

Injeção de hidrogênio nas redes de distribuição de gás natural

Fernando Damonte, Carlos Morosoli, Cesar Yori, Lucas Giussano, Erica Escudero, José Márcio Goulart

QUANTUM DO BRASIL

Resumo – O objetivo principal deste trabalho foi aportar uma visão estratégica e conceitual sobre a mistura de hidrogênio nas redes de distribuição de gás natural, visando destacar os aspectos mais relevantes para sua incorporação nessas estruturas. A pesquisa buscou avaliar a viabilidade e as condições regulatórias, técnicas e econômicas de hidrogênio na rede de distribuição de gás natural da concessionária Gás Natural São Paulo Sul S.A. – Naturgy no estado de São Paulo.

O projeto foi finalizado com o dimensionamento do CAPEX e OPEX de uma usina piloto destinada à produção de hidrogênio para ser injetado em um município dentro da área de concessão da GNSPS, juntamente com o cálculo do seu custo de produção. Além disso, foram realizadas análises para diferentes cenários de investimento e custos de energia.

Palavras-chave: gás renovável, mistura, distribuição de gás natural, hidrogênio, custo nivelado de produção

Introdução

O Brasil, comprometido com metas ambiciosas de redução de emissões e aumento de fontes renováveis na matriz energética, encara desafios significativos para cumprir tais objetivos. Para atingir essas metas, investimentos substanciais em tecnologias limpas e políticas sustentáveis são indispensáveis em todos os setores da economia.

Nesse contexto, o hidrogênio emerge como uma alternativa promissora para a transição energética. Sua versatilidade como fonte de energia limpa e renovável oferece potencial para diversos setores, inclusive o de gás natural. A possibilidade de misturar hidrogênio com gás natural representa uma oportunidade concreta para reduzir emissões de carbono e aprimorar a eficiência energética na distribuição desse combustível.

Os benefícios da adoção dessa mistura são múltiplos, indo além do aspecto ambiental. Redução de custos associados às mudanças climáticas, melhoria na qualidade do ar e na saúde pública são alguns dos aspectos positivos.

Considerando o contexto atual de transição energética no Brasil, estimulado com a iniciativa do senador Jean Paul Prates da 'Lei do Hidrogênio', visando integrar gradualmente o hidrogênio sustentável na rede de gás natural

do Brasil e introdução das regulações para a distribuição de biometano no estado de São Paulo, é inevitável para as concessionárias de distribuição estudar, analisar e propor novas opções de fornecimento de gás renovável aderentes às novas realidades do setor, refletindo um movimento em direção a um horizonte energético mais diversificado e sustentável, alinhado aos compromissos internacionais, como os estabelecidos no Acordo de Paris.

Para a concessionária de distribuição de gás natural, essa abordagem pode representar uma chance de ampliar sua oferta de serviços e diversificar seus negócios. Além disso, essa iniciativa pode posicionar a empresa como líder em inovação e sustentabilidade, atraindo investidores e clientes comprometidos com práticas ambientalmente responsáveis.

Projetos pilotos, como o "H2GN" no Chile e outros na Europa, evidenciam o avanço dessa tecnologia e suas aplicações práticas.

Nesse sentido, torna-se essencial que o estado de São Paulo analise a viabilidade técnica, regulatória e econômica da incorporação do hidrogênio na rede de distribuição de gás natural, considerando as vantagens e desvantagens de utilizar a infraestrutura existente como uma forma de distribuição de gases renováveis.

Desenvolvimento

O projeto abrangeu as seguintes etapas: i) Pesquisa internacional de melhores práticas em projetos de mistura de hidrogênio com gás natural; ii) Análise do panorama internacional quanto à regulação da injeção do hidrogênio na rede de distribuição de gás natural iii) Identificação das restrições ou condicionamentos regulatórios da mistura no Brasil, iv) Avaliação da capacidade técnica da rede atual de distribuição de gás natural para lidar com o hidrogênio em termos de pressão e materiais, v) Análise dos potenciais usuários consumidores de hidrogênio vi) Estimativa do custo de produção de hidrogênio e seu impacto no preço médio do gás natural e vii) Análise de competitividade do hidrogênio e da mistura hidrogênio-gás natural com outros energéticos

A seguir detalhamos as atividades e conclusões obtidas em cada etapa do trabalho:

(i) Pesquisa internacional de melhores práticas em projetos de mistura de hidrogênio com gás natural

Na recopilação de práticas internacionais foi possível estabelecer que a maioria dos projetos de mistura de hidrogênio nas redes de distribuição analisados prioriza a tecnologia de produção PEM (Membrana de Troca de Prótons).

