

Revisão bibliográfica sobre hidrogênio azul: tecnologias, custos e potencialidades

Carla V. A. Oliveira * Denisson Q. Oliveira *
Hellen Dianne P. Souza *

* *Universidade Federal do Maranhão, MA, (e-mail:
carla.vitoria@discente.ufma.br; hellen.souza@discente.ufma.br
dq.oliveira@ufma.br).*

Abstract: Sustainable and low-carbon energy options are necessary to achieve the emission targets set within the Paris Climate Agreement, whose main objective was to propose targets for greenhouse gas emissions by signatory countries. One of the most visible results is the initiatives to decarbonize the economy, mainly in the energy sector. In this scenario, hydrogen has been presenting itself as an important substitute due to its high energy vector, its properties as a fuel and as a raw material. Although green hydrogen has received most of the development efforts, there are also other forms of production that also make possible the mitigation of emissions and the production of carbon-free fuels, such as, for example, blue hydrogen. This work presents a review of the concepts and technology for the production of blue hydrogen, presenting the costs and analyzing the different stages of the process and the associated costs. The objective is to demonstrate that blue hydrogen should also be considered as a carbon neutral energy option in the Brazilian energy context. As a result, we encounter the issue of the high price of Natural Gas in Brazil, necessitating the search for more affordable prices, mainly through increasing domestic production.

Resumo: Opções energéticas sustentáveis e de baixo carbono são necessárias para atingir os alvos firmados dentro do Acordo Climático de Paris, cujo principal objetivo era propor alvos para emissões de gases de efeito estufa dos países signatários. Um dos resultados mais visíveis são as iniciativas para descarbonização da economia, principalmente no setor energético. Neste cenário, o hidrogênio vem se apresentando como um importante substituto por conta do seu alto valor energético, suas propriedades como combustível e como matéria prima. Embora o hidrogênio verde venha recebendo maior parte dos esforços de desenvolvimento, existem também outras formas de produção que também possibilitam a mitigação das emissões e a produção de combustíveis livres de carbono, como, por exemplo, o hidrogênio azul. Este trabalho apresenta uma revisão dos conceitos e da tecnologia de produção do hidrogênio azul, apresentando os custos associados com sua produção e analisando as diferentes etapas do processo. O objetivo é demonstrar que o hidrogênio azul também deve ser considerado como opção energética de carbono neutro no contexto energético brasileiro. Como resultado, encontramos a problemática do alto preço do Gás Natural no Brasil, sendo necessário a busca por preços mais acessíveis, principalmente por meio do aumento da produção interna.

Keywords: Hydrogen; Blue Hydrogen; Carbon Capture, Storage and Utilization (CCUS).

Palavras-chaves: Hidrogênio; Hidrogênio azul; Captura, Armazenamento e Utilização do Carbono (CCUS).

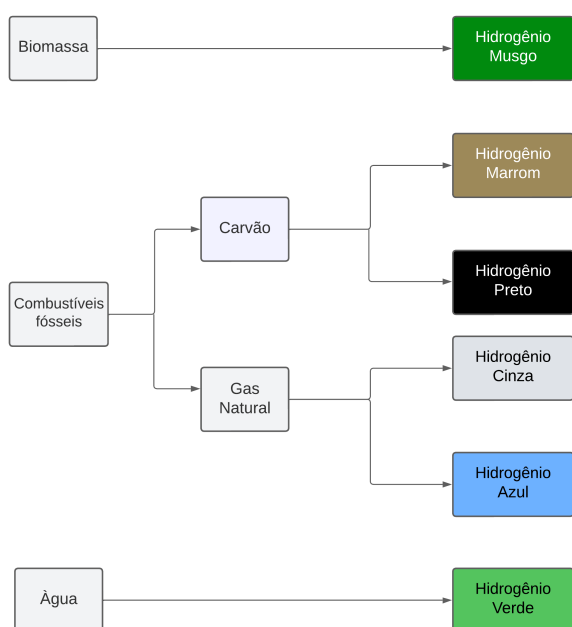
1. INTRODUÇÃO

O acordo climático de Paris foi um marco na luta contra as mudanças climáticas. Foi assinado em dezembro de 2015 durante a Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas (COP21) por 195 países. O principal objetivo do acordo é limitar o aumento da temperatura global abaixo de 2 graus Celsius em relação aos níveis pré-industriais e buscar esforços para limitar o aumento a 1,5 graus Celsius nos próximos anos. Além disso, o acordo prevê a redução das emissões de gases de efeito estufa em todo o mundo e a criação de um fundo financeiro para ajudar os países em desenvolvimento a enfrentar as con-

seqüências das mudanças climáticas. O acordo climático de Paris é um importante passo para a criação de um futuro sustentável e resiliente para o planeta.

Opções energéticas sustentáveis e de baixo carbono são necessárias para atingir os alvos firmados dentro do Acordo Climático de Paris. Um dos resultados mais visíveis são as iniciativas para descarbonização da economia, principalmente no setor energético. Neste contexto, o hidrogênio se mostra como um promissor substituto para combustíveis fósseis, podendo ser usado como uma fonte de calor industrial para a produção de cimento, alumínio, vidro, papel e etc., podendo também ser usado para a obtenção de energia elétrica (Bartlett and Krupnick (2020)).

