

GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA - GCR

ANÁLISE DE RISCO DA VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DE UM EMPREENDIMENTO DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE NO SISTEMA NORDESTE

**EDUARDO DE AGUIAR SODRÉ (1); ALCIDES CODECEIRA NETO (1);
SERGIO PINHEIRO DOS SANTOS (2); ANTONIO CAMELO DA COSTA PERRELLI (2);
JOSÉ BIONE DE MELO FILHO (3)
ELETROBRAS CHESF e POLI-UPE (1)
ELETROBRAS CHESF (2)
ELETROBRAS CHESF e IFPE (3)**

RESUMO

Com o avanço dos compromissos net-zero de vários governos ao redor do mundo, o hidrogênio verde com base em eletricidade renovável de baixo custo começou a atrair atenção dos grupos investidores. Para tal avanço, é necessário desenvolver ferramentas que possibilitem uma sólida análise dos custos, benefícios e riscos buscando reduzir a exposição ao risco. O objetivo deste trabalho é construir em um código-fonte, através de colaboração aberta, toda a lógica de cálculo de um estudo de viabilidade técnico-econômica levando consideração as incertezas nas variáveis chave do fluxo de caixa de um empreendimento para a produção de hidrogênio verde no sistema Nordeste utilizando-se de programação em Python.

PALAVRAS-CHAVE

Hidrogênio Verde; Eletrólise; Geração Renovável; TIR; Nordeste

1.0 INTRODUÇÃO

O setor energético mundial está passando por uma transformação tecnológica, tornando-se mais sustentável e limpo. O hidrogênio verde por ser um “carrier” de energia muito promissor e sustentável, está atraindo atenção significativa à medida que o mundo busca fazer a transição para uma economia de baixo carbono. Produzido por meio da eletrólise da água usando fontes de energia renováveis, como energia solar ou eólica, o hidrogênio verde tem o potencial de revolucionar várias indústrias, incluindo setores, tais como: **a) Setor de energia:** o hidrogênio verde pode ser usado em turbinas a gás e células de combustível para geração de eletricidade, podendo substituir o gás natural na geração de energia; **b) Setor Industrial:** indústrias como aço, cimento e fabricação de produtos químicos que dependem fortemente de combustíveis fósseis podem usar o hidrogênio verde como uma alternativa limpa. Por exemplo, na produção de aço, o hidrogênio pode substituir o carvão de coque para a redução do minério de ferro, eliminando efetivamente as emissões de CO₂ do processo; **c) Setor de Transporte:** o hidrogênio verde pode ser usado como combustível em veículos movidos a célula de combustível de hidrogênio. Isso inclui não apenas carros, mas também ônibus, caminhões, navios e até aviões, principalmente em países que não possuem matriz elétrica renovável; **d) Setor de Construção:** o hidrogênio verde pode ser misturado com gás natural e usado para aquecer edifícios residenciais e comerciais, reduzindo a pegada de carbono do setor de construção; e **e) Setor Agrícola:** o hidrogênio verde pode ser usado para produzir amônia, que é um ingrediente chave em muitos fertilizantes. O hidrogênio verde, portanto, poderia reduzir o impacto ambiental da produção de fertilizantes [1].

Vários países assumiram compromissos substanciais para o avanço da tecnologia de hidrogênio verde, incorporando-a em suas políticas energéticas e estabelecendo metas ambiciosas para a produção e utilização de hidrogênio. Por exemplo, a União Europeia traçou uma ampla estratégia de hidrogênio, com o objetivo de instalar 40 gigawatts (GW) de capacidade de eletrolisadores até 2030. Da mesma forma, países como Austrália, Japão, Coreia do Sul e Estados Unidos introduziram “roadmaps” de hidrogênio, prometendo apoio para o desenvolvimento de uma economia de hidrogênio [2].

No mercado interno para consumo de hidrogênio verde no Brasil, há expectativas de que nas próximas décadas a demanda seja crescente e até supere o volume exportado, com destaque para a descarbonização do setor de transportes rodoviários, metalurgia, aplicações de aquecimento industrial e fertilizantes. Estimativas apontam para um

mercado brasileiro de até 20 bilhões de dólares por ano em 2040, dos quais apenas 6 bilhões seriam oriundos da exportação [2].

O objetivo deste trabalho é construir um código-fonte aberto com toda a lógica de cálculo de um estudo de viabilidade técnico-econômica levando consideração as incertezas nas variáveis chave do fluxo de caixa de um empreendimento para a produção de hidrogênio verde no sistema Nordeste. Está sendo utilizado nesse trabalho as métricas de risco *VaR* e *CVaR* e foram também analisados alguns dos tipos de arranjos técnicos-comerciais de geração de energia elétrica mais difundidos na região. Os cálculos da análise de risco da viabilidade técnico-econômica foram realizados utilizando-se de programação em Python.

