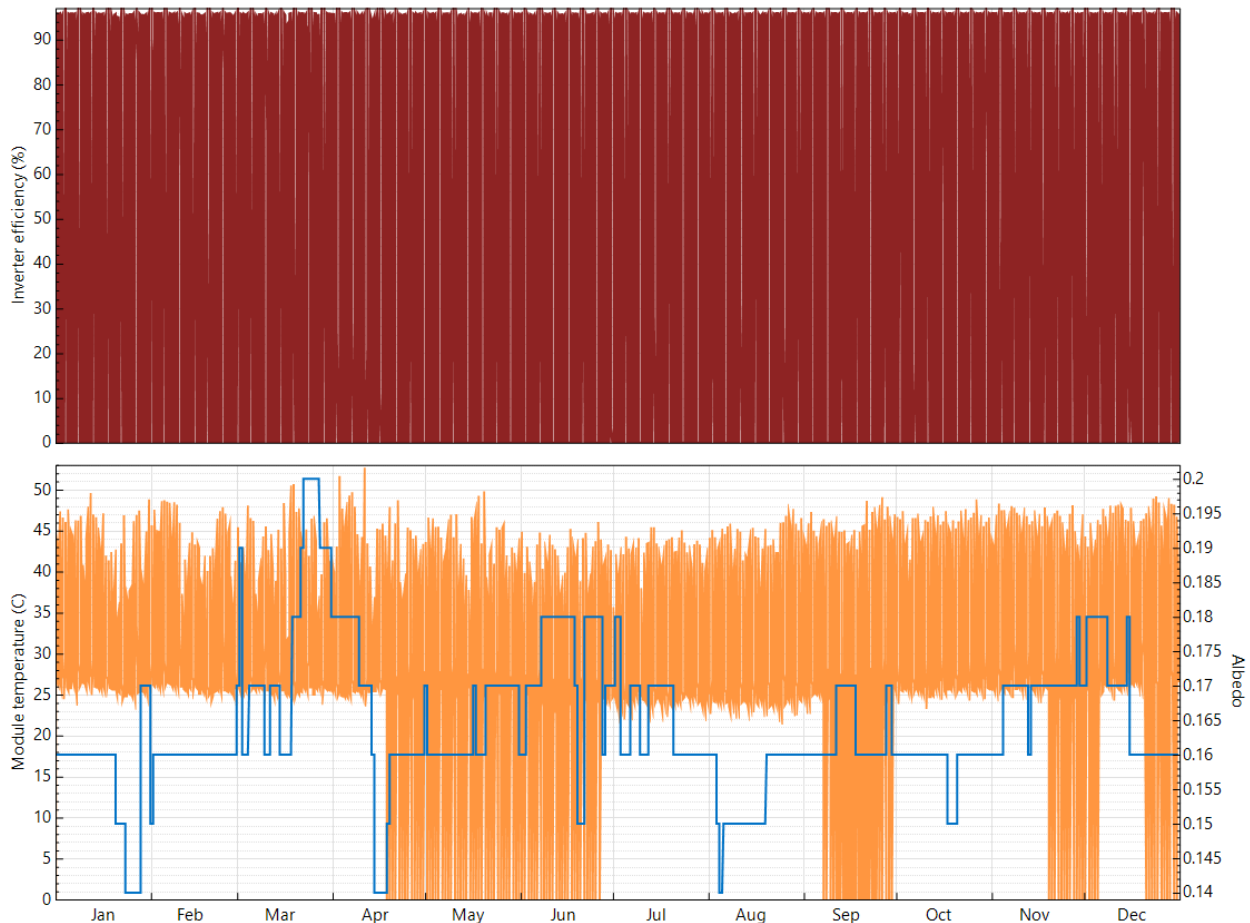


Figura 22 - Eficiência dos Inversores x Temperatura do Módulo e Albedo

Fonte: SAM 2025

O albedo é definido como a razão entre a radiação solar refletida por uma superfície e a radiação total incidente. Ou seja, quanto mais próximo de 1, maior é a radiação solar refletida pela superfície. Trata-se de um parâmetro fundamental para a modelagem de desempenho de sistemas fotovoltaicos, especialmente em configurações bifaciais, nas quais a parte traseira dos módulos também participa da captação de energia solar, como ocorre na modelagem deste trabalho.

De acordo com Gueymard (2008), superfícies de alto albedo, como neve ou areia clara, refletem uma quantidade significativa de radiação, que pode ser aproveitada por módulos bifaciais para aumentar a geração total de energia. Assim, o albedo do entorno pode representar uma parcela adicional relevante da irradiância total captada pelo sistema fotovoltaico, influenciando diretamente na sua produtividade. Este não é exatamente o caso do albedo resultante do nosso sistema, modelado no SAM, pois como demonstrado pela figura 22, o albedo máximo encontrado foi de 0,2, o que é bem abaixo do albedo médio da

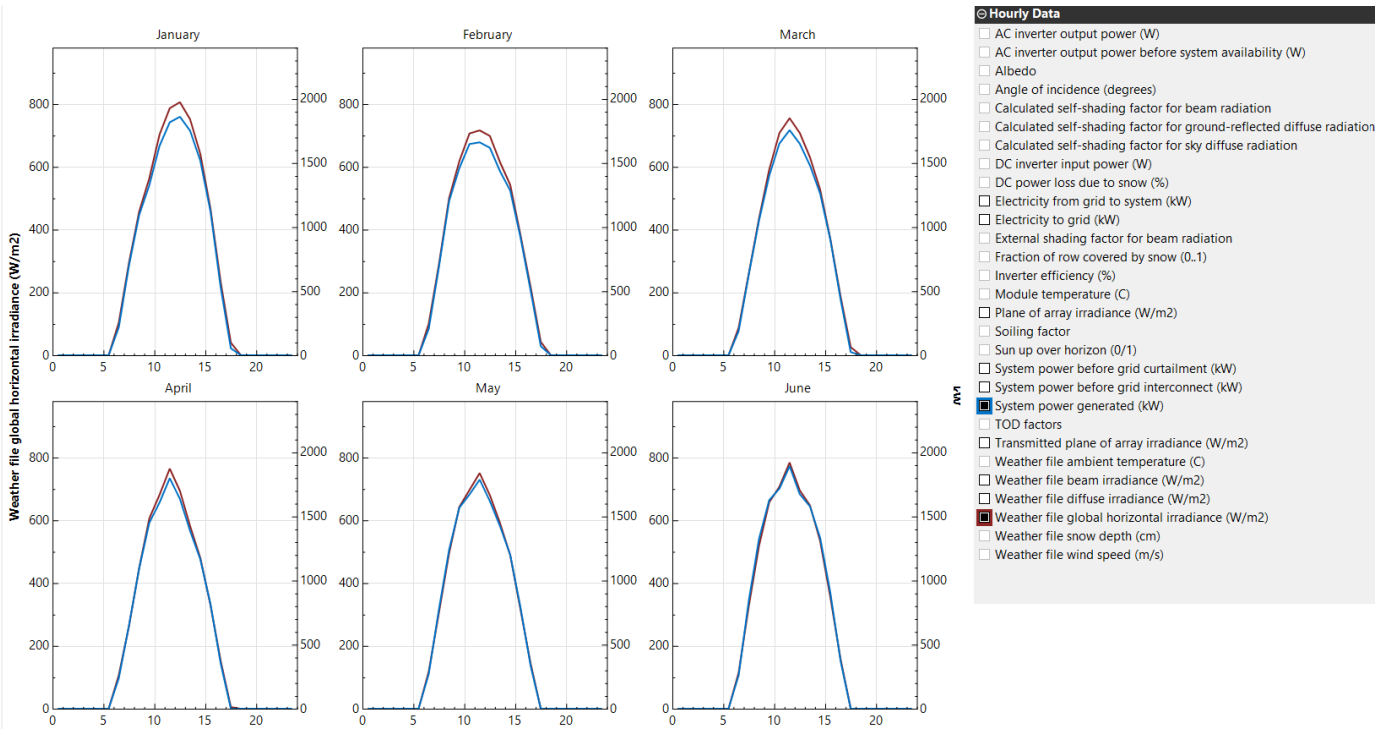
neve (0,8) ou areia clara (0,5). O sistema modelado pelo SAM foi instalado em um solo arenoso, pouco úmido, com albedo entre 0,1 e 0,2, conforme Gueymard (2008).

Além disso, o albedo tem implicações indiretas na temperatura efetiva dos módulos fotovoltaicos. Superfícies mais reflexivas tendem a absorver menos calor e, portanto, aquecem menos o ambiente ao redor dos módulos. Isso contribui para a redução da temperatura de operação dos painéis, o que é desejável, já que a eficiência de conversão de energia elétrica diminui com o aumento da temperatura. Segundo Skoplaki e Palyvos (2009), a eficiência dos módulos fotovoltaicos pode ser reduzida entre 0,4% e 0,5% por grau Celsius acima de 25 °C, temperatura padrão dos testes de desempenho (STC – Standard Test Conditions). No nosso sistema a perda considerada por temperaturas elevadas foi de 4%, considerando a temperatura média dos módulos de 35° C, como citado.

A eficiência do inversor, embora não seja diretamente afetada pelo albedo, é impactada indiretamente pelo aumento da geração elétrica proporcionada por superfícies refletivas. Inversores apresentam uma faixa ótima de operação, normalmente entre 30% e 80% da potência nominal, na qual sua eficiência é maximizada, segundo Piegari e Tricoli(2010). Com a maior disponibilidade de radiação, devido ao aumento do albedo, o sistema tende a operar de forma mais constante dentro dessa faixa ideal, maximizando o rendimento do inversor. No entanto, caso a potência gerada ultrapasse a capacidade nominal do equipamento, pode ocorrer o fenômeno de clipping, no qual parte da energia excedente é descartada. Pode-se observar na figura 22, que a eficiência do inversor do sistema modelado é muito próxima dos 100%, quase que durante todo o ano, um dos fatores é a configuração bifacial, que é beneficiada pela radiação refletida.

Dessa forma, o albedo é um parâmetro que deve ser considerado tanto na modelagem energética quanto no dimensionamento técnico-econômico de sistemas fotovoltaicos, principalmente quando se utilizam módulos bifaciais ou quando há a intenção de otimizar a eficiência térmica e elétrica do sistema como um todo.

Outra forma eficaz de analisar os resultados no SAM é por meio da aba “Profiles”, que apresenta os dados em séries temporais com base no perfil médio diário de cada mês do ano. Essa funcionalidade permite uma visualização mais clara do comportamento das variáveis ao longo do tempo, facilitando a identificação de padrões sazonais e a comparação do desempenho mensal dos componentes do sistema analisado, conforme demonstram as figuras 23 e 24.



- Hourly Data**
- AC inverter output power (W)
 - AC inverter output power before system availability (W)
 - Albedo
 - Angle of incidence (degrees)
 - Calculated self-shading factor for beam radiation
 - Calculated self-shading factor for ground-reflected diffuse radiation
 - Calculated self-shading factor for sky diffuse radiation
 - DC inverter input power (W)
 - DC power loss due to snow (%)
 - Electricity from grid to system (kW)
 - Electricity to grid (kW)
 - External shading factor for beam radiation
 - Fraction of row covered by snow (0..1)
 - Inverter efficiency (%)
 - Module temperature (C)
 - Plane of array irradiance (W/m²)
 - Soiling factor
 - Sun up over horizon (0/1)
 - System power before grid curtailment (kW)
 - System power before grid interconnect (kW)
 - System power generated (kW)
 - TOD factors
 - Transmitted plane of array irradiance (W/m²)
 - Weather file ambient temperature (C)
 - Weather file beam irradiance (W/m²)
 - Weather file diffuse irradiance (W/m²)
 - Weather file global horizontal irradiance (W/m²)
 - Weather file snow depth (cm)
 - Weather file wind speed (m/s)

Figura 23 - Comparação Energia gerada x Irradiação Global Horizontal (janeiro a junho) - Pecem (CE)

Fonte: SAM (2025)

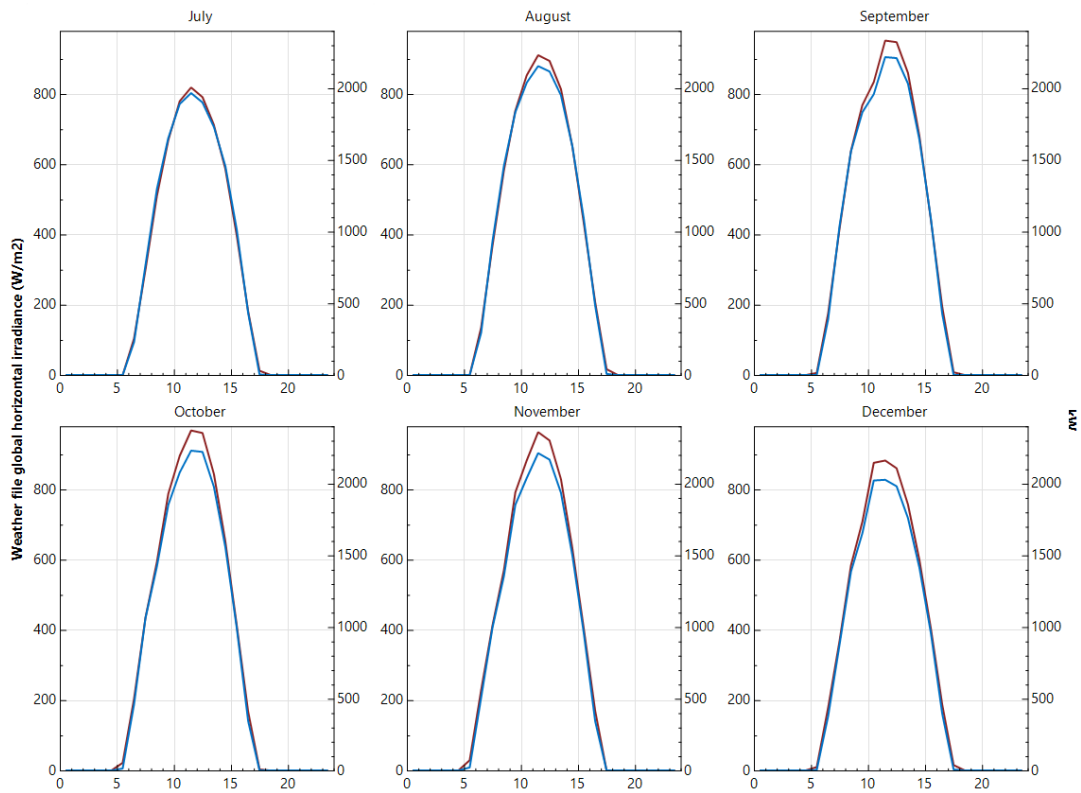


Figura 24 - Comparação Energia gerada x Irradiação Global Horizontal (julho a dez.) - Pecem (CE)

Fonte: SAM (2025)

Nas figuras 23 e 24, escolhemos analisar a relação entre a energia gerada pelo sistema fotovoltaico para a rede elétrica, ou no caso desta modelagem, para o eletrolisador; e, a irradiância global horizontal (GHI – Global Horizontal Irradiance – GHI) Uma das variáveis fundamentais para estimar o potencial de geração. A GHI representa a soma da radiação direta e difusa recebida por uma superfície horizontal, expressa em watts por metro quadrado (W/m^2), e é medida ao longo de um período específico (GUEYMARD; MYERS; PEREZ, 2009).