Como o hidrogênio na natureza geralmente é encontrado ligado a átomos de outros elementos, como a água, é necessário que ocorram processos industriais para a sua separação desses elementos. As principais matérias primas utilizadas para a obtenção de hidrogênio são: a água, combustíveis fósseis e por meio de biomassa (Catumba et al. (2023)). A produção de hidrogênio é responsável por cerca de 830 milhões de toneladas de dióxido de carbono por ano, sendo a produção de hidrogênio cinza responsável por emitir 10 toneladas de dióxido de carbono a cada tonelada de hidrogênio produzida (IEA (2019a)). Dessa forma, dentre as diversas formas de produção de hidrogênio, deve-se optar por aquela com menor emissão de gases de efeito estufa e com o menor custo de produção. Para facilitar o entendimento, cada tecnologia de produção é denominada por uma cor diferente (EPE (2022)), como esquematizado pela Figura 1.



Fonte: Própria.

Figura 1. Tipos de Hidrogênio.

O hidrogênio verde é produzido por meio de eletrólise da água e, prioritariamente usando eletricidade de fonte renovável, resultando em emissões nulas de dióxidos de carbono (Cremonese et al. (2023)). Todavia, somente a eletricidade oriunda de fontes renováveis, como eólica e solar, podem não ser suficientes para suprir a demanda de uma planta de produção de hidrogênio verde, sendo talvez necessária a utilização de fontes convencionais (Hermesmann and Müller (2022)). Em comparação com as outras formas de produção de hidrogênio, esta apresenta maior custo de produção (Friedmann et al. (2019)).

O hidrogênio musgo é produzido a partir da biomassa, por meio de reformas catalíticas, gaseificação de plásticos residuais e etc. (EPE (2022)). Esses processos têm baixas emissões líquidas de dióxido de carbono e, quando empregados junto a um sistema de captura, armazenamento e utilização do carbono (CCUS), essas emissões podem chegar a ser negativas. Essa forma de produção de hidro-

gênio é, no entanto, limitada pelo pouco recurso disponível (Bartlett and Krupnick (2020)).

Tanto o hidrogênio marrom quanto o hidrogênio preto são produzidos a partir da gaseificação do carvão mineral e, em cenários onde o preço do gás natural é muito superior ao do carvão, como na China, esta é a opção mais atrativa. Entretanto, é um processo menos eficiente do que aquele empregado ao hidrogênio azul e cinza, onde é utilizado o gás natural (Osman (2022)).

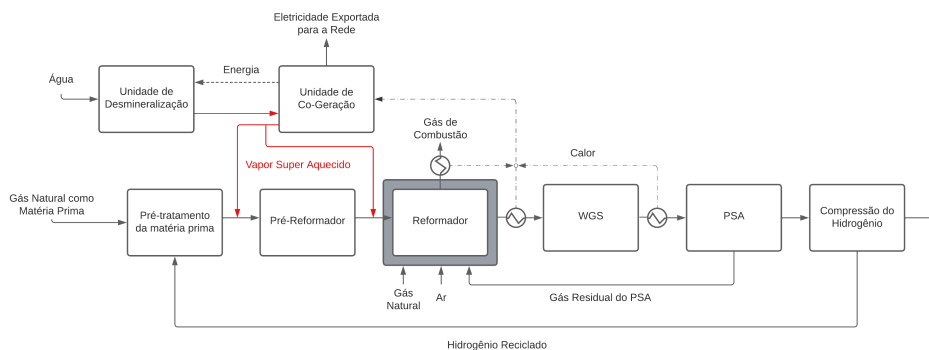
O hidrogênio cinza e o hidrogênio azul são produzidos a partir da reforma do gás natural, entretanto, diferente do hidrogênio cinza, a planta de produção do hidrogênio azul tem a adição de um sistema de captura, armazenamento e utilização do carbono. Existem duas formas de produção do hidrogênio azul: pela reforma a vapor do metano (SMR) e pela reforma autotérmica do metano (ATR). Por apresentar altas taxas de captura de carbono e eficiência, e pelo fato de também ser um combustível com emissão de carbono reduzidas devido ao processo de captura, o hidrogênio azul merece uma análise mais detalhada e atenciosa sobre seus custos e diferentes tecnologias empregadas atualmente. Justifica ainda a investigação mais aprofundada sobre a produção do hidrogênio azul o fato de o Brasil ser um país com produção crescente de gás natural em jazidas já conhecidas e outras inexploradas, existindo a possibilidade de aproveitamento de parte dessa produção em hubs energéticos para produção deste tipo de hidrogênio com captura do carbono emitido.

2. TECNOLOGIAS DE PRODUÇÃO DO HIDROGÊNIO AZUL

2.1 Reforma a vapor do Metano (SMR)

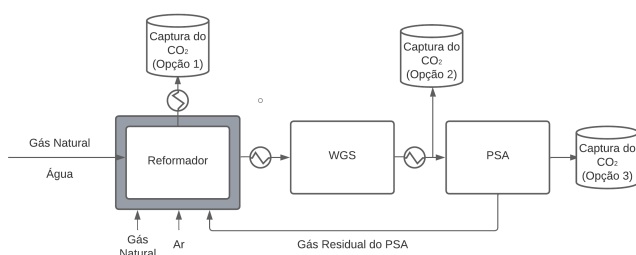
A reforma de metano a vapor (SMR) é uma tecnologia madura que vem sendo usada para a produção de hidrogênio há décadas (Oni et al. (2022)), e, atualmente, é a tecnologia líder mundial para a produção de hidrogênio (IEA (2019a)). Neste processo, o metano reage com vapor produzindo hidrogênio e monóxido de carbono, sendo esse último capturado por um sistema CCUS, quando se trata de uma produção de hidrogênio azul. Um esquema de uma planta SMR pode ser visto na Figura 2.

