



GRUPO DE ESTUDO DE GERAÇÃO TÉRMICA - GGT

AVALIAÇÃO DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA DA ADIÇÃO DE HIDROGÊNIO À REDES DE GÁS NATURAL

JOÃO HENRIQUE PAULINO DE AZEVEDO (1); RODRIGO FLORA CALILI (1); SERGIO LEAL BRAGA (1)
PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO (1)

RESUMO

A utilização do hidrogênio se mostra como alternativa para que as metas de descarbonização sejam atingidas. Há um aumento da eficiência energética do gás natural ao se misturar o hidrogênio a este gás. Neste trabalho, é analisada a possibilidade de mistura de hidrogênio ao gás natural em redes de fornecimento já existentes. Uma revisão da literatura é realizada para entender as questões técnicas e definir as concentrações aceitáveis de hidrogênio no gás natural. Por fim, é feita a projeção de emissões e custos evitados para se avaliar a eficiência energética alcançável com a inserção do hidrogênio ao gás natural em redes no Brasil.

PALAVRAS-CHAVE

Gás natural enriquecido com hidrogênio; hidrogênio; descarbonização; eficiência energética; combustão

1.0 INTRODUÇÃO

O hidrogênio oferece uma ótima oportunidade para descarbonizar os suprimentos de energia atuais. Mesmo sendo o elemento químico mais abundante na natureza, este deve ser produzido para ser considerado uma alternativa de uso final energético. Além disso, ele representa um verdadeiro transportador de energia livre de carbono. Todavia, as tecnologias para produzi-lo causam uma pegada de carbono diferente de zero. Acordos mundiais impulsionaram os países a adotarem tecnologias de baixo carbono: o protocolo de Kyoto assinado em 1997 e aplicado em 2005 ao impor a todos os membros a reduzirem suas emissões de gases de efeito estufa; e o acordo COP21 em Paris de 2015, que definiu responsabilidades nas emissões para todos os países do globo.

Em 2018 o fornecimento de eletricidade e energia térmica para edifícios, indústrias e transportes foi responsável por 56% das emissões globais, enquanto apenas o setor de geração respondia por 41% (IEA, 2020). Sabe-se que a produção de energia renovável é menos constante e previsível do que a fóssil, pois não são despacháveis. Uma matriz de energia elétrica limpa, implica desafios significativos na gestão da rede elétrica. Assim, há a necessidade de novas tecnologias que permitam o armazenamento de energia e o balanceamento da rede. Uma tecnologia promissora é o *power-to-gas* (P2G), que permite transformar eletricidade em hidrogênio (H₂) ou em outros combustíveis.

O hidrogênio produzido pode ser injetado diretamente na rede de gás natural, ou usado para produzir metano por meio do processo de metanação. Quando P2G utiliza eletrólise da água através da utilização de energia renovável (eólica, solar etc.), o combustível produzido é teoricamente zero de carbono e, neste caso, o hidrogênio é frequentemente referido como "hidrogênio verde" (DAWOOD, ANDA, *et al.*, 2020). Outra via de descarbonização é a transformação do gás natural por reforma a vapor do metano (SMR – *Steam Methane Reforming*) juntamente com tecnologias de captura e sequestro de carbono (CCS – *Carbon Capture and Storage*). O hidrogênio produzido desta forma é geralmente referido como "hidrogênio azul" (DAWOOD, ANDA, *et al.*, 2020). Qualquer que seja a via de descarbonização prevalecente, dependendo também da evolução dos aspectos tecnológicos e econômicos, o futuro do gás natural envolverá o uso de H₂ e metano mistos, também relatado na literatura como Gás Natural Enriquecido com Hidrogênio (HENG – *Hydrogen Enriched Natural Gas*).

O objetivo deste artigo é estimar as emissões de gases efeito estufa e os custos evitados com a inserção do hidrogênio no Brasil e, assim, avaliar a eficiência energética alcançável com a mistura do hidrogênio às redes de gás natural do país.

2.0 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A distribuição de misturas de hidrogênio e metano por gasoduto tem uma longa história, que remonta às origens do sistema de gás natural de hoje, quando o gás manufaturado (gás de síntese) produzido a partir do carvão foi canalizado pela primeira vez durante a era Gaslight para postes de luz, edifícios comerciais, e famílias no início e meados de 1800 (TOMORY, 2009). Os produtos de gás manufaturados da época, também conhecidos como gás de

cidade ou gás de água, normalmente continham 30% a 50% de hidrogênio, que podiam ser produzidos a partir de piche, óleo de baleia, carvão ou produtos petrolíferos (MELAINA, ANTONIA, *et al.*, 2013).

Em 1984, no estudo realizado por Kaske *et al.* (1985), foi analisada uma rede de distribuição de hidrogênio de alta pureza com mais de 550 km de extensão de duas grandes empresas, Chemische Hiils of F.R.G. and L'Air Liquide of France, que na época já operavam. Oney *et al.* (1994) realizaram uma avaliação técnica e econômica do transporte duto viário de hidrogênio, gás natural e suas misturas, concluindo que para uma dada distância de transmissão de 500 km e uma taxa de entrega de energia de 1,0 GW, o hidrogênio pode ser transportado a um custo aproximadamente igual ao de gás natural, se sua pressão de produção for aumentada da atmosférica para um nível de 0,65 MPa. Isso sugere que as preocupações até agora expressas sobre a viabilidade econômica da transmissão de longa distância de hidrogênio e misturas de gás natural de hidrogênio podem ter sido exageradas.

A possibilidade do hidrogênio ser transportado nas mesmas redes que o gás natural, também foi estudado por Pottier em 1995, pontuando que é uma alternativa real para o período de transição entre o gás natural e o hidrogênio (POTTIER, 1995). O autor sugere que em uma primeira etapa, o hidrogênio pode ser misturado em baixas concentrações (máximo de 10%) com o gás natural, sem qualquer perturbação perceptível nas utilizações usuais.

