Gestão:

Reunião de Acompanhamento e Avaliação - RAA 2026

# Hidrogênio como vetor de descarbonização: viabilidade técnico-econômica e ambiental do hidrogênio azul a partir do pré-sal brasileiro


Parizani, J. P. M.[1]; Cavalcante, R. M.[2]; Poblete, I. B. S.[3]

[1]Bolsista do PRH 17/UFRJ, curso de Mestrado do EPQB, Rio de Janeiro – RJ. E-mail: jpmiquelito@eq.ufrj.br

[2]Docente do curso de Engenharia Química da UFRJ, Rio de Janeiro – RJ. E-mail: massad@eq.ufrj.br

[3]Pesquisador do LIPCAT/UFRJ, Rio de Janeiro – RJ. E-mail: ibspoblete@eq.ufrj.br


## MOTIVAÇÃO E OBJETIVOS

### MOTIVAÇÃO

O hidrogênio ($H_2$) é vetor central da descarbonização, mas sua produção mundial, acima de 100 Mt em 2025, ainda provém quase toda de fontes fósseis sem captura de carbono[1]. No Brasil, a Lei nº 14.948/2024[2] classifica como de baixa emissão de carbono o $H_2$ produzido com até 7 kg $CO_2$eq/kg $H_2$, o que torna o $H_2$ azul, obtido por reforma a vapor do gás natural (GN) com captura de $CO_2$, uma rota de interesse imediato. O GN associado do pré-sal apresenta teores de $CO_2$ muito variáveis[3], e a Resolução ANP nº 982/2025[4] limita o $CO_2$ a 3,0 % em mol, exigindo sua remoção no topside do FPSO, mas admite especificação pactuada quando o GN é matéria-prima de processo químico. Abre-se, assim, a oportunidade de produzir $H_2$ azul a partir de GN rico em $CO_2$.

### OBJETIVO

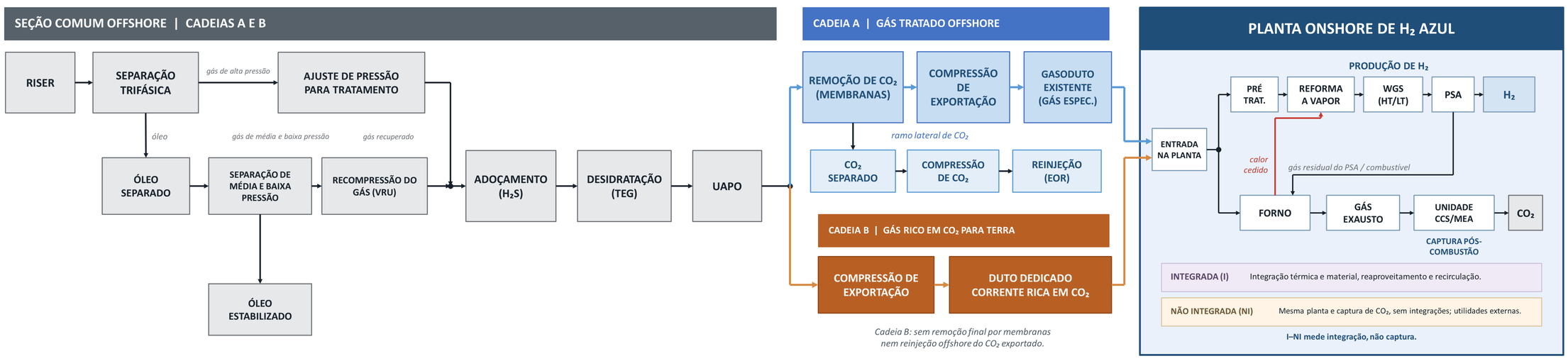
Avaliação multi-critério de sustentabilidade do gerenciamento de GN rico em $CO_2$ por meio da produção de hidrogênio azul. Para isso, duas cadeias de produção de hidrogênio azul são avaliadas:

(A) hidrogênio azul a partir de GN tratado offshore

(B) hidrogênio azul a partir de GN rico em $CO_2$ transportado para onshore

Cada cadeia é avaliada em duas configurações de processo: (I) integrada e (NI) não integrada, quantificando o efeito da integração térmica e material sobre o consumo energético, as emissões de $CO_2$ e os custos, estimados pela metodologia CAPCOST[5].