No PSA (*Pressure Swing Adsorption*), o hidrogênio com altos níveis de pureza é separado do gás de síntese por meio de um processo de adsorção por oscilação de pressão. Como as reações que ocorrem no reformador se caracterizam como endotérmicas, é requisitado que ele seja equipado com um forno integrado, onde será queimado o gás residual do PSA, para fornecer o calor extra necessário para que o processo ocorra (Keipi et al. (2018)). Na Figura 2, esse forno é representado pela caixa cinza ao redor do reformador. Neste cenário, cerca de 60 por cento do dióxido de carbono é liberado a partir da oxidação dos átomos de carbono presentes na matéria-prima durante a reforma e o deslocamento e os outros 40 por cento são liberados a partir do processo de combustão que ocorre no forno do reformador (Antonini et al. (2020)). Assim, têm-se três possíveis cenários para a captura do carbono, como mostrado na Figura 3.



Fonte: Adaptada de Antonini et al. (2020)

Figura 2. Esquema de uma planta SMR.



Fonte: Adaptada de EPE (2022)

Figura 3. CCUS em um esquema SMR.

A Opção 3 reduziria as emissões de carbono em 55 por cento, enquanto a opção 2 reduziria em 60 por cento e a Opção 1 em até 90 por cento (IEA (2019a)). Entretanto, como descrito por (Khojasteh Salkuyeh et al. (2017)), com a adição de um sistema de captura de carbono, a eficiência do processo SMR diminui cerca de 18 por cento, sendo necessária uma maior quantidade de gás natural para produzir o hidrogênio, aumentando assim os custos do processo.

2.2 Reforma Autotérmica do Metano (ATR)

Além da tecnologia SMR, a reforma autotérmica do metano também tem se mostrado como uma promissora tecnologia de produção de hidrogênio a partir do gás natural. Neste processo a reforma a vapor é combinada com a oxidação parcial do metano (EPE (2022)). O que ocorre é um processo catalítico auto sustentável, no qual a exotermicidade da reação de oxidação de hidrocarbonetos fornece ao sistema o calor necessário para a reforma a vapor (Palma et al. (2017)). Um esquema de uma planta ATR pode ser visto na Figura 4.

Diferente da tecnologia SMR, na tecnologia ATR a única fonte de emissão de dióxido de carbono é a combustão do gás residual do PSA no aquecedor (Antonini et al. (2020)), o que a torna mais atraente quando se busca altas taxas de captura de carbono, acima de 90 por cento (Bartlett and Krupnick (2020)). Assim, a escolha da posição do sistema CCUS se limita a posicionar a captura antes ou depois da unidade de separação do hidrogênio (EPE (2022)), como mostrado na figura 5.

Apesar da tecnologia SMR ser a mais madura e barata, com a adição de um sistema CCUS ao processo, a tecnologia ATR pode se mostrar mais econômica (Bartlett and Krupnick (2020)).

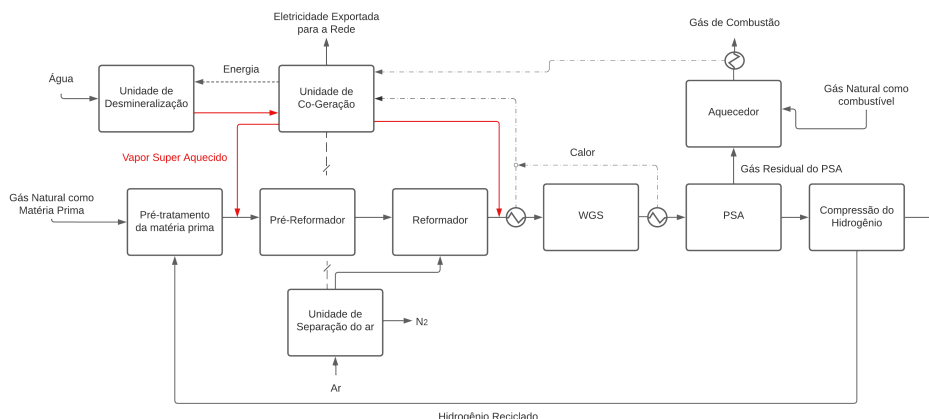
3. CAPTURA, TRANSPORTE, ARMAZENAMENTO E UTILIZAÇÃO DO CARBONO

A quantidade de carbono gerado e capturado durante a produção do hidrogênio azul está diretamente relacionada com as tecnologias utilizadas. Enquanto o processo SMR pode ser caracterizado por um processo de captura de carbono classificado como pós ou pré-combustão, o processo ATR que se caracteriza por um processo de captura pré-combustão (EPE (2022)). Em quaisquer dos casos é necessário um monitoramento e medidas para garantir a redução das emissões na exploração, produção e transporte de gás natural (EPE (2022)).

O dióxido de carbono capturado é acondicionado, transportado e sequestrado em armazenamento geológico (Shu et al. (2023)). O armazenamento do carbono é classificado de acordo com o seu local de armazenamento, dessa forma, existem dois tipos: o armazenamento *onshore* (em terra) e o armazenamento *offshore* (a partir da costa marítima) (Luo et al. (2023)). As principais opções para o armazenamento geológico do carbono são:

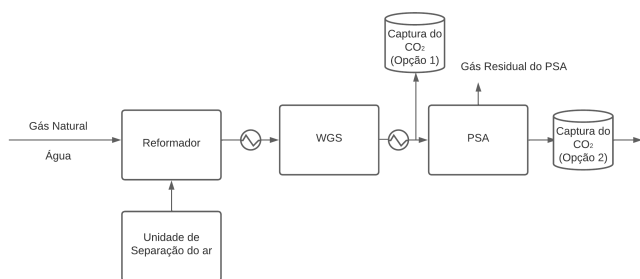
- Em campos depletados de óleo e gás, como o caso do Golfo do México investigado por Agartan et al. (2018);
- Em aquíferos salinos, como avaliado por Qin et al. (2023);
- Em camadas de carvão não lavráveis, como investigado e simulado por Kieke et al. (2009);
- Em rochas máficas e ultramáficas, como já estudado na Islândia por Clark et al. (2020);
- Em cavernas de sal, como discutido em por Wei et al. (2023);
- E, por fim, nos oceanos, conforme investigado por Ajayi et al. (2019).