Em 2003, a Agência Internacional de Energia (IEA, *International Energy Agency em inglês*) concluiu em seu relatório "A Redução de emissões de CO_2 adicionando hidrogênio ao gás natural" que, pequenas quantidades de hidrogênio poderiam ser adicionadas à rede de gás natural quase sem custo, embora existissem, a época, várias barreiras técnicas e organizacionais que teriam que ser superadas. Isso poderia fornecer uma saída pequena, mas significativa para o hidrogênio gerado a partir de recursos renováveis excedentes (IEA, 2003). As implicações da mistura de hidrogênio e GN variam com a concentração de hidrogênio. Após estudo realizado pela NREL (*National Energy Laboratories*), é relatado que concentrações relativamente baixas de hidrogênio, 5% a 15% por volume, parecem ser viáveis com poucas modificações nos sistemas de dutos existentes ou aparelhos de uso final (MELAINA, ANTONIA, *et al.*, 2013). No entanto, esta avaliação de viabilidade irá variar de local para local. Concentrações mais altas introduzem desafios adicionais e modificações necessárias. Ao investigar se o sistema de GN pode ajudar a permitir uma transição para o uso de hidrogênio no transporte por um longo prazo, Ogden *et al.* (2018) concluíram que o transporte de misturas de H_2 / GN na rede de gasoduto de GN parece tecnicamente possível em frações de 5–15% de hidrogênio por volume.

As análises e modelagem conduzidas por Schiro *et al.* (2019), sugerem que um enriquecimento moderado de hidrogênio do gás natural, até cerca de 20%, pode ser sustentado pelas caldeiras e aquecedores atuais sem necessidade de um redesenho. Foi demonstrado por Jones *et al.* (2018) que, embora o enriquecimento com hidrogênio atue para diminuir o valor calorífico do gás natural, ele também aumenta a estabilidade de um queimador, suprimindo a possibilidade de a chama apagar por *blow-off* (apagar por velocidade muito alta) e evita a formação de chamas amarelas, reduzindo as necessidades de oxigênio. Argumenta-se ainda que para aberturas com menos de 3,5 mm de diâmetro, o HENG (acrônimo que é normalmente referido na literatura significando *Hydrogen Enriched Natural Gas*) contendo até 50% molar de hidrogênio pode ser inflamado com segurança sem risco de *flashback* (apagar por velocidade muito baixa). (JONES, AL-MASRY, *et al.*, 2018)

Nas últimas duas décadas, diversos estudos na Europa foram e estão sendo importantes para o conhecimento das tolerâncias da porcentagem de hidrogênio na rede de gás natural. A Quadro 1 resume estes estudos.

Quadro 1 - Estudos sobre as tolerâncias da concentração de hidrogênio no gás natural.

Nome do Projeto	Responsável	País	Ano	Foco
HIGGS	EU/FCH JU	Europa	2020-2022	Impactos do hidrogênio na rede de gás natural existente
THyGA	EU/FCH JU	Europa	2020-hoje	Características da combustão para uso doméstico e comercial
Hy4Heat	BEIS	Inglaterra	2017- hoje	Análise de viabilidade
HyDeploy	Keele	Inglaterra	2017-2020	Demonstração ao vivo de hidrogênio em casas
HyGRID	EU/FCH JU	Holanda	2016- hoje	Separação do hidrogênio do gás natural por membranas
HYREADY	DNV GL	Noruega	2016- hoje	Guias para preparação da transição para H_2
GRHYD	ENGIE	França	2014- hoje	Injeção de hidrogênio na rede de gás natural local
MATHRYCE	EU/FCH JU	França	2012-2015	Teste de material e recomendações para componentes de hidrogênio sob fadiga
DomHydro	GERG	Europa	2013-2014	Análise de viabilidade técnica
H_2 -Tolerance	DVGW	Alemanha	2012-2014	Tolerância e mensuração de energia
HIPS	DBI	Alemanha	2011-2013	Análise do estado da arte
GasQUAL	DGC	Dinamarca	2009-2013	Avalias os impactos da qualidade do gás
Energy Storage Concepts	DVGW	Alemanha	2010-2012	Análise do estado da arte, desenvolvimento e conceitos técnicos

Ameland	GasTerra/Kiwa	Holanda	2007-2011	Demonstração e uso final
Naturalhy	Gaz de France	França	2004-2009	Dutos, uso final e segurança

3.0 ANÁLISE DE CONSUMO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

De acordo com o Balanço Energético Nacional 2020, o setor industrial é o maior consumidor de gás natural no Brasil, correspondendo a 47,5%, seguidos do setor energético com 37,8% e do setor de transportes com 11,5%.

O setor residencial corresponde a apenas 2,3% da demanda de todo gás consumido no Brasil (EPE, 2020) e seu uso se dá basicamente para aquecimento de água e fogão e aquecimento de ambiente na região Sul. No entanto, grande parte do gás consumo é o GLP (Gás Liquefeito de Petróleo) ou gás de botijão, representando cerca de 96% em volume de todo gás consumido (EPE, 2020). Esta diferença se confere pelo fato da rede de distribuição de gás natural ainda não estar atendendo grande parte da população e também pelo GLP oferecer preços mais competitivos e atrativos para o consumo residencial.

Além disso, o setor comercial representa apenas 0,68% do consumo de gás natural no Brasil. Este número é corroborado por uma pesquisa realizada com 10.216 empresas do setor comercial e de serviços no Brasil, conclui-se que gás natural é um insumo utilizado por parcela pouco significativa do setor de comércio e serviços, em que apenas 0,66% dos entrevistados informaram utilizar o energético (EPE, 2015).