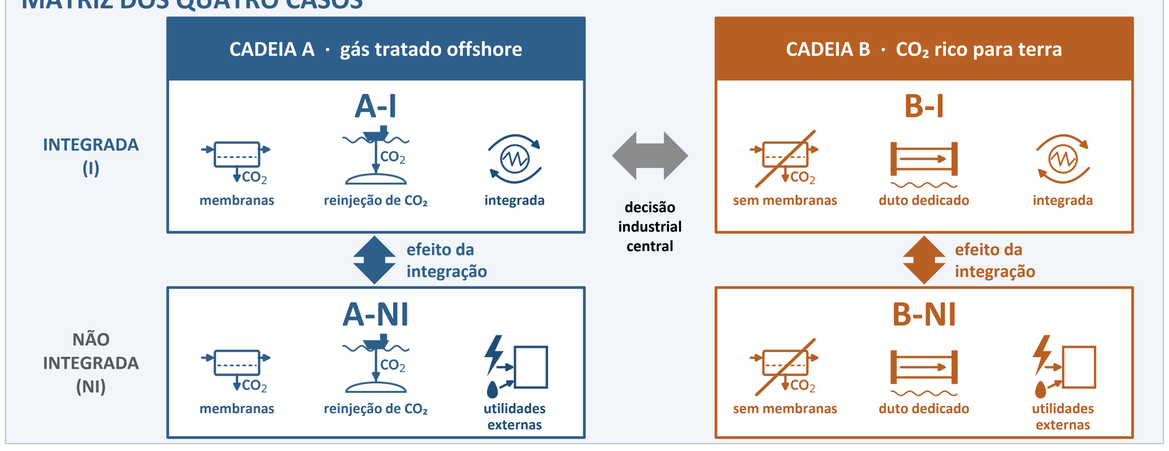
## APLICAÇÃO NO SETOR DE PETRÓLEO E ENERGIA



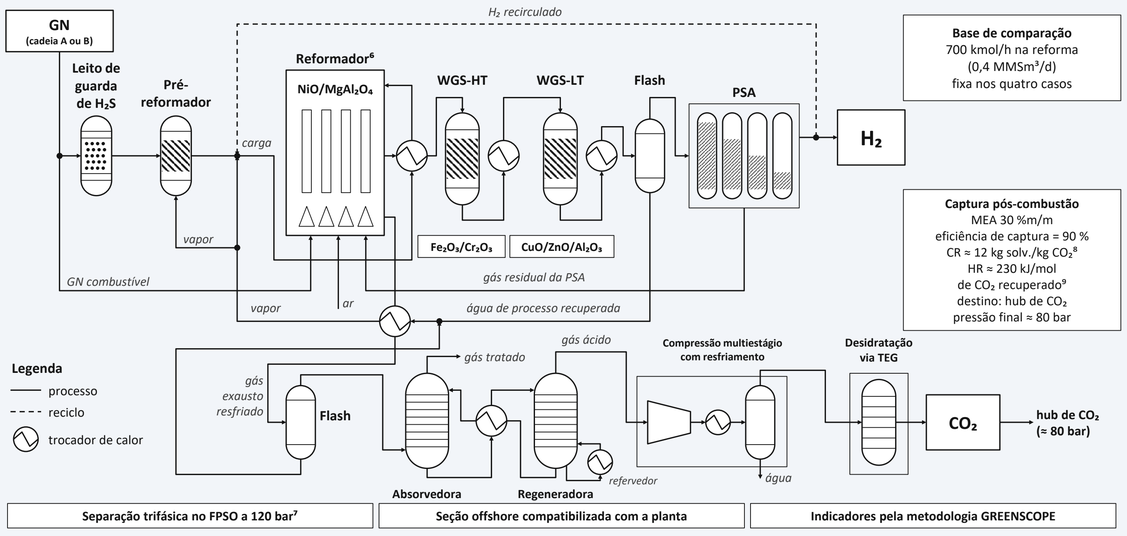

O trabalho conecta duas frentes centrais da indústria brasileira de petróleo e gás: o aproveitamento do GN associado do pré-sal, hoje condicionado ao custo, ao peso e à área do tratamento de $CO_2$ no topside, e a produção de hidrogênio de baixo carbono. Ao tratar o local de remoção do $CO_2$ como variável de projeto da cadeia, o ganho potencial é direto: evitar a recompressão da corrente rica em $CO_2$ até a pressão de injeção, etapa de alto consumo energético do topside quando o GN é rico em $CO_2$, bem como evitar o elevado custo com a etapa de remoção de $CO_2$ via membranas visando a captura em uma unidade já prevista em terra, atrelada à produção de hidrogênio de baixo carbono. Todas as configurações de processo são simuladas em AspenHYSYS® v15 usando GN de composições representativas de GN do pré-sal brasileiro.

