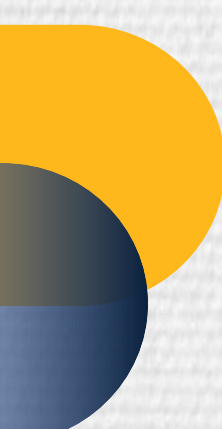




NOTA TÉCNICA

MOVIMENTAÇÃO DE HIDROGÊNIO DE BAIXA EMISSÃO DE CARBONO NAS INFRAESTRUTURAS DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL



SETEMBRO DE 2026



**MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA**



Colaboradores

NOTA TÉCNICA EPE/DPG/SPG/004/2026

Coordenação Geral

Thiago Guilherme Ferreira Prado

Coordenação Executiva

Marcos Frederico Farias de Souza

Coordenação Técnica

Henrique Plaudio Rangel

Marcelo Ferreira Alfradique

Equipe Técnica

Carolina Oliveira de Castro

Claudia Maria Chagas Bonelli

Gabriel Lacerda da Silva

Gabriela Nascimento da Silva

Harnon Martins Ramos

Nelson Pereira Filho

Agradecimento

A equipe técnica agradece a Luiza Araujo de Oliveira, estagiária da área de gás natural, pelo apoio na elaboração das referências bibliográficas.



VALOR PÚBLICO

A EPE DESENVOLVE ESTUDOS PARA SUBSIDIAR A FORMULAÇÃO, IMPLEMENTAÇÃO E AVALIAÇÃO DAS POLÍTICAS E DO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO BRASILEIRO.

NO ÂMBITO DO PROGRAMA NACIONAL DO HIDROGÊNIO – PNH2, ESTA NOTA TÉCNICA CONTRIBUI PARA DIFUNDIR AS INFORMAÇÕES SOBRE O APROVEITAMENTO DE INFRAESTRUTURAS DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL A FIM DE MOVIMENTAR HIDROGÊNIO.

ALÉM DE APRESENTAR UM PANORAMA INTERNACIONAL DOS PROJETOS DE MOVIMENTAÇÃO DE HIDROGÊNIO POR GASODUTOS EXISTENTES DE GÁS NATURAL, ESTA NOTA TÉCNICA ABORDA OS DESAFIOS RELACIONADOS AOS ASPECTOS TÉCNICOS E ÀS PRINCIPAIS QUESTÕES ECONÔMICAS DO APROVEITAMENTO DESSAS INFRAESTRUTURAS. POR FIM, É REALIZADO UM ESTUDO DE CASO COM SIMULAÇÕES TERMOFLUIDO-HIDRÁULICAS E ESTIMATIVAS DE CUSTOS PARA UMA INFRAESTRUTURA DE GÁS NATURAL HIPOTÉTICA, DE FORMA A ILUSTRAR O CONTEÚDO DISCUTIDO AO LONGO DA NOTA.

DESSA FORMA, ESSA PUBLICAÇÃO BUSCA AUXILIAR NAS DISCUSSÕES E TRAZER EMBASAMENTO PARA AS ANÁLISES TÉCNICO-ECONÔMICAS DAS INDÚSTRIAS DE GÁS NATURAL E DE HIDROGÊNIO COM RELAÇÃO À MOVIMENTAÇÃO DE HIDROGÊNIO EM GASODUTOS DE GÁS NATURAL EXISTENTES. AOS APRESENTAR DADOS, INFORMAÇÕES E ANÁLISES ESPECÍFICAS SOBRE O ASSUNTO, A EPE PROCURA CONTRIBUIR PARA A ELABORAÇÃO DE ESTRATÉGIAS QUE PROMOVAM O DESENVOLVIMENTO DO MERCADO BRASILEIRO DE HIDROGÊNIO.



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Ministro de Estado

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo

Gustavo Cerqueira Ataíde

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Renato Cabral Dias Dutra



Presidente

Thiago Guilherme Ferreira Prado

**Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e
Ambientais**

Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Reinaldo da Cruz Garcia

**Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e
Biocombustíveis Interino**

Thiago Guilherme Ferreira Prado

Diretor de Gestão Corporativa

Carlos Eduardo Cabral Carvalho

<http://www.epe.gov.br>

■ Sumário

1. Introdução	1
2. Panorama internacional de projetos	3
2.1. Europa	4
2.2. Américas.....	5
2.3. Oceania	6
2.4. Ásia.....	7
2.5. África	7
2.6. Análise dos projetos de mistura hidrogênio/gás natural	7
2.7. Projetos com dutos de hidrogênio dedicados	9
3. Aspectos técnicos.....	12
3.1. Propriedades do hidrogênio e da mistura com gás natural	12
3.2. Efeitos da movimentação de hidrogênio e das misturas com gás natural em materiais e equipamentos	15
3.3. Operação e segurança	27
4. Aspectos econômicos.....	34
4.1. Custos da adaptação para movimentação de misturas (H ₂ /GN).....	35
4.2. Custos da conversão para movimentação de hidrogênio puro.....	37
5. Estudo de caso	41
5.1. Simulações termofluido-hidráulicas	42
5.1.1. Composições dos gases e escolha dos casos analisados	42
5.1.2. Características do gasoduto	44
5.1.3. Resultados das simulações.....	44
5.2. Estimativas de custos.....	52
6. Considerações finais	55
Referências	57

■ Lista de Figuras

Figura 1 - Número de artigos publicados entre 2000 e 2024 sobre tecnologias relacionadas ao hidrogênio.....	3
Figura 2 - Projetos de mistura (H ₂ /GN) da AGIG.....	6
Figura 3 – Mapa da demanda prioritária de hidrogênio na Europa em 2050 (TWh/ano).	9
Figura 4 - Mapa esquemático dos corredores de hidrogênio planejados pelo EHB	10
Figura 5 – Propriedades das misturas (H ₂ /GN) em função da fração molar de hidrogênio.....	14
Figura 6 – Redução de emissões de CO ₂ em função do percentual de mistura	15
Figura 7 - Sistema de gasoduto de transporte com equipamentos auxiliares	16
Figura 8 - Fatores que influenciam a susceptibilidade à fragilização por hidrogênio	18
Figura 9 – Relação entre comprimento da trinca por fadiga e ciclos de carregamento para aços API 5L X60 submetidos a misturas de gás natural e hidrogênio com diversos teores	21
Figura 10 – Etapas de uma metodologia de qualificação para gasodutos operando com misturas (H ₂ /GN) contendo até 10% de hidrogênio.....	24
Figura 11 – Classificações de dutos europeus adaptados para hidrogênio	28
Figura 12 - Consequências de incidentes em dutos de hidrogênio entre 2002 e 2022.	30
Figura 13 – Riscos associados ao vazamento de hidrogênio em gasodutos	32
Figura 14 – Custos de investimento de conversão de um gasoduto de gás natural existente na Holanda, sem considerar equipamentos acessórios, para operação com 100% hidrogênio.....	39
Figura 15 – Componentes da infraestrutura avaliada no estudo de caso.....	41
Figura 16 - Tela de resultados do <i>Pipeline Studio</i> para o cenário base (V0 e E0)	45
Figura 17 – Variação do conteúdo energético transportado em função do percentual de H ₂ na mistura para o caso de vazão constante (cenários de V0 até V10).	46
Figura 18 - Potência do compressor em função do percentual de hidrogênio na mistura (cenários de E0 até E10) para o caso de conteúdo energético constante	47
Figura 19 - Vazão em função do percentual de H ₂ na mistura (cenários de E0 até E10) para o caso de conteúdo energético constante.....	47
Figura 20 – Gráfico com as curvas de perda de energia à vazão constante e da vazão extra, para equivalência da energia, ambos em função da concentração de hidrogênio na mistura.....	48
Figura 21 – Velocidades das misturas H ₂ /GN na entrada e na saída do gasoduto, para o caso de vazão constante (eixo primário) e relação entre as velocidades (eixo secundário), todos em função da concentração de hidrogênio na mistura.....	51
Figura 22 – Componentes do projeto de infraestrutura simulada no programa Que\$tor Fonte: Elaboração própria com uso do Que\$tor.	53

■ Lista de Tabelas

Tabela 1 - Diferenças entre as propriedades físico-químicas do hidrogênio e do gás natural	12
Tabela 2 – Susceptibilidade à fragilização por hidrogênio em função do grau de aço API 5L	19
Tabela 3 - Susceptibilidade à fragilização por hidrogênio em equipamentos auxiliares de gasodutos	26
Tabela 4 – Vantagens e desvantagens operacionais do transporte de hidrogênio por dutos	27
Tabela 5 – Principais componentes de custos associados às diferentes faixas de mistura de hidrogênio em gasodutos de transporte de gás natural	36
Tabela 6 – Limites de percentual de hidrogênio em misturas com GN tolerados de acordo com uso final	39
Tabela 7 – Composições dos gases nas simulações termofluido-hidráulicas	43
Tabela 8 – Simulações realizadas para os casos 1 e 2	43
Tabela 9 – Parâmetros do gasoduto teórico	44
Tabela 10 – Principais resultados para o caso de vazão constante em 1 milhão de m ³ /dia	45
Tabela 11 – Principais resultados para o caso de conteúdo energético constante em 449,97 MJ/s ..	46
Tabela 12 – Metodologia para estimativa do investimento em adaptações nas infraestruturas de gás natural utilizada no BlendPath e no estudo de caso	52
Tabela 13 – Custos de investimento para a adaptação do gasoduto do estudo de caso para movimentar misturas de hidrogênio	54

1. Introdução

Diversos governos têm considerado o hidrogênio de baixa emissão de carbono como uma alternativa importante para a mitigação das mudanças climáticas, por sua queima resultar em zero emissões diretas de gás carbônico. Definido pela Lei nº 14.948/2024 como aquele que possua emissão de gases de efeito estufa (GEE) com valor menor ou igual a 7 kgCO₂eq/kgH₂, conforme análise de ciclo de vida, o hidrogênio de baixa emissão de carbono pode ser produzido a partir de fontes renováveis ou por processos fósseis com captura, utilização e armazenamento de carbono (CCUS, *Carbon Capture, Utilization and Storage*), entre outras rotas (Casa Civil, 2024).

O hidrogênio de baixa emissão de carbono pode apresentar um papel relevante na promoção da descarbonização de setores considerados de difícil abatimento de emissões de carbono (*hard-to-abate*). Exemplos desses setores incluem a indústria de base e de bens de produção e os transportes de longa distância. Para essas atividades, as soluções técnicas alternativas de descarbonização são atualmente inexistentes, difíceis de serem implementadas ou economicamente limitadas (IEA, 2026a).

A produção de hidrogênio permanece predominantemente baseada em rotas a partir de combustíveis fósseis sem captura de carbono, ultrapassando 80% da produção mundial (IEA, 2026a). Em contrapartida, a produção de hidrogênio de baixa emissão de carbono vem apresentando uma expansão rápida. Em 2025, sua produção global aumentou 20%, chegando próximo a 1 milhão de toneladas (Mt) e, em 2026, espera-se um crescimento recorde, concentrado sobretudo na China, na Europa e na América do Norte (IEA, 2026a). As refinarias e os setores industriais foram os principais responsáveis pela expansão da demanda, refletindo a crescente adoção de hidrogênio de baixa emissão de carbono em aplicações nas quais a redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE) apresenta maior potencial e relevância estratégica (IEA, 2026a).

No Brasil, em agosto de 2024, foi publicada a Lei Federal nº 14.948, que instituiu o marco legal do hidrogênio de baixa emissão de carbono, posteriormente modificada pela Lei nº 14.990, do mesmo ano. A legislação estabeleceu a Política Nacional do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono e criou mecanismos de incentivo para a indústria do hidrogênio, entre outras medidas. Trata-se de um importante marco legal que visa fomentar o desenvolvimento do mercado de hidrogênio e estabelecer diretrizes para os agentes envolvidos na cadeia de valor desse energético (Casa Civil, 2024). Em agosto de 2026 foi publicado o Decreto nº 13.096, que regulamenta expressamente tanto a Lei nº 14.948/2024 quanto a Lei nº 14.990/2024.

Ainda, em 2026, a ANP elaborou o relatório do Grupo de Trabalho de Hidrogênio intitulado “Possibilidade de mistura de hidrogênio na rede de gás natural existente com foco na qualidade, nas condições do serviço de transporte, nos sistemas de medição e segurança operacional”. Neste documento, a ANP mencionou que a mistura de hidrogênio em malhas de dutos de gás natural existentes necessita de ajustes operacionais, padronização regulatória, desenvolvimento tecnológico, incluindo materiais, medição e separação, e mais evidências de segurança (ANP, 2026).

Embora o potencial do hidrogênio para a descarbonização das atividades econômicas seja reconhecido, a expansão do seu uso em larga escala depende não apenas da disponibilidade de rotas

de produção competitivas e de baixa intensidade de carbono, mas também da existência de soluções seguras, eficientes e economicamente viáveis de transporte. Nesse sentido, o desenvolvimento do mercado de hidrogênio enfrenta importante barreira logística, pois as soluções de movimentação de hidrogênio estão associadas a elevados custos de investimento. Dependendo da escala e região, a construção de gasodutos novos dedicados ao transporte de hidrogênio pode alcançar valores da ordem de centenas de bilhões a trilhões de dólares (Zhou, 2026).

Diante desse cenário, destacam-se duas alternativas com potencial para reduzir os custos de investimento do transporte de hidrogênio por gasodutos: (i) adaptação da infraestrutura existente para a movimentação da mistura¹ (H₂/GN) (*blending*) e (ii) conversão (*repurposing*) da tubulação originalmente destinada ao transporte de gás natural para o transporte de hidrogênio puro.

Apesar do baixo custo de investimento, a opção de misturar o hidrogênio ao gás natural (H₂/GN) apresenta algumas implicações técnicas e operacionais importantes. A primeira se refere à redução da densidade energética volumétrica da corrente transportada, uma vez que, para o hidrogênio, esse parâmetro é aproximadamente um terço em relação ao gás natural. Dessa forma, volumes maiores de gás são necessários para fornecer a mesma quantidade de energia aos usuários finais. A segunda implicação está relacionada aos impactos do hidrogênio sobre a infraestrutura existente e sobre os equipamentos consumidores. Em determinadas condições, a presença de hidrogênio pode modificar as características da queima, além de provocar processos de degradação e fragilização de materiais e equipamentos. Como exemplo, determinadas usinas termelétricas a gás natural possuem limites relativamente baixos para a incorporação de hidrogênio, da ordem de 5% em volume (Erdener, 2023).

O transporte de hidrogênio puro por meio de gasodutos de gás natural existentes convertidos também tem sido apontado como uma estratégia promissora para reduzir os custos de investimento na expansão da infraestrutura. Estudos sugerem que essa conversão pode proporcionar uma economia entre 75% e 90% dos custos associados comparados à construção de novos gasodutos dedicados ao transporte de hidrogênio (Sayani, 2025). Entretanto, essa alternativa envolve desafios significativos, como os problemas de compatibilização de materiais das tubulações com as propriedades físico-químicas do hidrogênio e a adequação de condições operacionais e de escoamento para garantir níveis adequados de segurança e eficiência.

Ainda, em alguns países, limites de concentração de hidrogênio em misturas de gás natural são estabelecidos com o objetivo de garantir a integração segura e eficiente do hidrogênio à rede de transporte de gás, mantendo, ao mesmo tempo, a estabilidade e a integridade da infraestrutura existente (European Hydrogen Observatory, 2025). Dessa forma, é necessário entender as oportunidades e os desafios para a inserção de hidrogênio em infraestruturas existentes de gás natural.