O setor energético é o segundo setor com o maior de consumo de gás natural no Brasil (EPE, 2020). A participação do gás natural na geração de energia elétrica vem crescendo e tende a crescer mais com a intenção do governo brasileiro de substituir as termelétricas a óleo por gás natural. No Plano Decenal de Energia 2029, o gás natural se apresenta como principal combustível para expansão de geração termelétrica (MME/EPE, 2020). Em 2020, foi inaugurada a maior termelétrica a gás natural da América Latina em Sergipe. Com potência de 1,5GW, a Termelétrica Porto de Sergipe poderá atender a 15% da demanda de energia elétrica da região Nordeste. (GOV.BR, 2020)

Esta decisão estratégica não é apenas uma questão ambiental pelo fato de o gás natural emitir menos GEE, mas também por uma questão econômica, por diminuir os custos com combustível. A utilização de turbinas a gás para geração de eletricidade é uma tendência global e utilização de hidrogênio na mistura não é novidade. O gás de síntese tem um alto teor de hidrogênio e já é utilizado há décadas para geração de energia. Além disso, grandes fabricantes como GE, Siemens e Mitsubishi já estão pensando no futuro e lançando no mercado tecnologias que trabalham com até 100% de hidrogênio (GOLDMEER, 2018). Taamallah et al. (2015) pontua que todas as turbinas a gás podem aceitar quantidades consideráveis de hidrogênio na mistura com gás natural, realizando pequenas modificações no sistema de combustão. Em uma publicação da fabricante de turbina a gás Mitsubishi Power, é relatado que as turbinas existentes hoje aceitam até 20% de hidrogênio sem problemas (MITSUBISHI POWER, 2020). De acordo com a GE, a nova geração da turbina 7HA, a mesma que foi instalada na Termelétrica Porto de Sergipe, tem capacidade para aceitar níveis de até 50% de hidrogênio em volume (GE, 2020).

Em 2018, a EPE realizou uma pesquisa envolvendo 1.167 plantas industriais em 595 municípios brasileiros com o objetivo de realizar uma análise da eficiência energética no setor industrial do Brasil. No documento gerado é possível identificar em que etapa da produção, qual tipo de equipamento e processo o gás natural é utilizado para cada setor industrial (EPE, 2018b). Foi constatado, que o uso do gás natural no setor industrial como fonte de energia, é em sua maioria para calor de processo ou aquecimento direto, e em alguns casos isolados para força motriz e refrigeração. Abaixo a definição destes termos de acordo com a EPE (2018b):

- Força motriz (FM): energia usada em motores estacionários ou de veículos de transporte, individual ou coletivo, de carga, tratores etc.;
- Calor de Processo (CP): Energia usada em caldeiras e aquecedores de água e fluidos térmicos;
- Aquecimento Direto (AD): Energia usada em fornos, fornalhas, radiação, aquecimento por indução, condução e micro-ondas;
- Refrigeração (REF): energia usada em geladeiras, freezers, equipamentos de refrigeração e ar-condicionado, tanto de ciclo de compressão como de absorção.

O setor de transporte no Brasil se caracteriza pelo consumo de gás natural em carros com kit GNV (gás natural veicular). O GNV se tornou uma alternativa de combustível econômico para a população, principalmente para motoristas de taxi e aplicativos, que precisam cortar custos para oferecer preços competitivos no transporte. Hoje o kit GNV no Brasil já está na geração 5, em que se torna automático a alternância de combustível. Quando o carro precisa de mais força, o sistema aciona o combustível padrão do carro, quando está na estrada o GNV é acionado automaticamente.

Diversos estudos tratam da utilização de HCNG (*Hydrogen Enriched Compressed Natural Gas*) em motores a combustão interna (ICE). Yan et al. (2018) realiza uma extensa revisão da literatura de diversos estudos na utilização HCNG em ICE. Chega-se à conclusão que o conteúdo de hidrogênio é o parâmetro mais importante que influencia a combustão de HCNG e o desempenho de emissão. O ICE alimentado com uma fração de hidrogênio maior pode causar combustão anormal, como pré-ignição, detonação e contraexplosão, enquanto com um conteúdo de hidrogênio relativamente menor, os benefícios do hidrogênio não podem ser aproveitados por completo. Em geral, concentrações de 18 a 30% de H₂ em volume na mistura são os combustíveis mais amplamente adotados na literatura (YAN, XU, et al., 2018).

4.0 MODELO PROPOSTO

Este capítulo busca resumir a modelagem realizada para estimar as emissões de gases do efeito estufa e os custos evitados com a inserção do hidrogênio no Brasil e, assim, avaliar a eficiência energética alcançável com a mistura do hidrogênio às redes de gás natural do país. Para isso, foram realizadas projeções para demanda e custo do gás natural comparada a política de adoção da mistura de gás natural com 20% de hidrogênio produzida a partir da eletrólise PEM com fonte solar e eólica, e através da reforma a vapor do metano com captura de carbono.