## RESULTADOS OU RESULTADOS ESPERADOS

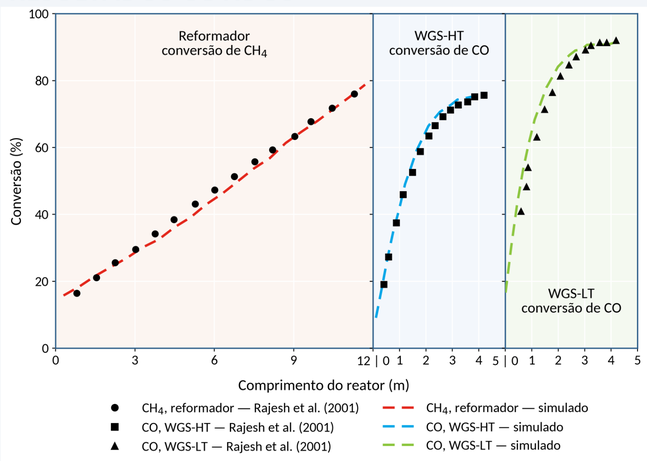
### MATRIZ DOS QUATRO CASOS




### FLUXOGRAMA SIMPLIFICADO DA PLANTA ONSHORE DE $H_2$ AZUL

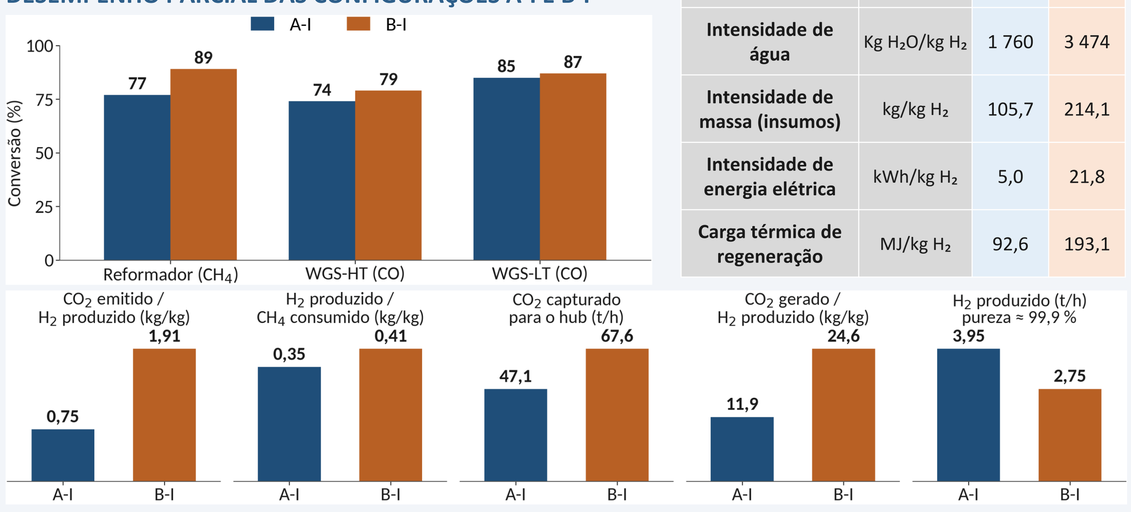



### RESULTADOS OBTIDOS




**Validação dos modelos cinéticos da reforma e do shift[6]: simulação × perfis de Rajesh et al.[10]** Mesmos modelos e catalisadores nas duas cadeias.

