

11º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

ANÁLISE DAS VANTAGENS E DESVANTAGENS DO EFEITO DA ADIÇÃO DE H_2 EM GASODUTOS DE GÁS NATURAL

AUTORES:

Ana Paula Mattos¹, Pedro Henrique de Lima Gomes², Mona Lisa Moura de Oliveira³, Nara Angélica Policarpo⁴

INSTITUIÇÃO:

Professora, anapmattos@ufpa.br ¹Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Pará; Bolsista, phenrique.lima@aluno.uece.br ²Programa de Pós-graduação em Ciências Naturais, Universidade Estadual do Ceará; Professora, mona.lisa@uece.br ³Centro de Ciências e Tecnologia, Universidade Estadual do Ceará; Professora, npolicarpo@usp.br ⁴Escola Politécnica, Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo, Universidade de São Paulo - USP.

ANÁLISE DAS VANTAGENS E DESVANTAGENS DO EFEITO DA ADIÇÃO DE H₂ EM GASODUTOS DE GN

Resumo

O mercado de Gás Natural (GN) tem se tornado cada vez mais integrado e flexível em nível global, e misturas com outros gases combustíveis como o biometano e hidrogênio, tem representado uma das novas rotas para a cadeia de GN desempenhar um papel importante em busca da descarbonização. No entanto, no que diz respeito a introdução de gases como hidrogênio (H₂) *on-grid* em infraestrutura existente do GN, existem implicações diversas no sistema que devem ser consideradas, desde energéticas, materiais e operacionais, as quais devem ser cuidadosamente verificadas. Uma rede de gás verde, totalmente expandida, o transporte e a distribuição exigirão adaptações. Além disso, deve ser contabilizado o desempenho adequado dos equipamentos de uso final conectados à rede. Assim, este artigo visa apresentar um sumário de efeitos da adição de H₂ no gás natural, apresentando uma análise das vantagens e desvantagens, sobretudo, quanto a utilização da infraestrutura de GN disponível.

Palavras-chave: Rede de GN, Injeção de H₂, Créditos de carbono, misturas de H₂/GN.

Abstract

The Natural Gas (NG) market has become increasingly integrated and flexible at a global level, and mixtures with other fuel gasses such as Biomethane and hydrogen have represented one of the new routes for the supply chain. GN plays an important role in the pursuit of decarbonization. However, the introduction of fuel gas such as hydrogen (H₂) *on-grid* into existing NG infrastructure, has different implications for the system, from energy, materials, and operational aspects, which must be carefully verified. An expanded green gas-grid is concerned, transport and distribution will require adaptations. In addition, the adequate performance of end-use or end-use equipment to the network must be accounted for. A fully expanded, green gas network, transport and distribution will require adaptations. Thus, this article aims to present a compendium of the effects of adding H₂ to natural gas, presenting an analysis of the advantages and disadvantages, especially regarding the use of the available NG infrastructure.

Keywords: natural gas network, H₂ injection, carbon credits, H₂/NG blends.

Introdução

O uso da produção local de hidrogênio (H₂), de recursos fósseis ou renováveis, se apresenta como um potencial vetor energético [1]–[5]. Neste sentido, misturas de H₂ em redes de gasodutos de Gás Natural (GN) têm sido propostas como um meio de aumentar a produção de sistemas de energia renovável [2], [4]. No entanto, a injeção de H₂ *on-grid* na infraestrutura existente do GN possuem implicações diversas no sistema, desde energéticas, materiais e operacionais, que devem ser cuidadosamente verificadas. No que diz respeito a uma rede de gás renovável [3], [6], totalmente expandida, o transporte e a distribuição exigirão adaptações. Além disso, o desempenho adequado dos equipamentos de uso final conectados à rede, também deve ser contabilizado. No caso da adição de hidrogênio ao GN, isso pode reduzir, significativamente, as emissões de gases com efeito de estufa, desde que o H₂ seja produzido a partir de fontes de energia com baixo teor de carbono, tais como biomassa, solar fotovoltaica, eólica, nuclear, ou recursos fósseis com captura e armazenamento de carbono. Quaisquer benefícios sociais ou ambientais associados a rotas de H₂ sustentável, poderiam ser atribuídos ao GN com um componente de mistura de H₂/GN em proporção à concentração de H₂. O benefício da mistura seria similar, em alguns aspectos, à introdução do biometano na rede de GN, como meio de fornecer um produto mais sustentável aos consumidores [2], [3], [7].