¹ Para fins de simplificação, em alguns trechos do texto da Nota Técnica, o hidrogênio poderá ser representado por sua fórmula química (H₂) e o gás natural pela sigla GN ou por seu principal componente, o gás metano (CH₄). O termo mistura (H₂/GN) refere-se à mistura entre o hidrogênio e o gás natural e, em porcentagens variáveis.

O objetivo desta Nota Técnica é analisar os principais aspectos relacionados ao aproveitamento de infraestruturas existentes de transporte de gás natural para a movimentação de hidrogênio. Inicialmente, o documento apresenta um panorama mundial dos projetos de movimentação de hidrogênio, tanto em misturas com gás natural, quanto em sua forma pura, por meio de infraestruturas existentes de gás natural. Em seguida, são abordados os principais aspectos técnicos relacionados às características do hidrogênio e à sua interação com os componentes dessas infraestruturas, incluindo tubulação, compressores e válvulas, além das principais questões de segurança e operação. Os aspectos econômicos também são abordados. Por fim, a discussão é complementada por um estudo de caso aplicado ao Brasil, no qual é avaliada a inserção de hidrogênio nas infraestruturas existentes de transporte de gás natural.

2. Panorama internacional de projetos

O desenvolvimento de uma infraestrutura capaz de viabilizar a produção, o transporte e o consumo de hidrogênio em larga escala permanecem como um dos principais desafios para a consolidação da economia do hidrogênio. Esse desafio envolve não apenas aspectos técnicos, mas também questões econômicas, regulatórias e relacionadas ao tempo necessário para implantação de novos ativos de infraestrutura.

Muito esforço e recursos são despendidos ao redor do mundo no sentido de superar este desafio e tornar realidade uma economia com grande participação do hidrogênio na mitigação de emissões. Uma medida destes esforços pode ser encontrada no artigo de revisão de Das (2025), que contém um levantamento da quantidade de publicações de estudos sobre tecnologias relacionadas ao hidrogênio entre os anos de 2000 e 2024 (Das, 2025); o resultado deste levantamento é mostrado na **Figura 1**.

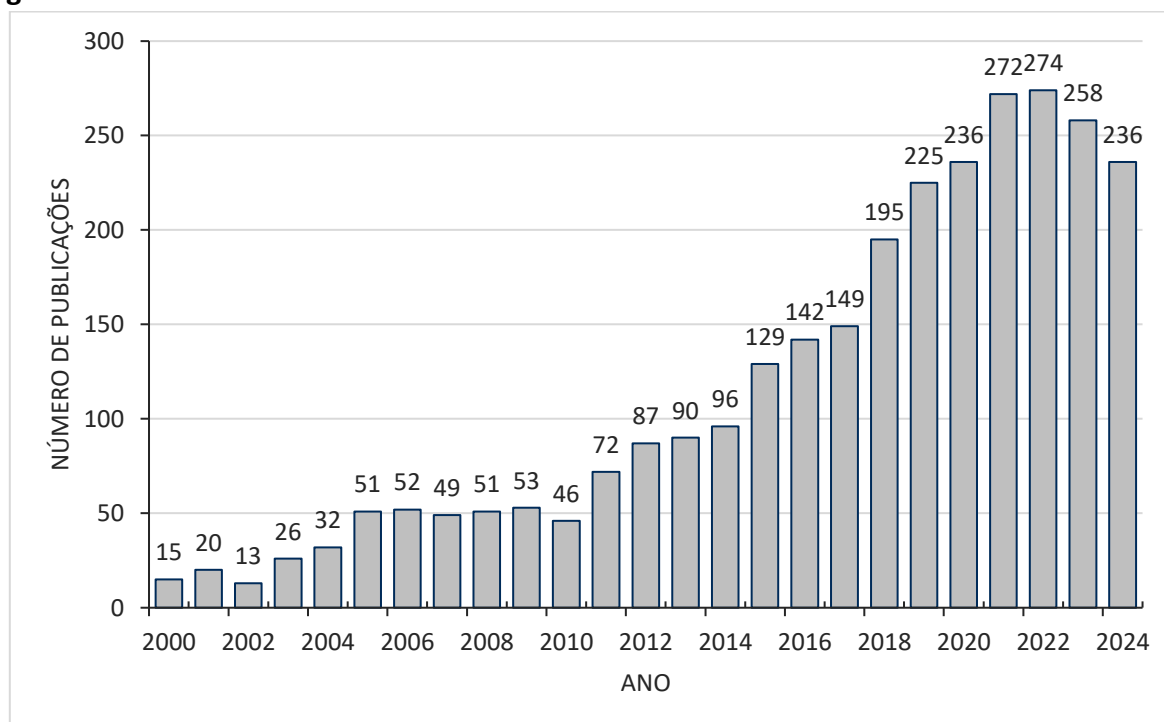


Figura 1 - Número de artigos publicados entre 2000 e 2024 sobre tecnologias relacionadas ao hidrogênio
Fonte: Adaptado de Das (2025).

Diversos países ao redor do mundo deram início à inserção do hidrogênio em misturas com gás natural no sistema de gasodutos, com o intuito de estudar seu comportamento, seus efeitos sobre os materiais, seu potencial de utilização, aspectos operacionais, de segurança e sociais.

A seguir, serão apresentadas algumas das experiências internacionais mais relevantes para a movimentação do hidrogênio em infraestruturas existentes de gás natural. Não é intenção deste capítulo mencionar todos os projetos existentes sobre este tema, mas sim exemplificar algumas iniciativas importantes em cada continente, que já foram implementadas, estão em curso ou em construção.

2.1. Europa

Segundo um artigo na Global Spec (Cuthrell, 2025), há centenas de projetos de infraestrutura da cadeia de hidrogênio planejados na União Europeia (UE) até 2050. São cerca de 220 projetos de produção, 180 projetos de transporte e 60 de distribuição, outros 80 de armazenamento e 30 portos e terminais distribuídos pelo continente. Enquanto esta expansão continua, reguladores europeus estabeleceram o EU's Hydrogen and Decarbonized Gas Market Package em 2024, uma iniciativa que estabelece um teto de 2% de hidrogênio em misturas com gás natural em conexões transfronteiriças de modo a proteger os usuários a jusante. Em redes dentro dos limites nacionais, estados da UE podem permitir maiores concentrações, caso a infraestrutura e os padrões de segurança o permitam (European Commission, 2024).

Dentre as iniciativas no sentido de promover a utilização do hidrogênio em misturas com o gás natural, destaca-se o projeto HyDeploy do Reino Unido realizado entre 2019 e 2024. Neste projeto, 20% de hidrogênio foi adicionado ao gás natural distribuído na rede local na vila inglesa de Winlaton a fim de coletar dados operacionais e de segurança, bem como dados de desempenho dos equipamentos domésticos a gás. Os resultados foram enviados ao órgão de Saúde e Segurança do Trabalho² e ao Departamento de Segurança Energética e Net Zero³ do Reino Unido. As informações subsidiaram a formulação de decisões regulatórias, levando o governo a adotar uma política favorável à mistura de hidrogênio na rede britânica de gás natural (Keele University, 2024).

Em outra frente, está em curso no Reino Unido o projeto H21, que visa fornecer evidências técnicas para permitir a conversão da rede de gasodutos do gás natural para movimentar correntes de 100% de hidrogênio. Para isto, são avaliados os equipamentos da rede, como tubulações, válvulas e conexões, procedimentos operacionais e modelos de simulação de rede. Outro objetivo do projeto é a avaliação quantitativa de riscos (*Quantitative Risk Assessment*, QRA) baseada em dados e probabilidades (NGN, 2024).

Na França, durante o projeto GRHYD entre 2014 e 2020, foram estudadas a compatibilidade dos equipamentos de rede com a mistura (H₂/GN), a compatibilidade dos equipamentos localizados a jusante do medidor com essa mistura (H₂/GN) e a adaptação dos procedimentos operacionais. Por fim, os executores do projeto informaram que conseguiram demonstrar com sucesso a tecnologia

² HSE (*Health and Safety Executive*)

³ DESNZ (*Department for Energy Security and Net Zero*)

*power-to-gas*⁴ (P2G) e o uso das misturas (H₂/GN) em níveis de segurança equivalentes aos do gás natural, além de obter aprovação popular e governamental (CRE, 2022).

Na Alemanha, no escopo do projeto pioneiro WindGas Falkenhagen, hidrogênio foi misturado à rede local de gás natural da ONTRAS em 2013, em uma fração de 2% em volume. Outros projetos semelhantes são o projeto da Next-Kraftwerk, na cidade de Haßfurt na Bavária, o do Fraunhofer Institute for Solar Energy (ISE), que estuda desde 2017 a mistura H₂/GN contendo 2% de hidrogênio em volume no distrito industrial norte da cidade de Freiburg, e o da Schleswig-Holstein Netz, que injeta hidrogênio na rede de gás natural local de Brunsbüttel, em uma fração de 2% em volume (Patel, 2020; Next Kraftwerke, 2021; Fraunhofer ISE, 2018).

A companhia Italiana Snam criou o projeto Idrogeno in Rete, iniciado em abril de 2019, com o objetivo de introduzir 5% de hidrogênio na rede de gás natural de Contursi Terme, uma comuna em Salerno. Em 2020, a Snam e a Baker Hughes testaram a primeira turbina acionada com mistura (H₂/GN) contendo 10% de hidrogênio, na estação de compressão de Istrana, em Florença. Este resultado representa um marco para a infraestrutura italiana em sua adaptação para o transporte de hidrogênio em misturas (Snam, 2020) como parte dos esforços no âmbito do Programa H₂ Gas Asset Readness (H2GAR), iniciativa colaborativa entre os operadores europeus de sistemas de transporte de gás natural (Snam, 2026, UNECE, 2023).

A Agência Internacional de Energia (International Energy Agency, IEA), em seu Banco de Dados de Projetos de Produção de Hidrogênio (Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database), enumera um total de 11 projetos europeus de misturas operacionais, ou em construção. Os projetos europeus mostram uma progressão gradual da experimentação para a adaptação sistêmica da infraestrutura de gás natural para o transporte de hidrogênio e representam, atualmente, o estágio mais avançado de integração do hidrogênio à infraestrutura de gás natural (IEA, 2026b).

2.2. Américas

Nos Estados Unidos, a Hawaii Gas usa uma mistura de 12% de hidrogênio não renovável no gás natural desde os anos 70 na rede de Oahu, Havaí. Em 2021, a New Jersey Natural Gas passou a injetar uma pequena quantidade de hidrogênio, inferior a 1%, em sua rede de distribuição (Topolski, 2022). O projeto HyGrid lançado em 2021 em Long Island/Nova York mistura o hidrogênio produzido por eletrólise na planta de Hempstead à rede de distribuição da vizinha Long Island (National Grid 2021).

O Departamento de Energia dos Estados Unidos da América (United States Department of Energy – DOE) lançou, em 2021, a colaboração HyBlend com o intuito de coordenar uma série de estudos relativos à mistura (H₂/GN) através do Hydrogen Program. Um destes estudos, o H2 Matchmaker, identificou, em 2023, uma capacidade de produção de 269 mil t/dia e demandas estimadas em 6 mil t/dia, um excesso de produção aproximando-se de 50 vezes. Neste contexto, a mistura do hidrogênio na rede existente de gás natural seria uma forma de escoar o excesso de produção de hidrogênio de baixo carbono até que a demanda por hidrogênio puro se estabeleça.

⁴ Trata-se de um conjunto de tecnologias que visam a conversão de eletricidade proveniente de fontes renováveis, geralmente intermitentes, em combustíveis gasosos, principalmente hidrogênio ou metano sintético.

Atualmente, nas Américas, além dos projetos acima, a IEA aponta projetos de mistura (H_2 /GN) em operação no Canadá, no Chile e na Colômbia. De modo geral, as experiências nos países anteriores demonstram que a mistura vem sendo usada como ferramenta de aprendizado e de descarbonização gradual, abrindo caminho para o aumento da participação do hidrogênio nos respectivos mercados.

2.3. Oceania

O Australian Gas Infrastructure Group (AGIG), em linha com a iniciativa Renewable Gas Future, do governo australiano, é responsável por projetos de misturas (H_2 /GN) em gasodutos abrangendo várias regiões da Austrália. O projeto pioneiro Hydrogen Park South Australia, HyP SA, em Adelaide, na costa sul do país, começou a operar em 2021 fornecendo uma mistura de gás natural com 5% de hidrogênio para 700 clientes residenciais (AGIG, 2024a).

Outros projetos australianos de mistura (H_2 /GN) são o HyP Gladstone e o projeto HyP Murray Valley, sendo que este último deve entrar em operação em 2026, fornecendo uma mistura de gás natural com 10% de hidrogênio para iniciar a descarbonização da rede da região de Albury Wodonga, em Victoria, no sudeste do país, atendendo a cerca de 40.000 clientes (AGIG, 2024b, AGIG, 2024c). A AGIG realizou um estudo de viabilidade para a adição de hidrogênio ao gás natural no gasoduto de transporte Dampier Bunbury na Austrália Ocidental, como parte dos planos do Western Australia Government, que visa adicionar 10% de hidrogênio em seus gasodutos até 2030 (AGIG, 2024d; CSIRO, 2023; FCW, 2023; WAG, 2024). A **Figura 2** ilustra a localização dos principais projetos australianos de mistura (H_2 /GN), bem como a localização do Australian Hydrogen Centre.



Figura 2 - Projetos de mistura (H_2 /GN) da AGIG

Fonte: AGIG, 2024d

Os projetos australianos contam com forte apoio governamental, por meio de órgãos como o Australian Hydrogen Council, a Australian Renewable Energy Agency (ARENA) e o Australian Hydrogen Centre, que fornecem apoio financeiro, regulatório e técnico para o surgimento de um sólido mercado de hidrogênio na Austrália. Estas iniciativas estão em expansão e já abrangem um número considerável de consumidores.

2.4. Ásia

Na Índia, a Gujarat Gas, em 2023, deu partida em seu projeto piloto de mistura (H_2 /GN) em sua rede de distribuição (PNGRB, 2024). A GAIL India Ltd comissionou em 2023 a sua planta de hidrogênio, em Madhya Pradesh, estado no centro da Índia, que conta com um eletrolisador de 10 MW alimentado por energia solar, o qual fornece hidrogênio de baixo carbono para ser inserido na rede de gás natural para consumidores industriais em uma fração de 5% de hidrogênio em volume (PTI, 2022, Solarquarter, 2024).

Embora existam projetos de mistura (H_2 /GN) na China, na Coreia do Sul, no Japão e em outros países asiáticos, poucas informações estão disponíveis, ou estes projetos encontram-se em estágios de baixa maturidade. De maneira geral, estes projetos seguem na vertente exploratória, com tecnologia *power-to-gas* em redes locais.

2.5. África

Na África, um grupo de países criou a Africa Green Hydrogen Alliance, com a ambição de se tornarem líderes em hidrogênio de baixo carbono na região. Os projetos em curso nos países membros, em sua maioria, focam na produção de hidrogênio e amônia a partir de fontes de energia renovável para comercialização em mercados externos. Neste contexto, destacam-se dois projetos de transporte para conectar o hidrogênio de baixo carbono produzido ao continente europeu (GH2, 2026).