Ressaltamos também que a divisão dos meses do ano em semestres teve como objetivo otimizar a visualização dos dados apresentados. No entanto, é possível selecionar diversas outras variáveis de acordo com as necessidades do projetista, assim como analisar todos os meses do ano de forma unificada, inclusive com a média anual disponibilizada pelo SAM.

A relação entre GHI e a geração de energia fotovoltaica é quase linear e fortemente correlacionada (coeficiente de correlação próximo a 1) em condições ideais, pois a potência instantânea de saída de um módulo fotovoltaico é função direta da irradiância incidente sobre sua superfície (IEC, 2021). As figuras 23 e 24 deixam clara esta relação, chegando em alguns momentos parecerem uma única linha.

Desvios da linearidade ideal ocorrem devido a fatores como:

- Temperatura dos módulos, que afeta a eficiência de conversão;
- Sombreamento parcial, que reduz a captação efetiva;
- Acúmulo de sujeira ou poeira sobre os módulos;

Mesmo considerando essas variáveis, estudos mostram que a GHI e a energia fotovoltaica possuem coeficientes de determinação (R^2) superiores a 0,95 em medições de campo para plantas bem projetadas e operadas (MUNEER; ASIF; CUBASH, 2007). Isso significa que, para fins de modelagem e previsão de geração elétrica, a GHI é o parâmetro meteorológico mais relevante, sendo amplamente utilizada em softwares de simulação, como o SAM.

Outro resultado passível de análise criteriosa e que já foi tratado nesta dissertação é o efeito da intermitência da disponibilidade de energia renovável não somente na produção de hidrogênio verde, como também na vida da população como um todo. Como é sabido, a energia fotovoltaica provém da irradiação gerada pelo Sol, ou seja, durante à noite não há produção e dias nublados reduzem muito a geração de energia. Com as mudanças

climáticas as oscilações tendem a piorar, o que poderia comprometer o planejamento energético de uma nação. Um exemplo desta variação pode ser analisado na figura 25, abaixo, onde trazemos uma comparação entre a produção de energia diária, dos dias 21, 22 e 23 de outubro.

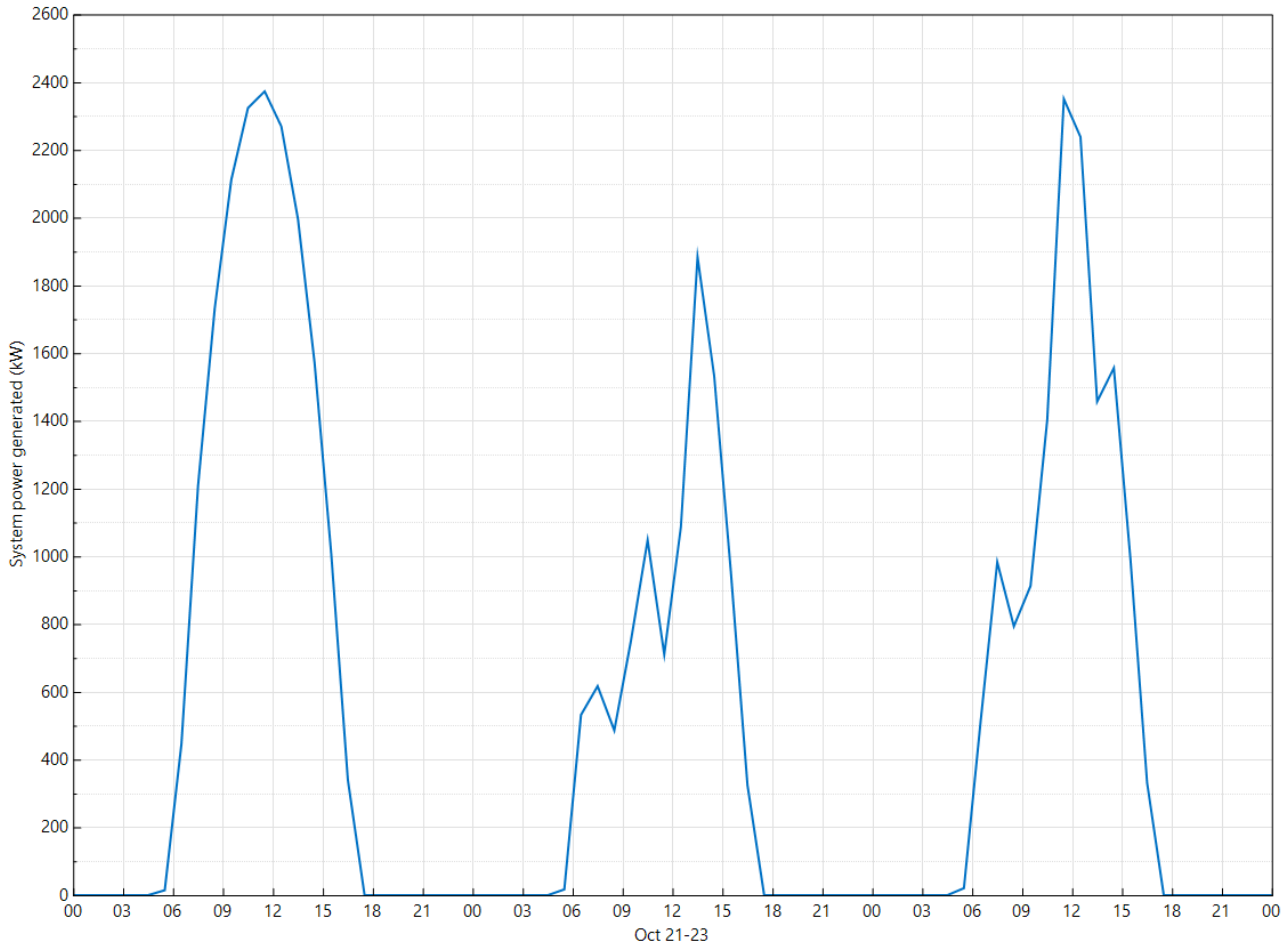


Figura 25 - Comparação entre Energia diária gerada em outubro – Pecém (CE)

Fonte: SAM (2025)

Como deixa claro a figura 25, mesmo em outubro que foi o mês com maior volume total de geração fotovoltaica pela planta no Pecém, há variação de 20% entre o pico de energia gerado às 11h da manhã, do dia 21/10 (2.373 kWh) e o pico do dia 22/10, que aconteceu um pouco mais tarde, às 13 horas. (1.883 kW). A mesma variação de 20% é encontrada entre os picos do dia 22 e do dia 23/10 (2.350 kW). Esta diferenciação, aqui trazida em uma escala de 3MW de potência máxima na planta, caracteriza o impacto proporcional que poderíamos identificar em uma escala de produção nacional, por exemplo. A experiência da curva de pato, trazida pela Califórnia deve ser analisada no cenário nacional como um alerta para que os projetos vejam este risco antecipadamente e consigam mitigá-los.

Além disso, o fator de capacidade encontrado pela simulação do SAM foi de 19,8%, o que significa que, no primeiro ano de operação, a usina seria capaz de produzir cerca de 1/5 da sua capacidade instalada. Este valor está dentro da faixa esperada para sistemas fotovoltaicos em regiões tropicais, especialmente no Brasil, onde estudos apontam fatores de capacidade típicos entre 17% e 21%, dependendo da localização geográfica e das condições climáticas locais (ALVES et al., 2022).

O rendimento energético da planta foi de 1.716 kWh/kW, indicando que cada quilowatt (kW) de potência instalada geraria, em média, 1.716 quilowatt-hora (kWh) por ano em corrente alternada (CA). Este valor está alinhado com os padrões de desempenho relatados para sistemas fotovoltaicos bem dimensionados no território nacional, como descrito por Silva et al. (2020), que apontam rendimentos médios entre 1.500 e 1.750 kWh/kW-ano para regiões com boa irradiância solar.

Com base neste desempenho, o sistema fotovoltaico geraria um total de 5.147.142 kWh no primeiro ano de operação. Esse montante é coerente com a potência instalada estimada em cerca de 3 MWp, demonstrando um dimensionamento adequado do sistema. Esse nível de geração energética é especialmente relevante quando considerado em conjunto com projetos de geração de hidrogênio verde via eletrólise, que demandam fontes renováveis com alta previsibilidade e produção estável (IEA, 2022).

Do ponto de vista econômico-financeiro, os resultados obtidos pela simulação no SAM são bastante promissores. O Valor Presente Líquido (VPL) foi estimado em US\$ 3.770.738, o que, segundo a literatura clássica de análise de investimentos, como Alvarenga (2005), caracteriza um investimento atrativo. Conforme o autor, um VPL positivo indica que o projeto tende a gerar retornos superiores ao custo de capital, sendo tanto mais lucrativo quanto maior for seu valor.

Já o valor estimado de investimento necessário para realizarmos o projeto seria de \$2.601.947. O que é muito próximo do CAPEX apurado pela EPE (2021), de R\$4.500,00 por kW para produção de energia fotovoltaica no Brasil, quando utilizamos a taxa de conversão de R\$5,87/USD, que será a taxa de conversão utilizada por este trabalho, quando necessário. A taxa de câmbio considerada foi baseada na média aritmética das cotações dos últimos 6 meses, Ptax do Banco Central, analisada de 14/10/2024 a 14/04/2025.

Como deixa claro abaixo a figura 27, também retirada do SAM, o projeto teria um custo inicial elevado, porém com fluxo de caixa positivo já a partir do segundo ano de operação.

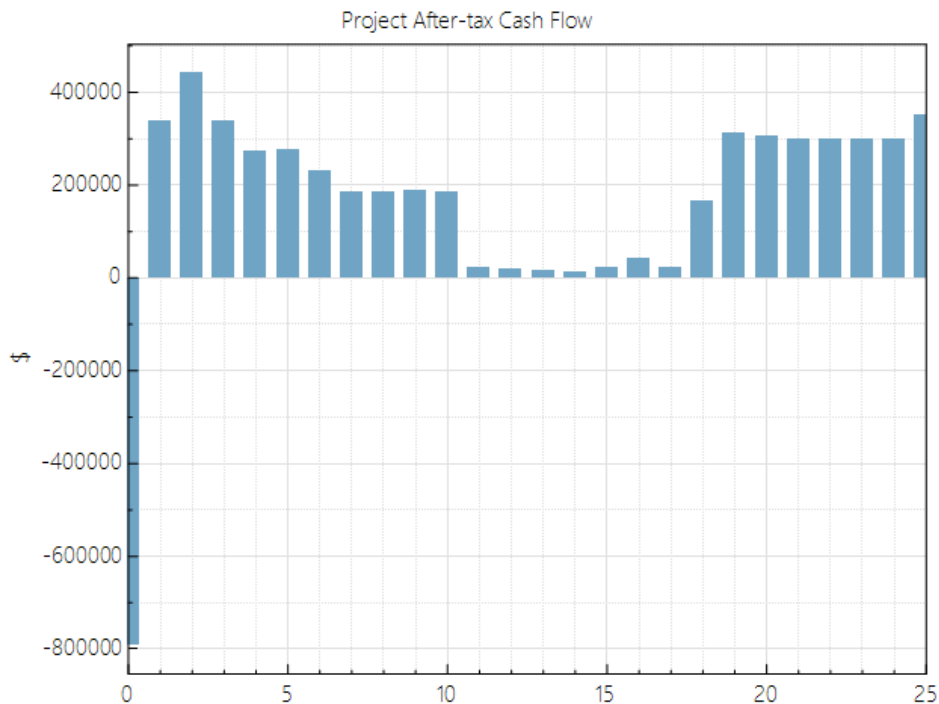


Figura 26 - Fluxo de Caixa Anual, Sistema Fotovoltaico (SAM)
SAM (2024)

Se analisarmos somente o sistema fotovoltaico modelado pelo SAM, pelo viés da viabilidade econômica, poderíamos concluir que o projeto é viável economicamente, uma vez que trará retornos financeiros no curto, no médio e no longo prazo, após o investimento inicial. Porém, precisamos analisar como estes resultados, de produção de energia elétrica e econômicos, podem impactar diretamente na nossa planta de geração de hidrogênio verde, pela eletrólise de água.

4.1.2 H2A

Conforme descrito anteriormente, utilizaremos os dados apurados no SAM como dados de entrada para modelagem da produção de H2 verde, no software H2A também da NREL. Para realização de eletrólise da água utilizaremos as células de eletrólito polímero (PEM).

Segundo Campanin *et al* (2007), células combustíveis são dispositivos eletroquímicos que convertem energia química de um combustível (como o hidrogênio) em eletricidade e para o processo de eletrólise, a célula combustível mais indicada seria a célula de eletrólito polímero (PEM), pois é a que apresenta melhor eficiência na produção de H2, atualmente.

Além disso, precisamos incluir o perfil horário de geração de energia fotovoltaica, gerados pelo SAM e levaremos em consideração uma taxa média de 55 kWh gastos na eletrólise para cada kg de hidrogênio verde produzido, conforme Xavier (2023).

Importante ressaltar que o presente trabalho adota o fator de capacidade de 86% para o eletrolisador de membrana de troca de prótons (PEM), conforme definido pelo modelo do H2A, desenvolvido pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE). Este parâmetro assume operação contínua, suprimento energético estável e paradas mínimas para manutenção (U.S. Department of Energy, 2022). Dessa forma, o valor adotado reflete um cenário de disponibilidade energética ideal, associado a uma conexão à rede, como é considerado neste trabalho.

Outro dado de entrada utilizado pelo H2A é a quantidade de galões de água necessários para a produção de um kg de Hidrogênio Verde, a partir da eletrólise da água. Segundo de Oliveira (2022) em seu estudo sobre o panorama do Hidrogênio Verde no Brasil, pelo IPEA (Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada), são necessários 9 litros de água para produzir 1 kg de hidrogênio, produzindo 8 kg de oxigênio como subproduto, que pode ser armazenado e utilizado em setores como o de saúde, por exemplo. Segundo sistema de conversão internacional 1 galão de água possui 3,79 litros. Neste trabalho utilizaremos 3 galões de água como dado de entrada do sistema H2A para produção de 1 kg de H₂ verde.