A injeção de hidrogênio pode ocorrer de forma direta nas redes de distribuição/transporte ou mistura previa (pre-mistura) em Estações de Mistura e Injeção. As pressões de injeção são normalmente entre 3 e 40 bar.

Em todos os projetos levantados, a injeção de hidrogênio nas redes de gás natural é feita por meio de redes de distribuição de PEAD (Polietileno de Alta Densidade), tendo como usuários finais, na maioria dos casos, usuários residenciais e comerciais devido a que suas instalações e gasodomésticos resultam os mais aptos para a mistura. A maioria dos projetos pilotos são desenvolvidos em malhas de distribuição que atendem até 5000 clientes:

Grupo de usuários	Quantidade
0-100	3
100-500	3
500-1,000	3
1,000-5,000	6
10,000-50,000	5

Tabela 1: Usuários alcançados pelos projetos

Fonte: Elaboração própria

Na maioria dos projetos o percentual de hidrogênio varia na quantidade inicial, geralmente entre 2% e 5%, evoluindo para até 20% de acordo com as regulamentações. Esse limite não está relacionado à adaptabilidade das tubulações, mas sim às especificações necessárias do gás natural distribuído, conforme definido pelos regulamentos em relação ao poder calorífico e índice de Wobbe.

Os projetos que fazem uso de energias renováveis são todos de escala bastante pequena (máximo de 2 MW), sendo considerados como pilotos ou demonstrações da tecnologia, e não como projetos com foco comercial na injeção de H₂ na rede. Dos projetos analisados, pode-se concluir que a maioria são projetos de P&D ou pilotos para adquirir experiência nas operações de injeção de hidrogênio na rede.

Nos últimos anos (2022 e 2023) observa-se uma tendência de crescimento para projetos de maior escala, alcançando até 10 MW. Esses projetos não se limitam apenas à injeção de hidrogênio na rede de gás natural, mas também abrangem a comercialização de hidrogênio para consumidores e postos de abastecimento de veículos movidos a hidrogênio.

(ii) Análise do panorama internacional quanto à regulação da injeção do hidrogênio na rede de distribuição de gás natural

Das experiências trazidas de outros países, destaca-se que todas as regulações visam definir o que se entende por "gás natural", ampliando esta definição para incluir a mistura de hidrogênio com gás natural e outros gases renováveis (biometano por exemplo). Permitindo assim, a incorporação formal do hidrogênio nas redes de gás natural e abrindo caminho para sua utilização como fonte de energia.

Nesse ponto, vale reforçar que, nenhum dos países ainda definiu as características para a composição de gás natural e o conteúdo de hidrogênio máximo na mistura. No caso da Espanha, o limite atual na regulação é de 5%, enquanto em Portugal os regulamentos de transporte e distribuição já estabelecem níveis máximos de incorporação de hidrogênio (5% em volume, até 2025, e entre 10% a 15% em volume, até 2030 no transporte e até 20% na distribuição).

Nas regulações de países como Portugal, Austrália e Espanha, foram adicionadas como instalações dos sistemas de transporte e

distribuição respectivamente as figuras das Estações de Mistura e Injeção e das Estações de Separação e Injeção (ESI) e as Estações de Compressão.

Outro aspecto importante é a definição das condições para a conexão da rede de hidrogênio com o sistema de gás. Quanto ao desenvolvimento do investimento para as instalações específicas as regulações, Portugal e Austrália estabelecem que o produtor é responsável, enquanto Espanha ainda não definiu e propõe além das alternativas do distribuidor e o produtor, o financiamento das infraestruturas que possibilitem a injeção de gases por meio de impostos específicos ou orçamentos do Estado espanhol.

Por último, as experiências recomendam que para o correto funcionamento do sistema sejam especificadas claramente os papéis e responsabilidades de todos os agentes envolvidos (produtor, comercializador, distribuidor e gestor do sistema).

(iii) Avaliação das restrições ou condicionamentos regulatórios no Brasil.

Para compreender os fatores que influenciam a injeção de hidrogênio nas redes de distribuição de gás natural, foi realizada uma pesquisa aprofundada das leis federais, resoluções da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), normativas locais e de contrato de concessão da concessionária.