No propósito de interligar as redes, devem ser aplicadas tecnologias apropriadas que permitam que os vetores de energia possam interagir e compartilhar a carga. Uma dessas tecnologias é a *Power to Gas*, que utiliza o excesso de eletricidade na rede para gerar H_2 que, então, pode ser injetado em gasodutos, armazenado ou utilizado na síntese do GN renovável (i.e Biometano) [3].

O fornecimento de misturas de H_2 e metano (CH_4) por gasoduto possui uma longa história, quando o gás produzido a partir do carvão foi canalizado pela primeira vez para postes de luz, edifícios comerciais e famílias no início e meados de 1800. Os produtos de gás manufaturados da época (i.e gás de cidade ou gás de água) normalmente continham de 30 a 50% de H_2 e eram produzidos a partir de piche, óleo de baleia, carvão ou produtos petrolíferos [2]. O uso de gás manufaturado persistiu nos EUA no início da década de 1950. Em algumas áreas urbanas, como Honolulu e Havaí, o gás manufaturado continua a ser fornecido com misturas significativas de H_2 , usado em aplicações de aquecimento e iluminação como uma alternativa econômica ao GN [2], [6], [8]. Embora o conceito H_2 /GN não seja novo, o rápido crescimento na capacidade instalada de energia eólica e o interesse na prontidão de mercado de curto prazo dos FCEVs (*Fuel cell electric vehicles*) tornou a mistura uma consideração mais tangível em várias atividades das partes interessadas, incluindo acordos sobre iniciativas “*Power-to-Gas*”, como desenvolvedoras e fabricantes de produtos para geração de hidrogênio e células de combustível (*Hydrogenics*) [2], [9], [10].

De fato, esses novos conceitos e avaliações, precisam ser discutidas e enfatizadas. Ademais, para levar o desenvolvimento de H_2 além do ponto de inflexão em um país, necessita-se de investimento na capacitação de recursos humanos, estrutura regulatória capacitadora, novos mercados líderes, PD&I sustentados em tecnologias inovadoras, uma rede de infraestrutura em larga escala, entre outros aspectos. Assim, o objetivo deste trabalho consiste em avaliar as vantagens e desvantagens do efeito da adição de hidrogênio em rede de gás natural existente.

Metodologia

O presente trabalho implementou uma metodologia integrativa (Figura 1), utilizando a síntese de aspectos relevantes a serem considerados para a citada análise do presente trabalho.

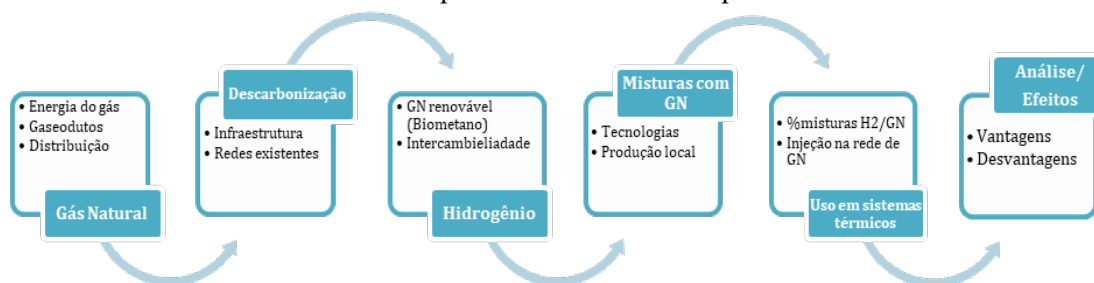


Figura 1 - Sumário da avaliação do efeito da H_2 na rede de GN.