2.0 PROPOSTAS EM DISCUSSÃO PARA O MARCO REGULATÓRIO DO HIDROGÊNIO NO BRASIL

Estão em discussão no Congresso Nacional e nos órgãos do Poder Executivo algumas propostas de marco regulatório para o hidrogênio verde no Brasil, notadamente os PLs 725/2022 e 1878/2022. Nestes dois Projetos de Lei os principais pontos que estão sendo abordados são os seguintes:

1. - Adição de hidrogênio nos gasodutos de 5% a partir de 2032 e 10% a partir de 2050;
2. - Os projetos de produção do Hidrogênio Renovável e seus derivados, farão jus à isenção dos encargos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, do Programa de Incentivos de Fontes Alternativas – PROINFA, da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis dos Sistemas Isolado – CCC-ISOL e todos os demais incidentes sobre a parcela do consumo da energia elétrica a ser dedicada a esses empreendimentos;
3. - Desconto na TUSD/TUST para Projetos de Hidrogênio Renovável e derivados de 80% até 2063 (40 anos) e para Projetos de Hidrogênio de Baixo Carbono de 30% até 2043 (20 anos);
4. - Aplicação do benefício fiscal do REINTEGRA (Regime Especial de Reintegração de Valores Tributários para as Empresas Exportadoras) aos projetos de hidrogênio renovável e de baixo carbono e seus derivados, incluídos dentro das ZPEs (Zonas de Processamento de Exportação) Reintegra tem a finalidade de retornar de forma integral ou parcial o resíduo tributário remanescente na cadeia de produção de produtos exportados. Ele possibilita que as empresas exportadoras tenham de volta valores pagos em tributos como PIS, COFINS e IRRF;
5. - Suspensão do IRRF e CIDE-Royalties na importação de serviços técnicos para os projetos de hidrogênio renovável (H2R), de baixo carbono e seus derivados, incluindo e ampliando aos projetos dentro das ZPEs;
6. - Participação dos produtores de H2R e de baixo carbono na Política Nacional de Biocombustíveis para emissão de CBIOS. A ideia por trás dos CBIOS é ajudar a atingir a meta da participação dos biocombustíveis (etanol, biodiesel, etc.) na matriz energética brasileira para aproximadamente 18% até 2030. Atualmente, pela lei, as distribuidoras de combustíveis são obrigadas a fazer a compra dos CBIOS. A compra deve ser feita na proporção de combustível que foi comercializado no ano anterior. Um CBIO equivale a uma tonelada de emissões evitadas de CO₂ e, matematicamente, é proporcional à produção do biocombustível e a quanto se deixou de emitir em GEE;
7. - Inclusão dos projetos de hidrogênio renovável e de baixo carbono para habilitação ao REIDI (Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura). O REIDI suspende a cobrança de contribuição para o PIS/PASEP e da COFINS incidentes sobre venda, locação, importação e prestação de serviços relativos a projetos voltados à implantação de infraestrutura nos setores de transportes, portos, energia, saneamento básico e irrigação;
8. - Diferencial de desconto na TUSD/TUST para os projetos que estão dentro das ZPEs: a) Projetos de Hidrogênio Renovável e derivados, desconto de 100% até 2063 (40 anos); e b) Projetos de Hidrogênio de Baixo Carbono com desconto de 50% até 2043 (20 anos); e
9. - Prorrogação dos benefícios de redução de 75% do imposto sobre a renda até 2063 na área da SUDENE (a pessoa jurídica titular do empreendimento deve ser optante da tributação com base no lucro real, para efeito de fruição deste benefício fiscal).

Acredita-se que além de todas as propostas que estão sendo discutidas também deve-se pensar num primeiro passo importantíssimo para a indústria do hidrogênio verde no Brasil, assim como foi o PROINFA para a indústria da energia eólica. Alguns dos benefícios citados acima foram simulados nos estudos de caso deste trabalho, conforme Seções 3 e 5.

3.0 ASPECTOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS

Os desafios técnicos de ordem geral associados ao desenvolvimento e adoção generalizada do hidrogênio verde podem ser elencados como os seguintes:

1. - Tecnologia de eletrolisadores: os eletrolisadores são fundamentais para a produção de hidrogênio verde, e sua eficiência, durabilidade e custo continuam sendo grandes desafios. Melhorias são necessárias em áreas como materiais catalisadores, materiais de membrana e projeto de sistema para reduzir custos e melhorar o desempenho. O processo de eletrólise para produzir hidrogênio verde é intensivo em energia, com uma quantidade significativa de perda de energia durante o processo de conversão. Aumentar a eficiência energética do processo ajudaria a tornar o hidrogênio verde mais competitivo em relação a outros portadores de energia.

2 - Desenvolvimento de infraestrutura de Armazenamento e Transporte: O hidrogênio tem uma densidade de energia baixa, o que torna o armazenamento e o transporte desafiadores. Soluções de armazenamento eficazes e seguras, como tanques de alta pressão, liquefação ou armazenamento em materiais de estado sólido, precisam de mais desenvolvimento para permitir a implantação de hidrogênio verde em grande escala. A infraestrutura dedicada para o transporte e o reabastecimento de hidrogênio, precisa ser desenvolvida para apoiar o uso generalizado de hidrogênio verde em vários setores, como transporte, indústria e geração de energia. Também é importante lembrar que o hidrogênio é um gás altamente inflamável e reativo, e abordar questões de segurança é crucial para sua ampla adoção. Isso inclui o desenvolvimento de materiais, sistemas de armazenamento e oleodutos que possam conter e transportar hidrogênio com segurança.