A Lei nº 14.134, a "Nova Lei do Gás", estabelece restrições na definição de gás natural: "todo hidrocarboneto que permanece em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatório petrolíferos ou gaseíferos, cuja composição poderá conter gases úmidos, secos e residuais", mas permite tratamento equivalente para gases que não se enquadrem nessa definição, desde que atendam às especificações da ANP definidas na Resolução ANP nº 16 de 2008. Nessa Resolução são definidos os parâmetros utilizados para as especificações do gás natural distribuído no Brasil: i) Poder Calorífico Superior; ii) Índice de Wobbe ; iii) teores de metano, etano, propano, butano e mais pesados; inertes (N₂+CO₂); dióxido de carbono, oxigênio dentre outros parâmetros.

Nesse sentido a norma não especifica a quantidade permitida de gás hidrogênio, de modo que esse gás, considerando somente as

especificações de qualidade (não técnicas), pode ser acrescentado ao gás natural, desde que não altere os dois indicadores estabelecidos na norma (poder calorífico e Índice de Wobbe) e cumpra com o percentual mínimo de metano. Os limites desses dois parâmetros estabelecidos na norma para o Estado de São Paulo são os seguintes:

Característica	Unidade	Limites vigentes
		Centro-oeste, Sudeste e Sul
Poder Calorífico Superior	kJ/m ³	35.000 a 43.000
Índice de Wobbe	kJ/m ³	46.500 a 53.500

Tabela 2: Limites vigentes de PCS e IW nas regiões Centro-oeste, Sudeste e Sul

Fonte: Resolução da ANP Nº 16 de 2008

Enquanto ao teor molar mínimo de metano:

Característica	Unidade	Limites vigentes
		Centro-oeste, Sudeste e Sul
Metano mínimo	% mol.	85

Tabela 3: Metano mínimo nas regiões Centro-oeste, Sudeste e Sul

Fonte: Resolução da ANP Nº 16 de 2008

Para o cálculo do percentual máximo de hidrogênio foram verificadas as alterações dos valores com adição de diferentes percentuais de hidrogeno em volume na mistura ate atingir o valor limite definido pela normativa.

Da análise em conjunto dos indicadores, o poder calorífico superior indicou um limite teórico de mistura de até 15% de hidrogênio no gás natural, enquanto o Índice de Wobbe admitiu até 24%:



Gráfico 1: Poder calorífico superior limite da mistura

Fonte: Elaboração própria

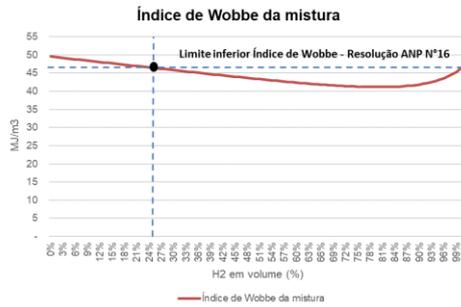


Gráfico 2: Índice de Wobbe superior limite da mistura
Fonte: Elaboração própria

Contudo, para o teor mínimo de metano, a quantidade de hidrogênio mínima foi de 3%, é o fator determinante pelo limite regulatório da ANP na adição de hidrogênio à rede de gás natural:

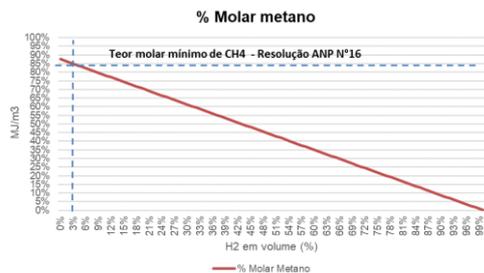


Gráfico 3: Teor mínimo de metano limite da mistura
Fonte: Elaboração própria

Por último, da análise das cláusulas estabelecidas no Contrato de Concessão é possível estabelecer que a injeção de hidrogênio não apresenta barreiras regulatórias. Sob a ótica tarifária, não são observados impedimentos para que a distribuidora possa realizar investimentos para adequar as redes ou elementos que compõem seu sistema para a distribuição da mistura. No entanto, caso exista uma lacuna regulatória em relação à responsabilidade sobre determinados tipos de investimentos, como por exemplo a estação de injeção e mistura, isso pode representar um desafio. Ainda, não menos importante, é necessário definir os papéis e responsabilidades técnicas e operacionais de cada um dos atores (produtores, comercializadores e distribuidores).