Neste cenário, além dos gastos adicionais com o sistema de captura, os gastos com o transporte e armazenamento do carbono teriam uma grande contribuição para o aumento das despesas operacionais na cadeia do hidrogênio azul (Bartlett and Krupnick (2020)). O transporte do carbono



Fonte: Adaptada de Antonini et al. (2020)

Figura 4. Esquema de uma planta ATR.



Fonte: Adaptada de EPE (2022)

Figura 5. CCUS na planta ATR.

capturado poderia ser realizados por diferentes modais terrestres (rodovias, ferrovias e dutos) e marítimos (dutos e navios) (Lu et al. (2020)). A escolha entre esses sistemas será determinada pelo local de captura, pela distância percorrida até o local de armazenamento e quantidade de CO_2 , sendo o transporte por dutos mais econômico (EPE (2022)).

Para viabilizar a produção de hidrogênio azul, a cadeia de produção deve contar também com um mercado consumidor do carbono capturado. Em 2022, estimava-se que o consumo global de dióxido de carbono seria de 272 $MtCO_2$, e em 2015 só as empresas de fertilizantes e as empresas de petróleo foram responsáveis por 91 por cento do consumo global de CO_2 daquele ano (IEA (2019b)). Esses dados demonstram possíveis cenários de utilização do carbono e, o capital obtido com essas atividades, aumentam a justificativa econômica de um sistema CCUS.

Como citado acima, o dióxido de carbono tem sido amplamente utilizado na indústria de fertilizantes, como exemplo, temos o CO_2 utilizado na produção de ureia (Koohestanian et al. (2018)). Por sua vez, na indústria do petróleo o carbono é utilizado na recuperação avançada do petróleo, que é um processo que consiste na injeção de dióxido de carbono em poços esgotados de petróleo ou gás com o objetivo de estimular a produção e aumentar a vida útil do campo (McLaughlin et al. (2023)). Ele também pode ser utilizado para a formulação de calcita, que entre outros objetivos, pode ser usada para a produção de cimento

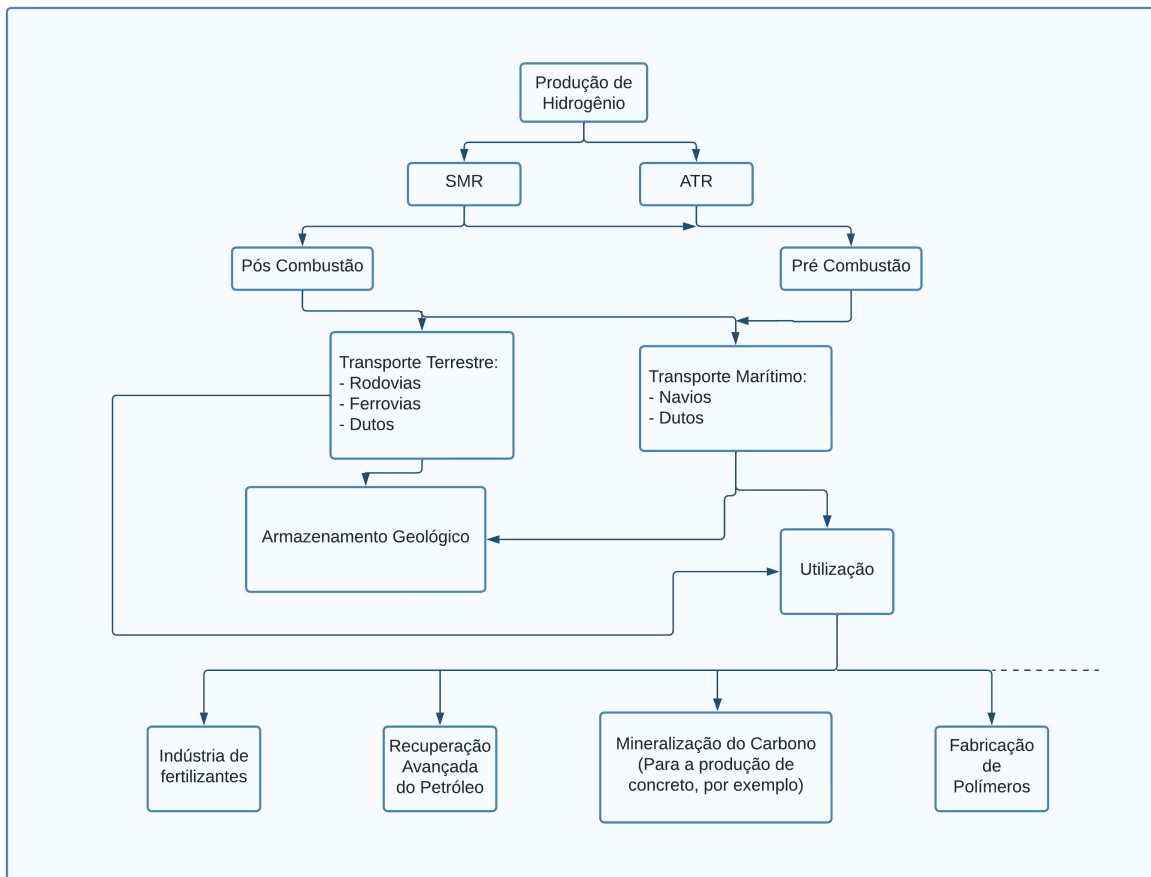
e outros materiais de construção (González and Fisher (2014)) e na fabricação de polímeros (Bringezu (2014)).