Admitiu-se na análise que a adição de hidrogênio ao GN pode reduzir, significativamente, as emissões de gases causadores do efeito de estufa, desde que o H_2 seja produzido a partir de fontes de energia com baixo teor de carbono, tais como biomassa, solar, eólica, nuclear, ou recursos fósseis com captura e armazenamento de carbono, conforme relatado pela literatura [3], [6], [10]. Considerou-se também os benefícios sociais ou ambientais associados a rotas de H_2 sustentável, que poderiam ser atribuídos ao GN, como um componente de mistura de H_2 /GN em proporção à concentração do hidrogênio [8], [11].

A introdução de gases como H_2 e biometano em redes de GN em infraestrutura existente têm implicações energéticas, materiais e operacionais que devem ser cuidadosamente verificadas [3], [6], [12]. Faz-se observar também se o benefício da mistura seria similar à introdução do biometano na rede de Gás Natural, atualmente realizado no Brasil, Suécia, EUA e outros países. Atualmente, toda a

produção de GNR produzido na usina (GNR-Fortaleza) é injetado na rede de gás canalizado, representando 15% (v/v) do GN comercializado pela concessionária [13].

Para tanto, o sistema de injeção de H_2 *on-grid* do GN poderá obter créditos, constituindo um incentivo econômico para a conversão de energia renovável em hidrogênio, aumentando a energia fornecida pelas instalações de produção de energia renovável existentes, e reforçando a sustentabilidade do sistema de fornecimento de gás natural.

Reconhece-se que a adição de H_2 em gasodutos de GN impõe dificuldades inerentes às suas propriedades físico-químicas do H_2 , tais como [14]: (i) Não pode ser encontrado em seu estado natural, ou seja, deve ser fabricado; (ii) É cerca de 14 vezes menos denso que o ar; (iii) Difícil de conter e monitorar devido à baixa densidade; insípido, inodoro e incolor; (iv) Apresenta elevada velocidade de combustão, além de temperatura de chama mais alta em combustão estequiométrica.

Resultados e Discussões

Potencial técnico-econômico H_2 /GN

Atualmente, existem duas soluções técnicas dominantes para a produção de H_2 , sobretudo, oriundo da eletrólise e da reforma de hidrocarbonetos [3], [9], [13]. O H_2 pode ser produzido com múltiplos processos e fontes de energia e, para facilitar a discussão, uma nomenclatura baseada em um código de cores, de acordo com a fonte e o processo que o originou, tem sido utilizada (Figura 2).



Figura 2 - Designação de cores pela forma de obtenção do H_2 (Adaptado de [13]).

Dito isto, a adição de H_2 ao GN pode reduzir significativamente os GEE (Gases de Efeito Estufa), se o H_2 for produzido a partir de fontes de energia com baixo teor de carbono, tais como biomassa, solar fotovoltaica, eólica, nuclear, ou recursos fósseis com captura e armazenamento de carbono (CAC) [2], [6], [7]. A combustão de 1 Nm^3 de GN gera cerca de 1,5 kg de dióxido de carbono (CO_2). Se 10% do GN fosse trocado por H_2 , haveria uma redução de emissões de 3,6%, que corresponde a 6 Mton de poupança de CO_2 [6]. Estima-se que a injeção de H_2 poderá fornecer de 10 a 40 TWh de energia até 2050, dependendo do volume injetado [8].

A compreensão do potencial técnico-econômico e da logística espacial associada a este tipo de sistema de armazenamento de energia e de fornecimento de H_2 exigiria uma análise adicional. Esforços recentes fornecerão dados empíricos úteis para compreender melhor o potencial de aplicação de créditos renováveis a misturas de H_2 e GN na Alemanha, visando desenvolver tais tipos de sistemas [2]. Na Figura 3a [15] nota-se que o valor máximo permitido é de apenas 6% (v/v) na França. As faixas de inflamabilidade do metano e do hidrogênio no ar com nitrogênio como gás inerte são mostradas na Figura 3b [16]. O hidrogênio possui uma faixa de inflamabilidade >>> CH_4 , desta forma, a probabilidade da ocorrência de misturas inflamáveis com o ar é muito maior para o H_2 .