Outros dados de entrada utilizados no H2A foram:

- Definição do Sistema Operacional

- **Taxa de Produção de Hidrogênio:** 8.000 kg H₂/mês.
- **Fator de Capacidade Operacional:** 86%.
- **Vida Útil do Projeto:** 25 anos.
- **Consumo Específico de Energia:** 55 kWh/kg-H₂.

- Custos de Capital (CAPEX)

- **Eletrolisadores PEM:** \$500/kW. (Sadiq, 2023)
- **Armazenamento de Hidrogênio:** \$350/kg-H₂. (Sadiq, 2023)

- **Planta Solar:** Cálculo baseado no SAM.

- Custos Operacionais (OPEX)

- **Custo da Eletricidade:** R\$0,74/kWh. (ANEEL, 2025)
- **Custo Anual de Manutenção dos Eletrolisadores:** 2% do CAPEX. (Alshehhi 2023)
- **Outros custos variáveis e fixos:** Incluem mão de obra, manutenção e substituição de equipamentos.

Após incluirmos os dados de entrada e rodarmos a simulação no H2A, o valor de referência obtido para o LCOH na região analisada foi de:

- \$2,52kg-H₂.
- Custo convertido para reais (R\$): Aproximadamente R\$14,80/kg-H₂ (considerando uma taxa de câmbio de R\$5,87/USD).

A metodologia foi validada comparando os resultados do H2A com estudos anteriores e preços de mercado, divulgados por relatórios da IRENA (2022) e IEA (2024), em seu relatório global de hidrogênio, que encontraram o mesmo valor de H2 verde produzido no Brasil, \$2,52 kg-H₂. Além disso, uma análise de sensibilidade mostrou que o custo da eletricidade e o custo operacional, considerando a eficiência dos eletrolisadores são os principais fatores que influenciam o LCOH.

A figura 27, gerada pelo H2A, esclarece a composição do custo nivelado de hidrogênio verde, no CIPP.

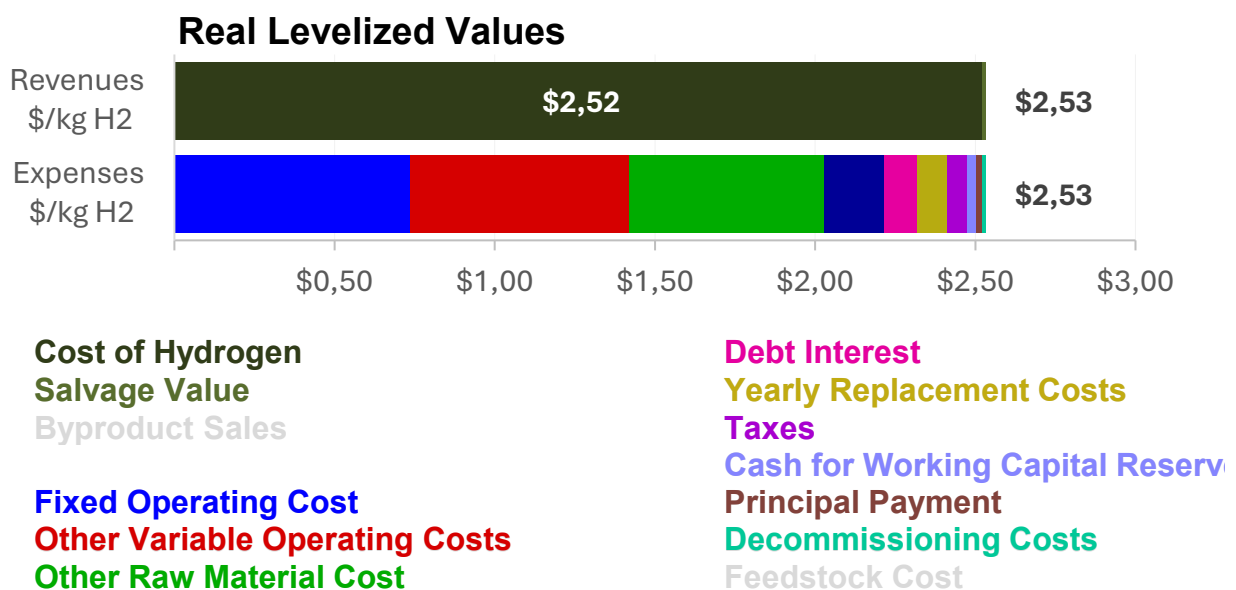


Figura 27 - Custo Nivelado para produção de H2 verde

Fonte: H2A

Conforme deixa claro Almeida (2024), o principal custo para produção de H₂ verde no mundo hoje está relacionado a sua operação, o que fica claro na figura 27 acima, onde mais de 50% do custo nivelado de hidrogênio (LCOH) é composto basicamente pelo custo operacional (Fixo + Variável, cores azul e vermelho da barra inferior). Ou seja, a tecnologia dos eletrizadores ainda é muito custosa, além disso possuem um alto consumo de energia elétrica e manutenção, essenciais para o processo. Outro custo projetado com alto impacto na produção de H₂ verde é o custo de matéria prima (água tratada + energia elétrica).

Para fortalecer a análise da viabilidade econômica do projeto, recomenda-se a utilização de múltiplos indicadores financeiros, além do tradicional Valor Presente Líquido (VPL/NPV). Marzouk (2023) e Alshehhi (2023) sugerem que a inclusão de métricas como o Payback Descontado, a Taxa Interna de Retorno (IRR) e o Retorno sobre o Investimento (ROI) proporciona uma visão mais abrangente, especialmente em projetos com alto CAPEX e retorno de longo prazo, como é o caso da produção de hidrogênio verde. Esses indicadores são importantes porque consideram diferentes dimensões da rentabilidade e dos riscos associados, oferecendo subsídios mais robustos para investidores e tomadores de decisão, sobretudo em setores emergentes, que ainda dependem de políticas de incentivo para garantir competitividade.

Neste trabalho, tais indicadores foram aplicados à planta fotovoltaica modelada no HUB do Pecém-CE. Os resultados demonstraram um Payback Descontado de aproximadamente 11,2 anos, uma Taxa Interna de Retorno (IRR) de 10,6% e um ROI acumulado de 145% ao longo da vida útil do projeto (25 anos). Esses valores indicam que, mesmo com um investimento inicial elevado, o retorno ao longo do tempo é significativo e consistente.

Para fins comparativos, o SAM indicou um Custo Nivelado de Energia (LCOE) para a fonte fotovoltaica de 3,84 centavos de dólar por kWh gerado, resultando em um Valor Presente Líquido (NPV) de US\$ 3.770.738. Já o sistema de produção de hidrogênio verde, modelado no H₂A, apresentou um NPV de apenas US\$ 0,00000015, valor praticamente nulo, conforme demonstra a tabela 5, abaixo.

Tabela 5 - Comparação SAM x H2A – Pecém (CE)

Fonte: autoral

CIPP	NPV	LCOE e LCOH
SAM	\$ 3.770.738	\$ 0,0384
H2A	\$ 0,00000015	\$ 2,52

De acordo com Alvarenga (2005), tal resultado indica que o projeto é financeiramente viável, pois cobre exatamente o retorno mínimo esperado com base na taxa de atratividade utilizada (10%), mas não é atrativo economicamente por não gerar lucro adicional.

No entanto, ao integrar os demais indicadores à análise, evidencia-se que o projeto, embora moderadamente lucrativo, pode ser justificado sob uma perspectiva de médio a longo prazo, sobretudo em cenários com estabilidade regulatória e incentivos fiscais. Assim, o uso combinado de métricas fortalece a avaliação de projetos sustentáveis e contribui para decisões de investimento mais seguras e alinhadas com o contexto do hidrogênio verde no Brasil.

4.2 Estudo de caso 2: Porto de Suape – PE

4.2.1 SAM

O porto de Suape está localizado mais ao Sul, quando comparado ao do Pecém, com uma latitude de -8,39 e longitude de -35,06, por este motivo, alteramos a inclinação dos painéis para 8° e mantivemos o azimute em 0°. Apesar da pequena distância entre os portos, aproximadamente 900 km, podemos identificar algumas diferenças importantes entre os resultados obtidos, como o fator de capacidade da planta que foi reduzido para 19,2%. Fazendo com que o rendimento energético apresente uma queda, passando a ser de 1.680kWh/kW, como deixa claro a figura 29.

Metric	Value
Annual AC energy in Year 1	5,039,160 kWh
DC capacity factor in Year 1	19.2%
Energy yield in Year 1	1,680 kWh/kW

Figura 28 - Resumo de resultados Porto de Suape (PE)

Fonte: SAM 2025

Consequentemente, a produção mensal de corrente alternada também é menor, quando comparamos ao porto do Pecém, como deixa claro a figura 29 abaixo.

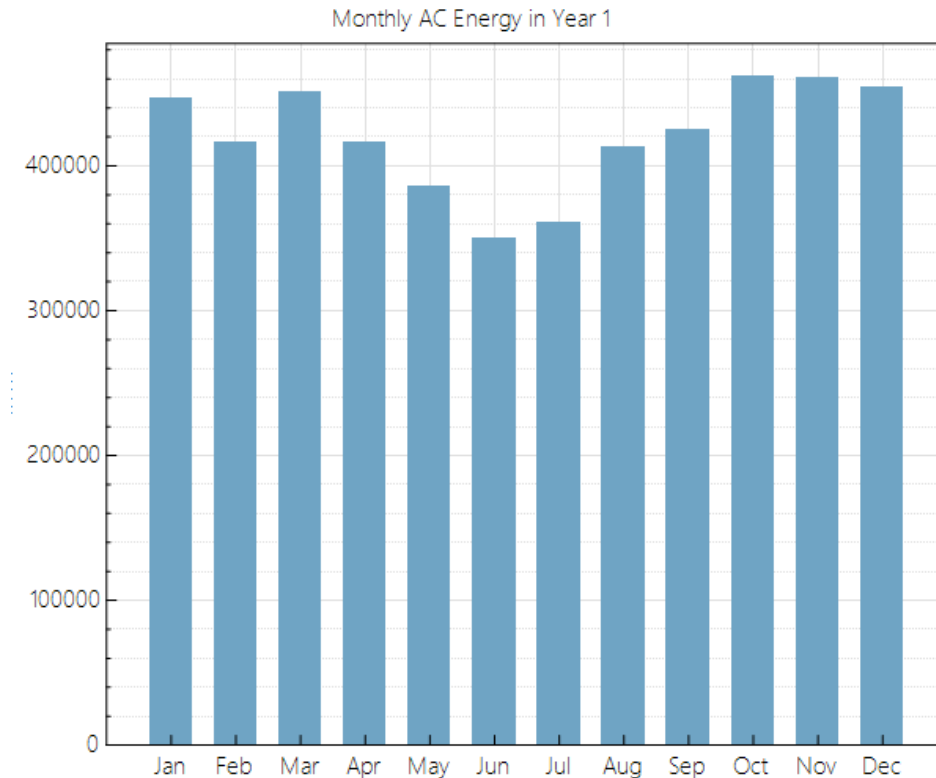


Figura 29 - Geração Mensal de Corrente Alternada de Suape (PE)

Fonte: SAM 2025

Enquanto o pico de energia identificado no Pecem foi de 535.257 kWh, em Suape este pico cai para 461.347kWh ambos ocorrendo em outubro. Já o “vale”, ou mês com menor geração de corrente alternada registrado, foi junho com 349.887kWh apenas. Apesar da diferença não ser tão grande, quando comparamos os dois dados de geração de energia elétrica mensal, esta gera um impacto significativo nos dados de produção horária de energia que importamos ao sistema H2A, pois conforme já citado neste trabalho, a eletrólise é um processo ultra eletrointensivo. O gráfico da figura 30 abaixo traz um retrato da geração de energia horária, no porto de Suape.

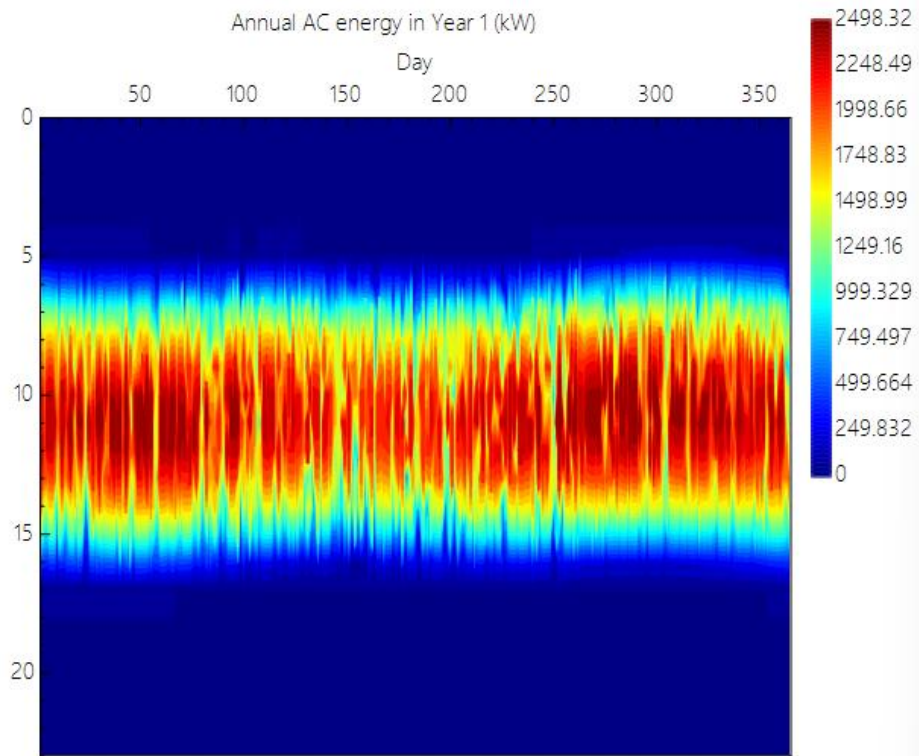


Figura 30 - Geração Horária de Corrente Alternada de Suape (PE)

Fonte: SAM 2025

O fator de capacidade e o rendimento energético estão dentro do esperado por Alves et al. (2022) e Silva et al. (2020), sendo entre 17 e 21%, e entre 1500 e 1750 kWh/kW, respectivamente, para plantas fotovoltaicas no Brasil. Porém, as quedas dos indicadores refletem-se na geração anual que perde pouco mais de 100.000 kWh, passando a ser de 5.039.160kWh, o que também impacta diretamente na operação da planta de hidrogênio.

Quando analisamos a correlação entre a energia gerada e a irradiação global horizontal (GHI), podemos concluir que assim como acontece no Porto do Pecém, também ocorre no Suape, uma correlação muito alta entre os dois parâmetros, conforme demonstrado pela figura 31, abaixo.