O primeiro projeto, o Spain-Morocco Link, projeto da Enagás, em estágio conceitual, consiste em um duto *offshore* de hidrogênio dedicado com 56 km que atravessa o Estreito de Gibraltar, e se conectará à rede espanhola de hidrogênio de baixo carbono H2med, com previsão de entrada em operação em 2040 (Weafrica, 2023, TELQUEL, 2025).

O outro projeto é o North-Africa H2-Backbone, duto *offshore* que conectará a Tunísia à Itália e que integrará o projeto SouthH₂ Corridor, na Europa. A iniciativa, que também inclui a Argélia, a Alemanha e a Áustria, visa fortalecer a parceria energética estratégica entre a Europa e a África. O SouthH₂ Corridor é um duto de hidrogênio dedicado de 3.300 km para a conexão do norte da África à Itália, Áustria e Alemanha conduzido pelas empresas Snam, TAG, GCA e Bayernets. O marco mais recente deste projeto foi a Assinatura da Declaração de Intenção Política pelas cinco nações envolvidas, em janeiro de 2025. O projeto foi reconhecido pela UE como Projetos de Interesse Comum (*Projects of Common Interest* - PCI) (SouthH2corridor, 2025).

Em suma, os projetos africanos procuram aproveitar o grande potencial de recursos renováveis disponíveis, inserindo-se no mercado de hidrogênio de baixo carbono, principalmente como fornecedores, enquanto os mercados locais não se estabelecem. Os projetos de gasodutos, que podem ser encarados como cooperações intercontinentais, visam basicamente a conexão da oferta africana à demanda europeia, valendo-se da proximidade geográfica.

2.6. Análise dos projetos de mistura hidrogênio/gás natural

Além dos projetos anteriormente mencionados, iniciativas semelhantes encontram-se em diversos estágios de maturidade em todos os continentes. Informações mais detalhadas, bem como análises sob distintos recortes em termos cronológicos, geográficos, de capacidades e de tecnologias

podem ser encontradas no Global Hydrogen Review, da IEA, e em suas bases complementares, o Hydrogen Tracker e o Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database (IEA, 2025a, IEA, 2025b, IEA2026b).

Um aspecto que se destaca nos dados apresentados pelo Global Hydrogen Review é que a maioria dos projetos de misturas (H_2 /GN) tratam de redes de distribuição de gás natural misturado ao hidrogênio de baixo carbono produzido localmente, com base em tecnologia *power-to-gas*. Em contrapartida, ainda são relativamente escassas as iniciativas voltadas ao segmento de transporte. Entre as exceções, destacam-se o projeto do gasoduto Dampier Bunbury, na Austrália, e a iniciativa H2 Gas Asset Readness da UE, que visam avaliar a viabilidade da inserção de hidrogênio em infraestruturas de transporte de gás em larga escala.

A discussão sobre as limitações e as aplicações mais adequadas para a mistura (H_2 /GN) têm sido objeto de diversos estudos. Um estudo conduzido pelo Fraunhofer Institute for Energy Economics, que apontou limitações da mistura (H_2 /GN) na malha europeia de gás natural, concluiu que o fator limitante no médio prazo não está associado à infraestrutura de transporte, mas sim à disponibilidade de hidrogênio de baixo carbono. Segundo os autores do estudo, a meta europeia de atingir 40 GW de capacidade de eletrólise até 2030 equivale a uma geração de cerca de 132 TWh de hidrogênio. A análise indica que uma mistura (H_2 /GN) contendo 5% de hidrogênio na rede europeia demandaria aproximadamente 50 TWh de hidrogênio dentro do cenário 2030, ao passo que uma mistura (H_2 /GN) contendo 20% de hidrogênio demandaria 120TWh (91% da geração esperada na meta) para o período (Fraunhofer IEE, 2022).

Os resultados do estudo sugerem que a utilização desses 50 TWh em aplicações prioritárias para a descarbonização poderiam gerar benefícios mais expressivos e, de acordo com os autores, esse volume seria suficiente para atender algo em torno de 45% da demanda projetada dos chamados usos prioritários do hidrogênio europeus. Nota-se ainda uma concentração geográfica das demandas em regiões específicas, o que justificaria considerar redes dedicadas para atendê-las. A **Figura 3** apresenta as localizações das demandas prioritárias de hidrogênio, na Europa, no horizonte de 2050.



Figura 3 – Mapa da demanda prioritária de hidrogênio na Europa em 2050 (TWh/ano).

Nota: Os círculos em rosa possuem diâmetros proporcionais aos respectivos valores de demanda.

Fonte: Adaptado de (Agora-Energiewende, 2021).

O estudo conclui que o esforço técnico de implementar a mistura contendo 20% de hidrogênio é alto e corresponde a uma redução entre 6 e 7% nas emissões de gases de efeito estufa (GEE) em termos de energia. Segundo os autores, caso a mesma quantidade de hidrogênio fosse usada em demandas prioritárias, a redução das emissões poderia ser 30% maior.

Em termos de custos, o estudo mostra que níveis de até 5% de hidrogênio implicariam aumentos de preço de 1,3% em média aos consumidores europeus, ao passo que atingir um nível de 20% de hidrogênio representaria aumento médio de 24% em relação aos preços de 2018. Dessa forma, os autores argumentam que, diante da disponibilidade ainda limitada de hidrogênio de baixo carbono, sua utilização deveria ser priorizada em setores com maior potencial de descarbonização, ao invés de ser distribuída de forma “pulverizada” ao longo de toda a rede de gás natural.

Por fim, o estudo advoga a favor de se construir uma infraestrutura dedicada de hidrogênio para atender grandes consumidores como uma opção mais vantajosa no longo prazo. Esta infraestrutura seria desenvolvida em fases, combinando a adaptação de trechos existentes da rede de gás natural com a construção de trechos novos, à medida que novos produtores e novas demandas fossem incorporados ao sistema (Fraunhofer IEE, 2022).

2.7. Projetos com dutos de hidrogênio dedicados

À medida que aumentam as projeções de oferta e demanda de hidrogênio, cresce também o interesse por infraestruturas dedicadas capazes de transportar o combustível de forma eficiente entre polos produtores e consumidores.

Em 2022, os dirigentes da UE acordaram em eliminar progressivamente a dependência europeia em relação às importações de gás, petróleo e carvão russos. Os dirigentes convidaram a Comissão Europeia (CE) a apresentação de um plano com este objetivo. Em resposta, foi apresentado o plano REPowerEU, que reforça a autonomia estratégica da CE no setor energético e foca no apoio

à transição para energias renováveis e na conjugação de esforços para aumentar a resiliência do sistema energético (Conselho Europeu, 2022).

A resposta dos Operadores de Sistemas de Transporte (TSOs) europeus ao REPowerEU foi a criação do European Hydrogen Backbone (EHB), um grupo de 33 TSOs europeus com a missão de criar um mercado dinâmico e próspero de hidrogênio de baixa emissão de carbono. A iniciativa tem como objetivo promover um mercado concorrencial, a segurança de abastecimento, a segurança da demanda e a colaboração transfronteiriça entre os países europeus e vizinhos da EU (EHB 2026).

Com base na identificação dos principais polos de oferta e demanda de hidrogênio para as próximas décadas, bem como dos desbalanceamentos entre produção e consumo através da Europa e seus vizinhos, a EHB propôs uma rede estruturante composta por cinco grandes corredores de transporte de hidrogênio para conectar estas ofertas e demandas até 2030 (EHB, 2022a). Os corredores previstos pela iniciativa são:

- Corredor A: Norte da África e Sul da Europa (SouthH2corridor)
- Corredor B: Sudoeste da Europa e Norte da África (H2Med, 2026)
- Corredor C: Mar do Norte (AquaDuctus, 2026)
- Corredor D: Regiões Nórdica e Báltica (BSHC, 2026)
- Corredor E: Leste e Sudeste da Europa

A **Figura 4** ilustra os cinco corredores planejados pelo EHB.

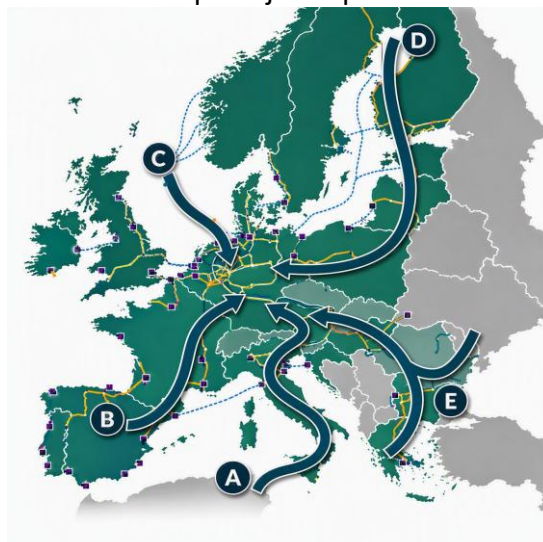


Figura 4 - Mapa esquemático dos corredores de hidrogênio planejados pelo EHB

Fonte: EHB, 2022a.

Os detalhes da metodologia adotada pelo EHB para determinação dos corredores de hidrogênio, os estudos de viabilidade e as medidas necessárias para sua implementação podem ser encontrados na apresentação do projeto (EHB, 2022a).

A situação europeia frente à conversão de gasodutos de gás natural para o transporte de hidrogênio pode ser representada pelo panorama holandês. O relatório HyWay27, elaborado pela PwC para o governo holandês com apoio da empresa Gasunie, traz entre as suas conclusões, que o custo de conversão da infraestrutura existente é cerca de quatro vezes menor do que o de construção

de novas infraestruturas dedicadas ao hidrogênio. Este resultado está de acordo com outras fontes internacionais, que estimam que os custos de investimento na conversão variam entre 10% e 30% daqueles associados à implantação de novas infraestruturas. O relatório ainda destaca que o prazo necessário para a conversão é consideravelmente menor do que aquele exigido para a construção de novas infraestruturas (PwC/Strategy&, 2021).

O estudo ainda aponta a necessidade de intervenção do governo holandês para a criação de uma rede de hidrogênio no país baseada em gasodutos existentes adaptados por duas razões principais. A primeira é o custo do hidrogênio de baixa emissão de carbono, que ainda não é competitivo frente às alternativas fósseis, e sem apoio do governo, não haverá demanda suficiente para este energético. A segunda está relacionada às características da infraestrutura passível de conversão no país. Em geral, os diâmetros dos gasodutos apropriados para a conversão são grandes, e atingir a capacidade potencial destas infraestruturas dependerá de uma grande demanda. Na ausência dessa demanda, o retorno do CAPEX tenderia a ocorrer de forma muito lenta. Estes dois desafios são intimamente relacionados e o governo precisaria agir dos dois lados da cadeia para estabelecer este mercado (PwC/Strategy&, 2021).

Além das iniciativas europeias voltadas à criação de corredores de hidrogênio e de conversão de infraestruturas existentes, a China tem demonstrado forte empenho na implementação de corredores de hidrogênio. De acordo com a Hydrogen Infrastructure Database da IEA, a China tem um total de 19 projetos de dutos dedicados, dos quais 6 estão operacionais, em construção, ou já tiveram a Decisão Final de Investimento (*Final Investment Decision*, FID). Dentre eles, destaca-se o gasoduto Zhangjiakou Kangbao-Caofeidian, atualmente em construção e considerado um dos projetos mais ambiciosos do mundo. Em sua fase inicial, o duto terá aproximadamente 737 km de extensão, e quando estiver finalizado, atingirá os 1.038 km de extensão. O duto prevê um diâmetro de 32 polegadas, pressão operacional de 72 bar e capacidade anual de transporte estimada em 1,5 milhão de toneladas de hidrogênio. A estimativa de investimento é de mais de 10 bilhões de reais (¥13 bilhões)⁵ (Seetao, 2025).

Este capítulo procurou mostrar um panorama mundial da movimentação de hidrogênio por dutos. A cobertura dos projetos relacionados ao tema está longe de ser exaustiva, porém é suficiente para situar o leitor no escopo desta nota técnica. Com base no exposto nestas seções, pode-se observar que os projetos internacionais evoluem em duas frentes complementares.

A primeira, mais difundida e com maior número de projetos em andamento, consiste na adaptação de um gasoduto de gás natural existente para transporte de mistura de hidrogênio e gás natural, permitindo desta forma, a aquisição de experiência operacional, avaliação de aspectos de segurança, adaptação regulatória, e o desenvolvimento de mercado de hidrogênio. É importante destacar que a maioria destes projetos trabalha com a mistura em nível de distribuição, e isto acontece pelo caráter experimental e prospectivo. São exceções notáveis as iniciativas da AGIG, na Austrália, e da Snam, na Itália, que visam o elo de transporte de gás natural.

A segunda frente, que envolve projetos futuros, e ganha relevância à medida que crescem as expectativas de oferta e de demanda de hidrogênio de baixa emissão de carbono, é a implantação

⁵ Convertidos em R\$0,77/Yuan ao câmbio de 20/08/2026.

de infraestruturas dedicadas. Em conjunto, estas iniciativas indicam que a mistura (H₂/GN) tende a desempenhar um papel de transição, enquanto as redes dedicadas deverão constituir a solução estrutural de longo prazo.

3. Aspectos técnicos

Neste capítulo serão apresentadas, inicialmente, as propriedades físico-químicas do hidrogênio e comparadas com as propriedades do gás natural. Depois, serão discutidos os efeitos do hidrogênio e de suas misturas com GN nos materiais e nos equipamentos. Por fim, serão abordados os principais aspectos de segurança e de operação da movimentação de hidrogênio puro e de misturas com gás natural. Destaca-se que o hidrogênio de baixa emissão de carbono motivou a temática desta nota; porém, quando não for mencionada a rota de produção, as análises técnicas e econômicas apresentadas não são impactadas pela origem do hidrogênio.

3.1. Propriedades do hidrogênio e da mistura com gás natural

O hidrogênio se distingue substancialmente do gás natural, cujo principal componente é o metano⁶. Assim, a adaptação de um gasoduto de gás natural existente para a movimentação de misturas (H₂/GN) influencia vários aspectos dessa infraestrutura, inclusive ligados ao transporte, ao armazenamento, à medição, à segurança operacional e à compatibilidade de materiais. A **Tabela 1** ilustra as diferenças observadas entre algumas das propriedades físicas e químicas do hidrogênio e do gás natural.

Tabela 1 - Diferenças entre as propriedades físico-químicas do hidrogênio e do gás natural

Propriedades	Hidrogênio	Gás Natural
Massa Molecular (g/mol)	2,02	16,04
Densidade (kg/Nm ³)	0,09	0,68
Poder Calorífico Inferior - PCI (MJ/kg)	120	54,6
Poder Calorífico Inferior - PCI (MJ/Nm ³)	10,8	35,8
Poder Calorífico Superior - PCS (MJ/Nm ³)	12,7	39,8
Velocidade de Chama Laminar (m/s)	3,1	0,4
Faixa de Inflamabilidade (% vol.)	4 - 75	4,4 - 17
Índice de Wobbe (MJ/Nm ³)	38,7	45,27

Notas: Considerou-se que as propriedades físico-químicas do metano representam as do gás natural. Entretanto, sabe-se que as propriedades de cada corrente de gás natural variam em função de suas composições específicas. Fonte: Elaboração própria, com base em Zhou (2026), The Engineering Toolbox (2026) e de Inage (2026).