3. - Definição da Certificação do Hidrogênio Verde: atualmente o mundo ainda está discutindo a melhor forma de certificação do hidrogênio verde de forma a não onerar demasiadamente e também garantir a qualidade do hidrogênio ser um produto renovável. No Brasil os principais aspectos da especificação da certificação de hidrogênio estão sendo liderados pela CCEE e está sendo construída nos moldes dos padrões internacionais para atender o mercado externo. Em sua versão inicial a Certificação da CCEE apresenta as seguintes características principais: a) produtores conectados ao SIN com PPA de energia renovável; b) produtores conectados ao SIN com autoprodução de energia renovável; c) produtores offgrid com conexão direta em plantas de geração de energia renovável; d) a contabilização das emissões são as das emissões indiretas associadas ao consumo de energia elétrica (Escopo 2 GHG Protocol); e e) a correlação temporal será com opção de análise do balanço energético mensal ou trimestral [3].

Os tipos de eletrolisadores considerados neste trabalho foram os seguintes: a) eletrolisador alcalino (AEL - alkaline electrolyzer); e b) eletrolisador com membrana de troca de prótons (PEMEL - proton exchange membrane electrolyzer). As tecnologias AEL e PEMEL estão disponíveis comercialmente [4, 5].

As principais características técnicas e econômicas do AEL e do PEMEL estão apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1 – Características Técnicas e Econômicas do PEMEL e AEL [4, 5].

	PEMEL	AEL
Vida útil do empilhamento (em milhares de horas)	60 - 90	50 – 80
Tempo de partida (minutos)	40 - 55	12 – 20
Potência Máxima de consumo	Up to 1MW	800 kVA
Consumo de água	13 litros por kg de H ₂ produzido	o escopo de fornecimento inclui uma estação de tratamento de água com osmose reversa que requer 1,2 a 2 L/Nm ³ [13 a 17 L/kg de H ₂] (dependendo da qualidade da água potável)
Volume de gás produzido	200 Nm ³ / hour	100 Nm ³ /h
Massa produzida	425 kg / day	215 kg/day
Pureza	Up to 99.999%	99.998%
Pressão de entrega do H₂	40 barg / 580 psig (without a compressor)	10 barg / 145 psig (without a compressor)
Tempo de Start Up	30 sec warm / < 5 min cold	< 10 min cold
Consumo de energia específico do sistema	49.9 kWh/kg	55-60 kWh/kg
Load Following	instantâneo	desconhecido
Pontos Positivos	Maior base instalada no mundo, maturidade, menor investimento, maior vida útil	Maior flexibilidade e melhor comportamento dinâmico, partida rápida, O&M mais simples e de menor custo
Pontos negativos	Menor flexibilidade, O&M mais complexa e de maior custo, problemas de corrosão, dificuldades com o uso de eletrólito líquido, partida lenta	Maior investimento, vida útil ainda um pouco menor, mercado mais restrito de fornecedores
Fabricantes no mundo	Mais de 30	Aproximadamente 20

Em relação ao consumo de energia específico do Sistema, vale ressaltar que está sendo considerado neste trabalho um sistema que corresponde ao escopo padrão de fornecimento referente à versão outdoor completa, composta por:

empilhamento das células de eletrólise (cell stacks); retificadores de potência; sistema de monitoramento da qualidade da água; sistema de resfriamento do retificador de potência; sistema de resfriamento do gás de hidrogênio; sistema de resfriamento do equipamento de eletrólise (cell stacks); sistema de purificação da água; sistema compressor para armazenamento; e sistema de purificação e secagem do hidrogênio.

4.0 ANÁLISE DE RISCO PARA INVESTIMENTOS EM PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE

Neste trabalho o objetivo foi construir um código-fonte aberto com toda a lógica de cálculo de um estudo de viabilidade técnico-econômica levando consideração as incertezas nas variáveis chave do fluxo de caixa de um empreendimento para a produção de hidrogênio verde no sistema Nordeste, tais como: a) produção de energia; b) variação do dólar; e c) cotação do hidrogênio. Está sendo utilizado nesse trabalho as métricas de risco *VaR* e *CVaR* [6, 7].

A gestão de risco se mostra uma atividade complexa e importante, envolvendo fatores delimitados pelas regras de cada mercado, e também fatores como a existência de instrumentos financeiros capazes de proporcionar hedge aos agentes, contando com inúmeras métricas de risco para subsidiar a tomada de decisão.

A análise de Risco compõe-se basicamente da busca de 2 (duas) informações: a chance (probabilidade); e o impacto (valor monetário) de eventos desfavoráveis e/ou favoráveis. Toda vez que se está trabalhando com Risco é importante ter-se em mente estas duas dimensões. Análise de Risco é uma Tomada de Decisão sob Incerteza. Essa seção abordará os principais tipos de análise de risco do mercado de energia herdadas do mercado financeiro. Estas análises são utilizadas para controlar ou minimizar o risco na tomada de decisão: o *VaR*; e o *CVaR*.