Na Figura 6 é apresentado um esquema da captura, transporte, armazenamento e utilização do dióxido de carbono.

4. ESTIMATIVA DE CUSTO DE UMA PLANTA DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO AZUL NO BRASIL

Como já citado, o hidrogênio é uma aposta promissora para o alcance de uma economia livre de emissões de carbono, entretanto o seu custo de produção varia de acordo com o tipo de tecnologia empregada e, em alguns casos, pode não se mostrar economicamente competitivo. O hidrogênio cinza, por exemplo, tende a apresentar valores de custos sempre inferiores, enquanto o hidrogênio verde tende a apresentar valores de custo superiores, quando comparados com as demais tecnologias de produção de hidrogênio (Miyagawa and Goto (2022)). Todavia, a produção de hidrogênio cinza resulta na emissão de cerca de 10 toneladas de carbono a cada tonelada de hidrogênio produzida (IEA (2019a)), o que o deixa em desvantagem quando se tratando de uma economia livre de carbono. Com o acréscimo de um sistema CCUS, o seu custo de produção aumenta, mas as emissões de dióxido de carbono são drasticamente reduzidas. Mesmo com esse aumento de custo, a produção do hidrogênio azul ainda tende a apresentar um custo menor quando comparada com o custo do hidrogênio verde (Friedmann et al. (2019)).

Para estimar o custo da produção de hidrogênio, levando em consideração o capital necessário para instalação e demais custos, este trabalho adota os valores apontados pela da Agência Internacional de Energia (IEA) para a unidade autônoma SMR em IEAGHG (2017). Neste relatório técnico foram analisadas três possíveis casos de uma planta de produção de hidrogênio. Como busca-se altas taxas de captura de carbono, leva-se em consideração o terceiro caso: Uma planta de produção de hidrogênio com captura de CO_2 do gás de combustão usando MEA com produção nominal de 8994 toneladas de hidrogênio por hora. Neste caso, junto da captura pós-combustão, é feita uma absorção química com a monoetanolamina (MEA),



Fonte Própria.

Figura 6. Esquema CCUS

um solvente à base de amina. Esta já é uma tecnologia madura que apresenta taxas de captura superiores a 90%, conforme McLaughlin et al. (2023).

Os valores em IEAGHG (2017) foram fornecidos em Euro, sendo primeiro corrigida a inflação para os valores atuais em Euro e, posteriormente, convertidos para os valores em Real correspondentes a cotação de janeiro de 2023. Para ajuste dos custos pela inflação em euros, foi adotada a taxa de inflação européia, o CPI, de janeiro de 2017 até janeiro de 2023, cujo valor acumulado foi de 21,60%. E para a conversão em reais, foi considerado que 1 euro = 5,60 reais. É importante salientar que a zona do Euro passa por um período de alta inflação devido à guerra na Ucrânia, o que influenciou os valores encontrados a seguir. Assim, calcula-se o preço do equipamento, como mostrado na tabela 1.

Não foi levado em consideração os gastos adicionais com transporte e locomoção destes equipamentos até o local de instalação. Nesse cenário, os equipamentos mais caros serão aqueles que compõem o sistema de captura de dióxido de carbono, sendo responsável por 43,6% do custo total da planta. Enquanto os mais baratos serão os que compõem a ilha de energia da planta de produção, que correspondem a 4,9% do TPC (Custo Total da Planta).

Para calcular os custos diversos, de construção, contingência e o capital de giro necessário, foram adotados os seguintes valores, conforme Ali Khan et al. (2021) :

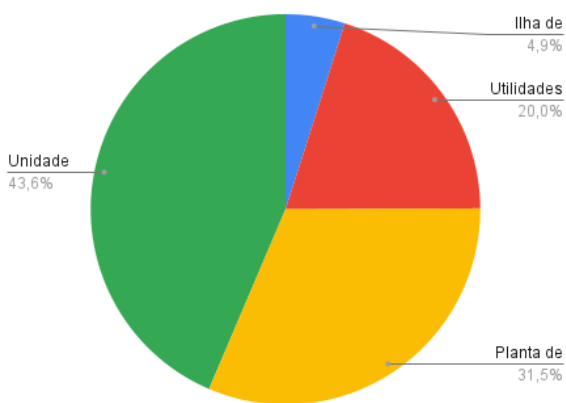
Tabela 1. Custo Total da Planta

Custo do Equipamento	Valor de Referência	Valor em Euro (2023)	Valor em Reais(2023)
Planta de Hidrogênio	€ 40.677.000,00	€ 49.463.232,00	R\$ 276.994.099,20
Captura do CO2	€ 42.933.000,00	€ 52.206.528,00	R\$ 292.356.556,80
Compressão do CO2	€ 13.341.000,00	€ 16.222.656,00	R\$ 90.846.873,60
Ilha de Energia	€ 6.366.000,00	€ 7.741.056,00	R\$ 43.349.913,60
Utilidades e Balanceamento de plantas	€ 25.808.000,00	€ 31.382.528,00	R\$ 175.742.156,80
Custo Total da Planta (TPC)	€ 129.125.000,00	€ 157.016.000,00	R\$ 879.289.600,00

Fonte: Adaptada de IEAGHG (2017).