4.1 Modelagem de mistura HENG

Apesar de o gás natural conter, além do metano, outros gases em sua mistura como butano, propano e etano, é suficiente considerar para fins de modelagem que o gás natural da mistura tem as mesmas propriedades do metano. De acordo com a Resolução 16/2008 da ANP, o gás natural precisa ter no mínimo 85% de metano para ser comercializado no Brasil, com exceção da região Norte que precisa de no mínimo 68% (ANP, 2008). Dessa forma, a reação de combustão de uma mistura de hidrogênio com gás natural pode ser expressa pela seguinte relação química, conforme a Equação 1 (LO BASSO *et al.*, 2017):

$$(1 - f_{H_2}) \cdot CH_4 + f_{H_2} \cdot H_2 + \lambda \cdot \left[2 \cdot (1 - f_{H_2}) + \frac{f_{H_2}}{2} \right] \cdot (O_2 + 3,76N_2) \rightarrow (1 - f_{H_2}) \cdot CO_2 + (2 - f_{H_2}) \cdot H_2O + \left[2 \cdot (1 - f_{H_2}) + \frac{f_{H_2}}{2} \right] \cdot [(\lambda - 1) \cdot O_2 + \lambda 3,76N_2] \quad (1)$$

Onde f_{H_2} corresponde à fração em volume de hidrogênio na mistura e λ é o coeficiente de excesso de ar, definido como a razão entre a razão ar-combustível real e a razão ar-combustível estequiométrica (também referido na literatura como razão de equivalência ar-combustível).

Os conteúdos de CO_2 e O_2 são geralmente medidos nos gases de combustão durante os testes experimentais para detectar a proporção real de ar-combustível (ou, em outros termos, o excesso de ar) para um valor conhecido de f_{H_2} . O cálculo da composição volumétrica do escapamento é geralmente referido às condições secas, considerando assim a água completamente condensada. Nesta hipótese, o cálculo de CO_2 é expresso pela Equação 2 (SCHIRO *et al.*, 2020).

$$CO_2[\%vol] = \frac{(1 - f_{H_2})}{9,52\lambda + 0,5f_{H_2} - 7,14\lambda f_{H_2} - 1} \quad (2)$$

Sendo a descarbonização um dos principais impulsionadores da introdução do HENG, foi desenvolvida uma equação para o cálculo do volume de dióxido de carbono (V_{CO_2}) emitido por unidade de energia (E_f) da mistura de HENG (Equações 3 e 4). O cálculo considera apenas a emissão de carbono relacionada à combustão do combustível (SCHIRO *et al.*, 2020).

$$\frac{V_{CO_2}}{E_f} = \frac{(1 - f_{H_2})}{f_{H_2}LHV_{H_2} + (1 - f_{H_2})LHV_{CH_4}} \quad (3)$$

$$\frac{m_{CO_2}}{E_f} = \frac{\rho_{CO_2}(1 - f_{H_2})}{f_{H_2}LHV_{H_2} + (1 - f_{H_2})LHV_{CH_4}} \quad (4)$$

Propriedades dos gases como LHV (*Low Heating Value*, também referido com *Net Calorific Value* ou Poder Calorífico Inferior em português) e HHV (*High Heating Value*, também referido como *Gross Calorific Value* ou Poder Calorífico Superior em português), são primordiais para se avaliar a quantidade de energia térmica contida no gás. Dessa forma, a equação para LHV e HHV para a mistura de gases é descrita em SCHIRO *et al.* (2019). Observa-se na Figura 1 que os poderes caloríficos por unidade de volume diminuem com a porcentagem de hidrogênio, porém aumentam quando são calculados por unidade de massa.

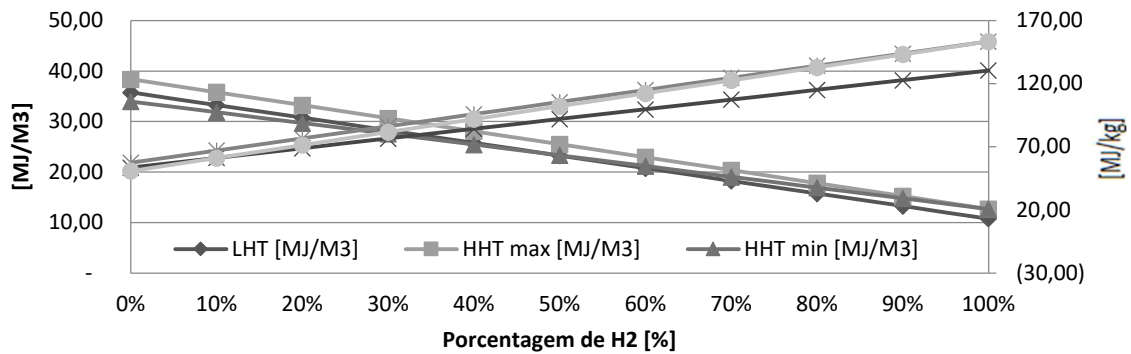


Figura 1 - Comparação do comportamento dos poderes caloríficos por unidade de massa e volume de acordo com a porcentagem de hidrogênio na mistura.

4.2 Produção de hidrogênio

A ampliação das tecnologias de hidrogênio existentes fornecerá soluções competitivas de baixo carbono em uma ampla gama de aplicações até 2030 e pode até oferecer alternativas competitivas de baixo carbono aos combustíveis convencionais em alguns segmentos. No entanto, para atingir essa escala, é necessário investimento, alinhamento de políticas e criação de demanda (HYDROGEN COUNCIL, 2020).

As fontes de energia determinam as emissões de GEE, bem como a demanda cumulativa de energia (CED) de todo o ciclo de vida (BAREISS *et al.*, 2019). Parkinson *et al.* (2019) examinam os custos relativos e mitigação de carbono no ciclo de vida de 12 tecnologias diferentes de produção de hidrogênio. A Tabela 1 resume os resultados para as três tecnologias analisadas neste trabalho.

Tabela 1 - Estimativa de custo para diversas tecnologias de produção de hidrogênio (2016USD\$/kgH₂).