O cálculo do *VaR* (*Value at Risk*) é realizado da seguinte forma: dada a distribuição de Probabilidades dos Lucros/Perdas (*Profit/Loss*) do negócio em análise, podemos calcular o valor da abscissa que determina, por exemplo, um valor de área à direita, na curva de distribuição de probabilidades, em 95%. Esse valor de abscissa seria o *VaR*_{95%}. Em outras palavras, o valor de abscissa *VaR*_{95%} determina que a probabilidade de ocorrer retornos maiores ou igual ao *VaR*_{95%} é de 95% de chance. E que a chance de ocorrer valores menores do que o valor de abscissa *VaR*_{95%} é de 5% [8].

Embora o *VaR* seja uma das métricas de risco mais populares e utilizadas até hoje, ele não diz nada sobre a cauda da distribuição. Esta é uma das principais críticas à métrica *VaR*. O *Conditional Value-at-Risk* (*CVaR*), também conhecido como "*Expected Shortfall*", é uma medida de avaliação de risco que quantifica o valor esperado do déficit que o Portfólio possui, e foi criado, entre outras coisas, para responder às críticas feitas ao *VaR*. O *CVaR* é derivado da média ponderada das perdas "extremas" na cauda da distribuição dos retornos possíveis, além do ponto de corte do valor em risco (*VaR*) [9].

Os Gerentes de Risco sempre querem saber o máximo possível sobre a cauda da distribuição, principalmente o lado esquerdo da distribuição de probabilidade do *Profit/Loss*. O *CVaR* traz alguma informação sobre isso, mas é uma medida mais sensível aos valores da cauda da distribuição, tornando-a potencialmente instável aos valores dos "*outliers*" e fazendo com que os valores para o *CVaR* percam um pouco de significado prático para diferentes Distribuições de Probabilidade. O *VaR*, em compensação, não nos diz nada sobre a forma da cauda, mas é mais robusto para os "*outliers*". Os Gerentes de Risco tem a obrigação de entender muito bem esses "*tradeoffs*" entre as várias métricas de risco [9].

5.0 - ESTUDO DE CASOS

As simulações de Monte Carlo realizadas nos 3 (três) casos de estudo realizados neste trabalho utilizaram 10,000 cenários para os cálculos das análises de viabilidade financeira. Cada Cenário dessa Simulação de Monte Carlo é constituído por suas variáveis estocásticas específicas e os sorteios são realizados obedecendo-se às Distribuições de Probabilidade das variáveis estocásticas. A partir da análise desses cenários é possível calcular o histograma dos indicadores financeiros, notadamente da Taxa Interna de Retorno (TIR).

De forma geral vamos considerar as seguintes incertezas nas variáveis chave do fluxo de caixa:

1. - PPA de compra de energia renovável;
2. - Se o fabricante de H₂ é um autoprodutor (tem sua própria planta de geração de energia renovável) a incerteza nesse caso seria somente a planta de geração gerar menos do que a fábrica de H₂ consome, então aí nesse caso, esse déficit pode entrar na simulação precificando-o ao PLD. Considerando que a certificação do H₂ é somente o PPA ou a autoprodução de energia renovável;
3. - Variação do dólar (grande influência no preço de venda pago em dólar pelo kg do H₂);

4. - Preço da compra dos certificados de energia limpa em um futuro mercado de créditos de carbono no Brasil;
5. - Preço da venda dos certificados de H₂ verde em um futuro mercado de créditos de carbono no Brasil (conforme já acontece com os CBIOs do RenovaBio); e
6. - Preço de venda do kg do Hidrogênio (em USD) (lembrar que estamos vendendo na porta da fábrica e a fábrica está instalada num grande porto do Brasil com toda a infraestrutura adequada para fazer o transporte do H₂).

Nem todas as variáveis estocásticas acima são utilizadas como dados de entrada para todos os casos de estudo.

Estão apresentados na Tabela 2. os dados de entrada que são sempre os mesmos para todos os casos de estudo.