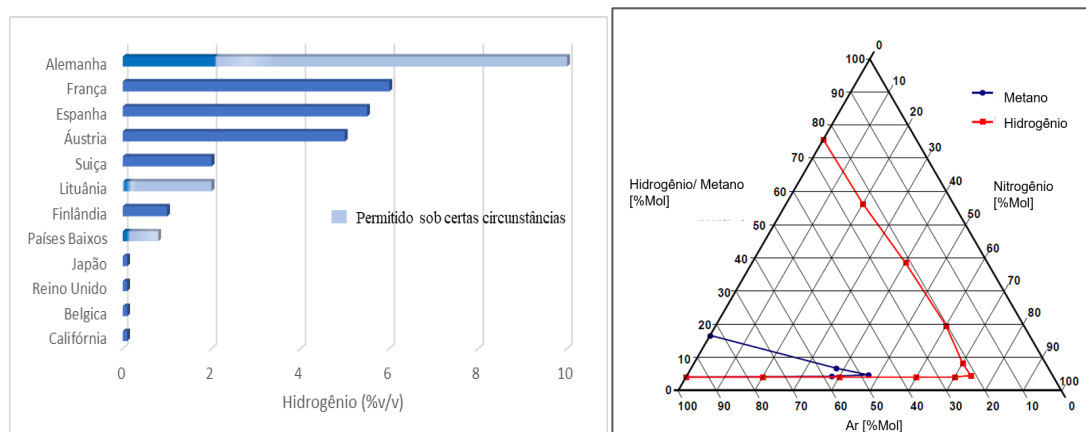


Figura 3 - Limites de mistura de H_2 em redes de GN (à esquerda), (adaptado de [15]), e Limites de ignição de metano, H_2 e ar (à direita) (adaptado de [1]).

Intercambialidade de gases: vantagens e desvantagens

Além disso, existem questões-chave relacionadas à mistura de H_2 em redes de gasodutos de GN, tais como (i) preocupações de segurança associadas à mistura de H_2 no sistema pré-existente; (ii) níveis máximos de mistura de H_2 nos quais nenhuma ou pequenas modificações seriam necessárias para a infraestrutura de GN e sistemas de uso final; (iii) impactos na durabilidade do sistema de gasoduto de GN existente associado com a exposição ao H_2 ; (iv) impactos do H_2 nas taxas de vazamento de gasodutos de GN; (v) impacto em válvulas de aço, conexões, soldas e outros materiais devido a fragilização por H_2 ; e (vi) impacto do armazenamento do H_2 e da compatibilidade de toda a gama de frações de mistura de H_2 na infraestrutura, impacto em dutos sob proteção catódica, etc [5], [10], [17].

Vários estudos discutem a questão dos níveis máximos de mistura de H_2 em que não seriam necessárias modificações totais ou menores para os sistemas de utilização final, incluindo equipamentos de uso industrial ou doméstico como caldeiras, fogões entre outros [2], [8], [10], [14].

A tolerância de equipamentos existentes em redes de GN quanto à introdução de H_2 pode ser observada na Figura 4 [15]. Quanto ao critério de uso final, pode-se observar que caldeiras e fornos apresentam maiores tolerâncias em teor volumétrico de H_2 (aprox. 30%), enquanto motores de combustão interna e turbinas apresentam menores tolerâncias (<10% para ambos). O impacto da adição de H_2 nas instalações industriais deve ser tratado caso a caso. Os motores a gás estacionários, por exemplo, provavelmente exigirão alterações nos sistemas de controle.

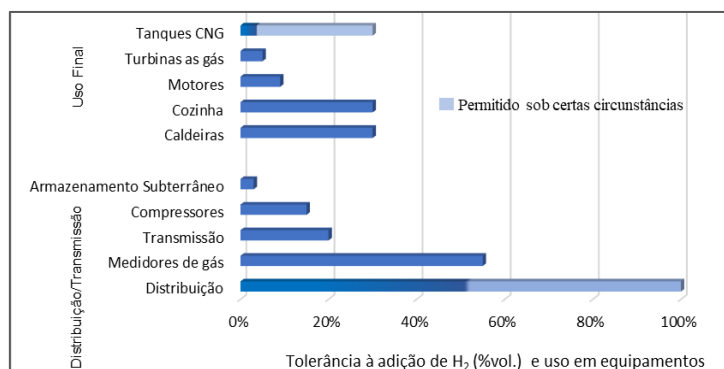


Figura 4 - Tolerância à adição de H_2 (%v/v) de equipamentos em redes de GN, adaptado de [15].