O hidrogênio é o elemento mais leve da tabela periódica, e a molécula de hidrogênio (H₂, composta por dois átomos do elemento hidrogênio) possui uma massa molecular aproximadamente oito vezes menor do que a do metano. Dessa forma, a reduzida massa molecular do hidrogênio resulta em uma maior taxa de difusão da molécula em diversos tipos de materiais, o que pode facilitar processos de fragilização mecânica por hidrogênio. Destaca-se que o hidrogênio é conhecido por causar fragilização em alguns tipos de aço de alta resistência, como os X80 e superiores,

⁶ Nesta Nota Técnica, quando se menciona uma comparação entre propriedades do “hidrogênio e gás natural”, refere-se à comparação entre propriedades do “hidrogênio e metano”, uma vez que o metano é o principal componente do gás natural.

normalmente usados em gasodutos de transporte de gás natural (Zhou, 2026). Assim, a alta difusividade do hidrogênio acaba por exigir sistemas de detecção de vazamentos mais sensíveis, bem como sistemas de monitoramento mais robustos para prevenir perdas e incrementar a segurança (Sayani, 2025). Esses efeitos do hidrogênio em materiais e equipamentos serão abordados em mais detalhes na seção 3.2 desta Nota Técnica.

Comparando-se os valores apresentados na **Tabela 1**, observa-se que o hidrogênio, em razão de sua menor densidade, apresenta poder calorífico inferior (PCI) em base volumétrica (MJ/Nm^3) significativamente menor que o do gás natural, embora em base mássica o seu poder calorífico inferior (MJ/kg) seja maior. Assim, à medida que os percentuais molares de hidrogênio em um dado volume de mistura aumentam, o poder calorífico médio da mistura (H_2/GN) diminui. Dessa forma, volumes maiores de mistura precisam ser movimentados para que uma mesma quantidade de energia seja entregue aos consumidores.

O aumento da vazão necessária para compensar a redução do conteúdo energético pode impactar o comportamento hidráulico dos sistemas de transporte. Entre os efeitos observados, destacam-se o aumento das perdas de carga e a redução no gradiente de temperatura. Tais efeitos podem comprometer o atendimento aos requisitos mínimos de pressões de entrega exigidas por diferentes tipos de clientes. Embora o reforço da capacidade de compressão represente uma alternativa para mitigar esses impactos, sua implementação está sujeita a limitações técnicas que podem restringir os ganhos de pressão alcançáveis (Erdener, 2023).

Em relação à queima, a adição de hidrogênio ao gás natural contribui significativamente para a melhoria de diversas características de combustão da mistura. Como o hidrogênio apresenta velocidade de chama laminar⁷ superior à do gás natural, sua incorporação aumenta a estabilidade da chama na mistura e reduz o atraso de ignição, favorecendo a eficiência dos processos de combustão. Entretanto, a adição de hidrogênio ao gás natural pode trazer alguns desafios de segurança e operação, uma vez que a maior velocidade de propagação da chama aumenta a suscetibilidade à ocorrência de fenômenos indesejados, como a retropropagação de chama para a zona inicial de pré-mistura em determinados equipamentos de combustão, por exemplo (Khan, 2025).

A **Tabela 1** evidencia ainda que o hidrogênio possui uma faixa de inflamabilidade substancialmente mais ampla do que a do gás natural. A faixa de inflamabilidade descreve as concentrações mínimas e máximas nas quais uma dada substância entra em combustão quando misturada com o ar quando uma fonte de ignição está presente (Safeopedia, 2019). Assim, a adição de hidrogênio ao gás natural expande os limites de inflamabilidade da mistura (H_2/GN) e demanda maior atenção à segurança operacional relacionada ao transporte e uso do hidrogênio em misturas com gás natural. Destaca-se que a temática de operação e segurança envolvida no transporte de hidrogênio e gás natural em dutos será discutida em mais detalhes na seção 3.3 desta Nota Técnica.

⁷ A velocidade de chama laminar é uma propriedade físico-química de uma mistura de combustível pré-misturado + oxidante, resultante da influência combinada da difusividade, da exotermicidade e da reatividade da mistura. Ela fornece uma medida da reatividade global de misturas de combustível + ar (Konnov, 2018).

Considerando as aplicações finais que envolvem a combustão, um dos principais indicadores para a avaliação da intercambialidade de gases é o índice de Wobbe. Esse índice é definido como a razão entre o poder calorífico superior, em base volumétrica, e a raiz quadrada da densidade relativa do gás, em uma determinada condição de referência especificada (ISO, 2026). De forma geral, gases com índices de Wobbe semelhantes tendem a apresentar um comportamento semelhante em equipamentos consumidores, sem necessidade de ajustes significativos.

Uma vez que a adição de hidrogênio em uma corrente de gás natural modifica também o índice de Wobbe, a compatibilidade da mistura resultante com determinados equipamentos, como por exemplo motores, turbinas e queimadores, pode ser consequentemente afetada. Dessa forma, variações na composição da mistura tendem a produzir alterações no índice de Wobbe, podendo impactar o desempenho operacional, a eficiência energética e, em alguns casos, a vida útil dos equipamentos consumidores (Erdener, 2023).

A **Figura 5** apresenta um exemplo da variação de algumas propriedades relevantes de misturas (H_2 /GN) em função do aumento da fração molar de hidrogênio. Essas variações refletem uma abordagem regulatória adotada em alguns países, na qual a compatibilidade da mistura com as infraestruturas e os equipamentos consumidores é avaliada com base em intervalos permitidos para propriedades relevantes, como o poder calorífico superior, a densidade relativa e o índice de Wobbe e não há definição explícita de uma concentração máxima de hidrogênio permitida para todas as situações (Zhou, 2026).

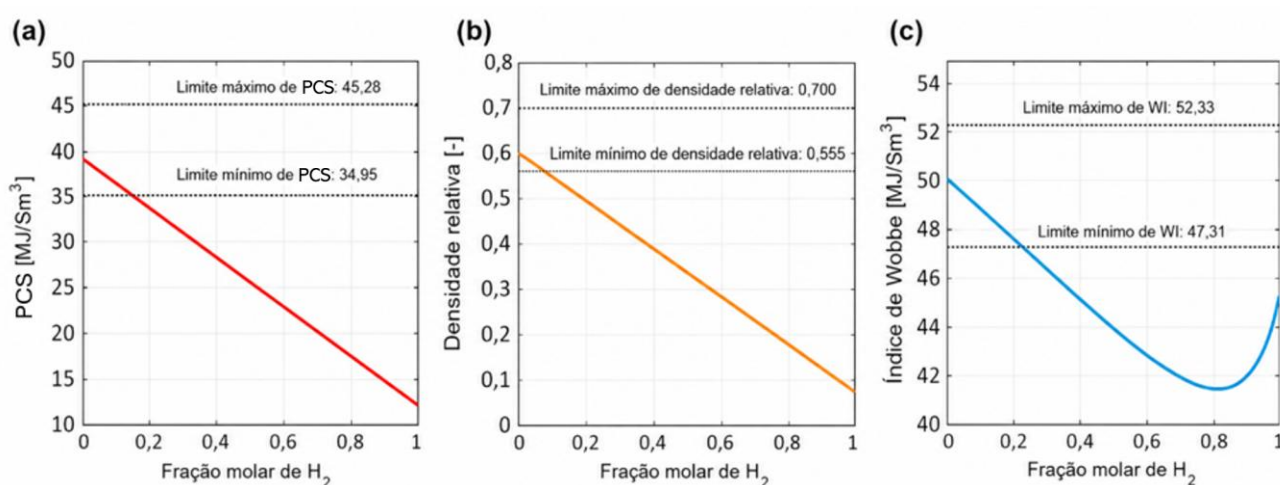


Figura 5 – Propriedades das misturas (H_2 /GN) em função da fração molar de hidrogênio

Notas: (a) Limite do poder calorífico superior (PCS), (b) Densidade relativa, (c) Índice de Wobbe (WI).

Fonte: Adaptado de Sayani (2025)

No contexto específico ilustrado acima, o limite mínimo admissível para o poder calorífico superior (PCS) permitiria frações de hidrogênio de até 15% em volume na mistura. Considerando a densidade relativa, o limite correspondente seria de até 9% em volume, enquanto o valor mínimo para o índice de Wobbe permitiria frações de hidrogênio de até 22% em volume. Esses resultados evidenciam que diferentes parâmetros podem se tornar limitantes em distintos níveis de incorporação de hidrogênio, dependendo das características da mistura (H_2 /GN) e dos requisitos regulatórios aplicáveis (European Hydrogen Observatory, 2025).

Um aspecto particularmente relevante de misturas (H_2 /GN) refere-se ao seu potencial de descarbonização. A depender da rota de produção do hidrogênio empregada, a combustão da mistura pode implicar em redução de emissões de GEE quando comparada às emissões da combustão de uma corrente de gás natural puro. De modo geral, a magnitude de emissões de CO_2 evitadas é proporcional à concentração de hidrogênio na mistura (H_2 /GN), conforme a **Figura 6**.

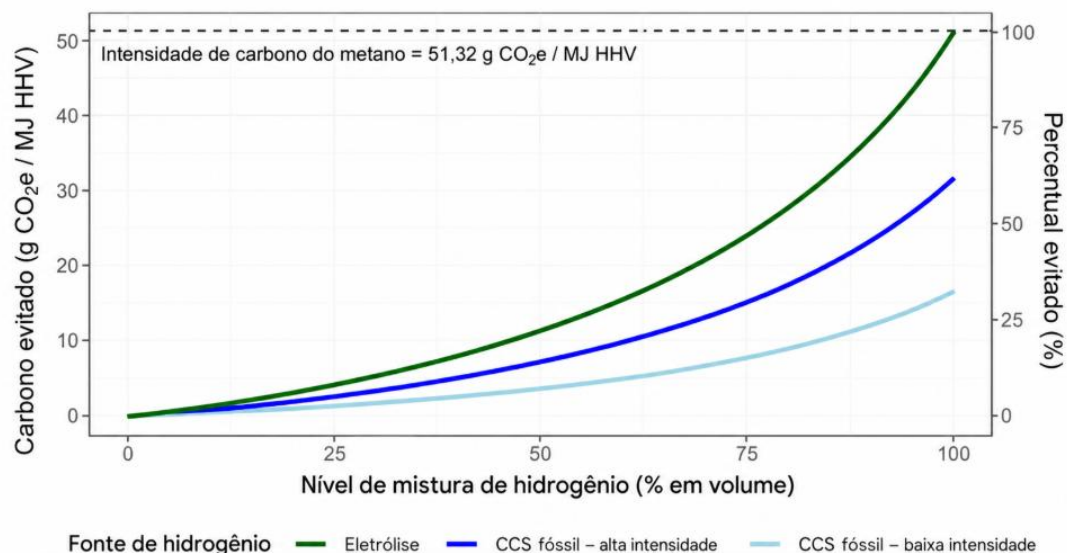


Figura 6 – Redução de emissões de CO_2 em função do percentual de mistura

Notas: Relativo ao gás natural puro.

Eletrólise a partir de energia elétrica.

Para a rota de hidrogênio de origem fóssil com CCS, são avaliados dois cenários: de desempenho “alto”, com 90% de taxa de captura e vazamentos moderados de metano, e de desempenho “baixo”, com 80% de taxa de captura e vazamentos mais altos de metano.

Fonte: Adaptado de Erdener (2023)

Os resultados mostram que, embora baixos teores de hidrogênio sejam os mais simples de serem implementados e exijam um menor número de adaptações em infraestruturas de gás e equipamentos, os benefícios mais significativos de descarbonização são alcançados com teores mais elevados de inserção do hidrogênio (Erdener, 2023).

Conforme discutido ao longo desta seção, o hidrogênio e o gás natural apresentam propriedades físicas, químicas e energéticas significativamente distintas. Como consequência, a incorporação progressiva de hidrogênio ao gás natural promove alterações nas características da mistura, afetando parâmetros como o poder calorífico, densidade, índice de Wobbe, comportamento da combustão e condições operacionais do sistema. A magnitude desses efeitos depende diretamente da concentração de hidrogênio presente na corrente gasosa e constitui um dos principais fatores a serem considerados na avaliação técnica da viabilidade dos projetos.

3.2. Efeitos da movimentação de hidrogênio e das misturas com gás natural em materiais e equipamentos

Esta seção analisa os materiais utilizados em gasodutos e equipamentos auxiliares, potencialmente expostos a teores de hidrogênio entre 10% e 100% em volume, discutindo os impactos dessa exposição sobre a sua integridade estrutural e a adequação destes materiais para a

adaptação e conversão de infraestruturas existentes destinadas ao transporte de misturas (H_2/GN) e de hidrogênio puro.

Os gasodutos são predominantemente construídos com aços carbono especificados pela norma API 5L, em razão de sua elevada resistência mecânica e de seu custo relativamente baixo. Esses materiais constituem a base da infraestrutura global de transporte de gás (Smedberg, 2025). Por sua vez, equipamentos auxiliares, como válvulas, compressores e sistemas de medição, utilizam uma variedade de materiais, incluindo aços inoxidáveis, aços de baixa liga, ligas metálicas (por exemplo, ligas de níquel) e polímeros, selecionados conforme as condições operacionais de cada aplicação (Teles, 2022).

Estes equipamentos não integram o corpo do duto em si, mas são essenciais para o funcionamento adequado do sistema de transporte de gás, garantindo segurança, eficiência operacional, monitoramento e manutenção da infraestrutura. A **Figura 7** ilustra um sistema de gasoduto de transporte, destacado no retângulo vermelho, com seus principais equipamentos auxiliares.



Figura 7 - Sistema de gasoduto de transporte com equipamentos auxiliares

Fonte: elaboração própria

Com relação à integridade estrutural dos materiais metálicos empregados em gasodutos e equipamentos auxiliares, o efeito mais crítico da adição de hidrogênio em misturas com gás natural é a fragilização por hidrogênio (*hydrogen embrittlement*, HE)⁸, um fenômeno reportado pela primeira vez há cerca de 150 anos e que afeta negativamente o comportamento mecânico destes materiais.

⁸ Antes da definição do fenômeno, é necessário diferenciar entre a HE interna, que se refere à falha induzida por hidrogênio causada pela sua presença pré-existente no metal, e a HE ambiental, que é a resposta do material ao hidrogênio quando o metal é submetido a uma carga mecânica com carregamento simultâneo de hidrogênio (Chen, 2025). Nesta Nota Técnica, será abordada a HE ambiental, a qual será chamada daqui em diante de fragilização por hidrogênio.

Como consequência, observa-se na presença de hidrogênio a redução da ductilidade⁹, da tenacidade à fratura¹⁰ (K_{IH}) e da resistência à fadiga do material¹¹ (Chen, 2025).

Todos os materiais metálicos estruturais são suscetíveis à fragilização por hidrogênio, embora a severidade dependa das propriedades específicas do material e das condições de serviço. Por outro lado, os polímeros não estão sujeitos à fragilização por hidrogênio no sentido clássico, em razão de sua estrutura amorfa ou semicristalina. Isso não significa, entretanto, que sejam imunes aos efeitos do hidrogênio. Nesses materiais, a integridade é governada por fenômenos físico-químicos, destacando-se a permeação de hidrogênio, o inchamento (swelling), a degradação das propriedades mecânicas, o envelhecimento e a fadiga (Sgambitterra, 2024).