Tabela 2. – Premissas utilizadas nos estudos de caso

Despesas Operacionais	Valores	Obs:
O&M Variável + Fixo anual (%)	2.00	Custo anual, sendo um percentual do total do investimento na planta (CAPEX). Inclui o custo da água já tratada e o custo do eletrólito para eletrolisadores de tecnologia AEL.
TUST (BRL/kWmês)	5.4	lembrar que a TUST para consumidor no NE vai ser baixa, apesar do preço da tarifa subir um em virtude da nova metodologia do cálculo da TUST. Vale ressaltar que o preço da energia não vai subir muito porque a competição entre os geradores está acirrada.
Mercado		
Preço de Venda do Hidrogênio (USD/kg)	6.0	Ressalta-se que está sendo considerada a venda na porta da fábrica, sendo esta instalada num grande porto do Brasil com toda a infraestrutura adequada para fazer o transporte do H ₂ Verde para a Europa ou para os EUA. Estima-se que a Europa poderá pagar 3.00USD/kg e o Governo Brasileiro entrará com mais 3.00 USD/kg como incentivo tecnológico.
Aspectos Financeiros Gerais		
Internalização no Brasil (%)	+15%	No início das operações e implantações das fábricas de H ₂ Verde no Brasil podemos estimar um custo adicional para internalização da tecnologia e do conhecimento no Brasil. Seria um Custo a mais no CAPEX.
Depreciação (anos)	20	
Financiamento Bancário		
Percentual Financiado (%)	80.0	O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) mantém a proporção de itens financiáveis em 80%. Assim, o projeto terá que utilizar, no mínimo, 20% de capital próprio.
Taxa de Juros (%ao_ano)	9.62	Para operações diretas, a taxa de juros final será composta pelo Custo Financeiro (podendo se compor por uma ou mais taxas como: TLP, SELIC, taxas indexadas ao IPCA, entre outras.) e pela Taxa do BNDES (inclui a remuneração do BNDES e a taxa de risco de crédito).
Amortização (anos)	12	O prazo total de financiamento, que inclui o prazo de carência e de amortização, não pode exceder 24 anos.
Sistema de Amortização	SAC	
Carência (anos)	3	
Impostos/Taxas		
PIS (%)	0.65	O regime de incidência cumulativa compreende a aplicação das alíquotas de 0,65% e 3%, para PIS e COFINS, respectivamente, sobre a receita bruta da empresa, sem a utilização de créditos.
COFINS (%)	3.00	
Imposto de Renda (%)	25.0	Lucro Real com apuração anual. Com alíquota de 25% caso o lucro for superior a R\$ 20 mil mensais. Caso o lucro for até R\$ 20 mil mensais a alíquota é de 15%.
Benefício de Redução do Imposto de Renda (%)	75.0	Benefícios de redução de 75% do imposto sobre a renda na área da SUDENE (a pessoa jurídica titular do empreendimento deve ser optante da tributação com base no lucro real, para efeito de fruição deste benefício fiscal).
CSLL (%)	9.0	A Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL). As alíquotas aplicáveis da CSLL são: (a) 9% como regra geral; (b) 15% no caso de pessoas jurídicas assemelhadas ao setor financeiro.

Os 3 casos de estudo, com suas variáveis estocásticas particulares, estão especificados na Tabela 3. Vão ser somente 3 casos, mas o objetivo aqui é mostrar que as combinações são quase infinitas. Não estamos considerando correlação entre as variáveis estocásticas.

Tabela 3. – Especificação dos Casos de Estudo

Casos de Estudo	Variáveis de Entrada Consideradas Estocásticas						
	Eletrolisador	PPA de Energia Renovável	Compra de Crédito de Carbono	Venda de CBIO	Autoprodução Local	Variação do Dólar (USD)	Preço de Venda do H ₂ (USD/kg)
CASO-1	AEL	SIM	NÃO	SIM	NÃO	SIM	SIM
CASO-2	PEMEL	NÃO	NÃO	NÃO	SIM	SIM	SIM
CASO-3	PEMEL	SIM	SIM	NÃO	NÃO	SIM	SIM

Seguem abaixo os resultados para cada caso de estudo.

5.1 – CASO-1 – AEL com PPA renovável e sem Crédito de Carbono

No primeiro caso de estudo será avaliada uma planta de produção de hidrogênio verde nas seguintes condições: **a)** PPA de energia renovável (não produz sua própria energia); **b)** Não vai ter compra de Crédito de Carbono no Emission Trading System (ETS). Dado que a Certificação da CCEE inicialmente está considerando somente um PPA de Energia Renovável ou Autoprodução com fonte renovável; **c)** Venda de CBIO; e **d)** Tecnologia AEL.

Os dados específicos do CASO-1 estão na Tabela 4.

Tabela 4. – Dados Específicos para Caso – 1

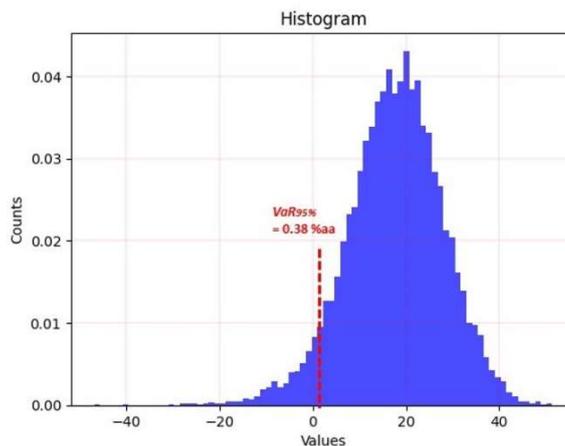
Aspectos Técnicos AEL	Valores
Potência instalada do Eletrolisador (MW)	10
Produção de H ₂ (kg/h)	112.3
Preço de Venda do CBIO (BRL/tonH ₂)	120.0
Horas de Produção anual (h)	12*365
Consumo de Energia (kWh/kgH ₂)	55.0
CAPEX do Sistema AEL Completo (USD/MW)	0.9E6

Foram consideradas as seguintes incertezas nas variáveis chave do fluxo de caixa para este CASO-1, apresentadas na Tabela 5.