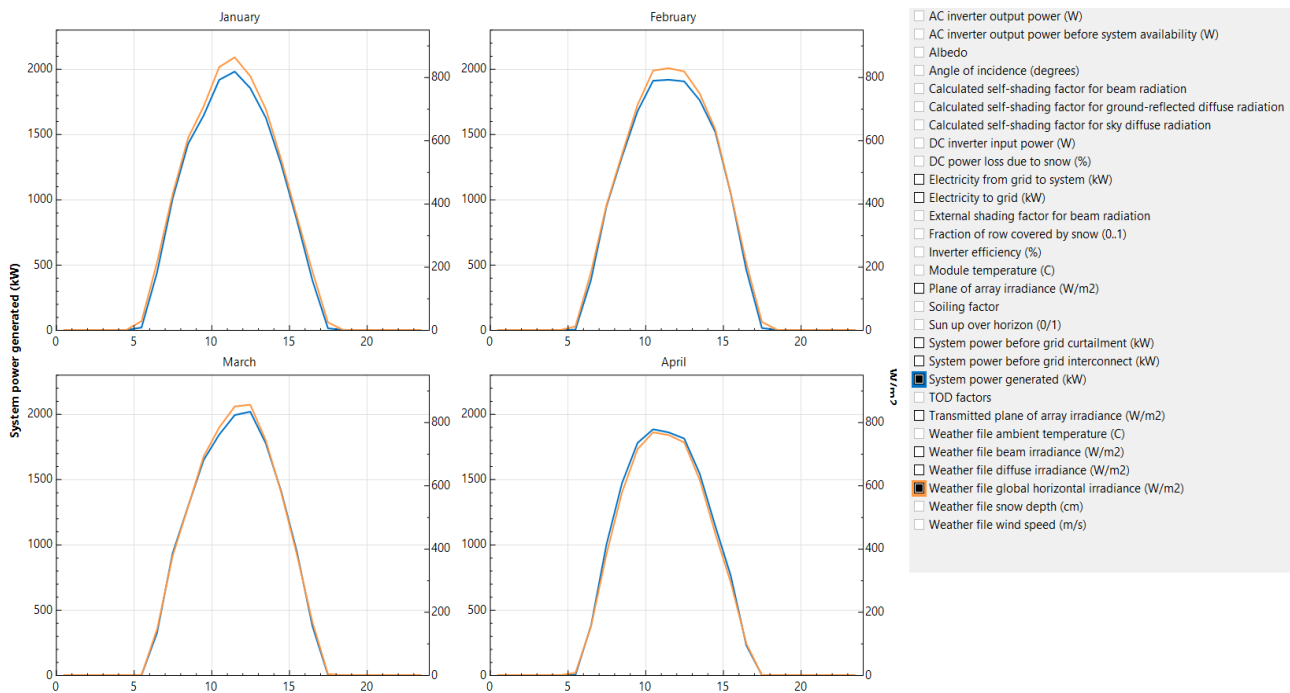


Figura 31 - Comparação Energia gerada x Irradiação Global Horizontal (julho a dez.) – Suape (PE)
Fonte: SAM (2025)

O Capex analisado foi de \$3.097.674 o que seria um valor além do esperado, quando utilizamos a referência de R\$4.500,00 por kW da EPE (2021). Entretanto, a de se considerar os aspectos já citados neste trabalho, trazidos por Peron (2017), onde afirma que apesar da boa infraestrutura portuária, o porto do Suape, possui uma topografia que exige maior investimento e a irradiância é ligeiramente inferior à do Ceará.

Estes resultados impactam diretamente o custo nivelado de energia (LCOE) da planta fotovoltaica que passa de 3,84 centavos de dólar/kWh no Porto do Pecém, para 4,32, um aumento de 12,5%. Assim como o valor presente líquido (VPL) que mede a atratividade do investimento, acaba reduzindo de \$ 3.770.738, para \$ 2.658.108. Este resultado de VPL ainda é muito positivo, o que indica uma atratividade alta para o investimento em uma planta fotovoltaica no porto de Suape, entretanto, se uma empresa estiver analisando em qual porto vale mais a pena investir, Pecém ou Suape, fatalmente escolheria a primeira opção, com base nos resultados obtidos. A comparação entre os resultados obtidos através do SAM, para o porto do Pecém e Suape, pode ser analisada na tabela 6, abaixo.

Tabela 6 - Comparação Pecém (CE) x Suape (PE) – SAM

Fonte: autoral

SAM	CAPEX	NPV
Pecém (CE)	\$ 2.601.947	\$ 3.770.738
Suape (PE)	\$ 3.097.674	\$ 2.658.108

4.2.2 H2A

A primeira divergência, entre os dois cenários analisados, está na capacidade diária de produção de hidrogênio verde. No primeiro cenário, Porto do Pecem, vimos que a capacidade produtiva seria de 8000 kg/mês constantemente, uma vez que a produção de energia fotovoltaica conseguiria abarcar esta demanda, em média. Porém, conforme analisado na seção anterior, não será possível atingir esta demanda diária no porto de Suape, pois a produção é inferior a registrada no Pecem, demandando mais abastecimento da rede e conseqüentemente aumentando o custo por kg de hidrogênio verde.

Dito isso, calculamos a média de produção mensal durante o primeiro ano de operação, conforme demonstrado na tabela 7 e chegamos ao número de 7.635 kg de hidrogênio verde sendo produzidos mensalmente, pelo porto de Suape. O fator de capacidade foi mantido em 86%, assim como a escolha de células de troca de prótons (PEM) e a quantidade de galões de água, 3/kg H₂v.

Tabela 7 - Produção de Hidrogênio Verde – Pecem (CE) x Suape (PE)

Fonte – autoral

	Pecém (CE)	Suape (PE)
Jan	422.817	446.698
Fev	355.866	416.260
Mar	385.877	450.964
Abr	366.322	415.599
Mai	393.414	385.743
Jun	446.227	349.887
Jul	454.749	360.636
Ago	494.802	412.564
Set	492.168	424.621
Out	535.257	461.347
Nov	476.967	460.290
Dez	461.170	454.551
Média	440.470	419.930
Kg.H2/mês	8.009	7.635

No caso específico da simulação realizada para o Complexo Industrial Portuário de Suape, parte da eletricidade utilizada no processo de eletrólise será proveniente da rede elétrica nacional, uma vez que não há garantia de abastecimento contínuo e exclusivo por fontes renováveis no local. Dessa forma, embora a maior parcela da energia utilizada seja oriunda de geração renovável (hidrelétrica, solar e eólica), a integração com a rede implica que o hidrogênio produzido não possa ser classificado, em alguns marcos conceituais, como “hidrogênio verde puro”.

A literatura internacional tem apontado essa diferenciação de forma crescente. De acordo com a International Renewable Energy Agency (IRENA, 2020) e a International Energy Agency (IEA, 2022), o hidrogênio produzido a partir de eletrólise conectada à rede, cuja matriz é parcialmente renovável e parcialmente fóssil, pode ser denominado “hidrogênio amarelo” (*yellow hydrogen*). Tal classificação busca distinguir a produção baseada em renováveis puras daquela que depende de sistemas mistos, ainda que de baixo carbono, como é o caso da matriz elétrica brasileira.

Assim, conforme deixa claro Alshehhi (2023), um eletrolisador PEM de 3 MW só pode produzir 8.000 kg de h₂ verde mensalmente, então para simularmos o máximo de produção possível, em média anualmente, o hidrogênio projetado em Suape, embora de baixa intensidade carbônica, não é considerado verde absoluto por parte da literatura, mas enquadrado em uma categoria intermediária.

Outros dados de entrada utilizados no H2A foram:

- **Fator de Capacidade Operacional:** 86%.
- **Vida Útil do Projeto:** 25 anos.
- **Consumo Específico de Energia:** 55 kWh/kg-H₂.

- Custos de Capital (CAPEX)

- **Eletrolisadores PEM:** \$500/kW. (Sadiq, 2023)
- **Armazenamento de Hidrogênio:** \$350/kg-H₂. (Sadiq, 2023)
- **Planta Solar:** Cálculo baseado no SAM.

- Custos Operacionais (OPEX)

- **Custo da Eletricidade:** R\$0,76/kWh. (ANEEL, 2025)
- **Custo Anual de Manutenção dos Eletrolisadores:** 2% do CAPEX. (Alshehhi 2023)
- **Outros custos variáveis e fixos:** Incluem mão de obra, manutenção e substituição de equipamentos.

O custo da eletricidade foi ligeiramente aumentado para R\$ 0,76/kWh, conforme divulgado pela Aneel 2025 para região de Pernambuco.

O LCOH encontrado, quando analisamos a produção de “hidrogênio verde puro” para a região do Porto de Suape foi de \$2,78 e sua composição pode ser analisada na figura 32, abaixo:

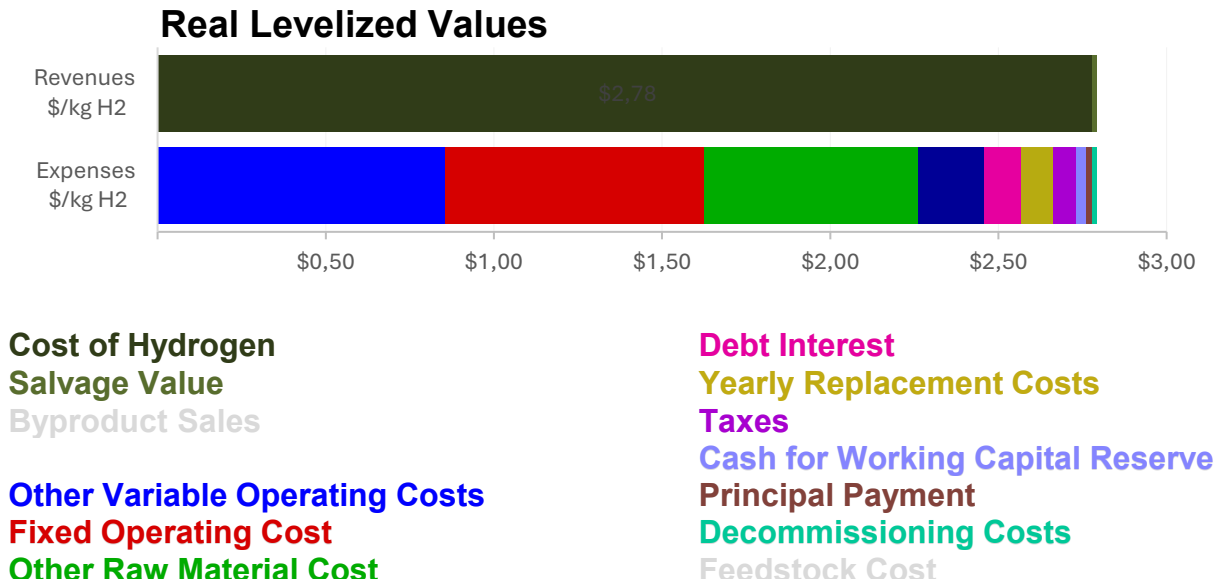


Figura 32 - LCOH, porto de Suape (PE), "hidrogênio puro"

Fonte: H2A (2025)

Importante ressaltar que assim como analisado no Porto de Pecem e trazido por Almeida (2024), o principal custo para produção de hidrogênio verde no mundo hoje está relacionado a sua operação. Quando somamos os valores presentes nas cores azul e vermelho do gráfico apresentado na figura 32, obtemos o valor de \$1,62, ou seja mais de 50% do LCOH está relacionado aos custos operacionais. Além disso, identificamos um aumento no custo de matéria prima comparativamente ao porto do Pecém (área em verde), este aumento é devido ao maior custo de energia elétrica fotovoltaica e menor fator de capacidade encontrado.

Quando incluímos a energia da rede na simulação, produzindo o hidrogênio amarelo, o LCOH passaria para \$3,11, conforme demonstra a figura 33, abaixo, sendo possível visualizar um aumento no custo de matéria prima (área em verde), caracterizado pela compra de energia da rede para alcançar a produção máxima da planta de H2.

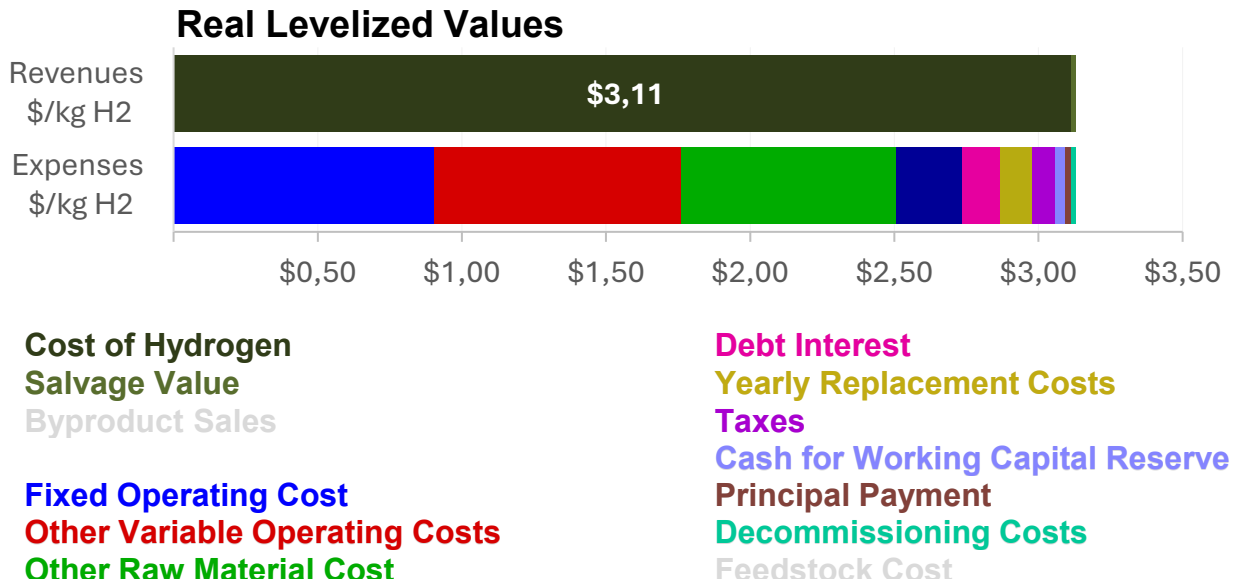


Figura 33 - LCOH, porto de Suape (PE), “hidrogênio amarelo”

Fonte: H2A (2025)

Em ambos os casos, o NPV encontrado é muito próximo de 0, como também acontece caso do Pecém, porém quando analisamos somente o “hidrogênio puro” de Suape e o do Pecém, o de Suape é ainda inferior: \$0,000000021641. Ou seja, o projeto é viável, porém ainda menos atrativo economicamente. O Payback Descontado é de 13,5 anos, a Taxa Interna de Retorno (IRR) de 10,3% e um ROI acumulado de 132% ao longo da vida útil do projeto (25 anos). Esses valores indicam que, mesmo com um investimento inicial elevado, o retorno ao longo do tempo é consistente. A tabela 8 abaixo traz a comparação entre o hidrogênio verde puro produzido nos dois portos.