Tecnologia	Baixo	Central	Alto
SMR c/ CCS	1,93	2,09	2,26
Elérolise - eólica	4,61	7,86	10,01
Electrólise - solar	7,1	12	14,87

4.3 As emissões de GEE decorrentes da mistura de hidrogênio ao gás natural

Para o cálculo das emissões do gás natural é preciso considerar todas as emissões relacionadas ao ciclo de vida e combustão. As emissões relacionadas a combustão do gás natural correspondem a 56,2 gCO₂eq/MJ (EDWARD *et al.*, 2019). Para o ciclo de vida do gás natural foi utilizada os dados obtidos por SKONE *et al.* (2019) e estão resumidos na Figura 2.

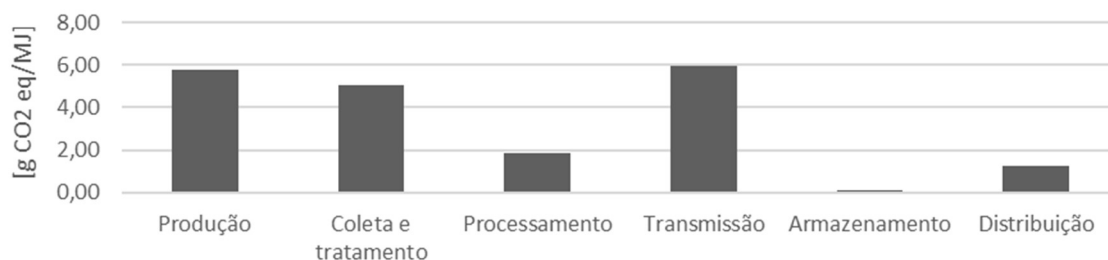


Figura 2 - Emissões referentes ao ciclo de vida do gás natural.

Para o ciclo de vida do hidrogênio, são utilizados os dados divulgados por PARKINSON *et al.* (2019), que relaciona as emissões de CO₂/kg de hidrogênio produzido para diversas tecnologias. As informações das três alternativas analisadas neste trabalho são resumidas na Tabela 2.

Tabela 2 - Emissões relacionadas ao ciclo de vida do hidrogênio (tCO₂eq/kg H₂).

Tecnologia	Baixo	Central	Alto
SMR c/ CCS	2,97	5,61	9,16
Elérolise - eólica	0,52	0,88	1,14
Electrólise - solar	1,32	2,21	2,5

4.4 Custo, demanda e emissões no Brasil.

Anualmente a EPE publica o Plano Decenal de Expansão de Energia, onde são divulgados dados de estimativas para expansão do setor energético para os próximos 10 anos. Neste documento são divulgados os planos do Brasil para demanda de gás natural, o custo marginal de energia (CME) e o custo marginal de operação (CMO) esperado para os próximos anos. Estes dados são utilizados para que sejam estimados os custos envolvidos para expansão da energia elétrica necessária para produção do H₂ anual e são resumidos na (EPE, 2017, 2018a, MME/EPE, 2020).

Para as projeções da demanda por gás natural, foram utilizadas as estimativas divulgadas no Plano Decenal de Energia (PDE) 2030 (EPE, 2021). O Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI) divulga mensalmente o fator médio de emissão de CO₂ do Sistema Interligado Nacional (SIN) de energia elétrica (MCTIC, 2020). O valor médio dos últimos dez anos, foi utilizado para as projeções.

5.0 RESULTADOS

Como analisado nos capítulos anteriores, buscaram-se as frações de hidrogênio que fossem adequadas para cada tipo de equipamento utilizado de acordo com o setor de consumo no Brasil. Para construir um cenário viável para os próximos 10 anos, adotou-se a concentração de 20% para os setores de transporte, comercial, residencial, público, energético e industrial. As emissões de CO₂ corresponde a emissões da combustão e transporte do metano somada as emissões da fabricação de hidrogênio e as do fator médio de emissão do SIN dos últimos 10 anos. Já o custo corresponde ao custo de produção do hidrogênio somado ao CME relacionado ao consumo de eletricidade para produção de hidrogênio e ao custo do GN a ser fornecido.

Na Tabela 3 - Resultados emissões evitadas 2020 por setor variando H₂ [% vol]. Os setores que não estão presentes na tabela, são os que não realizam consumo de gás natural. Percebe-se nas duas primeiras linhas a porcentagem de CO₂ evitado em função da porcentagem de H₂ no gás natural.

Tabela 3 - Resultados emissões evitadas 2020 por setor variando H₂ [% vol]

HCNG	H ₂ [% vol]	0%	20%	40%	60%	80%	100%
CO ₂ evitado	[tCO ₂ eq/ano]	0%	7%	17%	31%	55%	100%
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO	19.460	-	2.476.937	5.913.926	11.003.315	19.313.836	35.319.280
SETOR ENERGÉTICO	7.112	-	905.234	2.161.334	4.021.328	7.058.534	12.907.966
RESIDENCIAL	464	-	59.008	140.888	262.133	460.116	841.416
COMERCIAL	136	-	17.268	41.230	76.712	134.650	246.235
PÚBLICO	31	-	3.999	9.548	17.764	31.181	57.021
TRANSPORTES - TOTAL	2.285	-	290.796	694.303	1.291.804	2.267.470	4.146.530
INDUSTRIAL - TOTAL	9.433	-	1.200.631	2.866.624	5.333.574	9.361.885	17.120.112
TOTAL IND + COM+ RES+GNV:	12.316	-	1.567.704	3.743.045	6.964.223	12.224.121	22.354.293

Na Figura 3 compara-se a projeção de tCO₂ evitados pelo não fornecimento de 20% de GN para o setor energético e a soma dos setores industrial, comercial, residencial e transporte.