Tabela 5. – Incertezas nas Variáveis Chave do Fluxo de Caixa para Caso – 1

	PPA de Energia Renovável (BRL/MWh)	Variação do Dólar (USD)	Preço de Venda do H ₂ (USD/kg)
Valor Médio	90.00	4.0	8.0
Desvio Padrão	5.0	0.5	2.0

O histograma resultante do cálculo da TIR para 10,000 cenários de simulação de Monte Carlo para o CASO-1 está apresentado na Figura 1. Na Figura 1. Também está apresentado o VaR_{95%} cujo valor é de -0.38%. O mais interessante dessa história é que são apresentados valores negativos significativos para a TIR, isso resulta em uma CVaR_{95%} de -6.99%. Ou seja, existem cenários que podem fazer o negócio possuir uma TIR extremamente ruim.

**FIGURA 1 – Histograma da TIR – CASO-1**

5.2 - CASO-2 – PEMEL com Autoprodução renovável local (Parque Eólico) e sem Crédito de Carbono

No segundo caso de estudo nós vamos avaliar uma planta de produção de hidrogênio verde nas seguintes condições: **a)** Autoprodução de Energia Local (produz sua própria energia); **b)** Não vai ter compra de Crédito de Carbono no Emission Trading System (ETS). Dado que a Certificação da CCEE inicialmente está considerando somente um PPA de Energia Renovável ou Autoprodução com fonte renovável; **c)** Venda de CBIO; e **d)** Tecnologia PEMEL.

Os dados específicos do CASO-2 estão na Tabela 6.

Tabela 6. – Dados Específicos para Caso – 2

Aspectos Técnicos PEMEL	Valores
Potência instalada do Eletrolisador (MW)	10
Potência instalada do Parque Eólico para Autoprodução (MW)	8.8
O&M Variável + Fixo anual do Parque Eólico (%)	2.00
Produção de H ₂ (kg/h)	112.3
Preço de Venda do CBIO (BRL/tonH ₂)	120.0
Horas de Produção anual do PEMEL(h)	12*365
Consumo de Energia (kWh/kgH ₂)	55.0
CAPEX do Sistema PEMEL Completo (USD/MW)	0.9E6
CAPEX da Autoprodução de Geração Eólica (BRL/MW)	4.0E6

Foram consideradas as seguintes incertezas nas variáveis chave do fluxo de caixa para este CASO-1, apresentadas na Tabela 7.

Tabela 7. – Incertezas nas Variáveis Chave do Fluxo de Caixa para Caso – 2

	Autoprodução de Energia Renovável (MWmed_ano)	PLD (R\$/MWh)	Variação do Dólar (USD)	Preço de Venda do H ₂ (USD/kg)
Valor Médio	4.4	80.0	4.0	8.0
Desvio Padrão	0.4	10.0	0.5	2.0

O histograma resultante do cálculo da TIR para 10,000 cenários de simulação de Monte Carlo para o CASO-2 está apresentado na Figura 2. Nesta Figura também está apresentado o VaR_{95%} cujo valor é de -0.41%. O mais interessante dessa história é que são apresentados valores negativos significativos para a TIR isso resulta em uma CVaR_{95%} de -5.82%. Ou seja, da mesma forma que o cenário 1, existem cenários não favoráveis por apresentar uma TIR muito baixa.

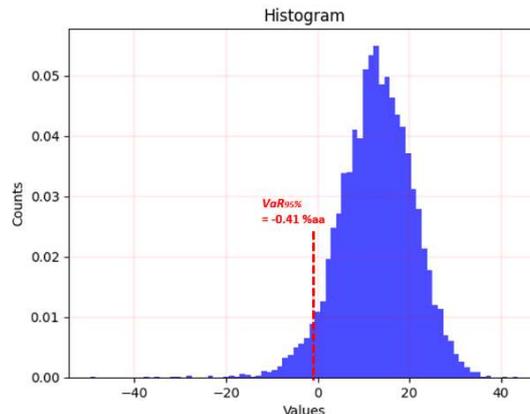


FIGURA 2 – Histograma da TIR – CASO-2

5.3 - CASO 3 – PEMEL com Autoprodução renovável local (Parque Eólico) e com compra de Crédito de Carbono

No terceiro caso de estudo foram avaliadas as mesmas condições do CASO-2, com a única diferença de que agora, caso haja uma produção de energia renovável local menor do que o consumo da planta de H₂ então o empreendedor vai ter que comprar algum Crédito de Carbono para poder compensar a energia consumida do grid. Aqui neste caso está-se imaginando que num futuro próximo os esquemas de certificação de H₂ verde exijam um completo consumo de energia renovável local ou uma compra de crédito de carbono para compensar a falta da geração renovável local. Estão sendo considerados nos cálculos que o fator de emissão de CO₂ produzido na geração de energia elétrica pela matriz brasileira é de 0,34 tCO₂/kWh [10]. Isso significa então que além das variáveis estocásticas utilizadas no CASO-2, neste CASO-3 também foi utilizada como variável estocástica o Preço do Crédito de Carbono. Esta variável

estocástica tem como valor médio e desvio padrão, respectivamente 40.0 e 4.0 BRL/MWh, conforme o Observatório de Bioeconomia da Fundação Getúlio Vargas (FGV) [11].