A Figura 5 indica que tubulações de aço possuem um risco médio quando se injeta de 5 a 20% H_2 , já as tubulações de plástico têm um menor risco com maior quantidade de H_2 (30%). No entanto, conexões como válvulas e flanges possuem um risco médio com apenas 10% de H_2 [10].

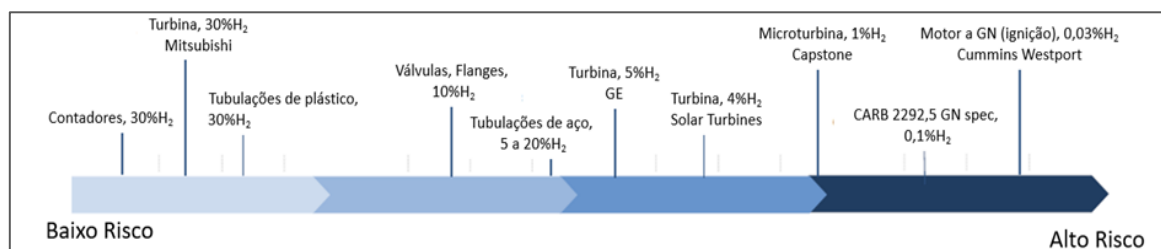


Figura 5 - Riscos de aplicações injetando H_2 em equipamentos e tubulações (Adaptado de [10]).

Pode-se inferir, portanto, que a implementação de H_2 em concentrações baixas, de 1 a 15% H_2 (v/v) em GN, pode ser uma estratégia viável para fornecer energia renovável ou até mesmo armazenamento, sem aumentar significativamente os riscos associados à utilização da mistura em dispositivos de uso final, segurança pública em geral ou durabilidade e integridade da rede de gasodutos existente. Vale ressaltar que, as condições que determinam o teor máximo de H_2 que influencia no funcionamento ou segurança do equipamento variam significativamente e incluem a composição do GN, além do tipo e idade do equipamento [2].

O índice de Wobbe (IW) é um indicador da intercambialidade de diferentes gases combustíveis. Independentemente do valor do poder calorífico, gases com o mesmo IW produzem a mesma carga de calor em um queimador de gás. Portanto, o IW é, de longe, o parâmetro de combustão para aparelhos a gás (exceto motores) mais importante e é especificado em todos os países [4][18].

O IW do GN em alguns países e no Brasil, pode variar entre 40,5 e 53,5 MJ/m³ [19]–[21]. IW e PCS são parâmetros utilizados para as especificações do GN no Brasil, descritos na norma Brasileira NBR 15.213, e conforme relatado no Regulamento Técnico Alemão DIN 51857 [5], [21]. Já o intervalo de IW definido por especificações técnicas que limita a flutuação da composição do gás permitida, não requer intervenções técnicas nos dispositivos conectados à rede. Assim, a injeção de H_2 oferece mais desafios em termos de impacto na operação da rede e nos clientes [13]. O IW é normalmente aceitável com ± 5 –10% da norma [4]. Fora desta gama, a combustão não otimizada pode levar a ineficiências, instabilidades e níveis perigosos de monóxido de carbono. Para processos que dependem da entrada de calor, tais como a produção de vidro e cerâmica, a qualidade do produto pode ser afetada pela alteração da qualidade do gás, particularmente quando o aquecimento é controlado pelo volume de gás queimado e não pela produção de energia [4]. A Tabela 1 apresenta a comparação do GN, LGN e H_2 para o IW e densidade relativa, condições a 15°C [17].

Tabela 1 - Valores de IW, e densidade relativa para GN, LGN e H_2 [17].