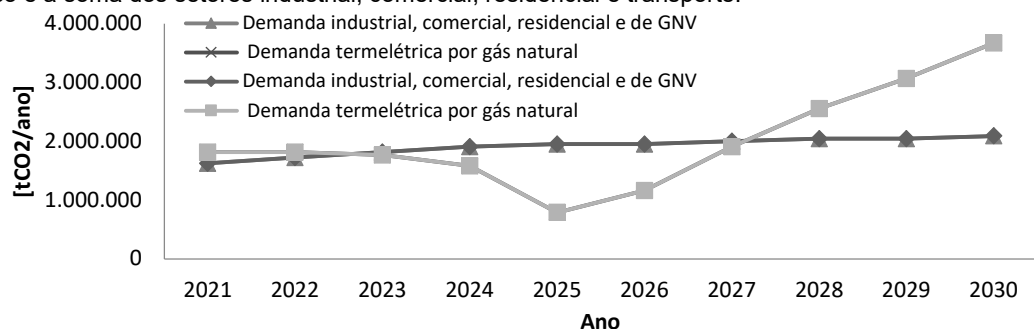


Figura 3 - Quantidade de tCO₂eq/ano evitados pelo não fornecimento de 20% GN.

Da mesma forma, na Figura 4, compara-se a projeção de tCO₂ evitados pela não combustão de 20% de GN para as mesmas duas categorias estabelecidas.

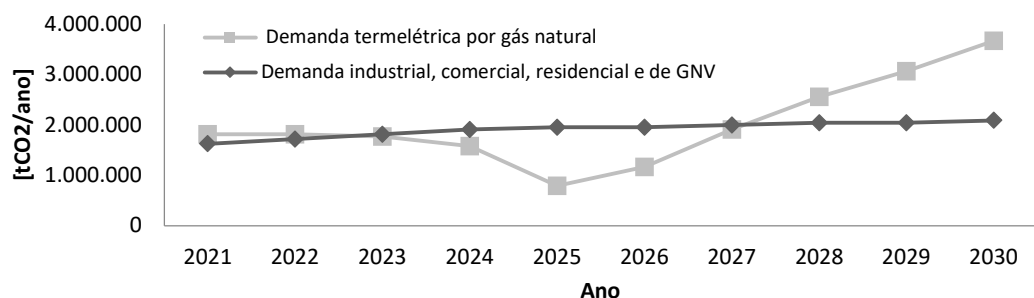


Figura 4 - Quantidade de tCO₂/ano evitados pela não combustão de 20% GN.

As Figura 5 e Figura 6 buscam comparar o custo total anual do fornecimento de 100% gás natural e de três tecnologias diferentes de produção de 20% de H₂: eletrólise com energia solar, eletrólise com energia eólica e reforma a vapor do metano (SMR) com captura de carbono (CCS). Importante salientar que os gráficos apresentam as estimativas com o preço do GN na trajetória de referência para 2030. Como é possível observar, o custo de produção de hidrogênio por eletrólise representa a trajetória menos econômica, seguida da SMR-CCS e 100% gás natural. A produção de hidrogênio ainda é cara e por isso a viabilidade ainda se mantém abaixo das tecnologias tradicionais.

Importante frisar que foi utilizado um valor de uma trajetória central para o custo de produção dessas tecnologias, então há variações de acordo com o projeto de produção.

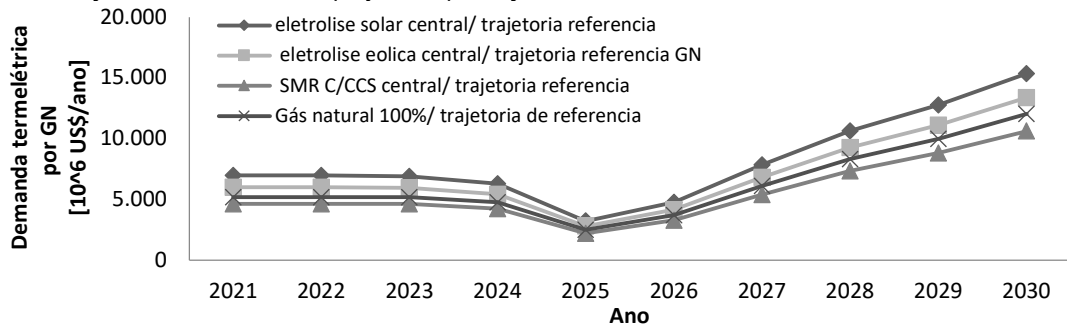


Figura 5 - Custo demanda no setor de energia por HENG 20% H2 para o decênio.

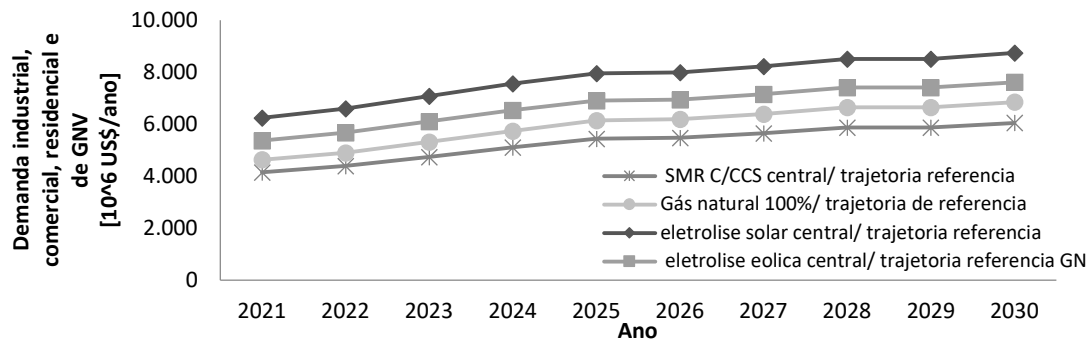


Figura 6 - Custo demanda termelétrica por HENG 20% H2 para o decênio.