(iv) *Avaliação da capacidade técnica da rede atual de distribuição de gás natural para lidar com o hidrogênio em termos de pressão e materiais*

As principais conclusões foram feitas a partir da literatura publicada internacionalmente

sobre a adaptabilidade das redes de aço com a mistura de hidrogênio com gás natural:

- Marcogaz – Technical Association of the European Natural Gas Industry: Overview of test results regulatory limits for hydrogen admission into existing natural gas infrastructure end use
- Associação Europeia de Gases Industriais (EIGA): Hydrogen Pipeline Systems
- NREL: Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues
- National Grid: NaturalHy Project

Conforme indicado pelo estudo da Marcogaz até 10% de hidrogênio pode ser facilmente adicionado em redes de gás com pressões superiores a 16 bar. Para tubulações de aço em redes de distribuição com pressões abaixo de 16 bar, estima-se que uma adição de 25% de hidrogênio seja possível, independente de suas especificações. A possibilidade de incorporar até 100% de hidrogênio é viável em sistemas de distribuição com tubos de PEAD.

A resistência à fragilização por hidrogênio em tubulações de aço é um ponto chave nos estudos. O estudo da Associação Europeia de Gases Industriais (EIGA, 2014) e o estudo National Renewable Energy Laboratory (NREL, 2013) mostram que classes comuns de tubulação, como API 5L X52 (e classes de menor resistência) e ASTM A 106 Grau B, são adequadas para lidar com a mistura de hidrogênio devido à sua resistência aos mecanismos de fratura frágil. No entanto segundo o estudo NationalHy, tubulações de aço com classes de maior resistência a API 5L X52 (API SL X-56, X-60 e X-65) necessitariam de adequações e requereriam de estudos específicos para uma operação real de injeção de hidrogênio.

(v) *Análise dos potenciais usuários consumidores de hidrogênio*

Após examinar os casos de aplicação do hidrogênio, tanto puro quanto em mistura com o gás natural, em diversos setores industriais, podemos concluir que o mercado potencial do hidrogênio não se limita apenas à mistura para às indústrias que utilizam o gás natural como fonte de energia em fornos ou queimadores, mas também abrange às indústrias que já o empregam como matéria-prima em seus

processos ou que têm o potencial de substituir combustíveis fósseis pelo hidrogênio.

As aplicações mais comuns do hidrogênio (atuais e potenciais) estão indicadas na seguinte tabela:

Segmento	Aplicação
Siderurgia	Agente redutor removendo o oxigênio do minério de ferro
Metalurgia	Geração de atmosfera controlada (oxidante/redutora) para produção metais não ferrosos
Alumínio	Substituição potencial de combustíveis fósseis por hidrogênio no processo de calcinação
Alimentício	Hidrogenação de óleos, utilizado para aumentar o prazo de validade de óleos ou para produzir as gorduras vegetais hidrogenadas
Plástico, látex e borracha	Hidrogenação de ácido ricinoléico para produzir ácido ricinoléico, utilizado para produção de lubrificantes especiais, anticongelante de combustível de avião e foguetes espaciais, borracha nitrílica, produção de plástico, borracha, vidro, verniz, colas e cosméticos.
Automotivo	Somente como energético misturado com o gás natural
Têxtil	Somente como energético misturado com o gás natural
Cerâmico e vidro	Processo de fabricação de vidro plano, para criação de uma atmosfera inerte
Farmacêutico	Fabricação de sorbitol, utilizado em cosméticos, vitaminas, surfactantes e adesivos e processo de síntese de medicamentos
Química	Fabricação de amônia e metanol
Papel e celulose	Somente como energético misturado com o gás natural
Aeronáutico	Processo criogênico
Eletrônica	Processo de fabricação de semicondutores

Tabela 4: Aplicações do hidrogênio na indústria
Fonte: Elaboração própria

No caso da mistura, as informações levantadas e examinadas nos diversos estudos mencionados indicam que é viável a operação de instalações industriais e residenciais com uma mistura de hidrogênio e gás natural de 20% a 30% em volume.

Para o setor industrial, a taxa de injeção aceitável, é maior do que no caso de equipamentos residenciais. No entanto, em termos gerais, para poder usar uma grande proporção de hidrogênio (maior que 30%, por exemplo), independentemente da aplicação

final, são necessários estudos específicos e modificações nos equipamentos.

Por último, para o setor de gás natural veicular, os níveis de mistura seriam limitados ao 2% de mistura de hidrogênio devido ao risco de falha de material nos tanques de gás feitos de aço em veículos.