Propriedade	Tubulações de GN	LGN	H_2
IW [MJ/m ³]	50,73	52,35	45,88
Densidade Relativa [-]	0,6114	0,6211	0,0696

A Figura 6 possibilita visualizar a faixa de restrição da atual regulação do Reino Unido em comparação com a faixa sugerida nos países da União Europeia [1] e influência do H_2 no IW para GN, biometano e metano, adaptado de [18]. Pode-se observar, que a mistura de 10% de H_2 em GN diminui o IW em apenas 3%, aproximadamente.

A influência do H_2 no IW no metano puro, no biometano a partir de uma análise simplificada – biometano (CH₄: 96%; CO₂: 4%) e um GNL "médio rico" (C1: 92%; C2: 5%; C3: 2%; C4: 1%), tomando como referência do IW em temperaturas de 0 °C (volume), 25 °C (combustão) a 1,01325 bar. Observa-se que a diferença causada não é significativa, porém especificações locais de IW podem impedir a injeção de H_2 porque o biometano naturalmente já possui um baixo IW.

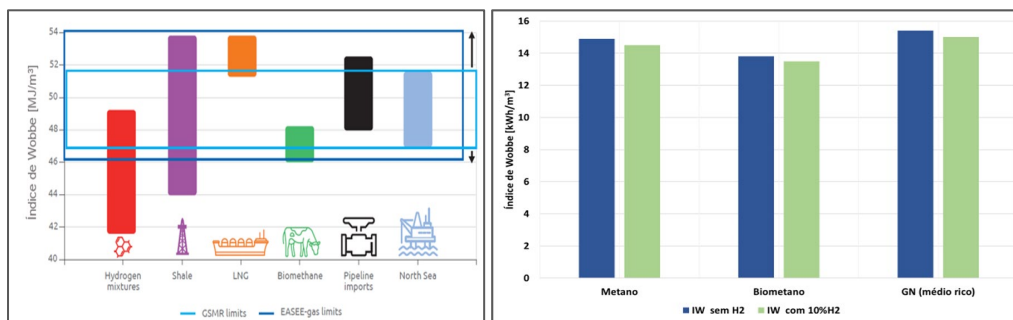


Figura 6 - IW para GN e alguns gases que podem ser adicionados ao GN (à esquerda) [18] e Influência do H₂ no IW para GN, biometano e metano (à direita) [1].

[22] realiza um estudo apresentando como a porcentagem de H₂ no GN interfere nas propriedades do GN, tais como: IW, PCS, número de metano. Estes valores estão descritos na Tabela 2. Nota-se que o limite de adição de PCS para este estudo seria 12% mol de H₂ levando em consideração o PCS, já que é um fator importante para tarifação e eficiência da combustão, o que pode ser analisado melhor na Figura 16. Para o IW a porcentagem limite seria de 23% molH₂, e pela gravidade específica até 5% mol H₂, e pelo número de metano 22% mol H₂.

Tabela 2 - Relação do acréscimo de H₂ nas propriedades do GN [22].

Propriedade	Valor aceitável	% mol H ₂ no GN								
		0	2	5	10	15	20	30	40	50
PCS [kWh/m ³]	>9,69	10,56	10,42	10,2	9,83	9,46	9,10	8,37	7,65	6,92
IW [kWh/m ³]	13,06-14,44	13,86	13,79	13,69	13,51	13,34	13,16	12,82	12,48	12,15
Gravidade específica	0,55-0,7	0,58	0,57	0,56	0,53	0,50	0,48	0,43	0,38	0,33
Número de metano	>65	86	84	81	76	72	67	*		

*Valor excedeu o intervalo de 70-100%mol de metano.

Segundo [17] dados experimentais para velocidade laminar da chama, de diferentes autores, e possuem desvios significativos, mas há uma tendência de aumento velocidade da chama com o aumento da adição de hidrogênio. Há tipicamente um aumento de ~5% da velocidade da chama laminar para mistura de hidrogênio de 10%. Essa tendência é crescente também verdadeira para diferentes relações de ar e condições de combustão. Informações relevantes, dependendo do dispositivo, a adição de hidrogênio para gás natural também pode mudar a relação ar/combustível, o que pode alterar significativamente a velocidade da chama.