O histograma resultante do cálculo da TIR para o CASO-3 está apresentado na Figura 3. Nesta Figura também está apresentado o $VaR_{95\%}$ cujo valor é de -0.94%. O mais interessante nesse CASO-3 é que ele não foi substancialmente diferente do CASO-2. Estes casos não foram substancialmente diferentes porque o parque eólico que está sendo implantado no local da fábrica de H₂ possui uma potência instalada de 8.8 MW, isso significa que para uma fábrica e H₂ consumindo 4.4 MW med raramente vai acontecer de ser necessário comprar crédito de carbono. Foi necessário fazer um parque eólico de 8.8 MW inst porque o objetivo era garantir um P90 (Garantia Física) bastante confortável para o empreendimento.

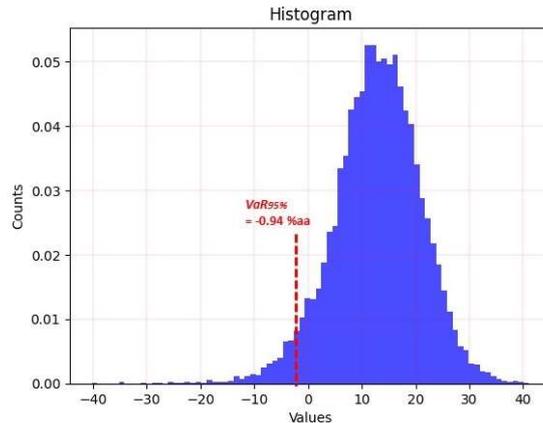


Figura 3. – Histograma da TIR – CASO-3

A Tabela 8. apresenta os resultados de $VaR_{95\%}$ e $CVaR_{95\%}$ obtidos para os 3 (três) casos de estudo realizados neste trabalho.

Tabela 8 – Resultados dos 4 (quatro) Casos de Estudo.

	VALOR MÉDIO TIR (%aa)	$VaR_{95\%}$ da TIR (%aa)	$CVaR_{95\%}$ da TIR (%aa)
CASO-1	+17.32	-0.38	-6.99
CASO-2	+12.81	-0.41	-5.82
CASO-3	+12.83	-0.94	-5.88

Vale ressaltar que o objetivo do trabalho não é provar a viabilidade do negócio do H₂ verde no Brasil, mas sim começar a construir ferramental robusto e de colaboração aberta para ajudar nessa tarefa. Esse intuito foi alcançado através de um algoritmo utilizando a linguagem Python, com toda a lógica de cálculo de um estudo de viabilidade técnico-econômica levando consideração as incertezas nas variáveis chave do fluxo de caixa de um empreendimento para a produção de hidrogênio verde no sistema Nordeste.

6.0 - CONCLUSÕES

Importante ressaltar que o hidrogênio ainda é uma tecnologia em desenvolvimento e a grande aposta na produção do hidrogênio verde se dá porque os empreendedores acreditam que os governos da Europa e dos Estados Unidos vão criar verdadeiras limitações para os combustíveis fósseis, fazendo com que o hidrogênio tenha um papel relevante para descarbonizar os setores mais complexos da economia. Embora a adoção do hidrogênio verde possa fornecer benefícios substanciais para esses setores, é importante observar que muitas aplicações do hidrogênio verde ainda estão em desenvolvimento ou nos estágios iniciais de implantação, e o uso generalizado exigirá avanços contínuos em tecnologia e infraestrutura, bem como políticas de apoio e medidas regulatórias. Para trabalhos futuros o objetivo é desenvolver uma Análise de Opções Reais. A análise de opções reais pode ser vista como uma extensão da análise DCF (Discounted Cash Flow) na medida em que usa o conceito de valor do dinheiro no tempo, mas vai além e reconhece o fato de que os empreendedores não ficam parados esperando enquanto as variáveis estocásticas do mundo real estão se desenrolando diante dos seus olhos. Nos ambientes de negócios em rápida mudança de hoje, a análise de opções reais é um método útil para poder otimizar as flexibilidades e as adaptabilidades que os empreendedores possuem, tornando-se um componente importante da tomada de decisões estratégicas de investimento.