(vi) *Estimativa do custo de produção de hidrogênio e seu impacto no preço médio do gás natural e análise comparativa com outras fontes de gás natural*

Foi realizado um estudo para dimensionar uma usina piloto de produção de hidrogênio verde, considerando a potencial demanda que a cidade de Itapeninga teria, localizada dentro da área de concessão da Gás Natural São Paulo do Sul, através da introdução de hidrogênio nas redes de distribuição da cidade, com uma limitação de mistura de até 5% em volume. Para isso, foram dimensionados os principais equipamentos e auxiliares necessários para a operação e armazenamento da planta de hidrogênio. Além disso, foram estimados os custos operacionais (OPEX) e os custos de investimento (CAPEX) com base em informações de mercado.

O cálculo do custo nivelado de produção de hidrogênio para o projeto piloto foi estimado em 86 R\$/kg (17,25 USD/kg):

Concepto	Unidade	Valor
Taxa WACC (Custo de Capital) DDI	%	9.03%
VPL Custo de produção	R\$	R\$ 7.936.472
VPL Kg produzidos	Kg	91.819
Custo nivelado LCOH	R\$/kg	86,44
Custo nivelado LCOH	USD/kg¹	17,25

Tabela 5: Custo nivelado de produção de hidrogênio do projeto piloto

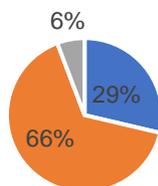
Fonte: Elaboração própria

A análise do Valor Presente Líquido do Custo de produção revelou que o custo de capital representa a maior parcela, com 66%, no custo nivelado final de produção de hidrogênio, seguido pelo custo de energia e serviço distribuição de energia elétrica. Embora em projetos de grande escala de hidrogênio o custo de energia seja tipicamente o principal item de

¹ Taxa de câmbio: 5,01 R\$/USD

despesa, neste projeto piloto, o CAPEX se destaca devido à escala reduzida do eletrolisador.

Composicao custo nivelado de producao de H2



■ VPL Custo energia ■ VPL Custo capital ■ VPL Outros custos

Gráfico 4: Composição do custo nivelado de produção de hidrogênio

Fonte: Elaboração própria

Ao considerar o impacto no preço final do gás de uma mistura de 5% de hidrogênio em volume, se a concessionária traspasar esse custo para o usuário residencial, com o preço médio do gás natural da concessionária em 2023 de 1,98 R\$/m³, o preço final da mistura seria de 2,31 R\$/m³, representando um aumento de 17% em relação ao preço original:

Conceito	Preço (R\$/m ³)
Preço gás natural	1,98
Preço H2 verde (Projeto piloto)	7,12
Preço final mistura	2,31
Incremento	17%

Tabela 6: Preço final da mistura

Fonte: Elaboração própria

É importante ressaltar que embora o custo inicial do hidrogênio verde seja significativo, há uma clara tendência de redução à medida que a escala do eletrolisador aumenta. Esse aspecto ressalta a importância da expansão do projeto para alcançar uma maior eficiência e redução de custos. Especificamente, os resultados apontam que um eletrolisador de maior escala de 1MW poderia reduzir o custo do hidrogênio para 42 R\$/kg. Considerando esse custo, o impacto no preço final dos usuários seria:

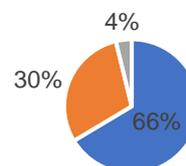
Conceito	Preço (R\$/m ³)
Preço gás natural	1,98
Preço H2 verde (Escala comercial)	3,44
Preço final mistura	2,12
Incremento	7%

Tabela 7: Preço final da mistura

Fonte: Elaboração própria

Neste tipo de cenários, onde o preço do CAPEX é otimizado pela maturidade da tecnologia, o principal driver ou componente do custo nivelado passa a ser o custo da energia, como demonstrado no seguinte gráfico:

Composição custo nivelado de producao de H2



■ VPL Custo energia ■ VPL Custo capital

■ VPL Outros custos

Gráfico 5: Composição do custo nivelado de produção de hidrogênio – Cenário otimizado

Fonte: Elaboração própria

Além disso, foi modelado outro cenário considerando a potencial redução do custo dos eletrolisadores e custo de energia para os anos posteriores ao 2040 (partindo da premissa de que o custo de investimento do eletrolisador no futuro poderia reduzir até 30% segundo previsões de especialistas e que o custo da energia solar poderia diminuir-se 40%). Nesse cenário, o preço do hidrogênio poderia chegar a 33,61 R\$/kg e o impacto no preço final dos usuários seria:

Conceito	Preço (R\$/m ³)
Preço gás natural	1,98
Preço H2 verde (Escala comercial) - Sensibilização CAPEX e custo de energia	2,77
Preço final mistura	2,09
Incremento	6%

Tabela 8: Preço final da mistura

Fonte: Elaboração própria

Por último, com o intuito de avaliar a competitividade dos preços de hidrogênio obtidos com os preços de outros combustíveis que podem ser potencialmente concorrentes e sua possibilidade de introdução na matriz energética do Brasil, foi realizada uma comparação:

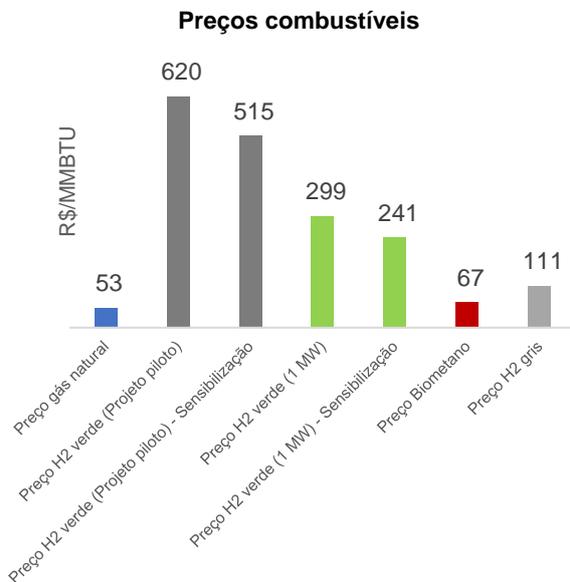


Gráfico 6: Comparativa de preços de diferentes combustíveis

Fonte: Elaboração própria

O gráfico evidencia que, em todos os cenários, o custo unitário do hidrogênio verde é mais elevado quando comparado aos demais gaseais. Mesmo em situações de produção em larga escala, representadas pelo aumento do tamanho do eletrolisador, seu custo permanece superior ao do gás natural e do biometano. Isso nos leva a compreender o papel que o hidrogênio verde desempenhará em relação ao gás natural. Ele não será um substituto, mas sim um complemento ao biometano, contribuindo para a descarbonização do setor.

Sob essa perspectiva, é crucial ressaltar que para entender a verdadeira competitividade do hidrogênio verde no médio-longo prazo deverá ser considerados os custos associados à queima de combustíveis fósseis, custos estes que deveriam ser suportados, por exemplo, pelo gás natural.

Diante desses cenários, torna-se imperativo, como objetivo primordial, facilitar a integração do hidrogênio verde na matriz energética e impulsionar sua produção para reduzir os custos de produção e avançar em sua

tecnologia, tanto em escala internacional quanto local. Isso visa torná-lo mais competitivo em relação ao hidrogênio cinza, seu principal concorrente. Esta otimização, combinada com considerações sobre créditos de carbono na queima de combustíveis fósseis e projeções de preços futuros da tecnologia, torna-se crucial para solidificar o hidrogênio verde como uma opção viável e ecologicamente favorável e abater o hidrogênio cinza.

Conclusões e Contribuições

O presente relatório apresentou os resultados alcançados no Projeto 044: Modernização das tarifas de gás natural: Injeção de hidrogênio com gás natural na rede de distribuição da concessionária GNSPS: Melhores práticas, Viabilidade de implantação e Mercado Potencial.

O projeto verificou a viabilidade de incorporar hidrogênio nas redes de distribuição da concessionária de distribuição de gás natural GNSPS, avaliando os aspectos técnicos, regulatórios, comerciais e econômicos. Como pontos importantes concluintes do estudo podemos mencionar:

- Regulações internacionais buscam definir "gás natural" para incluir hidrogênio no arcabouço regulatório, mas os limites da mistura variam.
- As regulações sobre as especificações de gás natural não limitam a composição. A qualidade do gás natural é garantida pelas propriedades.
- A avaliação técnica revela que é possível incorporar até 10% de hidrogênio em redes de aço com pressões superiores a 16 bar, e até 25% para pressões inferiores a 16 bar;
- A avaliação técnica mostra que até 100% de hidrogênio pode ser incorporado em redes de PEAD;
- A análise da composição do custo nivelado de produção destaca que, em projetos de menor escala, o custo de capital é um fator determinante, enquanto em projetos maiores, o custo de energia assume maior relevância.
- A produção de hidrogênio verde em escala piloto no cenário avaliado tem um custo estimado de 86 R\$/kg;
- O impacto no preço do gás natural com 5% de hidrogênio seria um aumento de 17%;