### DESEMPENHO PARCIAL DAS CONFIGURAÇÕES A-I E B-I




### COMPOSIÇÕES UTILIZADAS

| % mol | A Poço | A Gás | B Poço | B Gás |
|---|---|---|---|---|
| $CO_2$ | 4,19 | 5,01 | 35,60 | 40,02 |
| $CH_4$ | 69,33 | 83,40 | 45,58 | 51,39 |
| $C_2$ | 6,94 | 8,29 | 4,55 | 5,11 |
| $C_{3+}$ | 8,77 | 2,98 | 6,70 | 3,10 |
| $N_2$ | 0,21 | 0,25 | 0,22 | 0,25 |
| $H_2S$ | 44 ppm | 52 ppm | 47 ppm | 52 ppm |
| $H_2O$ | 10,55 | 0,07 | 7,34 | 0,13 |

*poço = corrente multifásica; gás = após separação trifásica*

### INDICADORES GREENSCOPE

| Indicador | Unidade | A-I | B-I |
|---|---|---|---|
| Intensidade de carbono | kg $CO_2$/kg $H_2$ | 0,75 | 1,91 |
| Intensidade de água | Kg $H_2O$/kg $H_2$ | 1 760 | 3 474 |
| Intensidade de massa (insumos) | kg/kg $H_2$ | 105,7 | 214,1 |
| Intensidade de energia elétrica | kWh/kg $H_2$ | 5,0 | 21,8 |
| Carga térmica de regeneração | MJ/kg $H_2$ | 92,6 | 193,1 |

## CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os resultados parciais mostram que a configuração B-I, alimentada com GN rico em $CO_2$, atinge conversões mais altas e rendimento de $H_2$ por $CH_4$ 16 % maior que A-I, mas emite 2,6 vezes mais $CO_2$ por kg de $H_2$, com intensidade elétrica 4,4 vezes maior e o dobro de carga térmica na regeneração do solvente.

As próximas etapas compreendem a conclusão da simulação das configurações não integradas (A-NI e B-NI), a análise econômica pela metodologia CAPCOST[5] e as análises de sensibilidade sobre escala, teor de $CO_2$ e preço do carbono.

Com os resultados deste trabalho, espera-se oferecer base quantitativa para uma decisão hoje tomada por prática consolidada: onde remover o $CO_2$ do gás do pré-sal quando o destino é hidrogênio de baixo carbono. A expectativa não é inverter a ordem entre as rotas, e sim medir a distância entre elas em cada dimensão, e identificar em que condições essa distância se estreita.

## REFERÊNCIAS


[1] IEA. Global Hydrogen Review 2026. Paris: IEA, 2026. [2] BRASIL. Lei nº 14.948, de 2 de agosto de 2024. Marco legal do hidrogênio de baixa emissão de carbono. Brasília, DF, 2024.

[3] EPE. Informe: Custos de Gás Natural no Pré-Sal Brasileiro. Rio de Janeiro, 2019. [4] BRASIL. ANP. Resolução nº 982, de 21 de maio de 2025. DOU, 22 maio 2025, Seção 1, p. 85.

[5] TURTON, R.; SHAEIWITZ, J. A.; BHATTACHARYYA, D.; WHITING, W. B. Analysis, Synthesis, and Design of Chemical Processes. 5. ed. Boston: Pearson, 2018.

[6] FARIAS, L. T. Avaliação da produção integrada de hidrogênio e metanol para redução de emissões de carbono no refino de petróleo. Dissertação (M.Sc.) — COPPE/UFRJ, 2014.

[7] MELO, D. C. Processamento offshore de gás natural rico em $CO_2$ no pré-sal: avaliação técnico-econômica e ambiental. Tese (D.Sc.) — EPQB/UFRJ, 2019.

[8] POBLETE, I. B. S.; ARAÚJO, O. Q. F.; MEDEIROS, J. L. Dynamic analysis of sustainable biogas-combined-cycle plant. Renew. Sustain. Energy Rev., v. 131, 109997, 2020.

[9] ARAÚJO, O. Q. F.; MEDEIROS, J. L. Carbon capture and storage technologies: present scenario and drivers of innovation. Curr. Opin. Chem. Eng., v. 17, p. 22-34, 2017.

[10] RAJESH, J. K.; GUPTA, S. K.; RANGAIAH, G. P.; RAY, A. K. Multi-objective optimization of industrial hydrogen plants. Chem. Eng. Sci., v. 56, p. 999-1010, 2001.


## AGRADECIMENTOS


Apoio financeiro do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis — PRH-ANP, através do programa PRH17/UFRJ (projeto FAPESP nº 2025/02818-8) e GIPQ e ao programa EPQB da Escola de Química da UFRJ.