7.0 REFERÊNCIAS

- [1] IRENA, Green hydrogen for industry: A guide to policy making, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2022.
- [2] McKinsey & Company, "Green Hydrogen: an opportunity to create sustainable wealth in Brazil and the world", 2021, Article. Acessado em (<https://www.mckinsey.com/br/en/our-insights/hidrogenio-verde-uma-oportunidade-de-geracao-de-riqueza-com-sustentabilidade-para-o-brasil-e-o-mundo>)
- [3] - CCEE, "Manual para Certificação de Hidrogênio", 07/dez/2022, site: https://www.ccee.org.br/en/web/guest/certificacao_de_energia.
- [4] - B. Yodwong, D. Guilbert, M. Phattanasak, W. Kaewmanee, M. Hinaje and G. Vitale, "Proton Exchange Membrane Electrolyzer Modeling for Power Electronics Control: A Short Review", C - Journal of Carbon Research, 2020, <https://doi.org/10.3390/c6020029>.
- [5] - Omar Faye, Jerzy Szpunar and Ubong Eduok, "A critical review on the current technologies for the generation, storage, and transportation of hydrogen", International Journal of Hydrogen Energy, Volume 47, Issue 29, 2022, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.02.112>.
- [6] - E. Sodré, J. Galdino Filho e M. Dantas, "Análise de Risco de um Empreendimento Fotovoltaico: CCEAR-Disponibilidade x CCEAR-Quantidade", XXV SNPTEE - Seminário Nacional de Produ o e Transmissão de Energia Elétrica, 10 a 13 de novembro de 2019 – Belo Horizonte - MG.
- [7] - E. Sodré, A. C. da C. Perrelli e A. Codeceira Neto, "Tomada de Decisão em Projetos Eólicos: Algoritmos Metaheur sticos como Ferramenta para Aloca o ótima da Quantidade de Energia Vendida", XXIV SNPTEE - Seminário Nacional de Produ o e Transmissão de Energia Elétrica, 22 a 25 de outubro de 2017, Curitiba-PR, Brasil.
- [8] – A Damodaran, "Strategic Risk Taking: A Framework for Risk Management", 1st Edition, FT Press. 2007.
- [9] - M. B. Miller, "Quantitative Financial Risk Management", Wiley, 2019.
- [10] - <https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/dados-e-ferramentas/fatores-de-emissao>
- [11] - <https://eesp.fgv.br/centros/observatorios/bioeconomia>

DADOS BIOGRÁFICOS



(1) EDUARDO DE AGUIAR SODRÉ

Possui Doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Campina Grande em 2006 (CAPES 7) e Mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina em 1996 (CAPES 6). Tem experiência na área de Transmissão e Distribui o de Energia Elétrica. Trabalha atualmente na Eletrobras Chesf, desde 2002, tendo executado trabalhos de engenharia na área de energias renováveis e atualmente atuando na área de regula o da gera o. Realizou também vários trabalhos nas áreas de planejamento da expansão da transmissão e expansão da gera o.   professor da POLI - UPE desde 2008. Site Pessoal: eduardo-sodre.eng.br. Site Profissional: arnepy.com

(2) ALCIDES CODECEIRA NETO

Possui MSc e PhD em Engenharia Mecânica pela Cranfield University - Inglaterra, na área de Ciências Térmicas;   Professor da Escola Politécnica da Universidade de Pernambuco - UPE e Engenheiro do Departamento de Pesquisa, Desenvolvimento e Inova o da Eletrobras Chesf.   membro do CIGRÉ - Brasil e da American Society of Mechanical Engineers - ASME / Gas Turbine Institute - IGTI.

(3) SERGIO PINHEIRO DOS SANTOS

Formado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte (2005), obteve o grau de Mestre pelo na mesma institui o em 2008 e Doutor pela Universidade Federal do Pernambuco (2019). Desde 2009,   engenheiro na Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF, atuando na área de Planejamento da Expansão (2009-2021) e de Estratégia Empresarial, Novos Negócios, Sustentabilidade e Gestão de Participa es (2021). Tem experiência na área de planejamento energético e armazenamento de energia, novos negócios e inteligência artificial aplicada aos sistemas elétricos.

(4) ANTONIO CAMELO DA COSTA PERRELLI

Economista da Eletrobras Chesf. Especialista em Finanças Corporativas, Mestre em Tecnologia da Energia e Doutorando em Modelagem Computacional com foco em Plantas Híbridas de Energia (SENAI CIMATEC). Profissional certificado CNPI (Certificado Nacional do Profissional de Investimentos). Professor de cursos de p s-gradua o em Energia e Investimentos.

(5) JOSÉ BIONE DE MELO FILHO

José Bione de Melo Filho possui Gradua o em Engenharia Elétrica pela UPE, Especializa o em Engenharia de Segurança do Trabalho, MBA em Gestão Empresarial, Mestrado em Automa o Industrial pela UFCG, DSc em Tecnologias Energéticas Nucleares pela UFPE, Pós-doutorado em Fontes Renováveis pelo CIEMAT da Espanha,   professor do Instituto Federal de Pernambuco – IFPE e Gerente do Departamento de Pesquisa, Desenvolvimento e Inova o (DRPI) da Chesf. Vasta experiência em gera o de energia com fontes renováveis e autor de diversos artigos técnicos e orientador de disserta es de Mestrado e co-orientador de Teses de Doutorado.