- A consideração do impacto no preço final dos usuários com a expansão do eletrolisador para 1MW, resultando em um custo de hidrogênio de 42 R\$/kg (redução de 50%), demonstra a importância da escalabilidade para redução de custos.
- A comparação de preços entre diferentes combustíveis evidencia que, mesmo em cenários otimizados, o custo do hidrogênio verde permanece mais elevado em relação ao gás natural e biometano;
- A integração do hidrogênio verde na matriz energética requer otimização, avanços tecnológicos e redução de custos;
- O hidrogênio verde pode ser um complemento ao biometano, contribuindo para a descarbonização do serviço de distribuição de gás natural.
- A necessidade de considerar os custos associados à queima de combustíveis fósseis, como parte integrante da competitividade do hidrogênio verde, destaca a importância de estratégias de precificação abrangentes.

Principais Referências

Publicações:

ABAR. (2022). Guia de regulação estadual para a distribuição canalizada de biometano. Disponível em: https://abar.org.br/wp-content/uploads/2022/05/Guia_de_regulacao_estadual_biometano.pdf

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). (2022). Hidrogênio Cinza: Produção a partir da reforma a vapor do gás natural. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-654/NT%20Hidrogenio%20Cinza.pdf>

ARSESP. (2021). Cálculo Da Margem Máxima, Fator X E Estrutura Tarifária, 4ª REVISÃO TARIFÁRIA ORDINÁRIA DA GAS NATURAL SÃO PAULO SUL S.A. – NATURGY. Disponível em: <http://www.arsesp.sp.gov.br/ConsultasPublicas/Biblioteca/NTF-0025-2021.pdf>

Confederação Nacional da Indústria. (2022). Perspectivas e potencial para a indústria brasileira. Disponível em: <https://static.portaldaindustria.com.br/media/file>

r_public/e8/29/e829e13b-ba12-4a76-9fe2-a60116e76d7d/hidrogenio_sustentavel_web.pdf

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. (2021). Inyección de hidrógeno en redes de gas natural. Disponível em: <https://4echile.cl/wp-content/uploads/2021/05/Estudio-Inyeccion-de-H2-a-red-de-gas-natural-GIZ-4e.pdf>

Barufaldi, M. (2018). Hidrogenação; a ciência convertendo óleos vegetais líquidos em gorduras sólidas. Disponível em: <https://www.linkedin.com/pulse/hidrogenação-ciência-convertendo-óleos-vegetais-em-mauricio-barufaldi/?originalSubdomain=pt>

Pinho, D. M. M., & Suarez, 2013. A Hidrogenação de Óleos e Gorduras e suas Aplicações Industriais. Disponível em: <https://sistemas.eel.usp.br/docentes/arquivos/1285870/58/HidrogenacaodeOleoseGorduras.Arquivo.pdf>

Ramos, L. (2022). Is Hydrogen Indispensable for a Sustainable World? A Review of H2 Applications and Perspectives for the Next Years. Disponível em: <https://www.scielo.br/j/bchs/a/74Npx87D9XMC/LtXtTrWmx7Q/?lang=en>

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. (2021). Mapeamento do Setor de Hidrogênio Brasileiro. Disponível em: https://www.energypartnership.com.br/fileadmin/user_upload/brazil/media_elements/Mapeamento_H2_-_Diagramado_-_V2h.pdf

Oliveira, V. A. A. (s.d.). Nota de aula – Metalurgia dos não ferrosos II. Disponível em: http://professor.ufop.br/sites/default/files/victor/files/reducao_de_oxidos_metalicos_0.pdf

Mundo Latas. (2023). Nota jornalística – Rio Tinto vão construir a primeira fábrica de hidrogênio. Disponível em: <https://mundolatas.com/pt-br/a-rio-tinto-e-a-sumitomo-va-construir-a-primeira-fabrica-de-hidrogenio-do-seu-genero-em-gladstone/>

Fraunhofer Institute for Energy Economics and Energy System Technology. (2022). The limitations of hydrogen blending in the European gas grid. Disponível em: https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/en/documents/Studies-Reports/FINAL_FraunhoferIEE_ShortStudy_H2_Blending_EU_ECF_Jan22.pdf