A fragilização por hidrogênio em materiais metálicos ocorre por meio de um processo composto por três etapas principais: adsorção¹², caracterizada pelo acúmulo de átomos de hidrogênio na superfície do material após a dissociação das moléculas de hidrogênio; absorção¹³, correspondente à dissolução desses átomos no interior do material; e difusão, etapa em que os átomos absorvidos migram através da matriz metálica e interagem com sua rede cristalina (Sobola, 2024). A susceptibilidade à HE está diretamente relacionada ao aprisionamento de hidrogênio em defeitos cristalinos, o que pode favorecer a nucleação de trincas e a redução da ductilidade por diferentes mecanismos (Araújo, 2022).

Os mecanismos de fragilização por hidrogênio mais amplamente aceitos na literatura, frequentemente atuando de forma combinada, incluem (Sobola, 2024; Li, 2024; Dadfarnia, 2015):

- Decoção induzida por hidrogênio (*hydrogen-enhanced decohesion*, HEDE): consiste na redução da energia de coesão interatômica em contornos de grãos e interfaces do metal, favorecendo a ocorrência de fratura frágil intergranular;
- Plasticidade localizada intensificada por hidrogênio (*hydrogen-enhanced localized plasticity*, HELP): associada ao aumento da mobilidade de discordâncias em regiões enriquecidas em hidrogênio, promovendo a concentração localizada da deformação plástica;
- formação e crescimento de vazios assistidos por hidrogênio (*hydrogen-Enhanced strain-induced vacancies*, HESIV): mecanismo mais recentemente proposto, que relaciona o

⁹ Capacidade de um material metálico de sofrer deformação plástica antes da fratura devido à absorção ou difusão de hidrogênio em sua microestrutura. É a perda da capacidade de alongamento e redução de área de um material metálico causada pela interação do hidrogênio com a sua microestrutura, tornando-o mais suscetível à fratura prematura e à fragilização.

¹⁰ Propriedade mecânica que quantifica a resistência de um material à propagação de uma trinca na presença de hidrogênio. K_{IH} é definido como o fator de intensidade de tensão crítico abaixo do qual uma trinca não se propaga por HE sob condições específicas de carregamento e exposição ao hidrogênio.

¹¹ Capacidade do material de suportar carregamentos cíclicos repetidos sem iniciar ou propagar trincas sob a influência da absorção de hidrogênio. É a tensão cíclica máxima, ou o número de ciclos suportados, que um material pode resistir antes da falha por fadiga quando o hidrogênio está presente no metal ou no ambiente de serviço.

¹² Fenômeno superficial, no qual átomos, íons ou moléculas de uma substância (adsorbato) se acumulam na superfície de outra substância (adsorvente), devido à ação de forças físicas ou químicas.

¹³ Fenômeno volumétrico, no qual uma substância (absorvato) penetra e é distribuída por todo o interior de outra substância (absorvente). Nesse caso, o material absorvido não permanece apenas na superfície, mas se difunde para o volume da fase absorvente.

acúmulo de vacâncias induzidas simultaneamente pela deformação mecânica e pela presença de hidrogênio à nucleação de microcavidades;

- Aprisionamento de hidrogênio (*hydrogen trapping*): ocorre em inclusões, carbonetos, precipitados e discordâncias, influenciando a difusividade efetiva e a concentração local de hidrogênio disponível para os demais mecanismos de fragilização.

A susceptibilidade dos aços em gasodutos à fragilização por hidrogênio é fortemente dependente de três grupos de fatores: (i) características metalúrgicas e operacionais específicas do material, incluindo a microestrutura predominante, a rota de fabricação, o teor e a natureza das inclusões não metálicas, o histórico de envelhecimento do material, bem como a presença de soldas e zonas termicamente afetadas; (ii) distribuição de tensões atuantes no material; e (iii) características do ambiente da operação, especialmente a pressão parcial de hidrogênio e a temperatura (Sobola, 2024).

A **Figura 8** ilustra os fatores que afetam a susceptibilidade à fragilização por hidrogênio de materiais metálicos.

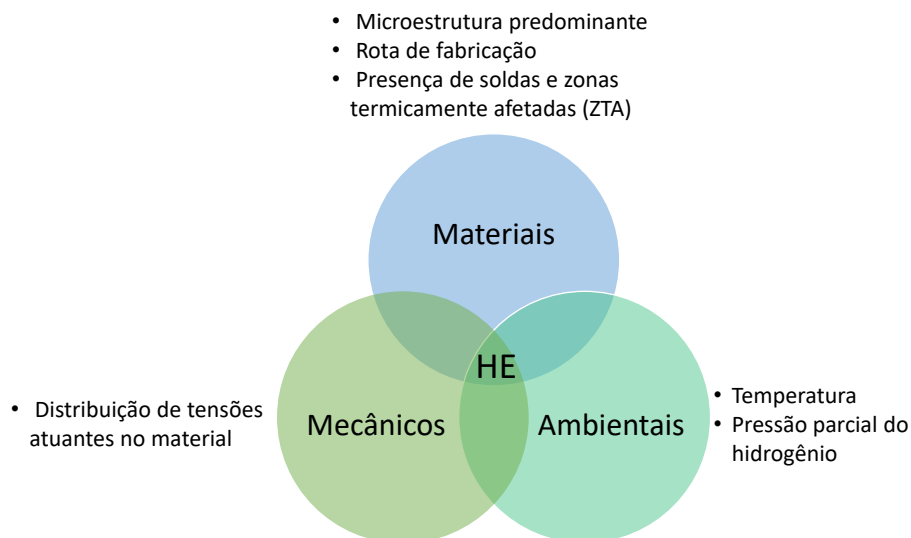


Figura 8 - Fatores que influenciam a susceptibilidade à fragilização por hidrogênio

Fonte: adaptado de Sobola, 2024

Os aços especificados pela norma API 5L, em seus diferentes graus¹⁴, constituem os materiais predominantes na construção de gasodutos de transporte. Esses materiais pertencem à classe dos aços de alta resistência e baixa liga (ARBL), também conhecidos como *High Strength Low Alloy* (HSLA), caracterizando-se pela combinação de elevada resistência mecânica, boa tenacidade, adequada soldabilidade e custo relativamente competitivo. A especificação API 5L estabelece requisitos referentes à composição química, propriedades mecânicas, fabricação, inspeção e ensaios de tubos de aço destinados ao transporte de fluidos na indústria de petróleo e gás natural (API, 2026).

¹⁴ A norma API 5L, publicada pelo *American Petroleum Institute* (API), estabelece os requisitos para tubos de aço destinados à movimentação de petróleo, gás natural e produtos correlatos. Os graus API 5L são identificados pela letra X, seguida do valor do limite de escoamento mínimo em ksi (*kilo pounds per square inch – milhares de libras por polegada quadrada*). Assim, por exemplo, o aço API 5L X52 possui limite de escoamento mínimo de 52 ksi (52.000 psi), equivalente a aproximadamente a 360 MPa.

Em contraste, os gasodutos de distribuição utilizam diferentes materiais conforme as condições operacionais da rede. Nas redes secundárias urbanas e nas ligações prediais, predomina o emprego de tubulações de polietileno de alta densidade (PEAD), devido à sua resistência à corrosão, flexibilidade e facilidade de instalação. Já as redes troncais e os trechos submetidos a pressões mais elevadas são geralmente construídos com tubos de aço carbono, em razão de sua maior capacidade de suportar esforços mecânicos e pressões operacionais mais severas (ASME, 2014; AGA, 2006).

A **Tabela 2** apresenta a susceptibilidade à fragilização por hidrogênio em função do grau do aço API 5L e sua correlação com a microestrutura típica do material.

Tabela 2 – Susceptibilidade à fragilização por hidrogênio em função do grau de aço API 5L

Grau API 5L	Resistência mínima ao escoamento (MPa)	Microestrutura típica	Tendência à fragilização por hidrogênio
X42	290	Ferrita + Perlita	Baixa
X52	360	Ferrita + Perlita	Moderada – baixa
X65	450	Ferrita acicular + Bainita	Moderada – alta
X70	485	Ferrita acicular + Bainita	Alta
X80	555	Ferrita + Bainita + Martensita	Muito alta

Fonte: elaboração própria a partir de Octalsteel, 2026, MetalZenith, 2026, Hermegenildo, 2018, Shin, 2024, Zheng, 2026, Drexler, 2017

Observa-se que os aços API 5L dos graus X42 e X52, mais empregados na construção de gasodutos de distribuição de alta pressão, apresentam microestrutura predominantemente ferrítica¹⁵, com perlita dispersa, o que lhes confere menor suscetibilidade à fragilização por hidrogênio (HE) quando comparados a aços de maior resistência mecânica. Por outro lado, os aços dos graus X65, X70 e X80, mais utilizadas em gasodutos de transporte de longa distância, tendem a apresentar maior propensão à fragilização por hidrogênio (MetalZenith, 2026; APP, 2026).

Vale ressaltar que a susceptibilidade à HE varia sistematicamente em função da microestrutura do aço, a qual, por sua vez, é determinada pelo processo de fabricação, incluindo etapas como laminação controlada, resfriamento acelerado e tratamentos térmicos de têmpera e revenido. Dessa forma, aços com a mesma especificação API 5L podem apresentar comportamentos distintos quando expostos ao hidrogênio, em razão de diferenças entre fabricantes ou rotas de processamento. Esse aspecto evidencia a importância da caracterização individual dos materiais no âmbito de projetos de conversão de gasodutos para operação com hidrogênio puro (Santos, 2024; Cardoso, 2025).

Outro aspecto fundamental na avaliação da HE é a quantificação de hidrogênio absorvido pelo material em determinadas condições de operação. Essa absorção está diretamente relacionada à

¹⁵ A ferrita possui alta ductilidade e baixa densidade de armadilhas irreversíveis de hidrogênio, o que contribui para menor susceptibilidade à HE quando comparada à microestruturas mais duras e heterogêneas (MetalZenith, 2026; APP, 2026).

pressão parcial de hidrogênio¹⁶, definida como o produto da fração molar de hidrogênio na mistura pela pressão absoluta do sistema. Dessa forma, ambientes que apresentam a mesma concentração volumétrica de hidrogênio, mas operam sob pressões totais distintas, podem resultar em diferentes níveis de absorção pelo metal e, consequentemente, em diferentes graus de suscetibilidade à fragilização por hidrogênio (Paterlini, 2025; Trautmann, 2020).

No contexto da avaliação de gasodutos API 5L existentes para conversão ao transporte de misturas de gás natural contendo até 10% de hidrogênio, as propriedades mecânicas mais relevantes para a detecção e a caracterização dos efeitos da fragilização por hidrogênio são a tenacidade à fratura, a taxa de propagação de trincas por fadiga (*Fatigue Crack Growth Rate* - FCGR) e a ductilidade.

Conforme já comentado, ocorre redução da tenacidade à fratura na presença de hidrogênio em decorrência dos mecanismos de fragilização que favorecem a nucleação e o crescimento de defeitos. Em gasodutos que transportam hidrogênio puro ou misturas (H_2/GN), o parâmetro de maior interesse é a tenacidade à fratura em ambiente hidrogenado (K_{IH}), cuja magnitude depende do grau do aço API 5L, de sua microestrutura, da pressão parcial de hidrogênio e da temperatura de operação. Estudos recentes indicam que a tenacidade à fratura medida em hidrogênio (K_{IH}) pode sofrer reduções entre 46% e 73% em relação à tenacidade determinada em gás natural (K_{IC}). Por esse motivo, a avaliação dessa propriedade é essencial em gasodutos existentes que apresentem trincas, descontinuidades ou outros defeitos oriundos da fabricação, da montagem ou da operação, uma vez que tais imperfeições podem atuar como concentradores de tensão e favorecer a propagação de falhas. Nesse contexto, a identificação e o monitoramento de defeitos podem ser realizados por meio de técnicas como avaliação direta, inspeção em linha e testes hidrostáticos (Kappes, 2023a).

A propagação de trincas por fadiga, que é um mecanismo de dano causado pela aplicação repetida de cargas ou tensões cíclicas, constitui outra propriedade crítica para avaliação da integridade de gasodutos destinados ao transporte de misturas (H_2/GN), bem como de hidrogênio puro. A presença de hidrogênio pode acelerar significativamente o crescimento de trincas, reduzindo a vida útil do gasoduto, especialmente em materiais que já apresentam heterogeneidades microestruturais ou defeitos acumulados durante anos de operação. A literatura destaca ainda a importância da realização de ensaios em condições representativas de serviço, uma vez que protocolos padronizados podem subestimar os efeitos da degradação induzida pelo hidrogênio em gasodutos existentes.

Em gasodutos, os ciclos de carregamento são geralmente decorrentes de variações cíclicas da pressão interna, que podem ser provocadas por partidas e paradas de compressores, operações de pressurização e despressurização, variações de demanda ao longo do tempo e outros eventos operacionais. Essas variações geram alterações cíclicas nas tensões atuantes na parede do tubo e podem levar ao fenômeno de fadiga. Um ciclo de carregamento corresponde a uma variação completa da carga aplicada. Em um gasoduto, por exemplo, uma elevação da pressão interna de 50

¹⁶ A concentração de hidrogênio dissolvido em um metal em equilíbrio com uma atmosfera de hidrogênio é proporcional à raiz quadrada da pressão parcial de hidrogênio, até aproximadamente 10 MPa, conforme estabelecido pela lei de Sieverts (Paterlini, 2025). Essa relação explica por que o aumento da pressão parcial de hidrogênio tende a elevar a quantidade de hidrogênio absorvida pelo material e, consequentemente, sua suscetibilidade à fragilização.

bar para 80 bar, seguida do retorno para 50 bar, caracteriza um ciclo de carregamento. Se esse processo ocorre uma vez por dia, o duto acumula aproximadamente 365 ciclos por ano. Neste contexto, quando existe uma trinca pré-existente de um dado comprimento, cada ciclo de carregamento pode promover o crescimento progressivo desta trinca por fadiga (Ahmed, 2026). A **Figura 9** ilustra a relação entre o comprimento da trinca e o número de ciclos de carregamento para um gasoduto de aço API 5L X60, já em serviço há mais de 50 anos, submetido a diferentes teores de hidrogênio em misturas com gás natural, sob pressão de 6,9 MPa e temperatura ambiente (Ahmed, 2025).