Tanto para 5 % como para 10 %, deve ter-se o cuidado de garantir que o índice de Wobbe e o número de metano de a mistura de gás natural/hidrogênio não está próxima dos valores-limite existentes para a rede ("margens de segurança" para índice de Wobbe e número de metano). A injeção de hidrogênio deve ser cuidadosamente controlada para evitar aumentos súbitos da concentração de hidrogênio no gás natural (por exemplo, velocidade de mudança < 2 % / min) [17].

Segundo [17] deve-se ter alguns cuidados para as aplicações com H₂, as quais são:

- Os tanques de aço em veículos a gás natural: especificação UN ECE R 110 estipula um valor limite para o hidrogênio de 2% vol;
- As turbinas a gás: a maioria das turbinas a gás instaladas atualmente foram especificados para uma fração H₂ em gás natural de 1% vol. ou até menos. 5% pode ser alcançado com pequenas modificações ou medidas de afinação. Alguns novos tipos atualizados serão capazes de lidar com concentrações até 15% em volume;
- Motores a gás: recomenda-se restringir o hidrogênio concentração em 2% em volume. Concentrações mais altas até 10% vol. pode ser possível para gás dedicado motores com

sistemas de controle sofisticados se o número de metano da mistura de gás natural/hidrogênio estiver bem acima do valor mínimo especificado;

- Muitos cromatógrafos de gás de processo não serão capazes de analisar hidrogênio. No presente, não é possível especificar um valor limite de hidrogênio que possa ser válido para todas as partes da infraestrutura de gás e, conseqüentemente, é recomendado, fortemente, uma análise caso a caso.

Por fim, a Tabela 2 sintetiza aplicações de H₂ em misturas de combustíveis diversos e suas aplicações encontradas na literatura [1].

Tabela 2 - Combustíveis ricos em H₂ em diferentes aplicações [1].

% H ₂ em misturas	Aplicações
15 e 20%CH ₄ e 20-25% O ₂ /Ar	Queimador coaxial de 15kW
50/100% GN para 50% GN	Chama de difusão turbulenta de jato livre com fluxo de ar
30% GN	Caldeira em modo convencional e de condensação
0,5; 10; 20 e 50% GN	Transferência de H ₂ /GN em gasodutos X80
0-100% H ₂ /GN	Motor de ignição por centelha de cilindro único
0-40% H ₂ /GN	Motor de ignição por centelha com RG
2,5 e 7,5% Diesel	Motor de combustão interna
9% GN	Fornalha híbrida com sistema eletrolisador
0-30%H ₂ ternárias CH ₄ /NH ₃ /H ₂	Queimador com pré-misturas
0-77%H ₂ v/v com biometano	Turbina a gás ciclo combinado

Conclusões

Diante do cenário exposto é evidenciado o desafio de adicionar H₂ em gasodutos já existentes de GN, sendo a maior desvantagem a fragilização destas tubulações e conexões. Há a necessidade de monitoramento rigoroso devido ao risco de explosões. A vantagem de se adicionar é a descarbonização e o custo de adaptação, a qual pode ser até 3 vezes menor que a construção de tubulações dedicadas ao H₂, porém requer um estudo detalhado da quantidade máxima segura de injeção. O H₂ ainda altera as propriedades de PCS e IW os quais são principais parâmetros da ANP para tarifação e controle do GN. Assim como a utilização do H₂ em motores, turbinas, fogões há a necessidade de verificação da eficiência e vida útil.

Agradecimentos

Ao Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações, por meio do Programa MAI/DAI do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) Processo: 403581/2020-6, relativo ao autor Pedro Henrique de Lima Gomes, assim como à empresa M&M Instrumentação.

Ao Departamento de Engenharia Mecânica da UFPA e do Laboratório de Conversão Energética e Emissões Atmosféricas – LACEEMA/UECE. Ao Gas e Oil Well Laboratory (GOWellLab).