- Custo de construção = 5% do Custo Total da Planta;
- Custos Diversos = 9,5% do Custo Total da Planta;
- Projeto de Contingência = 10% do Custo Total da Planta;
- Capital de giro = 10% do Capital Total Necessário.

Custos com Equipamentos



Fonte: Própria.

Figura 7. Custos com os Equipamentos.

Tabela 2. Capital Total Necessário

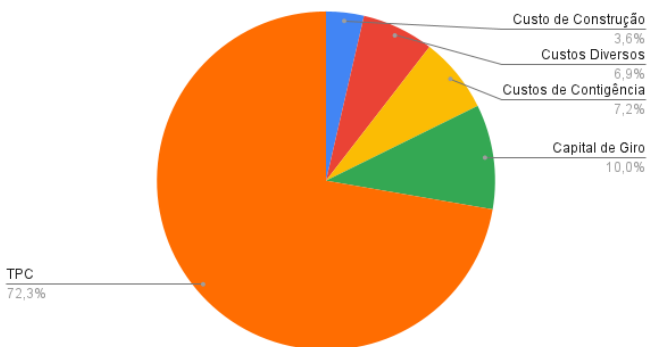
Capital Total Necessário - (TCR)	Custos
Custo de Construção	R\$ 43.964.480,00
Custo de Diversos	R\$ 83.532.512,00
Custos de Contingência	R\$ 87.928.960,00
Capital de Giro	R\$ 121.635.061,33
TPC	R\$ 879.289.600,00
TCR - Total	R\$ 1.216.350.613,33

Fonte: Adaptada de Ali Khan et al. (2021).

O Capital Total Necessário (TCR) pode ser visto na tabela 2.

Esses valores formam o Capex total da planta de hidrogênio, como mostrado na figura 8.

Capex Total



Fonte: Própria.

Figura 8. Capex Total.

Para calcular o Opex da planta, os seguintes valores foram usados como referência:

- O valor da água, segundo o (IBG (2017)), era de R\$ 3,69 por metro cúbico em 2017, corrigindo a inflação, o valor de referência considerado para a água é de R\$ 5,00 por metro cúbico;
- Segundo o Anuário Estatístico de Energia Elétrica de 2022, que tem como base o ano de 2021, a tarifa média para a classe industrial era de 574,12 R\$/MWh.

Tabela 3. Custos Variáveis por ano de operação

	Unidade de Medida (reais / tonelada)	Consumo por hora (quilo / hora)	Consumo por ano (tonelada / ano)	Custos Operacionais (reais / ano)
Gás Natural (como matéria prima e como combustível)	R\$2.171,05	42100	279444	R\$ 606.686.896,20
Matéria Prima auxiliar - Água	R\$ 5,00	-	350356	R\$ 1.685.212,36
Produtos Químicos	-	-	-	R\$ 680.960,00
Catalisadores	-	-	-	R\$ 2.179.072,00
Custo Variável Anual	-	-	-	R\$ 611.298.708,20

Fonte: Adaptada de IEAGHG (2017).

Corrigindo a inflação, foi considerado o valor de referência de 688,44 R\$/MWh (EPE (2022));

Para se chegar ao preço de referência da tonelada do gás natural, foi utilizada a seguinte metodologia: Primeiro foi tirada a média aritmética dos preços de referência de cada campo de extração no mês de dezembro de 2022, estes valores foram retirados da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP (2022)).

$$PrecoMediodoGasNatural = 1.65 \left(\frac{R\$}{m^3} \right) \quad (1)$$

Depois, considerando a densidade do gás natural como sendo 0,76 kg/m³, foram feitos os seguintes cálculos para determinar o valor médio da tonelada do gás natural no Brasil:

$$0.76 \left(\frac{Kg}{m^3} \right) * \left(\frac{1}{1000} \right) \left(\frac{t}{Kg} \right) = 0.76 * 10^{-3} \left(\frac{t}{m^3} \right) \quad (2)$$

$$\frac{1.65 \left(\frac{R\$}{m^3} \right)}{0.76 * 10^{-3} \left(\frac{t}{m^3} \right)} = 2171.00 \left(\frac{R\$}{t} \right) \quad (3)$$

Assim, adotamos que, no Brasil, o preço de referência da tonelada do gás natural seja de R\$ 2.171,05. O consumo de água, gás natural e eletricidade, assim como os valores de custo dos produtos químicos e catalisadores utilizados no processo de produção, foram retirados do relatório técnico IEAGHG (2017), e podem ser vistos na tabela 3 e na tabela 4. Os valores dados em euro foram devidamente passados para seus valores em reais e corrigidos da inflação.

Para calcular os custos fixos de operação anuais, foi usada a mesma metodologia de correção de valores de anteriormente. De forma que se chegou aos valores mostrados na

Tabela 4. Receitas com Eletricidade

Receitas de subproduto de eletricidade	R\$/MWh	Consumo Anual	Custos Operacionais (reais/ano)
Preço / custo de venda de eletricidade	688,44	-3553	-R\$ 2.446.027,32

Fonte: Adaptada de IEAGHG (2017).