Nortegas. (2023). INFORME DE EVALUACIÓN DE PRUEBAS REALIZADAS EN H₂SAREA, Resultados de evaluación de pruebas para mezclas del 10% H₂ y estudio de casos industriales. Disponível em: <https://www.nortegas.es/assets/uploads/2023/07/informe-evaluacion-PROYECTO-H2SAREA.pdf>

Naturgy. (2023). Aplicações do gás natural nos diferentes segmentos industriais. Disponível em: https://www.naturgy.com.br/empresas/industria/segmentos_industriais

Schultz, E. L., Soares, I. P., Rocha, J. D., Damaso, M. C. T., Gambetta, R. (2015). Comunicado Técnico 11, Hidrogênio. Disponível em: <https://ainfo.cnptia.embrapa.br/digital/bitstream/item/122069/1/cot11-Emerson-hidrogenio-3.pdf>

BNDES. (2022). Hidrogênio de baixo carbono: oportunidades para o protagonismo brasileiro na produção de energia limpa. Disponível em: https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/22665/1/PRLiv_Hidrogênio%20de%20baixo%20carbono_215712.pdf

NREL. (2013). Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/51995.pdf>

NREL. (2022). Hydrogen Blending into Natural Gas Pipeline Infrastructure: Review of the State of Technology. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/81704.pdf>

DNV. (2021). Study on the reuse of oil and gas infrastructure for hydrogen and CCS in Europe. Disponível em: https://www.concawe.eu/wp-content/uploads/Re-stream-final-report_Oct2021.pdf

EIGA. (2014). Hydrogen Pipeline Systems. Disponível em: <https://www.eiga.eu/uploads/documents/DOC121.pdf>

Marcogaz. (2019). Overview of available test results and regulatory limits for hydrogen admission into existing natural gas infrastructure and end use. Disponível em: <https://www.marcogaz.org/wp-content/uploads/2019/09/H2-Infographic.pdf>

Universidade Estadual Paulista. (2021). HÉLIO NUNES DE SOUZA FILHO. Power-to-gas:

Produção de hidrogênio através da energia elétrica de fontes renováveis e sua injeção na rede de gás natural brasileira. Disponível em: <https://www.unicamp.br/unicamp/index.php/teses/2021/02/22/power-gas-producao-de-hidrogenio-atravpes-da-energia-eletrica-de-fontes-renovaveis>

Universidade Federal de Pernambuco. (2021). AIRTON VINÍCIUS DE CARVALHO CAVALCANTE DA SILVA. Estudo de avaliação de pressão de falha em dutos de transporte de hidrogênio. Disponível em: <https://www.ufpe.br/documents/850418/2241312/TCC.2020.2.Airton.Vinicius.pdf/9358a2ff-2377-4e84-b418-f7e8b14406d1>

Universidade Federal do Rio de Janeiro. (2019). SAMARA CRUZ DA SILVA. Fragilização pelo hidrogênio em aço API 5L X65 em ambiente salino saturado com CO₂ e CO₂ com baixo teor de H₂. Disponível em: <https://www.metalmat.ufrj.br/index.php/br/pesquisa/producao-academica/teses/2019-2/722--655/file>

Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais. (2011). FRANCIS HENRIQUE LIMA DE SOUZA. Avaliação da tenacidade à fratura pela técnica de CTOD para o tubo de aço X65 API 5L hidrogenado em ambiente com H₂S. Disponível em: http://www.biblioteca.pucminas.br/teses/EngMecanica_SouzaFHL_1.pdf

Parlamento Europeu. (2023). Proposta de Diretiva Do Parlamento Europeu E Do Conselho relativa a regras comuns para os mercados internos do gás natural e gases renováveis e do hidrogénio (reformulação). Disponível em: https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:cf40d234-6b2f-11ed-9887-01aa75ed71a1.0022.02/DOC_1&format=PDF

Comissão Europeia. (2022). The Revision of the Third Energy Package for Gas - Policy Department for Economic, Scientific and Quality of Life Policies. Disponível em: [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2022/734009/IPOL_STU\(2022\)73409_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2022/734009/IPOL_STU(2022)73409_EN.pdf)

Direção-Geral de Energia e Geologia. (2022). Despacho n.º 806-B/2022, de 19 de janeiro. Disponível em: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/despacho/806-b-2022-177875746?ts=1690624427538>

ERSE. (2021). Proposta de regulamentos do Sistema Nacional de Gás da responsabilidade da DGEG – Armazenamento Subterrâneo, Terminal