Referências Bibliográficas

- [1] L. Kouchachvili and E. Entchev, “Power to gas and H₂/NG blend in SMART energy networks

- concept,” *Renew. Energy*, vol. 125, pp. 456–464, 2018.
- [2] M. W. Melaina, O. Antonia, and M. Penev, “Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks,” no. March, p. 131, 2013.
 - [3] F. M. Quintino, N. Nascimento, and E. C. Fernandes, “Aspects of Hydrogen and Biomethane Introduction in Natural Gas Infrastructure and Equipment,” *Hydrogen*, vol. 2, no. 3, pp. 301–318, 2021.
 - [4] N. H and H. L. F. O. Babaie, Rizvandi, C. Chatzichristodoulou, P. Vang Hendriksen, “Techno-economic analysis of current and emerging electrolysis technologies for green hydrogen production,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 269, 2022.
 - [5] M. L. M. DIAS, F. P. F.; FERNANDES, I. T.; BUENO, A. V.; ROCHA, P. A. C.; OLIVEIRA, “Exergy analysis of glycerol steam reforming in a heat recovery reactor,” *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 46, 2021.
 - [6] J. L. Zachariah-Wolff, T. M. Egyedi, and K. Hemmes, “From natural gas to hydrogen via the Wobbe index: The role of standardized gateways in sustainable infrastructure transitions,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 32, no. 9, pp. 1235–1245, 2007.
 - [7] A. Witkowski, A. Rusin, M. Majkut, and K. Stolecka, “Analysis of compression and transport of the methane/hydrogen mixture in existing natural gas pipelines,” *Int. J. Press. Vessel. Pip.*, vol. 166, no. August, pp. 24–34, 2018.
 - [8] INIS, “Technical and economic conditions for injecting hydrogen into natural gas networks,” no. June, p. 91, 2019.
 - [9] IEA, “Report prepared by the IEA for the G20, The_Future_of_Hydrogen. 2019.,” 2019.
 - [10] C. Workshop, R. Natural, and G. Friday, “CPUC Workshop for Renewable Natural Gas Friday, May 24, 2019.” 2019.
 - [11] F. J. S. Öberg, M. Odenberger, “Exploring the competitiveness of hydrogen-fueled gas turbines in future energy systems,” *Int J Hydrog. Energy*, vol. 47, 2022.
 - [12] EPBR, “Cegás fecha ampliação da injeção de biometano na rede do Ceará,” 2019. [Online]. Available: <https://epbr.com.br/cegas-fecha-ampliacao-da-injecao-de-biometano-na-rede-do-ceara/>.
 - [13] LENNTECH, “Hidrogênio,” 2022. .
 - [14] Marcogaz, “The effects of injecting hydrogen,” no. March. 2018.
 - [15] IEA, “Renewable Gases – Hydrogen in the Grid Activity - Task 41 special Project,” vol. 40, no. January. 2022.
 - [16] E. Askar and T. Tashqin, “Sicherheitstechnische Eigenschaften von Erdgas-Wasserstoff-Gemischen,” 2016.
 - [17] K. Altfeld and D. Pinchbeck, “Admissible hydrogen concentrations in natural gas systems,” *Gas Energy*, vol. March/2013, pp. 1–16, 2013.
 - [18] C. N. da I. CNI, “Especificações do gás natural: oportunidades e experiência internacional.” 2019.
 - [19] IEA, “Global Hydrogen Review 2021,” *Global Hydrogen Review 2021*. 2021.
 - [20] L. M. Pastore, M. Sforzini, G. Lo Basso, and L. de Santoli, “H2NG environmental-energy-economic effects in hybrid energy systems for building refurbishment in future National Power to Gas scenarios,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 47, no. 21, pp. 11289–11301, 2022.
 - [21] ANP, “Norma GN,” 2008. [Online]. Available: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/producao-de-derivados-de-petroleo-e-processamento-de-gas-natural/processamento-de-gas-natural>.
 - [22] E. Latšov, I. Pakere, L. Murauskaite, and A. Volkova, “Impact of Grid Gas Requirements on Hydrogen Blending Levels,” *Environ. Clim. Technol.*, vol. 25, no. 1, pp. 688–699, 2021.