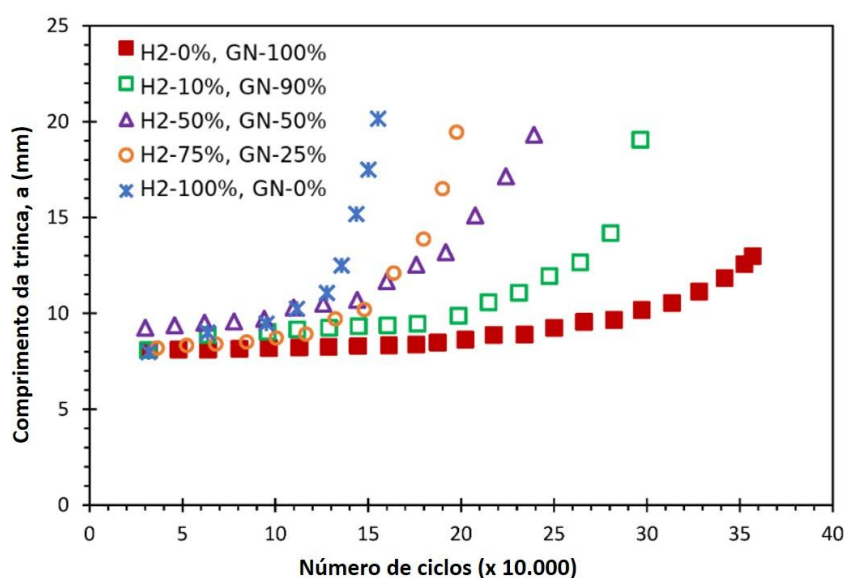


Figura 9 – Relação entre comprimento da trinca por fadiga e ciclos de carregamento para aços API 5L X60 submetidos a misturas de gás natural e hidrogênio com diversos teores

Fonte: Ahmed, 2025

Conforme ilustrado na **Figura 9**, o crescimento das trincas é pouco significativo para um baixo número de ciclos, evidenciado pelo aumento discreto de seu comprimento. À medida que o número de ciclos aumenta, observa-se um crescimento progressivo das trincas. Em estágios mais avançados, especialmente em ambientes com maiores concentrações de hidrogênio, observa-se uma aceleração pronunciada no crescimento de trincas, evidenciando o papel desse elemento no aumento das taxas de crescimento de trincas por fadiga e na redução da vida útil do gasoduto (Ahmed, 2025).

Os ensaios de tração a baixa taxa de deformação (*Slow Strain Rate Test* - SSRT) são amplamente utilizados para quantificar a perda de ductilidade em ambiente contendo hidrogênio. Esta perda é geralmente expressa por meio do Índice de Fragilização por Hidrogênio (*Hydrogen Embrittlement Index* - HEI), calculado a partir da redução de área ou do alongamento na ruptura em comparação com ensaios realizados em ar. A literatura reporta estudos conduzidos em misturas simuladas de gás natural e hidrogênio, com teores variando entre 0 e 20%, nos quais foi observada redução da ductilidade de aços API 5L X80. Os resultados indicam que esta redução se torna mais acentuada em concentrações entre 10 e 15% de H₂, reforçando a adoção de 10% como um limite operacional conservador sob a perspectiva metalúrgica (Wang, 2023).

Em contrapartida, as propriedades de resistência mecânica, particularmente o limite de escoamento e a resistência máxima à tração, tendem a apresentar menor sensibilidade à presença

de hidrogênio, sobretudo em misturas contendo frações moderadas. Nessas condições, as variações observadas são geralmente menos expressivas do que aquelas verificadas para ductilidade, tenacidade e comportamento em fadiga. Ainda assim, tais efeitos podem tornar-se mais relevantes em condições de elevada pressão parcial de hidrogênio ou em materiais com maior susceptibilidade à fragilização (Martin, 2022; Ghadiani, 2024; Paterlini, 2025).

Do ponto de vista de integridade estrutural, entretanto, diversos estudos laboratoriais e computacionais demonstram que a fragilização por hidrogênio pode ocorrer em aços API 5L mesmo para teores inferiores a 10% de hidrogênio (Ronevich, 2025) (Wang, 2025) e os efeitos de degradação tornam-se mais pronunciados à medida que a concentração de hidrogênio aumenta (Kappes, 2023a) (Mahajan, 2022) (Kappes, 2023b). Dessa forma, a literatura reconhece que os mecanismos de degradação associados ao hidrogênio não estão condicionados a um limite específico de concentração. Sua ocorrência depende da interação entre fatores como pressão parcial de hidrogênio, propriedades metalúrgicas do material, condições operacionais e histórico de carregamento do sistema¹⁷ (Kappes, 2023a; Kappes, 2023b; Ghadiani, 2024; Topolski, 2022).

Com relação aos aspectos normativos, é importante destacar que a norma ASME¹⁸ B31.8 tem sido amplamente utilizada como referência para sistema de transporte de gás natural e para avaliações envolvendo misturas com baixos teores de hidrogênio. Por sua vez, a norma ASME B31.12 é aplicável especificamente aos sistemas que operam com hidrogênio e estabelece requisitos mais rigorosos quanto à seleção de materiais, critérios de projeto e limites de operação. Entretanto, a norma ASME B31.12 não foi desenvolvida para determinar se um gasoduto existente, considerando seus defeitos, histórico operacional e mecanismos de degradação acumulados ao longo do tempo, pode continuar operando com segurança e atender aos requisitos necessários para o serviço com hidrogênio.

Na avaliação da aptidão para serviço de gasodutos existentes a serem convertidos para o transporte de misturas contendo até 10% de hidrogênio, é necessário considerar, além dos requisitos da norma ASME B31.12, os princípios da norma API 579-1/ASME FFS-1. Embora essa norma não tenha sido originalmente desenvolvida para aplicação em gasodutos, ela fornece uma estrutura consolidada para avaliações quantitativas de integridade estrutural e estimativa de vida útil remanescente de equipamentos em operação que apresentem falhas, danos ou condições suscetíveis a provocar falhas. Esse é o caso da fragilização por hidrogênio em gasodutos existentes (ASME, 2021).

Nesse contexto, a norma API 579-1/ASME FFS-1 permite avaliar se um gasoduto pode continuar operando com segurança em condições atuais ou modificadas, apesar da presença de defeitos, danos ou mecanismos de degradação, evitando, quando tecnicamente justificável, a substituição prematura de componentes. A metodologia de Aptidão para Serviço (*Fitness-For-Service*, FFS) adota

¹⁷ Embora o limite de 10% de hidrogênio seja amplamente utilizado como referência regulatória, sua adoção não implica a inexistência de efeitos metalúrgicos em concentrações inferiores. Trata-se, na realidade, de um critério normativo voltado à gestão de riscos e à aplicação prática dos códigos de projeto e operação existentes (Kappes, 2023b; Ghadiani, 2024; Topolski, 2022)

¹⁸ A norma ASME B31.8 é tradicionalmente utilizada no projeto, construção, operação e manutenção de sistemas de transporte e distribuição de gás natural. Embora possa servir como referência para avaliações envolvendo misturas com baixos teores de hidrogênio, ela não foi desenvolvida especificamente para aplicações com esse energético.

uma abordagem hierárquica composta por três níveis de avaliação (Níveis 1, 2 e 3), os quais demandam, de forma progressiva, maior volume de dados, recursos analíticos, tempo de execução, custos e especialização técnica. Seu princípio fundamental consiste em iniciar a análise pelo nível mais simples (Nível 1) e avançar para avaliações mais detalhadas apenas quando necessário. Em diversos casos, os equipamentos reprovados em avaliações de Nível 1 podem ser aprovados em Níveis 2 ou 3, em razão da redução do conservadorismo associado às hipóteses simplificadas utilizadas nas etapas iniciais (Atlantis NDT, 2026; Vibration Engineers, 2025; MidstreamCalculator, 2026; Stremmel, 2025).

Dessa forma, a qualificação de um gasoduto existente para operação com uma mistura (H_2/GN), contendo até 10% de hidrogênio, tem como objetivo demonstrar que o sistema é capaz de operar preservando sua integridade estrutural, segurança operacional, vida útil remanescente e níveis de risco compatíveis com os critérios de aceitação estabelecidos. Para este fim, a norma API 579-1/ASME FFS-1 poderia ser utilizada como orientação geral de avaliação, enquanto os requisitos específicos relacionados ao comportamento dos materiais em presença de hidrogênio são fornecidos pela norma ASME B31.12 (Atlantis NDT, 2026; ASME, 2019).

Com base nesses referenciais técnicos, uma metodologia de qualificação para gasodutos operando com misturas (H_2/GN) contendo até 10% de hidrogênio poderia ser estruturada nas seguintes etapas:

- Etapa 1. Levantamento documental do ativo: Contempla a consolidação das especificações dos materiais do gasoduto, do histórico de pressão máxima operacional admissível (PMOA), bem como dos registros de inspeções, reparos e incidentes. Esse levantamento constitui a base para definir se a avaliação poderá ser conduzida por meio de procedimentos de Nível 1 ou 2, ou se será necessária uma avaliação de Nível 3 (Atlantis NDT, 2026);
- Etapa 2. Caracterização metalúrgica e mecânica do sistema: Consiste na realização de ensaios de tenacidade à fratura em ambiente contendo hidrogênio (KIH), mapeamento de dureza para identificação de regiões mais suscetíveis à fragilização e à formação de trincas assistidas por hidrogênio, especialmente em soldas antigas, e ensaios de FCGR¹⁹ sob pressões parciais de hidrogênio representativas da mistura, conforme os critérios da norma ASME B31.12 (San Marchi, 2021; Kappes, 2023a);
- Etapa 3. Inspeção instrumentada de alta resolução: Envolve a realização de inspeções internas por meio de pigs instrumentados de alta resolução, com o objetivo de identificar, localizar e dimensionar defeitos existentes, fornecendo subsídios para as avaliações de integridade estrutural e aptidão para serviço (Das, 2026);
- Etapa 4: Avaliação crítica de engenharia: Abrange a aplicação do Diagrama de Avaliação de Falha (*Failure Assessment Diagram*, FAD), previsto na norma API 579-1, utilizando tensões admissíveis ajustadas de acordo com os fatores de desempenho dos materiais estabelecidos na norma ASME B31.12. Essa etapa também inclui a análise de cenários operacionais transitórios, como surtos de pressão, manobras operacionais e fechamento de válvulas, que

¹⁹ Os ensaios de FCGR (*Fatigue Crack Growth Rate* ou taxa de crescimento de trinca por fadiga) são usados para medir a velocidade com que uma trinca se propaga em um material sob carregamento cíclico.

podem elevar as tensões atuantes e acelerar os mecanismos de degradação (Atlantis NDT, 2026; Kappes, 2023a);

- Etapa 5: Redefinição da PMOA: Consiste na reavaliação da PMOA para operação com mistura H_2 /GN contendo até 10% de hidrogênio, verificando-se a compatibilidade dos novos limites operacionais com o histórico de operação do ativo e com os requisitos de segurança aplicáveis (ASME, 2019; ASME, 2023);
- Etapa 6: Estimativa da vida remanescente e definição do plano de monitoramento: Compreende a estimativa da vida útil remanescente do gasoduto com base em análises de FCGR, permitindo definir intervalos adequados para reinspeção e monitoramento contínuo. Considerando que os valores de FCGR em ambientes contendo H_2 tendem a variar relativamente pouco entre diferentes tipos de dutos, podem ser empregadas curvas de projeto conservadoras quando dados experimentais não estiverem disponíveis, desde que os resultados sejam posteriormente validados por amostragem representativa (Ronevich, 2023).

A **Figura 10** apresenta um fluxograma com as etapas de uma metodologia de qualificação para gasodutos operando com misturas (H_2 /GN) contendo até 10% de hidrogênio.



Figura 10 – Etapas de uma metodologia de qualificação para gasodutos operando com misturas (H_2 /GN) contendo até 10% de hidrogênio

Fonte: elaboração própria com base em Atlantis NDT, 2026; San Marchi, 2021; Kappes, 2023a; Das, 2026; ASME, 2019; ASME, 2023; Ronevich, 2023

Em síntese, a norma API 579-1/ASME FFS-1 fornece a estrutura metodológica para a avaliação da aptidão para serviço do gasoduto, incluindo os níveis de avaliação, os procedimentos de análise e ferramentas como o Diagrama de Avaliação de Falha. Já a norma ASME B31.12 fornece os parâmetros

específicos para operação com hidrogênio, incluindo fatores de desempenho dos materiais, critérios de tenacidade à fratura e curvas de crescimento de trincas por fadiga. Assim, as duas normas desempenham papéis complementares: enquanto a norma API 579-1 define como a avaliação deve ser conduzida, a norma ASME B31.12 estabelece quais parâmetros específicos do hidrogênio devem ser considerados. Isoladamente, nenhuma delas é suficiente para uma qualificação completa de gasodutos adaptados ao transporte de misturas (H₂/GN).

A maior parte dos estudos sobre o transporte de hidrogênio em gasodutos concentra-se em misturas com baixas frações de hidrogênio (entre 2% e 20%), cenário no qual a pressão parcial de hidrogênio, variável que governa os mecanismos e a cinética da fragilização, permanece relativamente reduzida (Paterlini, 2025). Em contraste, a conversão de gasodutos de transporte para operação com 100% de hidrogênio representa a condição mais severa sob a perspectiva da integridade estrutural. Nessa configuração, o efeito de diluição promovido pelo gás natural deixa de existir e todo o sistema passa a operar continuamente sob condições mais críticas de exposição ao hidrogênio, potencializando os mecanismos de degradação associados à fragilização (Gallon, 2020).

Consequentemente, toda a extensão do duto fica sujeita à máxima pressão parcial de hidrogênio, compatível com sua pressão de operação, o que intensifica os efeitos potenciais sobre as propriedades mecânicas do material e exige a requalificação integral do sistema antes da entrada em operação (Smedberg, 2025a; EPRG, 2025). Por essa razão, a norma ASME B31.12 estabelece critérios de projeto mais conservadores para sistemas destinados ao transporte de hidrogênio puro (Waple, 2023). Complementarmente, documentos setoriais específicos, como o guia de integridade e reconversão de dutos para hidrogênio do European Pipeline Research Group (EPRG), detalham requisitos, metodologias e critérios de avaliação para a conversão integral de ativos originalmente projetados para o transporte de gás natural (Gallon, 2020; EPRG, 2025).

Conforme já comentado, essa distinção também se reflete nas estratégias atualmente adotadas pelo setor. Os principais projetos europeus de infraestruturas de hidrogênio, reunidos na iniciativa *European Hydrogen Backbone* (EHB) conduzidos por operadores como Snam, GRTgaz, Creos e Enagás, bem como o programa britânico *FutureGrid*, não consideram as misturas de gás natural e hidrogênio como solução permanente. Ao contrário, elas são tratadas como uma etapa intermediária de aprendizado e demonstração tecnológica, com vistas à futura operação plena com hidrogênio puro (EHB, 2022b).

Deve-se destacar, ainda, que gasodutos de transporte de gás natural em operação há mais de cinco décadas frequentemente acumulam defeitos decorrentes da fabricação, da soldagem e da própria operação, incluindo corrosão, amassamentos, entalhes e outras descontinuidades. Em ambiente contendo hidrogênio, esses defeitos preexistentes assumem papel determinante na integridade estrutural do sistema, uma vez que o hidrogênio tende a se concentrar em regiões submetidas a elevados níveis de tensão hidrostática e deformação plástica, reduzindo significativamente a resistência local à fratura do material. Como consequência, a inspeção de defeitos geométricos, como amassamentos e ovalizações, torna-se tão importante quanto a detecção de corrosão e trincas no processo de qualificação para operação com 100% de hidrogênio (Das, 2026).

Apesar desses desafios, a literatura reporta casos de qualificação de gasodutos para operação integral com hidrogênio. Em geral, essas iniciativas seguem a lógica da metodologia de aptidão para serviço, combinando os procedimentos de avaliação previstos na API 579-1/ASME FFS-1 com os requisitos de materiais e projeto estabelecidos pela ASME B31.12. Trata-se, portanto, de uma abordagem semelhante àquela proposta para a avaliação de gasodutos existentes destinados ao transporte de misturas contendo até 10% de hidrogênio, porém aplicada de forma mais abrangente e conservadora.