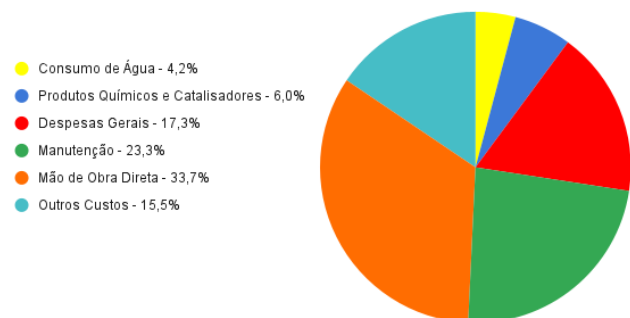
Tabela 5. Despesas fixas anuais

Despesas Fixas Anuais	Custódia
Administração e Despesas Gerais	R\$ 9.013.118,46
Eletricidade	-R\$ 2.446.027,32
Manutenção	R\$ 13.189.344,00
Mão de obra direta	R\$ 17.568.768,00
Outros Custos	R\$ 8.792.896,00
Total geral	R\$ 46.118.099,14

Fonte: Adaptada de IEAGHG (2017).

tabela 5. E, assim, temos o OPEX total, como mostrado na figura 9.

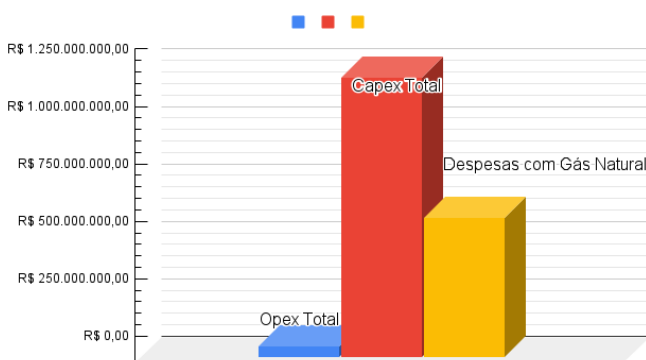
Opex Total (Sem levar em consideração as despesas com Gás Natural)



Fonte: Própria.

Figura 9. Opex Total.

Como pode ser visto na figura 9 e na figura 10, os gastos com gás natural correspondem a uma parcela significativa dos gastos totais da planta de produção, o que pode tornar inviável a produção do hidrogênio. Logo, como principal



Fonte: Própria.

Figura 10. Comparação entre os custos do Capex, Opex e com Gás Natural

caminho para a diminuição do preço final do hidrogênio, é necessário buscar menores preços do gás natural. É importante ressaltar que, além desses custos, ainda deve ser levado em consideração os custos com transporte e armazenamento de carbono. E, ainda, os valores obtidos com a venda e utilização do carbono que podem vir a minimizar os gastos de produção e que não foram incluídos aqui.

Como trabalhos futuros, os autores buscarão aperfeiçoar as estimativas de custos apresentadas acima, principalmente calculando possíveis receitas com os subprodutos obtidos: eletricidade, dióxido de carbono e hidrogênio. Estas receitas possibilitariam tornar o investimento mais atraente para potenciais investidores.

5. CONCLUSÃO

A produção de hidrogênio azul se destaca pela captura, armazenamento e utilização, entretanto seu preço elevado, consequência do alto valor do gás natural, em relação a outras formas de produção podem vir a atrapalhar o seu emprego em grande escala. As análises demonstram que apenas os gastos com o gás natural, utilizado tanto como matéria prima quanto como combustível do processo, chegam a 40% dos gastos totais investidos para instalação e funcionamento da planta de produção. Dessa forma, se o mercado brasileiro almejar se tornar mais competitivo na produção e venda de hidrogênio azul, deve-se buscar preços mais acessíveis para o gás natural, principalmente por meio do aumento da produção interna.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Instituto Nacional de Energias Oceânicas e Fluviais (INEOF), à Fundação de Amparo a Pesquisa e Desenvolvimento Científico e Tecnológico do Maranhão (FAPEMA), e a UFMA pelo suporte financeiro.

REFERÊNCIAS

- (2017). Instituto brasileiro de geografia e estatística - contas econômicas ambientais da Água. URL <https://cidades.ibge.gov.br/brasil/pesquisa/10074/6482>.
- (2022). Preço de referência do gás natural - dezembro de 2022 resolução anp n°875 de 184022. URL <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/preco-de-referencia-do-gas-natural>.
- Agartan, E., Gaddipati, M., Yip, Y., Savage, B., and Ozgen, C. (2018). Co2 storage in depleted oil and gas fields in the gulf of mexico. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 72, 38–48.
- Ajayi, T., Awolayo, A., Gomes, J.S., Parra, H., and Hu, J. (2019). Large scale modeling and assessment of the feasibility of co2 storage onshore abu dhabi. *Energy*, 185, 653–670.
- Ali Khan, M.H., Daiyan, R., Neal, P., Haque, N., MacGill, I., and Amal, R. (2021). A framework for assessing economics of blue hydrogen production from steam methane reforming using carbon capture storage utilisation. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(44), 22685–22706.