Tabela 8 - Resultados H2A Pecém (CE) x Suape (PE)

Fonte: autoral

	Pecém (CE)	Suape (PE) - verde puro
LCOH	\$ 2,52	\$ 2,78
NPV	0,00000015	0,000000021641
Payback	11,2 anos	13,5 anos
IRR	10,6%	10,3%
ROI	145%	132%

4.3 Estudo de caso 3: Porto do Açu – RJ

4.3.1 SAM

O Porto do Açu está localizado no estado do Rio de Janeiro, na latitude -21,90 e longitude -41,02. Sua posição geográfica, mais ao Sul em relação aos portos do Pecém (CE) e Suape (PE), apresenta um regime de irradiância solar diferente, influenciado por maior variação sazonal e maior frequência de nebulosidade, especialmente durante o verão (INPE, 2023).

A modelagem realizada no software SAM (System Advisor Model) utilizou dados meteorológicos provenientes do projeto SWERA, com estação de referência localizada no município de São João da Barra, onde se encontra o complexo portuário do Açu. Foram adotados, para fins de padronização comparativa com os estudos anteriores, módulos fotovoltaicos bifaciais da categoria premium, com potência nominal instalada de 3 MW, fixados em estruturas de solo com inclinação de 21° e azimute de 0°, voltados para o Norte geográfico, conforme recomendações de Kormann et al. (2014).

Os parâmetros adicionais considerados foram: eficiência média de inversores de 97%, perdas globais do sistema de 12% (excluindo perdas por neve), e degradação anual de 0,5%, conforme metodologia já aplicada nos estudos de caso anteriores. O albedo local, medido e ajustado no SAM, foi estimado em 0,3, valor inferior ao da areia clara (0,5), mas ligeiramente superior ao observado no Porto de Pecém, devido à presença de áreas arenosas claras próximas ao terminal portuário (Gueymard, 2008).

Os resultados indicaram um fator de capacidade de 18%, o que representa uma redução considerável ao registrado no Porto do Pecém (19,8%) e de Suape (19,2%). O rendimento energético da planta foi de 1.575 kWh/kW, resultando em uma geração anual total de 4.724.450 kWh no primeiro ano de operação, representando assim uma redução de 8% na produção anual registrada no Porto de Pecém. A figura 34 abaixo evidencia as métricas registradas pelo sistema SAM.

Metric	Value
Annual AC energy in Year 1	4,724,450 kWh
DC capacity factor in Year 1	18.0%
Energy yield in Year 1	1,575 kWh/kW

Figura 34 - Resumo de resultados Porto do Açu (RJ)

Fonte: SAM 2025

A produção mensal de energia apresentou um pico de 420.131 kWh no mês de abril e mínimo de 356.889 kWh no mês de outubro, evidenciando forte influência da sazonalidade climática da região Sudeste. Segundo Martins et al., 2005, abril marca o final da estação chuvosa, com queda acentuada nas precipitações e cobertura de nuvens, permitindo maior incidência de radiação direta. Por outro lado, entre os meses de outubro e fevereiro observa-se redução significativa da geração fotovoltaica devido à alta pluviosidade e nebulosidade persistente associadas à atuação da Zona de Convergência do Atlântico Sul (ZCAS) e sistema convectivos típicos do verão que bloqueiam parte da radiação solar direta (Carvalho et al., 2004). A figura 35 traz um retrato da produção mensal fotovoltaica, enquanto a figura 36 evidencia os impactos na produção horária de energia.

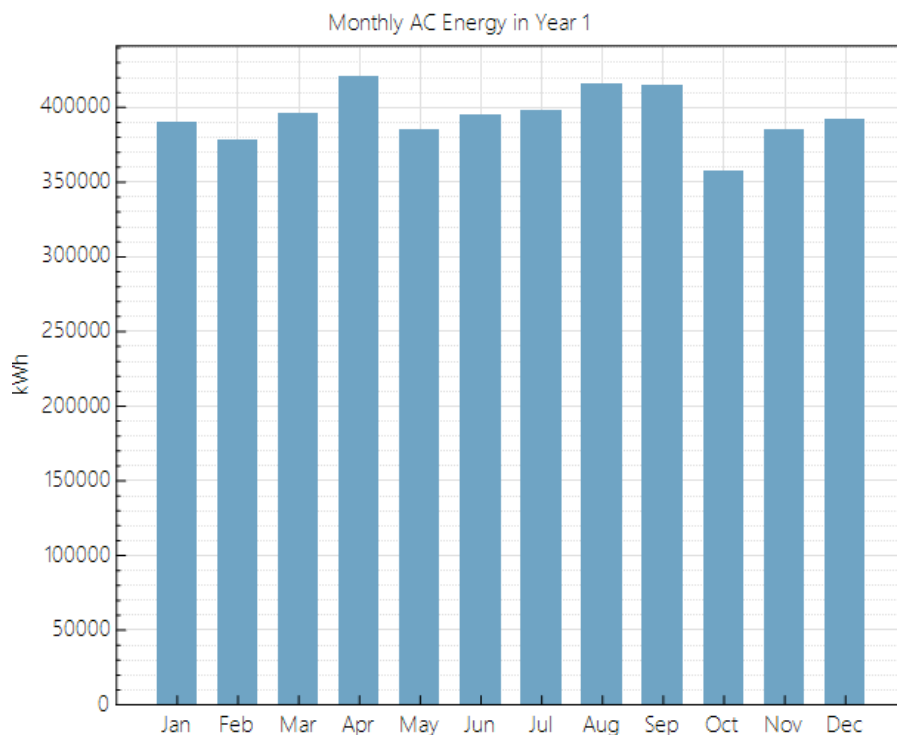


Figura 35 - Geração Mensal de Corrente Alternada do Açú (RJ)

Fonte: SAM 2025

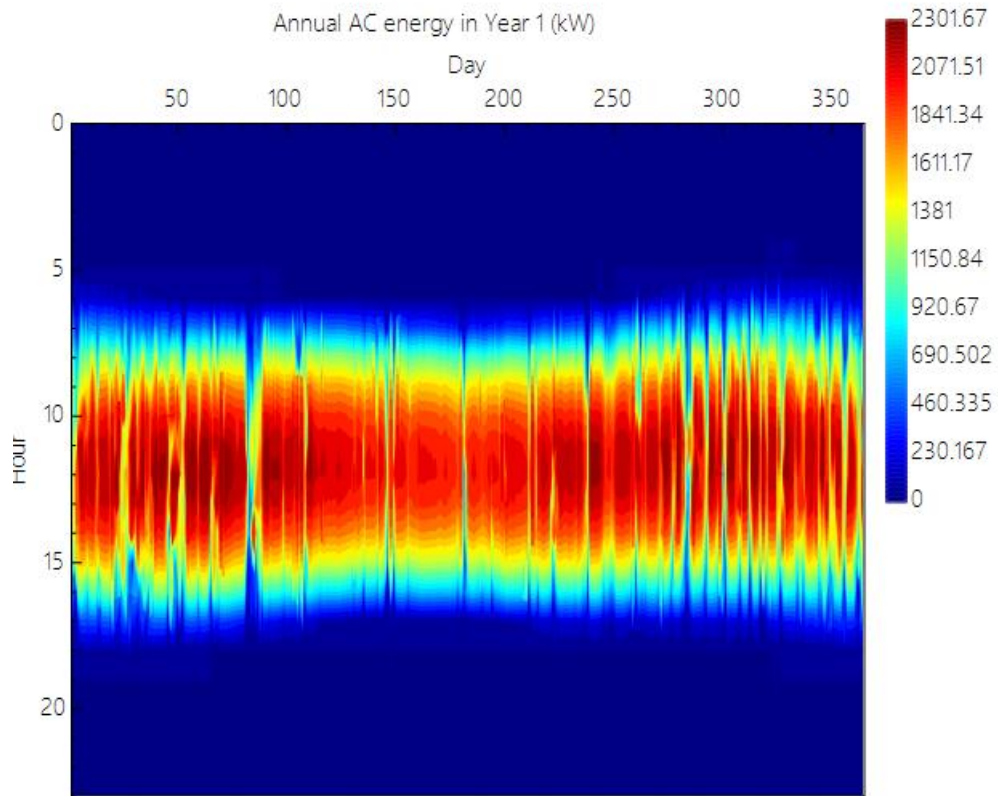


Figura 36 - Geração Horária de Corrente Alternada de Suape (PE)

Fonte: SAM 2025

Importante ressaltar que a produção horária é utilizada como insumo para o H2A modelar a planta de geração de hidrogênio verde a partir da eletrólise e como é um processo ultra eletrointensivo, um aumento na variação de disponibilidade de energia fotovoltaica e redução no fator de capacidade e produção total tem efeitos diretos no custo de produção do hidrogênio verde.

Apesar do aumento de variação e menor produção total identificados no Porto do Açu (RJ), é possível constatar que a relação entre a energia gerada e a irradiação global horizontal (GHI), assim como acontece no Porto do Pecém e no Porto de Suape, permanece altíssima, como demonstrado pela figura 37, abaixo.

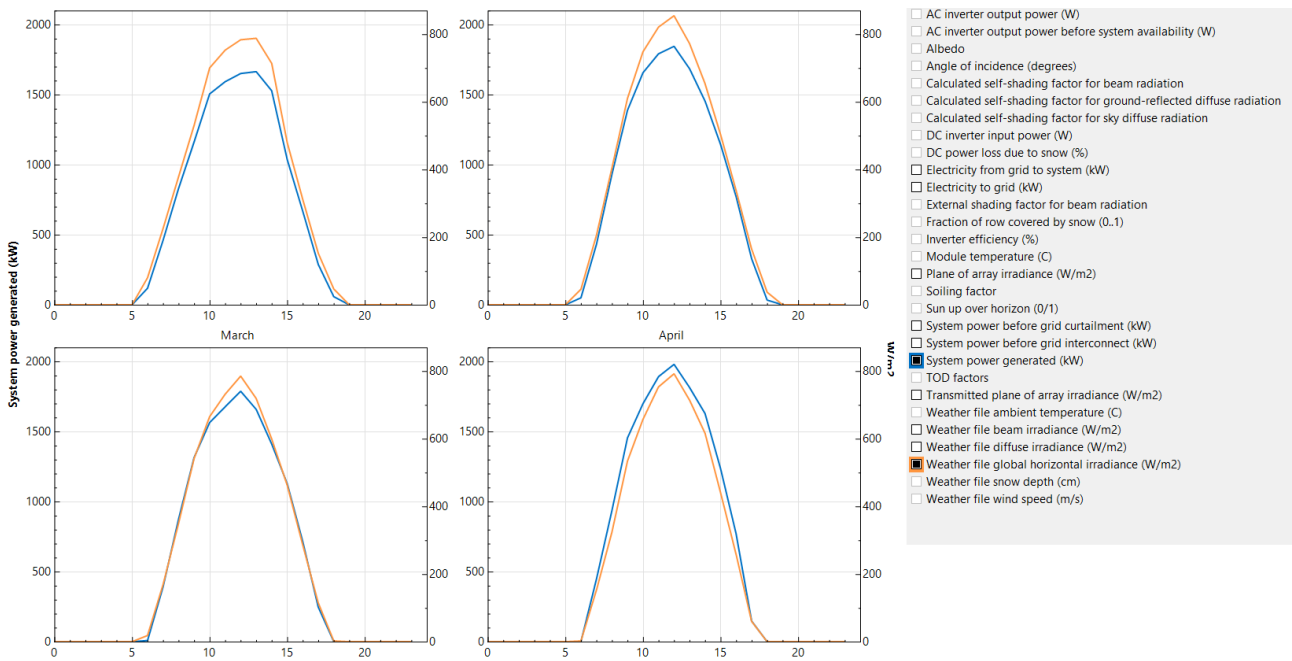


Figura 37 - Comparação Energia gerada x Irradiação Global Horizontal (julho a dez.) – Açú (RJ)
 Fonte: SAM (2025)

O investimento estimado (CAPEX) foi de US\$ 4.363.440, valor acima do esperado, com base na referência da EPE (2021) de R\$4.500/kW para geração fotovoltaica, após conversão cambial média de R\$5,87/USD. Este aumento já era esperado por fatores já discutidos neste trabalho como maior custo de preparação de terreno, assim como maior custo de mão de obra e equipamentos. O custo nivelado de energia (LCOE) apurado foi de 5,24 centavos de dólar/kWh, e o Valor Presente Líquido (VPL) estimado em US\$ 1.911.728, indicando viabilidade econômica, embora com atratividade inferior, em comparação aos portos analisados anteriormente. A tabela 9 abaixo traz um resumo comparando a viabilidade econômica das três plantas fotovoltaicas modeladas pelo SAM.

Tabela 9 - Comparação Pecem (CE) x Suape (PE) x Açú (RJ) – SAM
 Fonte: autoral

SAM	CAPEX	NPV	LCOE
Pecém (CE)	\$ 2.601.947,00	\$ 3.770.738,00	\$ 0,0384
Suape (PE)	\$ 3.097.674,00	\$ 2.658.108,00	\$ 0,0432
Açú (RJ)	\$ 4.363.440,00	\$ 1.911.728,00	\$ 0,0524

4.3.2 H2A

Para a modelagem da produção de hidrogênio verde no H2A (Hydrogen Analysis Model), utilizamos dados horários de geração fotovoltaica obtidos no SAM, mantendo a padronização metodológica com os casos anteriores. O sistema de eletrólise considerado foi do tipo PEM (*Proton Exchange Membrane*), operando com fator de capacidade de 86% e consumo específico de 55 kWh/kg-H₂, conforme Xavier (2023).

Conforme deixamos claro na seção anterior, o porto do Açú tem uma variação maior na produção de energia fotovoltaica, assim como uma menor geração energética total, o que compromete diretamente a produção mensal de hidrogênio verde. Por este motivo, a capacidade mensal de produção projetada para o Porto do Açú foi de 7158 kg-H₂/dia, considerando o aproveitamento integral da energia gerada pela planta solar. A tabela 10 abaixo, traz o comparativo entre a produção de h2 verde puro, nos 3 hubs. O consumo de água foi fixado em 3 galões por kg de H₂, equivalente a 9 litros, conforme Oliveira (2022).