As Figura 7 e Figura 8 representam a comparação com as mesmas tecnologias, porém com relação as tCO2 emitidas. Observa-se que, como esperado a trajetória de 100 % GN é a que mais emite CO2 na atmosfera e as tecnologias de eletrólise com energia renovável oferecem uma vantagem com relação a descarbonização.

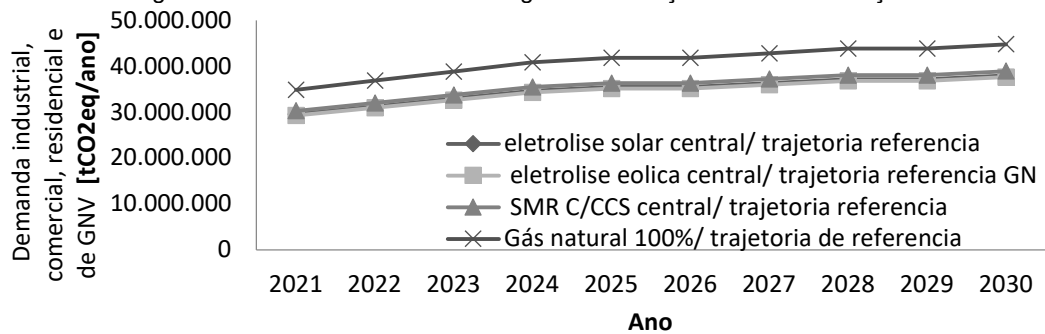


Figura 7 -- Emissões de tCO2/ano para HENG 20% H2 para o decênio.

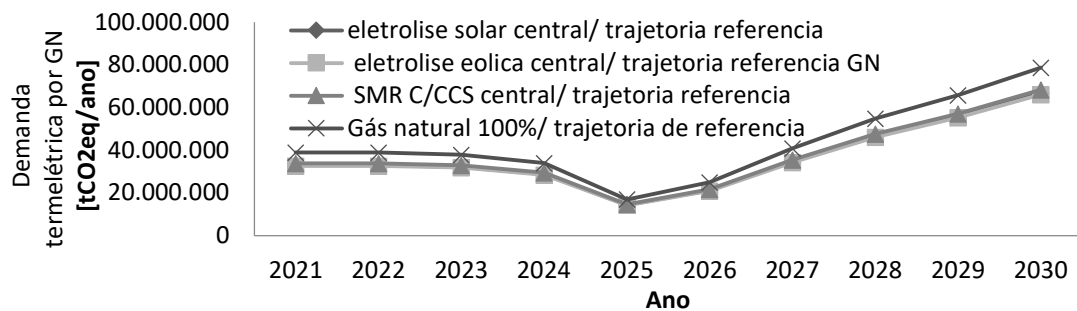


Figura 8 - Emissões de tCO2/ano para HENG 20% H2 para o decênio no setor de energia.

6.0 CONCLUSÃO

Neste trabalho, foram estimadas as emissões de gases efeito estufa e os custos evitados com a inserção do hidrogênio nas redes de gás natural no Brasil e, assim, atingindo o objetivo principal. Também foi possível comparar diversas tecnologias de produção de hidrogênio, com suas respectivas emissões de GHG e custos anuais. Dessa forma, foi possível quantificar os benefícios ambientais e econômicos na projeção decenal de demanda por gás natural, substituído por HENG.

Observou-se que, a política de adoção da mistura de gás natural com 20% de volume de hidrogênio a matriz de fornecimento tem grande capacidade de descarbonização, porém os custos envolvidos para produção aumentam consideravelmente para produção de hidrogênio através da eletrólise PEM, tanto com fonte solar como eólica. As estimativas indicam que a alternativa com produção do hidrogênio através da reforma do gás natural com captura de carbono seria mais econômica do que os custo projetado para 100% de gás natural.