Esse processo costuma ser complementado por diretrizes setoriais específicas, como o guia de gerenciamento de integridade e reconversão de dutos do EPRG (EPRG, 2025), bem como por estudos desenvolvidos pelo Pipeline Research Council International (PRCI) voltados à inspeção em linha por meio de pigs inteligentes para detecção de trincas e outros mecanismos de dano (PRCI, 2023).

Com relação aos equipamentos auxiliares, a confiabilidade operacional dos gasodutos depende de um conjunto de sistemas voltados à segurança, ao monitoramento, à eficiência operacional e à gestão da integridade dos ativos. Entre os principais componentes destacam-se válvulas de bloqueio, sistemas de proteção catódica, estações de compressão, sistemas SCADA, instrumentação de campo e ferramentas de inspeção interna (pigs), cuja atuação integrada é fundamental para garantir a operação segura e contínua dos sistemas de transporte.

A **Tabela 3** apresenta os principais materiais empregados nesses equipamentos auxiliares, bem como sua suscetibilidade à fragilização por hidrogênio, tanto em condições de transporte de misturas contendo aproximadamente 10% de hidrogênio quanto em cenários de operação com hidrogênio puro.

Tabela 3 - Suscetibilidade à fragilização por hidrogênio em equipamentos auxiliares de gasodutos

Equipamento	Material(s) Típico(s)	Aplicação	Suscetibilidade a 10% H ₂	Suscetibilidade a H ₂ Puro (100%)
Carcaça de compressores (Bukša, 2025)	Aço fundido ou ferro fundido nodular	Contenção da unidade de compressão	Baixa (Bukša, 2025)	Moderada (Bukša, 2025)
Rotores/eixos de compressores (Bukša, 2025)	Aço-liga forjado de alta resistência	Componente rotativo de alta tensão	Moderada (Brahimi, 2014)	Alta (Brahimi, 2014)
Válvulas de seccionamento (haste, flange e mola do atuador)	Aço inox martensítico, aço-liga Cr-Mo ou aço-liga Cr-Si	Bloqueio de linha	Moderada a alta (Bolport, 2024; Brahimi, 2014)	Alta (Bolport, 2024; Brahimi, 2014)
Medidores	Aço inox e aço carbono	Medição de vazão	Moderada (EPCLand, 2026; Bukša, 2025)	Moderada a Alta (EPCLand, 2026; Bukša, 2025)
Regulador de pressão (mola do piloto, diafragma e sede)	Aço liga de alta resistência; elastômero e aço inox martensítico	Regular a pressão	Baixa a moderada (EPCLand, 2026; Reza, 2026; Brahimi, 2014)	Moderada a alta (EPCLand, 2026; Reza, 2026; Brahimi, 2014)
Parafusos e porcas de flange	Aço-liga Cr-Mo	Fixação de flanges e tampas de válvulas	Moderada a alta (Brahimi, 2014)	Alta (Brahimi, 2014)
Gaxetas e anéis de vedação (O'rings)	Elastômero (NBR, EPDM, Viton) ou PTFE	Vedação de flanges e hastes	Baixa a moderada (elastômero); baixa (PTFE, mais inerte) (Islam, 2024)	Moderada a alta (elastômero); baixa (PTFE) (Islam, 2024)

Revestimento interno de tubos	Epóxi ou polietileno	Proteção anticorrosiva interna	Baixa (Islam, 2024)	Moderada (Islam, 2024)
-------------------------------	----------------------	--------------------------------	---------------------	------------------------

Fonte: Elaboração própria, com base nas referências contidas na tabela.

Pode-se observar, na **Tabela 3**, que os cuidados operacionais associados ao transporte de misturas contendo até 10% de hidrogênio concentram-se principalmente nos componentes fabricados com materiais de alta resistência mecânica e nos materiais não metálicos. Nessa faixa de concentração, o próprio gasoduto tende a apresentar menor criticidade em relação a diversos equipamentos auxiliares.

Com relação aos compressores, os materiais dos rotores e eixos são fabricados em aços-liga forjados de alta resistência e requerem atenção especial, mesmo em condições de mistura com 10% de hidrogênio. Esses elementos constituem, frequentemente, os componentes mais suscetíveis à fragilização por hidrogênio dentro da unidade de compressão, em razão da combinação de elevadas tensões mecânicas, alta dureza do material e carregamentos cíclicos durante a operação (Bukša, 2025) (Brahimi, 2014).

Em resumo, a viabilidade da adaptação de um gasoduto existente para o transporte de misturas de gás natural e hidrogênio depende menos do teor de hidrogênio considerado isoladamente e mais das características específicas de cada ativo. Aspectos como a presença de defeitos pré-existentes, a dureza de regiões soldadas, a microestrutura do material e o regime de pressurização adotado podem influenciar significativamente a susceptibilidade à fragilização. Tais fatores favorecem o acúmulo local de hidrogênio em regiões submetidas a elevadas tensões hidrostáticas, reduzindo a tenacidade à fratura e aumentando a probabilidade de falha (Das, 2026).

3.3. Operação e segurança

Um dos métodos mais eficientes para transportar quantidades significativas de hidrogênio por longas distâncias é por meio de gasodutos. A maior parte da tubulação utilizada para movimentação de gás natural por longas distâncias é construída em aço carbono. Devido ao reduzido tamanho da molécula de hidrogênio, composta por dois átomos de hidrogênio, os metais apresentam certo grau de permeabilidade a esse gás. A **Tabela 4** apresenta as principais vantagens e desvantagens, em termos operacionais, da movimentação de hidrogênio por gasodutos.

Tabela 4 – Vantagens e desvantagens operacionais do transporte de hidrogênio por dutos

Vantagens	Desvantagens
- Entrega contínua de hidrogênio - Capacidade de transporte energética pode ser aumentada com aumento de compressão - A perda de gás por evaporação é bem pequena - Baixa energia de radiação e difusão fácil - Queima limpa e sem toxicidade	- Elevada inflamabilidade e baixa energia de ignição - Queima com chama quase invisível à luz do dia, dificultando a visualização de incêndio em andamento - Baixas densidade energética volumétrica e capacidade de transporte energética

Fonte: Ayodele, 2026.

O hidrogênio apresenta características que podem comprometer a segurança operacional dos gasodutos originalmente construídos para o transporte de gás natural e posteriormente adaptados

para o transporte de hidrogênio, sob a forma de misturas (H_2/GN), ou convertidos para o transporte de hidrogênio puro.

Na Europa, os gasodutos de transporte de hidrogênio, que antes movimentavam apenas gás natural e foram adaptados, percorrem extensões mais elevadas e conseguem atingir pressões maiores, sendo capazes de atender demandas industriais e termelétricas. Em contrapartida, os gasodutos de distribuição de hidrogênio originados de adaptações atravessam extensões mais curtas e geralmente, possuem pressões de até 11 bar. A **Figura 11** ilustra o escopo dos dutos europeus adaptados para a movimentação de hidrogênio.

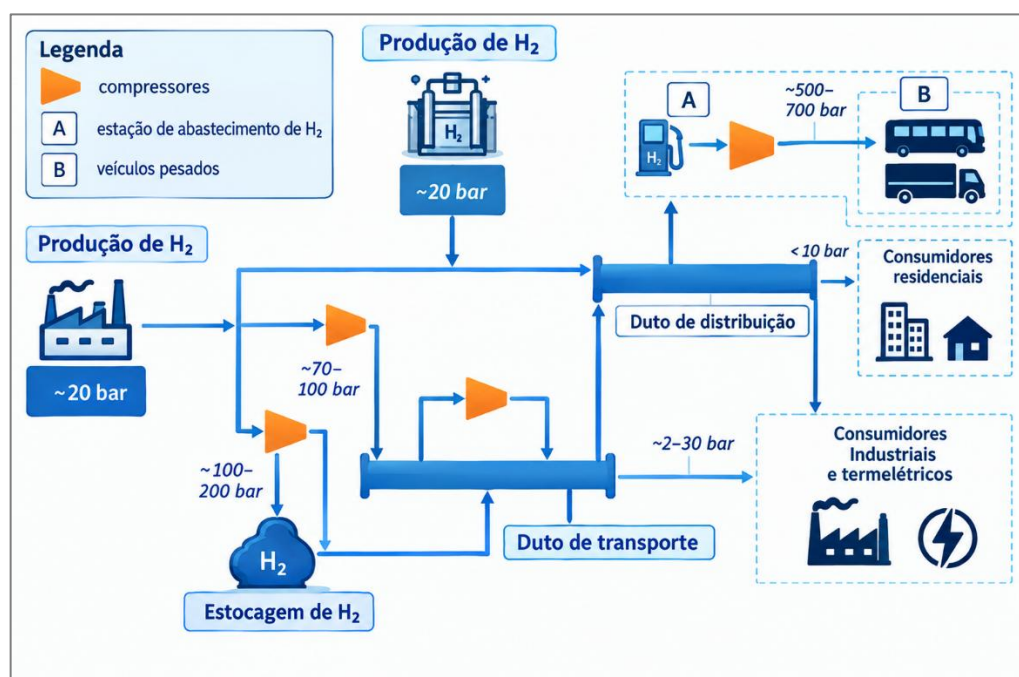


Figura 11 – Classificações de dutos europeus adaptados para hidrogênio

Notas: A – estação de abastecimento de hidrogênio; B – veículos pesados

Fonte: modificado de EPCM, 2024

Em dutos de gás natural adaptados para o uso de hidrogênio, os níveis de pressão operacional são, geralmente, classificados como baixos (menores que 10 bar), médios (entre 10 e 100 bar) e altos (maiores do que 100 bar). O uso de dutos de gás natural fabricados com aços de classes X52 ou inferiores para transportar hidrogênio com pressões entre 30 bar e 60 bar, tendem a reduzir o risco de fragilização por hidrogênio (Ayodele, 2026)²⁰.

²⁰ Os aços de maior resistência, como X60, X65, X70 e X80, são utilizados em gasodutos de transporte de gás natural de alta pressão, pois permitem atingir vazões maiores. Os aços X52, X56 e X60 têm PMOA de 207 bar. Os aços X65, X70 e X80 têm PMOA igual a 103 bar. Os aços X100 e X120, de altíssima resistência, ainda estão em fase de desenvolvimento, e sua aplicação em grandes projetos de hidrogênio ainda é desafiadora, pois são mais suscetíveis à corrosão sob tensão induzida por hidrogênio (Ayodele, 2026).

A utilização de infraestrutura de gás natural para o transporte de hidrogênio introduz riscos potenciais devido às diferenças nas propriedades físico-químicas, conforme discutido na seção²¹ 3.1. A introdução de hidrogênio em sistemas de movimentação de gás natural modifica as características do fluxo, os regimes de pressão e os parâmetros de qualidade da mistura (H₂/GN). Devido à sua menor massa molecular, maior difusividade e menor densidade em comparação com o metano, o hidrogênio afeta a dinâmica do escoamento (Maxa, 2025). Os principais desafios associados ao transporte de hidrogênio em gasodutos brasileiros incluem as incertezas sobre a segurança de abastecimento, segurança de operação e as lacunas em normas e regulamentos técnicos provenientes de órgãos brasileiros específicos para a movimentação de hidrogênio.

As incertezas sobre a segurança do abastecimento, em decorrência do menor conteúdo energético do hidrogênio em comparação com o gás natural²² (Télessy, 2024). Há redução do PCS e da capacidade energética, pois a adição de 20% de hidrogênio, em volume, reduz o conteúdo energético da mistura em aproximadamente 14%, logo é necessário maior volume transportado para a mesma entrega de energia, além de adaptações na infraestrutura para ampliação da capacidade de transporte. As incertezas sobre a segurança da operação, especialmente em função da fragilização do aço induzida por hidrogênio, que reduz a ductilidade do aço e a sua resistência à fadiga. Esta questão foi tratada de forma detalhada na Seção 3.2. Como o hidrogênio escapa com maior facilidade por válvulas, vedações, juntas, conexões e até pela parede metálica das tubulações, o risco associado a vazamentos e eventos de explosão pode ser mais significativo.

Embora a utilização de dutos existentes de gás natural para o transporte de hidrogênio seja tecnicamente viável, sua implementação requer adaptações para garantir condições adequadas de segurança e a eficiência operacional, tais como intervenções em: dispositivos de medição, válvulas e estações de compressão²³ (Hora, 2024).

Em alguns casos, apenas intervenções menores, como a substituição de válvulas e medidores, que são componentes mais susceptíveis à presença de hidrogênio, podem ser necessárias. Uma outra opção é implementar mais atividades de monitoramento e manutenção para detectar vazamentos, danos e outros riscos potenciais. Nessas situações, a vida útil remanescente do gasoduto pode ser reavaliada e reduzida como medida compensatória diante dos efeitos progressivos da fragilização por hidrogênio. Em outros casos, pode ser necessário escavar trechos do gasoduto e substituí-los por materiais mais adequados ao transporte de hidrogênio ou utilizar a configuração *pipe-in-pipe* na qual tubos mais novos e projetados para suportar o fluxo de hidrogênio em alta pressão seriam instalados dentro de tubos existentes de maiores diâmetros. Outra possível solução é revestir a parede interna do gasoduto com uma camada de segurança adicional projetada para resistir à degradação induzida

²¹ O hidrogênio é um gás inflamável com uma alta faixa de inflamabilidade (4% a 75%) comparado ao gás natural (4,4% a 17%). A energia de ignição do H₂ é cerca de 10 vezes menor do que o gás natural. A densidade é aproximadamente oito vezes menor do que a do gás natural. Como a chama de hidrogênio puro é invisível a olho nu e a sua radiação é menor do que a do gás natural, em caso de incêndio, as medidas e os equipamentos de combate devem ser diferentes (Maxa, 2025).

²² A perda de energia transmissível do hidrogênio puro corresponde a cerca de 18% na pressão de 25 bar e 23% na pressão de 75 bar em comparação com o gás natural, podendo chegar, a perda de 36% a uma pressão de entrada de 80 bar no Reino Unido (Quarton, 2020)

²³ A menor densidade do hidrogênio e, conseqüentemente, a maior vazão volumétrica podem levar à falha dos impulsores em compressores centrífugos (Télessy, 2024).

pelo hidrogênio, embora esses revestimentos tenham sido aplicados até agora antes da instalação, e não como uma solução corretiva em gasodutos existentes (Wells, 2026).

Existem lacunas de conhecimento nas pesquisas sobre o efeito do hidrogênio, em escala real, por intervalos de tempo maiores, em seções de dutos de gás natural adaptados (Andrews, 2022). De modo geral, os mecanismos que ameaçam a integridade dos gasodutos de hidrogênio adaptados serão similares aos dos gasodutos de gás natural, considerando-se como ameaças à integridade os tipos de possíveis causas de falhas. No entanto, a frequência e a magnitude de incidentes provavelmente serão afetados pela presença e pela quantidade de hidrogênio. A **Figura 12** apresenta as consequências de incidentes envolvendo dutos de hidrogênio nos Estados Unidos, na Bélgica, na Noruega e na França (Pitois, 2026).