Tabela 10 - Produção de Hidrogênio Verde – Pecem (CE) x Suape (PE) x Açú (RJ)

Fonte: autoral

	Pecém (CE)	Suape (PE)	Açú (RJ)
Jan	422.817	446.698	389.548
Fev	355.866	416.260	378.391
Mar	385.877	450.964	396.157
Abr	366.322	415.599	420.131
Mai	393.414	385.743	385.047
Jun	446.227	349.887	395.241
Jul	454.749	360.636	397.415
Ago	494.802	412.564	415.362
Set	492.168	424.621	414.141
Out	535.257	461.347	356.889
Nov	476.967	460.290	384.814
Dez	461.170	454.551	391.313
Média	440.470	419.930	393.704
Kg.H2/mês	8.009	7.635	7.158

Os custos de capital incluíram o investimento em eletrolisadores PEM (US\$ 500/kW), armazenamento de hidrogênio (US\$ 350/kg-H₂) e a planta solar modelada no SAM. Para custos operacionais, adotou-se custo de eletricidade de R\$ 0,925/kWh (ANEEL, 2025), manutenção anual de 2% do CAPEX dos eletrolisadores (Alshehhi, 2023) e demais custos fixos e variáveis associados à operação e mão de obra.

O custo nivelado de hidrogênio (LCOH) calculado foi de US\$ 3,61/kg-H₂, ou aproximadamente R\$ 29,58/kg-H₂ na taxa de câmbio considerada. A decomposição do LCOH demonstrou, assim como nos demais casos, que mais de 50% do custo total está relacionado à operação (Almeida, 2024), porém como há um aumento no custo da energia elétrica, principalmente, devido à redução da disponibilidade de energia fotovoltaica, grande parte da composição deste valor (27,6%) está relacionada ao custo de matéria-prima, conforme demonstrado pela figura 38, abaixo.

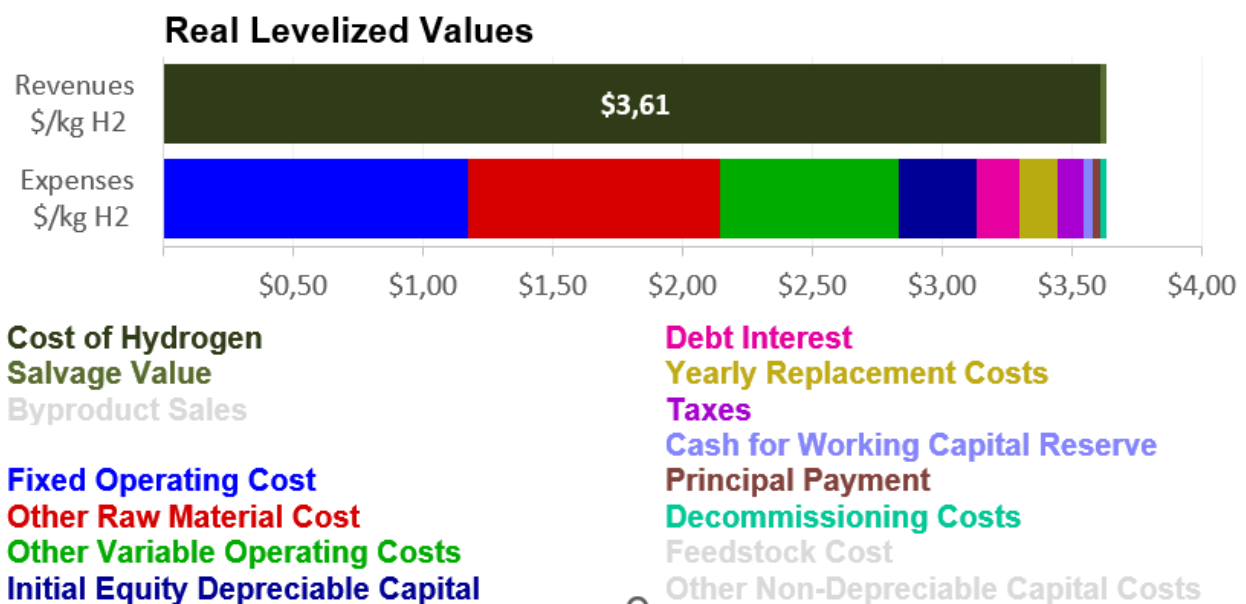


Figura 38 - LCOH, porto do Açú (RJ), “hidrogênio verde puro”

Fonte: H2A (2025)

Assim como realizado no porto de Suape, também simulamos qual seria o valor para produção máxima de hidrogênio da planta (8t.h₂/mês), porém utilizando também energia proveniente da rede. Como no Brasil grande parte da matriz elétrica é renovável, manteríamos a baixa pegada de carbono e como já descrito neste dissertação, teríamos o “hidrogênio amarelo”. A figura 39 traz o resultado da simulação realizada.

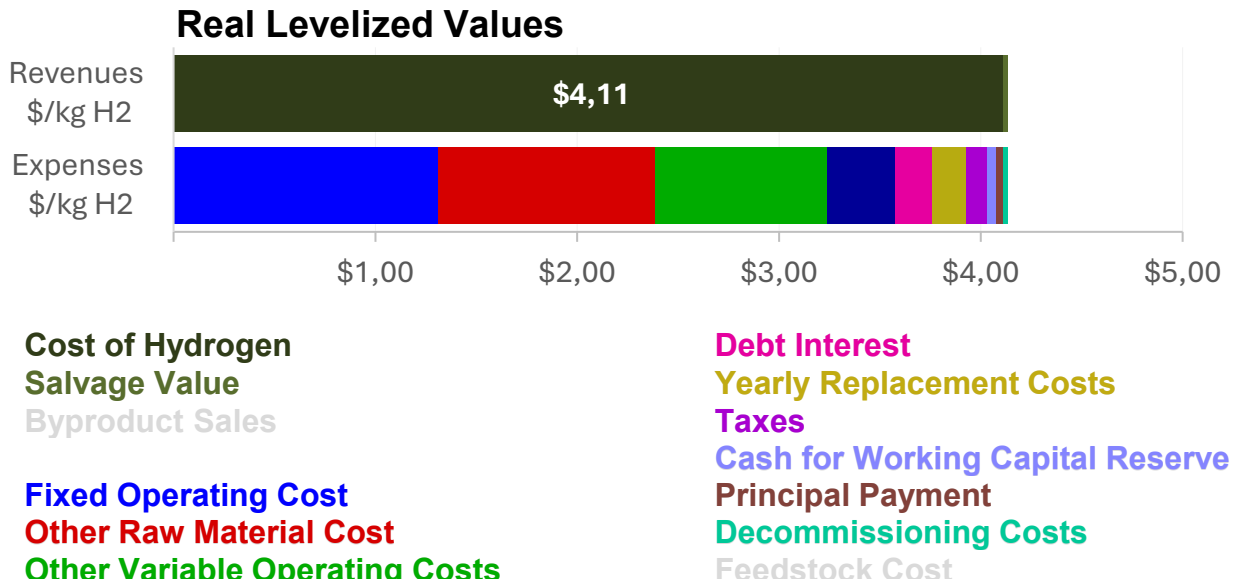


Figura 39 - LCOH, porto do Açú (RJ), “hidrogênio amarelo”

Fonte: H2A (2025)

O resultado evidencia uma maior influência do custo de matéria prima, com a compra de energia da rede, chegando a ultrapassar o custo com outras variáveis operacionais, computando \$1,08 por kg de hidrogênio produzido, contra \$0,85, respectivamente. Este fato evidencia que mesmo com o aumento de produção de 842 kg/ mês, o processo de eletrólise da água é tão intensivo que o custo para geração aumentaria muito, deixando o negócio ainda mais inviável economicamente, do que se mantivéssemos somente a produção mais limitada, somente com a energia gerada pela planta fotovoltaica.

Os indicadores financeiros da produção de hidrogênio verde puro apresentaram um Valor Presente Líquido (NPV) de US\$0,000000002003, inferior ao encontrado no Porto de Suape, que por sua vez, já era inferior ao verificado no Porto do Pecém. O Payback Descontado foi de 16,7 anos, Taxa Interna de Retorno (IRR) de X=10,02% e ROI acumulado de 108%, ao longo dos 25 anos de vida útil do projeto. Esses resultados indicam que, embora o projeto seja financeiramente viável, sua atratividade econômica é inferior à observada no Porto do Pecém e no porto de Suape, reforçando a importância da localização e do regime solar na competitividade de projetos de hidrogênio verde no Brasil. A tabela 11 abaixo traz uma comparação entre os resultados encontrados, nos 3 hubs de produção de hidrogênio verde analisados, para a produção de hidrogênio verde puro.

Tabela 11 - Resultados H2A Pecém (CE) x Suape (PE) x Açú (RJ)

Fonte: autoral

	Pecém (CE)	Suape (PE) - verde puro	Açú (RJ) - verde puro
LCOH	\$ 2,52	\$ 2,78	\$ 3,61
NPV	0,00000015	0,000000021641	0,000000002003
Payback	11,2 anos	13,5 anos	16,7 anos
IRR	10,6%	10,3%	10,1%
ROI	145%	132%	108%

4.4 Sinergia ou Conflitos: Marco regulatório e Viabilidade econômica

Qual seria o impacto das políticas públicas nacionais, para incentivar a produção de H2 verde, no cenário analisado? Conforme descrito neste trabalho, o governo pretende começar injetando até 1,7 bilhão de reais em incentivos fiscais para a indústria de Hidrogênio de baixa emissão de carbono já em 2028, segundo a lei 14990/24. Este valor será suficiente? Segundo a simulação realizada no sistema H2A, o menor CAPEX para produção de h2 verde para uma planta com as dimensões utilizadas neste trabalho seria o do Porto do Pecém, no valor de \$9.665.442, ou na cotação utilizada neste trabalho, onde \$1 = R\$ 5,87, o CAPEX da planta seria R\$ 56.736.144,54. Este é o custo para uma planta que produz 8000 kg de H2 verde, se considerássemos que o incentivo proposto incidiria diretamente no CAPEX, para a produção do H2 verde no Brasil, este subsídio incentivaria aproximadamente 30 projetos, como o modelado neste trabalho.

Entretanto, como deixa claro na legislação aprovada pelo congresso nacional, em 27 de setembro de 2024, este incentivo virá em forma de créditos fiscais para “produtores ou compradores de hidrogênio de baixa emissão de carbono”. Ou seja, poderão reduzir o Imposto de Importação incidente na compra de eletrolisadores, por exemplo, em até 9,75%, assim como poderão oferecer isenção tributária de IRPJ, CSLL e demais impostos federais, incidentes sobre operações superavitárias, chegando ao máximo de 34%. Na modelagem realizada no sistema H2A, conforme deixa claro a figura 40 que traz o fluxo de caixa da operação do Porto do Pecém, mais viável economicamente do que as demais analisadas, a operação começa a ficar superavitária somente no 14º ano após o início das operações. Com crescimento médio de \$116.709 por ano.

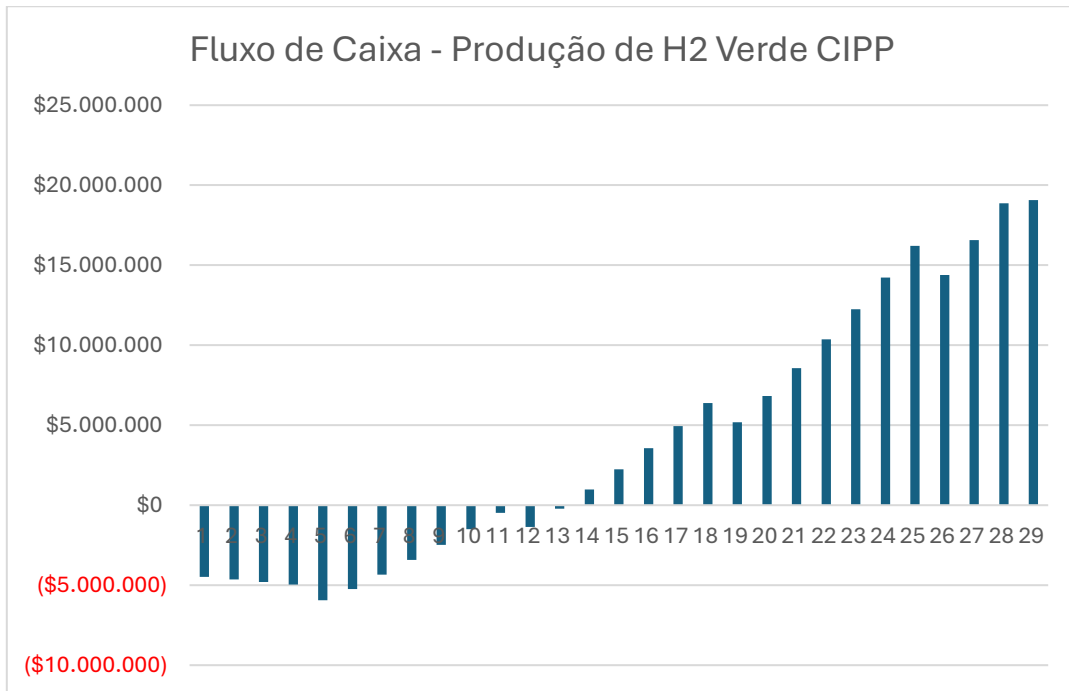


Figura 40 - Resultado operacional anual Porto do Pecém (H2A)

Fonte: autoral

Se considerarmos que uma empresa de grande porte, sociedade anônima, fez o investimento inicial desta planta de Hidrogênio Verde, podemos dizer que a alíquota de impostos federais incidentes sobre o lucro é de 34% ao ano, segundo Higuchi (2002, atualizado em 2017), então anualmente pagaríamos em torno de R\$ 351.781,70 reais de impostos federais que poderiam ser abatidos integralmente pelo incentivo fiscal.

Dito isto, podemos analisar que o maior impacto no incentivo apresentado pelo governo nacional está direcionado a uma operação que já tenha alcançado certo nível de maturidade. O início desta operação simulada, por exemplo, seria de grande dificuldade operacional para uma empresa de pequeno ou médio porte, por exemplo. Assumir um custo elevado de CAPEX e OPEX, mesmo com os incentivos propostos no Brasil ainda é um risco elevado, dentro dos cenários trazidos nesta dissertação.

Além dos desafios associados ao estágio de maturidade da operação e à elevada exposição a CAPEX e OPEX, é importante considerar que a viabilidade econômica da produção de hidrogênio verde no Brasil também enfrenta limitações significativas relacionadas à infraestrutura da rede elétrica e logística. A atual capacidade de transmissão e distribuição apresenta gargalos em diversas regiões, o que pode dificultar a conexão de novas plantas de eletrólise, especialmente em áreas de maior potencial de geração renovável, mas com baixa densidade de linhas de transmissão (Zeni, 2024).