No entanto, para a produção de hidrogênio como fonte energética em qualquer uma das rotas de produção analisada, seria preciso um alto investimento em infraestrutura, que não foi contabilizado neste trabalho. Assim, é recomendado que esta contabilização seja realizada para próximos trabalhos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ABNT. Gás Natural – NBR 15213 – Cálculo de propriedades físico-químicas a partir da composição, 2008
- (2) ANP. RESOLUÇÃO ANP No 16, DE 17.6.2008 - DOU 18.6.2008), 2008
- (3) BAREISS, K., DE LA RUA, C., MÖCKL, M., et al. "Life cycle assessment of hydrogen from proton exchange membrane water electrolysis in future energy systems", *Applied Energy*, 2019.
- (4) DAWOOD, F., ANDA, M., SHAFIULLAH, G. M. Hydrogen production for energy: An overview. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2020
- (5) EPE. "BEM 2020: Relatório síntese, ano base 2019.", Empresa de Pesquisa Energética, 2020.
- (6) EPE. Caracterização do uso de energia no setor de serviços, 2015
- (7) EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2026, 2017.
- (8) EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2027, 2018a.
- (9) EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2030, 2021.
- (10) EPE. TDR no 17 - Análise da Eficiência Energética em Segmentos Industriais Selecionados, 2018b.
- (11) GOLDMEER, J. Fuel Flexible Gas Turbines as Enablers for a Low or Reduced Carbon Energy, 2018.
- (12) GOV.BR. Maior termoelétrica a gás natural da América Latina é inaugurada em Sergipe. 2020.
- (13) HYDROGEN COUNCIL. Path to hydrogen competitiveness - A cost perspective Title, 2020.
- (14) IEA. Reduction of CO2 emissions by adding hydrogen to natural gas, 2003.
- (15) IEA. CO2 Emissions from Fuel Combustion. CO2 Emissions from fuel combustion dataset, 2020.
- (16) J. Littlefield, S. Roman-White, D. Augustine, "A. Pegallapati, G. G. Zaines, S. Rai, G. Cooney, T. J. Skone. Life Cycle Analysis of Natural Gas Extraction and Power Generation," *National Energy Technology Laboratory*, Pittsburgh, April 5, 2019.
- (17) JONES, D. R., AL-MASRY, W. A., DUNNILL, C. W. Hydrogen-enriched natural gas as a domestic fuel: An analysis based on flash-back and blow-off limits for domestic natural gas appliances within the UK. *Sustainable Energy and Fuels*, 2018
- (18) KASKE, G., PLENARD, F. J. "High-purity hydrogen distribution network for industrial use in Western Europe", *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 10, n. 7–8, 1985.
- (19) KOUCHACHVILI, L., ENTCHEV, E. "Power to gas and H2/NG blend in SMART energy networks concept", *Renewable Energy*, 2018.
- (20) LO BASSO, G., NASTASI, B., ASTIASO GARCIA, D., et al. "How to handle the Hydrogen enriched Natural Gas blends in combustion efficiency measurement procedure of conventional and condensing boilers", *Energy*, 2017.
- (21) MCTIC. Fator médio - Inventários corporativos. 2020. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações do Brasil.
- (22) MELAINA, M., ANTONIA, O., PENEV, M. "Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues", *Contract*, 2013. DOI: 10.2172/1068610.
- (23) MITSUBISHI POWER. "Hydrogen Power Generation Handbook", 2020.
- (24) MME/EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. Empresa de Pesquisa Energética], 2020.
- (25) OGDEN, J., JAFFE, A. M., SCHEITRUM, D., et al. "Natural gas as a bridge to hydrogen transportation fuel: Insights from the literature", *Energy Policy*, v. 115, 2018. DOI: 10.1016/j.enpol.2017.12.049.
- (26) ÖNEY, F., VEZIROLU, T. N., DÜLGER, Z. "Evaluation of pipeline transportation of hydrogen and natural gas mixtures", *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 19, n. 10, 1994. DOI: 10.1016/0360-3199(94)90198-8.
- (27) PELLEGRINO, S., LANZINI, A., LEONE, P. Greening the gas network – The need for modelling the distributed injection of alternative fuels. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*], 2017
- (28) POTTIER, J. D., "Hydrogen Transmission for Future Energy Systems". *Hydrogen Energy System*, 1995.
- (29) SCHIRO, F., STOPPATO, A., BENATO, A. "Modelling and analyzing the impact of hydrogen enriched natural gas on domestic gas boilers in a decarbonization perspective", 2020.
- (30) SCHIRO, F., STOPPATO, A., BENATO, A. "Potentialities of hydrogen enriched natural gas for residential heating decarbonization and impact analysis on premixed boilers". 2019. *Anais [...]* [S.l.: s.n.], 2019.

- (31) TENHUMBERG, N., BÜKER, K. "Ecological and Economic Evaluation of Hydrogen Production by Different Water Electrolysis Technologies", Chemie-Ingenieur-Technik, v. 92, n. 10, 2020.
- (32) THYGA. Impact of hydrogen admixture on combustion processes –Part I: Theory, 2020.
- (33) TOMORY, L. The Origins of Gaslight Technology in Eighteenth-Century Pneumatic Chemistry, 2009.
- (34) YAN, F., XU, L., WANG, Y. Application of hydrogen enriched natural gas in spark ignition IC engines: from fundamental fuel properties to engine performances and emissions, 2018

DADOS BIOGRÁFICOS



(1) JOÃO HENRIQUE PAULINO DE AZEVEDO

Experiência de 7 anos em gerenciamento e execução de projetos voltados a geração de energia, sustentabilidade e educação. Responsável pela captação de recursos, elaboração de projetos, gerenciamento de equipes e prestação financeira de projetos financiados por grandes empresas como Alcoa e Tetra Tech. Formado em Engenharia Mecânica pela PUC-Rio e Australian National University. Mestrado em Petróleo e Energia pela PUC-Rio, fazendo parte do projeto Atlas Rio Solar. Atualmente pesquisador de Doutorado em sistemas energéticos, fazendo parte do Projeto H2 da PUC-Rio/GESEL e pesquisador associado na FGV Energia.

(2) RODRIGO FLORA CALILI

Rodrigo Flora Calili atualmente é professor adjunto do Programa de Pós-Graduação em Metrologia e do Mestrado Profissional de Engenharia Urbana e Ambiental da PUC-Rio. Tem Pós-doutorado em Metrologia pela PUC-Rio (2016) e é Doutor em Engenharia Elétrica pela PUC-Rio (2013) com ênfase em Sistemas de Energia, tendo feito um ano de doutorado sanduíche na França na École de Mines de Paris (2012), mestre em Engenharia Elétrica pela PUC-Rio (2006) com ênfase Métodos e Apoio à Decisão e graduado em Engenharia Elétrica pela UFJF (2003). Trabalhou e trabalha como consultor e pesquisador em diversos projetos de empresas setor elétrico.

(3) SERGIO LEAL BRAGA

Professor da PUC-Rio, trabalhou na Purdue University. Atua na área de energia, orientou mais de 110 Teses de Mestrado, Doutorado, Pós-doutorado e trabalhos de graduação. Autor de mais de 200 artigos científicos. Convênios de cooperação científica com entidades na Alemanha, Argentina, França, Itália e Peru. Diretor do Instituto Tecnológico e Laboratório de Engenharia Veicular. Membro do Comitê Executivo do Instituto de Energia da PUC-Rio. Construiu o CDEV - Centro de Desenvolvimento em Energia e Veículos onde são desenvolvidas pesquisas em energias renováveis: biocombustíveis, hidrogênio, solar e outras. Cientista do Nosso Estado pela FAPERJ e Membro da Academia Nacional de Engenharia.