- Antonini, C., Treyer, K., Streb, A., van der Spek, M., Bauer, C., and Mazzotti, M. (2020). Hydrogen production from natural gas and biomethane with carbon capture and storage – a techno-environmental analysis. *Sustainable Energy Fuels*, 4, 2967–2986.
- Bartlett and Krupnick (2020). Decarbonized hydrogen in the us power and the industrial sectors: identifying and incentivizing opportunities to lower emissions. [urlhttps://www.rff.org/publications/reports/decarbonizing-hydrogen-us-power-and-industrial-sectors/](https://www.rff.org/publications/reports/decarbonizing-hydrogen-us-power-and-industrial-sectors/).
- Bringezu, S. (2014). Carbon recycling for renewable materials and energy supply. *Journal of Industrial Ecology*, 18(3), 327–340.
- Catumba, B.D., Sales, M.B., Borges, P.T., Ribeiro Filho, M.N., Lopes, A.A.S., de Sousa Rios, M.A., Desai, A.S., Bilal, M., and dos Santos, J.C.S. (2023). Sustainability and challenges in hydrogen production: An advanced bibliometric analysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48, 7975–7992.
- Clark, D.E., Oelkers, E.H., Gunnarsson, I., Sigfússon, B., Snæbjörnsdóttir, S., Aradóttir, E.S., and Gíslason, S.R. (2020). Carbfix2: Co₂ and h₂s mineralization during 3.5years of continuous injection into basaltic rocks at more than 250°C. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 279, 45–66.
- Cremonese, L., Mbungu, G., and Quitzow, R. (2023). The sustainability of green hydrogen: An uncertain proposition. *International Journal of Hydrogen Energy*.
- EPE (2022). Hidrogênio azul: Produção a partir da reforma do gás natural com cus. Technical report, Empresa de Pesquisa Energética.
- Friedmann, Fan, and Kang (2019). Low-carbon heat solutions for heavy industry: Sources, options, and costs today. [urlhttps://www.energypolicy.columbia.edu/publications/low-carbon-heat-solutions-heavy-industry-sources-options-and-costs-today](https://www.energypolicy.columbia.edu/publications/low-carbon-heat-solutions-heavy-industry-sources-options-and-costs-today).
- González, J.M. and Fisher, S.Z. (2014). *Carbonic Anhydrases in Industrial Applications*, 405–426. Springer Netherlands.
- Hermesmann, M. and Müller, T. (2022). Green, turquoise, blue, or grey? environmentally friendly hydrogen production in transforming energy systems. *Progress in Energy and Combustion Science*, 90, 100996.
- IEA (2019a). The future of hydrogen: Seizing today's opportunities. Technical report, International Energy Agency.
- IEA (2019b). Putting co₂ to use creating value from emissions. Technical report, International Energy Agency.
- IEAGHG (2017). Techno - economic evaluation of smr based standalone (merchant) hydrogen plant with ccs. Technical report, International Energy Agency (IEA) GHG Programme.
- Keipi, T., Tolvanen, H., and Konttinen, J. (2018). Economic analysis of hydrogen production by methane thermal decomposition: Comparison to competing technologies. *Energy Conversion and Management*, 159, 264–273.
- Khojasteh Salkuyeh, Y., Saville, B.A., and MacLean, H.L. (2017). Techno-economic analysis and life cycle assessment of hydrogen production from natural gas using current and emerging technologies. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(30), 18894–18909.
- Kieke, D., Imbus, S., Cohen, K., Galas, C., Gasperikova, E., Pickles, W., and Silver, E. (2009). The co₂ capture project phase 2 (ccp2) storage program: Progress in geological assurance in unmineable coal beds. *Energy Procedia*, 1(1), 79–86. Greenhouse Gas Control Technologies 9.
- Koohestanian, E., Sadeghi, J., Mohebbi-Kalhari, D., Shahraki, F., and Samimi, A. (2018). A novel process for co₂ capture from the flue gases to produce urea and ammonia. *Energy*, 144, 279–285.
- Lu, H., Ma, X., Huang, K., Fu, L., and Azimi, M. (2020). Carbon dioxide transport via pipelines: A systematic review. *Journal of Cleaner Production*, 266, 121994.
- Luo, J., Xie, Y., Hou, M.Z., Xiong, Y., Wu, X., Lüddeke, C.T., and Huang, L. (2023). Advances in subsea carbon dioxide utilization and storage. *Energy Reviews*, 2(1), 100016.
- McLaughlin, H., Littlefield, A.A., Menefee, M., Kinzer, A., Hull, T., Sovacool, B.K., Bazilian, M.D., Kim, J., and Griffiths, S. (2023). Carbon capture utilization and storage in review: Sociotechnical implications for a carbon reliant world. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 177, 113215.
- Miyagawa, T. and Goto, M. (2022). Hydrogen production cost forecasts since the 1970s and implications for technological development. *Energies*, 15(12).
- Oni, A., Anaya, K., Giwa, T., Di Lullo, G., and Kumar, A. (2022). Comparative assessment of blue hydrogen from steam methane reforming, autothermal reforming, and natural gas decomposition technologies for natural gas-producing regions. *Energy Conversion and Management*, 254, 115245.
- Osman, Ahmed I. Mehta, N.E.A.M.H.M.A.H.A.A.M.A.H.R.D.W. (2022). Low-Hydrogen production, storage, utilisation and environmental impacts: a review. *Environmental Chemistry Letters*, 20.
- Palma, V., Ricca, A., Addeo, B., Rea, M., Paolillo, G., and Ciambelli, P. (2017). Hydrogen production by natural gas in a compact atr-based kw-scale fuel processor. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(3), 1579–1589.
- Qin, J., Zhong, Q., Tang, Y., Rui, Z., Qiu, S., and Chen, H. (2023). Co₂ storage potential assessment of offshore saline aquifers in china. *Fuel*, 341, 127681.
- Shu, D.Y., Deutz, S., Winter, B.A., Baumgärtner, N., Leenders, L., and Bardow, A. (2023). The role of carbon capture and storage to achieve net-zero energy systems: Trade-offs between economics and the environment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 178, 113246.
- Wei, X., Ban, S., Shi, X., Li, P., Li, Y., Zhu, S., Yang, K., Bai, W., and Yang, C. (2023). Carbon and energy storage in salt caverns under the background of carbon neutralization in china. *Energy*, 272, 127120.