Outro fator que vem sendo amplamente discutido é a necessidade de modernização e digitalização do sistema elétrico, para lidar com a intermitência das fontes renováveis e garantir estabilidade no fornecimento. Sem esses investimentos, há maior risco de indisponibilidade ou encarecimento da energia renovável dedicada à produção de H₂ verde (EPE, 2023)

Adicionalmente, questões como disponibilidade de água em quantidade e qualidade adequadas para o processo (BNDES, 2023), licenciamento ambiental complexo (MCTI, 2023), carência de infraestrutura portuária e de transporte para escoamento (IRENA, 2022), e ausência de um arcabouço regulatório consolidado para comercialização interna e exportação do hidrogênio, também figuram como barreiras críticas. Esses elementos, somados às incertezas cambiais e tributárias, ampliam o risco percebido pelos investidores e afetam diretamente a atratividade do setor no curto e médio prazo.

5. PRODUTO TECNOLÓGICO

O produto técnico-tecnológico gerado a partir desta dissertação consiste em uma metodologia documentada para análise de viabilidade econômica da produção de hidrogênio verde (H₂V) no Brasil, com foco em hubs de energia localizados em diferentes regiões do país. Este produto se enquadra na categoria de "Metodologias e Processos de Gestão Documentados" e "Relatório Técnico Conclusivo", conforme as diretrizes da CAPES, ao sistematizar um processo replicável para a solução de um problema complexo e de alta relevância para o setor energético e para a indústria nacional.

A metodologia desenvolvida possui como principal finalidade oferecer um roteiro estruturado para a avaliação de projetos de H₂V, permitindo a análise comparativa entre diferentes localidades e cenários de investimento. Sua aplicabilidade se estende a investidores, gestores de políticas públicas e pesquisadores que necessitem de uma ferramenta para estimar a rentabilidade e os custos nivelados da produção de hidrogênio, contribuindo para a tomada de decisão e o fomento de novos empreendimentos no setor.

O caráter inovador do produto reside na aplicação integrada e customizada dos softwares System Advisor Model (SAM) e Hydrogen Analysis (H2A), ambos desenvolvidos pelo National Renewable Energy Laboratory (NREL), à realidade brasileira. A pesquisa não se limitou a utilizar as ferramentas em sua configuração padrão, mas promoveu a inserção de dados específicos do contexto nacional, como:

- Dados climáticos (TMY) das regiões dos portos de Pecém (CE), Suape (PE) e Açúcar (RJ), fundamentais para a simulação precisa da geração de energia fotovoltaica.
- Caracterização de eletrolisadores do tipo PEM (Proton Exchange Membrane), ajustando os parâmetros técnicos para refletir a tecnologia disponível e seus custos associados.
- Análise de cenários econômicos, incorporando variações na taxa de desconto, custo de capital e fator de capacidade, permitindo uma análise de sensibilidade robusta.

O processo metodológico, detalhado no capítulo 3, segue um fluxo lógico que se inicia com a simulação da geração elétrica nas plantas fotovoltaicas por meio do SAM. Os resultados desta etapa, como a produção anual de energia e os custos de capital e operação (CAPEX e OPEX), são então utilizados como dados de entrada para o software H2A. Este, por sua vez, realiza a análise tecnoeconômica da produção de hidrogênio verde,

estimando o Custo Nivelado do Hidrogênio (LCOH) com base nos parâmetros técnicos e financeiros fornecidos.

O impacto potencial deste produto tecnológico é significativo. Ao fornecer uma base metodológica clara para a análise de viabilidade, ele contribui para reduzir as incertezas e os riscos associados aos investimentos em hidrogênio verde no Brasil. A comparação direta entre os três principais hubs de produção de H₂V do país oferece uma visão estratégica sobre as vantagens competitivas de cada localidade, auxiliando na formulação de políticas de incentivo e no direcionamento de recursos. A análise final com o cálculo do Valor Presente Líquido (VPL) consolida a avaliação, oferecendo um indicador financeiro claro sobre a atratividade financeiro ou não dos projetos.

Portanto, esta dissertação não apenas aprofunda o conhecimento acadêmico sobre a viabilidade do H₂V, mas também entrega um produto prático e aplicável, com um roteiro de análise tecnoeconômica, que pode ser diretamente empregado em diferentes localidades do Brasil e do mundo, sendo útil para acelerar a transição energética e consolidar o Brasil como um protagonista na economia do hidrogênio.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A presente dissertação teve como objetivo analisar a viabilidade econômica da produção de Hidrogênio Verde no Brasil, com base em simulações realizadas nos softwares SAM (System Advisor Model) e H2A (Hydrogen Analysis), ambos desenvolvidos pelo National Renewable Energy Laboratory (NREL). A análise considerou o contexto atual da legislação brasileira, os incentivos fiscais vigentes e as condições técnicas para a produção por eletrólise da água, utilizando energia solar fotovoltaica, a partir de três estudos de caso: no Hub do Pecém, no estado do Ceará, no Hub de Suape, em Pernambuco e no Hub do Açú, na região norte do estado do Rio de Janeiro.

Os resultados obtidos evidenciam que, sob o ponto de vista técnico, a produção de Hidrogênio Verde é viável no Brasil, dadas as condições favoráveis de irradiação solar, disponibilidade de área e incentivos institucionais, principalmente no Porto do Pecém.

A modelagem com o H2A estimou um Custo Nivelado de Hidrogênio (LCOH) variando de US\$ 2,52/kg H₂, no Porto do Pecém (CE) a US\$ 4,11/kg.H₂, no porto do Açú (RJ), valor equivalente a aproximadamente R\$ 14,80/kg H₂ e R\$ 24,13/kg-H₂ na taxa de câmbio considerada, o que está em linha com os estudos internacionais mais recentes da IEA (2024) e IRENA (2022).

No entanto, o Valor Presente Líquido (NPV) em todas as plantas simuladas foi nulo, demonstrando que, apesar da viabilidade técnica e econômica, o cenário atual não apresenta atratividade financeira suficiente para investidores privados, especialmente quando comparado ao custo de produção do hidrogênio cinza, significativamente mais barato, segundo a IEA (2024) entre US\$ 1,2 e US\$ 2.

Esse NPV nulo é reflexo, principalmente, do elevado custo operacional envolvido na produção de H₂ verde, com destaque para os valores associados aos eletrolisadores e à matéria-prima (água purificada), além de custos com manutenção e energia elétrica. Mesmo com incentivos fiscais e subsídios previstos pelas leis nº 14.948/2024 (Rehidro) e nº 14.990/2024 (PHBC), o impacto desses mecanismos ainda é limitado na fase inicial de operação, especialmente para projetos de pequeno e médio porte.

Assim, torna-se evidente a necessidade de aprofundamento em pesquisas futuras voltadas à redução do LCOH, com foco em inovações tecnológicas, nacionalização de componentes críticos (como eletrolisadores) e desenvolvimento de modelos de negócio

mais eficientes e escaláveis. Além disso, estudos de sensibilidade considerando diferentes configurações de plantas, taxas de atratividade, rotas híbridas de geração (solar + eólica) e mecanismos complementares de financiamento poderão trazer maior clareza sobre o caminho para tornar o hidrogênio verde competitivo frente ao hidrogênio cinza.

Por fim, a consolidação do hidrogênio verde como vetor estratégico da transição energética dependerá da contínua articulação entre ciência, política e mercado. Atingir um LCOH próximo ou inferior ao do hidrogênio cinza será condição essencial para que o Brasil cumpra os compromissos assumidos no Acordo de Paris e consolide seu papel como fornecedor global de energia limpa e sustentável.

Apesar de o setor de hidrogênio verde no Brasil ainda se encontrar em estágio de desenvolvimento, torna-se essencial acelerar os processos regulatórios, tecnológicos e de infraestrutura que visam aumentar sua viabilidade econômica e competitividade. A urgência se justifica não apenas pela necessidade de diversificação da matriz energética e descarbonização da economia nacional, mas também pelo papel estratégico do país na transição energética global e justa (IEA, 2023).

A agilidade na implementação de marcos regulatórios claros, na expansão da infraestrutura elétrica e logística, e no fortalecimento da cadeia de fornecedores nacionais é determinante para que o Brasil aproveite a janela de oportunidade imposta pela corrida internacional do hidrogênio verde (EPE, 2023). Nesse sentido, iniciativas que combinem incentivos fiscais, investimentos em pesquisa e desenvolvimento, e mecanismos de financiamento inovadores, como “blended finance” e parcerias público-privadas, são fundamentais para mitigar riscos, reduzir custos e viabilizar projetos em escala competitiva (IEA, 2021).

Ao alinhar a estratégia nacional de hidrogênio verde aos compromissos climáticos e às demandas do mercado global, o Brasil poderá não apenas se consolidar como um exportador relevante de energia limpa, mas também garantir que a transição energética ocorra de forma inclusiva, equitativa e alinhada aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ONU, 2015).

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Ranking da Tarifa Residencial. Disponível em: <<https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/rankingtarifas>>. Acesso em: 08 ago. 2025.
- Alshehhi, H. (2023). *Techno-economic modeling of PEM electrolyzers in emerging green hydrogen markets*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 180, 113227. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113227>
- ALSHEHHI, Reem Jamal. *Techno-Economic Analysis of the Green Hydrogen and Green Ammonia Production*. 2023. Dissertação de Mestrado. Khalifa University of Science.
- ALVARENGA, A. C. *Análise de investimentos: fundamentos e aplicações*. 3. ed. São Paulo: Atlas, 2005.
- ALVES, L. M. et al. Avaliação do desempenho de usinas solares fotovoltaicas no Brasil. *Revista Brasileira de Energia Solar*, v. 13, n. 1, p. 56–72, 2022.
- Andrade, A. C., Krenzinger, A., 2007. ESTUDO DA INFLUÊNCIA DA DISTRIBUIÇÃO DE TEMPERATURA NAS CARACTERÍSTICAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS. I CBENS - I Congresso Brasileiro de Energia Solar, Fortaleza.
- Azevedo Junior, Sergio Cezar de Comercialização de swaps de geração de energia solar no Brasil : o efeito “curva do pato” / Sergio Cezar de Azevedo Junior ; orientador: Marcos Cohen. – 2023.
- Benvindo, G. (2024). *Impactos das mudanças climáticas na viabilidade de projetos de energia renovável no Brasil*. Instituto Nacional de Pesquisas Climáticas – INPC. Brasília: Série Estudos Climáticos Avançados, v. 12, p. 55–74.
- BNDES. (2023). *Hidrogênio Verde no Brasil: Potencial, desafios e oportunidades*. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br>
- BRASIL. Receita Federal do Brasil. *Tabela de Incidência do Imposto sobre Produtos Industrializados – TIPI*. Aprovada pelo Decreto nº 11.158, de 29 de julho de 2022. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, n. 144, p. 1-50, 1 ago. 2022. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/decreto-n-11.158-de-29-de-julho-de-2022-418282142>. Acesso em: 4 ago. 2025.
- Camparin, R. H., Meleiro, L. A. C., Jorge, R. M. M., Cantão, M. P., & Impinnisi, P. R., 2007. Avaliação da eficiência de uma célula a combustível estacionária de ácido fosfórico. *Química Nova*, 30(7), 1523–1528. <https://doi.org/10.1590/S0100-40422007000700005>
- CAROLINO, Eder Francisco. *Energia e sustentabilidade: desafios e soluções*. São Paulo: Aya Editora, 2020. Disponível em: <https://ayaeditora.com.br/livros/L411.pdf>. Acesso em: 4 ago. 2025.
- Carvalho, A. S. (2024). *Viabilidade do hidrogênio verde utilizando fontes renováveis: estudo de caso para uma fábrica de vidros em Pernambuco*. Universidade Federal de Pernambuco. [PDF](#)

- Carvalho, Carlos H. R., 2011. EMISSÕES RELATIVAS DE POLUENTES DO TRANSPORTE MOTORIZADO DE PASSAGEIROS NOS GRANDES CENTROS URBANOS BRASILEIROS. IPEA – Instituto de Pesquisa Econômica aplicada. Brasília – DF.
- CARVALHO, Vitória et al. Sistemas fotovoltaicos: análise de perdas por Mismatch. Revista Eletrônica de Engenharia Elétrica e Engenharia Mecânica, v. 3, n. 2, p. 70-80, 2021.
- Chandrasekar, M., Gopal, P., & Kumar, C.R. (2022). Effect of solar photovoltaic and various photovoltaic air thermal systems on hydrogen generation by water electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy*
- Chiappini, G. 2024. Maricá assina acordo com empresa francesa para produção de ônibus a hidrogênio. Disponível em: Maricá assina acordo com francesa para produção de ônibus a hidrogênio. [Data](#) de Acesso em: 07/04/25.
- CHIAPPINI, Gabriel. Infraestrutura de transmissão preocupa indústria de hidrogênio verde. Eixos, Política Energética, Rio, 25 fev. 2025. Disponível em: <<https://eixos.com.br/politica/infraestrutura-de-transmissao-preocupa-industria-de-hidrogenio-verde/>>. Acesso em: 21 ago. 2025.
- COMPLEXO DE SUAPE. *Suape lança programa de atração de indústrias de hidrogênio verde*. Recife, 2023. Disponível em: <https://www.suape.pe.gov.br>. Acesso em: 4 ago. 2025.
- COMPLEXO DO PECÉM. *ZPE Ceará e incentivos ao hidrogênio verde*. Pecém, 2022. Disponível em: <https://www.complexodopecem.com.br/hidrogenio-verde/>. Acesso em: 4 ago. 2025.
- PORTO DO AÇU. *Porto do Açúcar e iniciativas para hidrogênio verde*. São João da Barra, 2023. Disponível em: <https://www.portodoacu.com.br>. Acesso em: 4 ago. 2025.
- Corrêa 2024 – A transição energética no Brasil e a Amônia Verde como solução para a dependência de fertilizantes importados. Site: [A transição energética no Brasil e a amônia verde como solução para a dependência de fertilizantes importados | eixos](#), acessado em: 04/03/25
- DA SILVA, Heitor Marques Francelino; ARAÚJO, Francisco José Costa. Energia solar fotovoltaica no Brasil: uma revisão bibliográfica. Revista Ibero-Americana de Humanidades, Ciências e Educação, v. 8, n. 3, p. 859-869, 2022.
- DE ALMEIDA, Mateus Araujo et al. Energias Renováveis na Ótica da Sustentabilidade para a Competitividade Portuária: Hidrogênio Verde e o Hub de Pecém. *Advances in Global Innovation & Technology*, v. 2, n. 1, p. 06-16, 2023.
- De Oliveira, R. C. (2022). *Panorama do hidrogênio no Brasil* (No. 2787). Texto para Discussão.

- DEUTSCHE GESELLSCHAFT FÜR INTERNATIONALE ZUSAMMENARBEIT (GIZ) GmbH. Mapeamento do Setor de Hidrogênio Brasileiro: panorama atual e potenciais para o hidrogênio verde. Brasília: GIZ, 2021.
- EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Power Generation Costs Report 2021*. Rio de Janeiro: EPE, 2022. (EPE-DEE-RE-089/2021-r1). Disponível em: <http://www.epe.gov.br>. Acesso em: 15 abr. 2025.
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Rota Estratégica do Hidrogênio Baixo Carbono no Brasil*. Brasília: EPE, 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Rota-Estrategica-do-Hidrogenio>
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética. (2023). *Plano Nacional do Hidrogênio: Infraestrutura e desafios para produção e escoamento*.
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética. (2022). *Expansão da Transmissão Elétrica: Cenários para integração de renováveis*. Disponível em: <https://www.epe.gov.br>
- FORTE, Sérgio Henrique Arruda Cavalcante; GAZILLO, Anderson Montenegro. Hidrogênio verde como potencializador do comércio internacional no estado do Ceará. Bioenergia em Revista: Diálogos (ISSN: 2236-9171), v. 13, n. 1, p. 52-87, 2023.
- FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS. *Photovoltaics report*. Freiburg: Fraunhofer ISE, 2023. Disponível em: <https://www.ise.fraunhofer.de>. Acesso em: 14 ago. 2025
- GOVERNO DO ESTADO DO CEARÁ. Secretaria da Infraestrutura. Plano Diretor CIPP: projetos conceituais de infraestrutura do CIPP. Fortaleza, mai. 2014. 1 f. Disponível em: <<https://www.adece.ce.gov.br/wp-content/uploads/sites/98/2014/06/plano-diretor-cipp-r20-.pdf>>. Acesso em: 21 ago. 2025.
- GUERRA, Clarisse da Costa. *O papel dos hubs de hidrogênio verde na nova política industrial brasileira: potencialidades e desafios na região Nordeste*. Rio de Janeiro: Instituto Talanoa, 2023. Disponível em: https://www.talanoa.org/_files/ugd/5659b2_7b8b0a4a0e294f089832750f75a80d60.pdf. Acesso em: 15 jul. 2025.
- GUÉYMARD, C. A. *Prediction and validation of cloudless shortwave solar spectra incident on tilted surfaces*. *Solar Energy*, v. 82, n. 3, p. 260–271, 2008. DOI: 10.1016/j.solener.2007.10.005.
- GUEYMARD, Christian A.; MYERS, Dale; PEREZ, Richard. Solar radiation assessment and modeling. *Solar Energy*, v. 86, n. 8, p. 2149–2169, 2009. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2011.06.018>.
- HACHA, R.R., 2016. Eletroflotação de partículas finas de hematita em célula modificada de Partridge Smith usando *Rhodococcus opacus* como biorreagente. 174 f. Tese de Doutorado – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Materiais e de Processos Químicos e Metalúrgicos do Departamento de Engenharia Química e de Materiais da PUC-Rio, Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, 2016

- HIGUCHI, Hiromi; HIGUCHI, F. Hiroshi; HIGUCHI, C. Hiroyuki. Imposto de renda das empresas. São Paulo: Atlas, 2002.
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. *IEC 62446-1: Photovoltaic (PV) systems – Testing and documentation*. Genebra: IEC, 2021.
- International Energy Agency – IEA. (2021). *Global Hydrogen Review 2021 – Towards a Clean Hydrogen Future*. Paris: IEA. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). *Global Hydrogen Review 2022*. Paris: IEA, 2022.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). *Global Hydrogen Review 2023*. Paris: IEA, 2023.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). *Global Hydrogen Review 2024*. Paris: IEA, 2024.
- IEA – International Energy Agency. *Hydrogen Projects Database 2023*. Paris: IEA, 2023. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/hydrogen>
- IPCC. (2014). *Climate Change 2014: Synthesis Report*. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. IPCC. <https://www.ipcc.ch/report/ar5/syr/>
- IRENA. *Panorama das Transições Energéticas Mundiais 2022: Via do 1,5°C*. Abu Dhabi: Agência Internacional para as Energias Renováveis, 2022. ISBN 978-92-9260-429-5.
- IRENA – International Renewable Energy Agency. (2022). *Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor*. Disponível em: <https://www.irena.org>
- INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. *Renewable power generation costs in 2020*. Abu Dhabi: IRENA, 2021. Disponível em: <https://www.irena.org>. Acesso em: 14 ago. 2025.
- JAMES, Brian D.; COLELLA, Whitney G.; MOTON, Jennie M. *Hydrogen pathways analysis for polymer electrolyte membrane (PEM) electrolysis*. In: UNITED STATES. Department of Energy. *2014 DOE Hydrogen and Fuel Cells Program and Vehicle Technologies Office Annual Merit Review and Peer Evaluation Meeting*, Washington, DC, 16-20 jun. 2014. Strategic Analysis Inc. Project ID: PD102. Disponível em: https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review14/pd102_james_2014_o.pdf. Acesso em: 19 maio 2025.
- Jordan, D.C. & Kurtz, S.R. (2013). Photovoltaic Degradation Rates — An Analytical Review. *Progress in Photovoltaics*, 21(1), 12–29. [DOI: 10.1002/pip.1182]
- KALOGIROU, Soteris A. *Solar energy engineering: processes and systems*. 2. ed. Cambridge: Academic Press, 2014.

- Kormann, L., Peroza, J., Silva, J. E., Rampinelli, G.A., 2014. DESENVOLVIMENTO DE MAPAS DE AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM DIFERENTES ÂNGULOS DE INCLINAÇÃO E DE AZIMUTE. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente* Vol. 18, pp.04.01-04.08.
- Leal, J. A. S. (2023). *Sustentabilidade e inovação: o papel das células a combustível de hidrogênio na transição energética brasileira*. UFPE. [PDF](#)
- Lima, A. C. O. (2023). *Hidrogênio verde: principais perspectivas do cenário energético no Nordeste brasileiro*. Universidade Federal do Ceará. [PDF](#)
- LOPES, Daniel Gomes. *Análise de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo: estudo de caso dos projetos da Chamada nº13/2011-PROCEL*. 2013. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2013. Disponível em: <http://repositorio.unicamp.br/Busca/Download?codigoArquivo=471330>. Acesso em: 4 ago. 2025.
- MARTINS, Fernando Ramos et al. Mapas de irradiação solar para o Brasil–Resultados do Projeto SWERA. *Anais XII Simpósio Brasileiro de Sensoriamento Remoto*, Goiânia, Brasil, p. 16-21, 2005.
- Marzouk, M. (2023). *Economic evaluation and risk analysis of green hydrogen production systems*. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(5), 17892–17910. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.01.014>
- MARZOUK, Osama A. Levelized cost of green hydrogen (LCOH) in the Sultanate of Oman using H₂A-Lite with polymer electrolyte membrane (PEM) electrolyzers powered by solar photovoltaic (PV) electricity. In: *E3S Web of Conferences*. EDP Sciences, 2023. p. 00101.
- MCTI – Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação. (2023). *Roteiro Nacional para Hidrogênio de Baixo Carbono*. Disponível em: <https://www.gov.br/mcti>
- MEGACAST. As diferentes formas de produção do hidrogênio. MegaWhat, São Paulo, 2022. Podcast. Disponível em: <https://open.spotify.com/episode/3xrbaMfob9QxPGAXi6OEZ5?si=XQI8BdihQNOH66yrqa1Sqq>. Acesso em: 21 ago. 2025.
- MOURA, Ícaro Jael Mendonça et al. Caracterização dos períodos seco e chuvoso da cidade de Fortaleza (CE). *Ciência e Natura*, v. 37, n. 1, p. 3-7, 2015.
- Moss, R. H., et al. (2010). The next generation of scenarios for climate change research and assessment. *Nature*, 463(7282), 747–756. <https://doi.org/10.1038/nature08823>
- Muhammad, H.A., et al. (2024). Technoeconomic analysis of a concentrated solar-powered high-temperature electrolysis system. *Energy*.
- MUNEER, Tariq; ASIF, Muhammad; CUBASH, Colin. *Solar radiation and daylight models*. Oxford: Elsevier, 2007.

- NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. *Best practices in PV system operations and maintenance*. Golden: NREL, 2020. Disponível em: <https://www.nrel.gov>. Acesso em: 14 ago. 2025.
- NISHI, Marcos Hiroshi et al. Influência dos créditos de carbono na viabilidade financeira de três projetos florestais. *Revista Árvore*, v. 29, p. 263-270, 2005.
- ONU – Organização das Nações Unidas. (2015). *Objetivos de Desenvolvimento Sustentável*. Disponível em: <https://sdgs.un.org/goals>. Acesso em: 12/08/25.
- OXFORD LANGUAGES. Significado de hidrogênio. Disponível em: [Oxford Languages | The Home of Language Data](#). Acesso em: 28/03/25.
- PALHARES, Erika Oliveira et al. Análise da sujidade na eficiência energética das placas fotovoltaicas por meio de processamento de imagens. 2024.
- Pereira, Alexandre de Mattos, 2007. Sistema de Tração de Ônibus Elétrico Híbrido com Pilhas a Combustível e Baterias, Tese de Mestrado, COPPE, UFRJ, Rio de Janeiro.
- P.E.V. de Miranda, S.A. Venâncio, H.V. de Miranda, 2016. "Method for the direct oxidation and/or internal reforming of ethanol, solid oxide fuel cell for direct oxidation and/or internal reforming of ethanol, catalyst and multifunctional electrocatalytic anode for direct oxidation and/or internal reforming of ethanol". US Patent 9,431,663 B2, August 30, 2016.
- Peixer, J.F.B. (2019). A Contribuição Nacionalmente Determinada do Brasil para Cumprimento do Acordo de Paris: Metas e Perspectivas Futuras. Tese de Doutorado – Programa de Pós-Graduação em Direito da Universidade Federal de Santa Catarina. UFSC – Florianópolis, SC.
- PERON, André Mendes. *Análise da complementaridade das gerações intermitentes no planejamento da operação eletro-energética da região nordeste brasileira*. 2017. Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2017. Disponível em: https://www.academia.edu/download/55521992/COMPLEMENTARIDADE_DAS_GERACOES_INTERMITENTES_NORDESTE_BRASILEIRA.pdf. Acesso em: 15 jul. 2025.
- PIEGARI, L.; TRICOLI, P. *Power conversion in photovoltaic systems: Inverter efficiency and load matching*. *Renewable Energy*, v. 35, n. 1, p. 343–352, 2010. DOI: 10.1016/j.renene.2009.06.003.
- PRUMO LOGÍSTICA. *Fortescue e Prumo firmam acordo para hub de hidrogênio verde no Porto do Açu*. 2022. Disponível em: <https://www.portodoacu.com.br/noticias/fortescue-e-prumo-firmam-acordo>
- RAIMO, Patrícia Abdala. *A disseminação dos sistemas fotovoltaicos e a qualificação profissional*. 2018. Tese (Doutorado em Engenharia de Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2018. Disponível em: https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/106/106131/tde-30072018-144252/publico/Tese_Revisada_Patricia_Abdala_Raimo.pdf. Acesso em: 15 jul. 2025.

- REVISTA O EMPREITEIRO. *EDP inaugura usina piloto de hidrogênio verde no CE*. Exame, 2023. Disponível em: <https://revistaoempreiteiro.com.br/edp-inaugura-usina-piloto-de-hidrogenio-verde-no-ce/>. Acesso em: 14 jan. 2025.
- SADIQ, Muhammad et al. Techno-economic analysis of Green-H₂@ Scale production. *Renewable Energy*, v. 219, p. 119362, 2023.
- SANTIAGO, Marlene Ferreira; DA SILVA, José Luis Gomes. Evolução e composição da carga tributária brasileira. *Revista Brasileira de Gestão e Desenvolvimento Regional*, v. 2, n. 1, 2005.
- Santos, L. M. G. (2024). *Hidrogênio verde: revolucionando o futuro da energia limpa*. Universidade Federal de Campina Grande. [PDF](#)
- SILVA, D. C. F., 2021. Os principais desafios do uso do hidrogênio no contexto brasileiro para a descarbonização: uma breve revisão bibliográfica. 2021. Trabalho de Conclusão de Curso (Especialização em MBE Energia) – Instituto de Energia da PUC, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUCRIO.
- Silva, F. A. R., Yamashita, Y., & Santos, L. C. R. (2024). *O papel do hidrogênio verde na descarbonização dos portos no Brasil*. *Revista ARACÊ*. [PDF](#)
- Silva, P. H. T., Florian, F., Pestana, F. A. B., 2018. Estudo de Perdas em Sistemas Fotovoltaicos. Universidade de Araraquara. Semana Acadêmica.
- SILVA, R. F. da et al. Desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica em diferentes regiões do Brasil. *Revista Brasileira de Energia Renovável*, v. 9, n. 3, p. 213–230, 2020.
- SKOPLAKI, E.; PALLYVOS, J. A. *On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations*. *Solar Energy*, v. 83, n. 5, p. 614–624, 2009. DOI: 10.1016/j.solener.2008.10.008.
- SOUZA, Maria Eduarda de Azevedo de. Regime internacional de meio ambiente e sustentabilidade e políticas públicas ambientais no Brasil. 2024.
- SULEMAN, F.; DINCER, I.; AGELIN-CHAAB, M., 2015. Environmental impact assessment and comparison of some hydrogen production options.
- TAVARES, Cristiano Viana Cavalcanti Castellão. *Os desafios da descarbonização da economia por meio da energia solar no semiárido: estudo de caso Juazeiro do Norte – CE*. 2020. Dissertação (Mestrado em Desenvolvimento Sustentável) – Universidade de Brasília, Brasília, 2020. Disponível em: <https://repositorio.unb.br/handle/10482/38305>. Acesso em: 15 jul. 2025.
- UNITED STATES. Department of Energy. *H₂A PEM electrolysis case study documentation*. Washington, DC: DOE, 2023. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/82398.pdf>. Acesso em: 19 maio 2025.
- UNITED STATES. Department of Energy. *Hydrogen production cost from PEM electrolysis – 2019*. Program Record nº 19009. Washington, DC: DOE, 2020. Disponível em:

https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/19009_h2_production_cost_pem_electrolysis_2019.pdf. Acesso em: 19 maio 2025.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. *Hydrogen Analysis Production Model (H2A): Hydrogen Production Case Studies*. Washington, D.C.: DOE, 2022. Disponível em: https://www.hydrogen.energy.gov/h2a_analysis.html. Acesso em: 8 ago. 2025.

VALOR ECONÔMICO. *Fortescue planeja investir em amônia verde no Porto do Açu*. São Paulo, 2022. Disponível em: <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2022/11/04/fortescue-no-porto-do-acu.ghtml>

Xavier, Carla L. B., 2013. *Produção de Hidrogênio Verde a partir de Energia Solar no Brasil*. Monografia Especialização, USP, São Paulo.

XI, William et al. *Electrolyzers in the system advisor model (SAM): a techno-economic potential study*. National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO (United States), 2023.

Zeni, M. F. R. (2024). *Análise da viabilidade econômica para exportação de carrier de hidrogênio verde para a Alemanha*. Universidade Federal de Santa Catarina. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/262123>