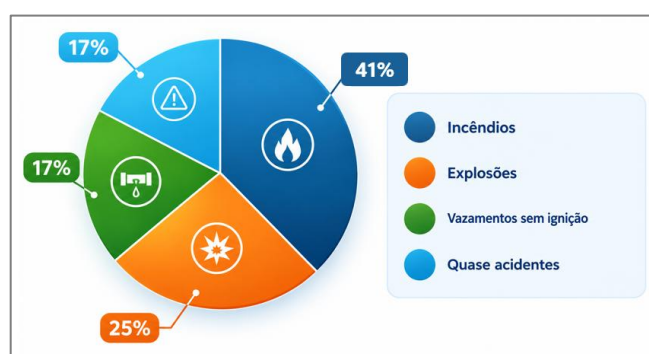


Figura 12 - Consequências de incidentes em dutos de hidrogênio entre 2002 e 2022.

Fonte: modificado de Pitois, 2026

Os incidentes envolvendo gasodutos de hidrogênio e de gás natural devem ser cuidadosamente comparados para que se possam estudar as diferenças nas tendências e no comportamento. Atualmente, existe uma dificuldade adicional devido à baixa quantidade de dados públicos disponíveis e às diferenças nos registros de incidentes (Pitois, 2026).

As pesquisas atuais se concentram em superar as dificuldades técnicas relacionadas à movimentação de hidrogênio por gasodutos, incluindo: o potencial do hidrogênio de fragilizar o aço e as soldas; a necessidade de controlar a permeabilidade e os vazamentos de hidrogênio, bem como o desenvolvimento de tecnologias de compressão de hidrogênio mais econômicas, mais confiáveis e mais duráveis (DOE, 2026). Em razão do menor tamanho molecular do hidrogênio, de sua menor densidade energética volumétrica e dos riscos de fragilização do aço, torna-se necessário rever procedimentos de monitoramento da qualidade do gás, sistemas de detecção de vazamentos e critérios de compatibilidade de materiais.

Destacam-se entre os principais pontos de atenção sobre a operação e a segurança dos dutos que movimentam hidrogênio: a fragilização dos materiais e o risco de vazamentos.

A fragilização da tubulação por hidrogênio é o principal risco associado a dutos para movimentação de hidrogênio. Sob alta pressão, as moléculas de hidrogênio se dissociam em átomos de hidrogênio, que são adsorvidos na superfície do aço e difundem-se para o interior do material, comprometendo a segurança da operação pela redução da ductilidade e resistência mecânica. A

elevação da pressão parcial²⁴ de hidrogênio na mistura tende a aumentar a corrosão da tubulação de aço. Dessa forma, é preciso identificar as porcentagens-limite seguras de concentração de hidrogênio na mistura com gás natural como função das características mecânicas dos diferentes tipos de aço. Também, deve-se entender os riscos do aumento da pressão parcial de hidrogênio afetar o sistema de proteção catódica e dele influenciar, em contrapartida, a permeabilidade do hidrogênio no aço. Neste contexto, os materiais dos gasodutos mais antigos devem ser avaliados ou modernizados para evitar e/ou minimizar a fragilização por hidrogênio (Grogan, 2025). As soluções potenciais incluem a utilização de tubulações de polímero reforçado com fibra (Fiberglass Reinforced Plastic, FRP) para movimentação de hidrogênio, pois os custos de instalação de tubulações de FRP são cerca de 20% menores do que os de tubulações de aço e o FRP pode ser obtido em seções mais longas, minimizando os requisitos de soldagem (DOE, 2026). Mais detalhes sobre a integridade estrutural de gasodutos com movimentação de hidrogênio podem ser encontrados na Seção 3.2.

O hidrogênio apresenta maior propensão ao vazamento do que o gás natural devido ao seu reduzido tamanho molecular e à sua elevada difusividade. Estudos indicam que as taxas de vazamento de hidrogênio em dutos, sob as mesmas condições, podem ser de 1,3 a 2,8 vezes maiores do que as observadas para o gás natural e aproximadamente 4 vezes maiores do que as do ar²⁵. Essa característica destaca que sistemas projetados como herméticos para o gás natural podem não ser herméticos ao hidrogênio. Além disso, a capacidade do hidrogênio de permear certos tipos de materiais, a ser discutida posteriormente, reforça a necessidade de avaliar a viabilidade de adaptação de infraestruturas existentes (Alsulaiman, 2024). Por isso, é necessário avaliar e aprimorar as juntas, as válvulas e os sistemas de detecção de vazamentos (Lipiäinen, 2023). Em caso de vazamento, tanto o hidrogênio quanto o gás natural tendem a se dispersar verticalmente devido às forças de flutuação. Essa característica os torna mais seguros comparados com gases mais densos, como o propano, que permanece próximo ao vazamento por mais tempo (Smedberg, 2025). No entanto, o vazamento de hidrogênio, causado por fragilização por hidrogênio ou por condições acidentais, pode levar a riscos de acidentes graves, como combustão ou explosão (Li, 2024). A presença de hidrogênio em tubulações altera os limites de inflamabilidade, as características de ignição e a dinâmica de propagação de explosões, exigindo uma reavaliação dos sistemas de proteção contra explosões, das estratégias de ventilação e das tecnologias de controle da combustão (Maxa, 2025).

Um vazamento pode resultar em uma situação perigosa se o gás se acumular e inflamar em um espaço fechado. O limite inferior de inflamabilidade (LII) de 4% não é excepcional em comparação com outros combustíveis, mas o limite superior alto torna o hidrogênio propenso à ignição em uma faixa de concentração mais ampla do que outros gases. Além disso, o hidrogênio queima com uma chama quase invisível, dificultando a detecção de incêndios durante vazamentos. Como ilustrado na **Figura 13**, o hidrogênio que escapa pode ser inflamável ou explosivo (Raj, 2024).

²⁴ A pressão parcial de hidrogênio (pressão que seria exercida pelas moléculas desse componente se ele, sozinho, ocupasse todo o volume disponível para a mistura, à temperatura da mistura) em um duto determina o número de moléculas em contato com a superfície interna do duto. A quantidade de moléculas em contato com o material da tubulação tende a impactar as suas propriedades mecânicas. O aumento da pressão parcial, da porcentagem de hidrogênio e da quantidade de impurezas influenciam os mecanismos de fraturas e a velocidade de propagação (Grogan, 2025).

²⁵ Isso se deve, principalmente, à difusividade do hidrogênio: enquanto o gás natural é apenas 1,8 vezes mais leve que o ar, o hidrogênio é 14,5 vezes mais leve, o que lhe permite difundir-se mais rapidamente por meio de convecção turbulenta e difusão rápida (Alsulaiman, 2024).

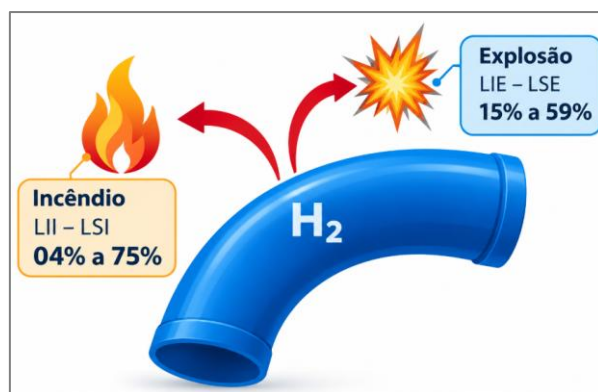


Figura 13 – Riscos associados ao vazamento de hidrogênio em gasodutos

Notas: Variações em % por volume. O hidrogênio torna-se inflamável quando sua fração volumétrica no ar varia de 4% a 75%. Esses valores são denominados limite inferior de inflamabilidade (LII) e limite superior de inflamabilidade (LSI), respectivamente. Quando a fração volumétrica do gás hidrogênio está entre 15% e 59%, ele encontra-se no estado explosivo. Essa faixa é denominada limite inferior de explosividade (LIE) e limite superior de explosividade (LSE), respectivamente

Fonte: modificado de RAJ, 2024

Como o hidrogênio apresenta densidade energética volumétrica inferior à do gás natural, a rede de dutos requer vazões mais altas ou pressões operacionais maiores para fornecer a mesma quantidade de energia. Embora o hidrogênio tenha cerca de um terço do conteúdo energético por unidade de volume em comparação com o gás natural, o conteúdo energético por unidade de massa é quase três vezes maior para o hidrogênio do que para o gás natural.

Nessas condições, para uma mesma razão de pressão ao longo do gasoduto (diferença de pressão entre os pontos inicial e final), misturas (H_2 /GN) com teores de 10%, 40% e 100% de H_2 resultam em reduções da energia transportada da ordem de 4%, 14% e entre 15 a 20%, respectivamente²⁶ (Raj, 2024; Télessy, 2024). Além disso, a pressão de operação em um gasoduto adaptado para o transporte de hidrogênio não pode ser significativamente maior do que a pressão para a qual a infraestrutura foi projetada inicialmente para o uso com gás natural (Lipiäinen, 2023).

Ao misturar hidrogênio em uma rede de gás natural existente, os locais precisos de injeção (conexões em T) e os volumes de gás adicionados devem ser criteriosamente definidos para manter a qualidade segura do gás entregue aos consumidores, expressa, por exemplo, pelo índice de Wobbe, bem como para evitar a estratificação da mistura gasosa (Zhou, 2026). A proporção da mistura de hidrogênio afeta a tubulação e os equipamentos auxiliares, além de influenciar as características de vazamento, de difusão e as leis de explosão da mistura gasosa. Por isso, no caso do aproveitamento da infraestrutura em operação, é necessário reavaliar as classes de locação originais, considerando as mudanças na composição do combustível inicialmente transportado (Tian, 2023).

Do ponto de vista da segurança operacional, as propriedades distintas do hidrogênio, como sua ampla faixa de inflamabilidade, baixa energia de ignição e flutuabilidade, apresentam desafios únicos em comparação ao gás natural. Consequentemente, os protocolos de segurança, os planos de resposta às emergências e as metodologias de avaliação de risco precisam ser atualizados para considerar essas diferenças (Smedberg, 2025). Vale ressaltar que as normas de gestão da integridade

²⁶ Ao operar nas mesmas taxas de pressão, as demandas de energia da compressão aumentam em 7%, 30% e 210%. Para manter o mesmo fluxo de energia é necessário um aumento da potência de compressão em 11%, 52% e 280%, respectivamente (Bainier, 2019).

existentes costumam ser formuladas para dutos de gás natural. Para o aproveitamento da infraestrutura de gás natural existente para o transporte de hidrogênio, é recomendável aprimorar as normas técnicas incluindo mais requisitos específicos sobre medidas de adaptação, como aspectos de segurança, escolha de materiais, vedações e critérios de avaliação, a fim de tornar a infraestrutura adequada para o transporte de hidrogênio e garantir sua segurança, operação e manutenção.

Embora não exista uma norma técnica internacional específica para gasodutos com movimentação de misturas (H₂/GN), diversos países estabeleceram normas para transporte de hidrogênio puro em gasodutos (Tian, 2023). A seguir, são citadas algumas normas técnicas gerais publicadas pela ISO (*International Organization for Standardization* ou Organização Internacional de Normalização) que orientam os projetos com hidrogênio. Outros códigos e normas foram apresentados em ANP (2026).

- ISO/TS 15916:2026 – Considerações básicas para a segurança dos sistemas de hidrogênio (ISO, 2026).
- ISO 14687:2025 – Qualidade do combustível de hidrogênio. Especificação do produto (ISO, 2025)
- ISO 16111:2018 – Dispositivos transportáveis para armazenamento de gás: hidrogênio absorvido em hidreto metálico reversível (ISO, 2018).
- ISO 11114-4:2017 – Cilindros de gás transportáveis — Compatibilidade de materiais de cilindros e válvulas com o conteúdo gasoso. Parte 4: Métodos de ensaio para a seleção de aços resistentes à fragilização por hidrogênio (ISO, 2017)

Por apresentar molécula de pequeno tamanho e elevada capacidade de difusão, o hidrogênio pode penetrar e interagir com materiais metálicos e poliméricos, aumentando o risco de vazamentos e de fragilização do aço. Os elastômeros usados em diafragmas e vedações podem ser afetados pela presença de hidrogênio, provocando vazamentos, os quais geram riscos para a segurança e causam problemas de submedição das vazões, sobretudo no caso de medidores mecânicos, como os rotativos e de diafragma (ANP, 2026). Além disso, o hidrogênio possui ampla faixa de inflamabilidade no ar e baixa energia mínima de ignição e, por isso um vazamento pode representar risco de incêndio ou explosão quando houver uma fonte de ignição e condições adequadas para a combustão. Dessa forma, a segurança dos dutos depende de uma abordagem integrada que considere a seleção e a compatibilidade dos materiais, o projeto mecânico, a pressão e a temperatura de operação, a qualidade das soldas, os sistemas de detecção de vazamentos e os procedimentos de inspeção e manutenção.

Durante a operação, recomenda-se a utilização de instrumentos de monitoramento capazes de identificar alterações de pressão, vazamentos e outras condições anormais, permitindo uma resposta rápida antes que um incidente se agrave. Além dos aspectos técnicos, a segurança requer procedimentos operacionais bem definidos, treinamento das equipes, planos de emergência e cumprimento das normas e de regulamentações aplicáveis. Portanto, embora o transporte de hidrogênio por dutos apresente desafios adicionais em comparação com gases convencionais, a utilização de materiais adequados, projetos compatíveis, sistemas de monitoramento e práticas rigorosas de inspeção e manutenção permite controlar os principais riscos e possibilita uma operação segura e confiável.

4. Aspectos econômicos

A infraestrutura para logística de gases traz um dilema histórico do setor energético: construir uma infraestrutura específica, capital intensiva e de longo tempo de maturação para incentivar o surgimento de um mercado ou aguardar o desenvolvimento de uma demanda que remunere os elevados investimentos em gasodutos, compressores e afins. Esse dilema é enfatizado pela IEA (2025a) no *Global Hydrogen Review 2025*. A Agência destaca que o principal desafio para a expansão da infraestrutura de transporte de hidrogênio não é tecnológico, mas econômico e institucional. A implantação de gasodutos dedicados ao hidrogênio enfrenta um problema clássico de coordenação entre oferta, demanda e infraestrutura: enquanto produtores e consumidores hesitam em investir sem a garantia de uma rede de transporte disponível, os operadores de infraestrutura relutam em realizar investimentos na ausência de compromissos firmes de utilização da capacidade instalada. Esse fenômeno, conhecido como problema do “o ovo e a galinha”, tem levado ao adiamento ou redimensionamento de diversos projetos de infraestrutura.

Investimentos intensivos em capital, como a implantação de gasodutos para a movimentação de hidrogênio, dependem da existência de um fluxo contínuo do gás ao longo de sua vida útil, de forma a garantir a recuperação dos investimentos realizados. Assim, a construção de novos gasodutos envolve um elevado grau de incerteza quanto à utilização futura da infraestrutura, constituindo um fator de risco que pode influenciar as decisões de planejamento energético.

Nesse sentido, o aproveitamento da infraestrutura já existente de gás natural para a movimentação de hidrogênio surge como uma alternativa para reduzir os investimentos necessários à implantação de gasodutos e, conseqüentemente, os riscos associados a empreendimentos intensivos em capital. Assim, a alternativa de adaptar ou converter uma infraestrutura já amortizada, ou parcialmente amortizada, pode acelerar a disponibilização da infraestrutura de transporte, evitar atrasos na implantação de projetos e reduzir o risco de perda de oportunidades decorrentes da transição energética. Segundo a IEA (2025a), dos cerca de 37 mil quilômetros de gasodutos de hidrogênio anunciados globalmente para entrada em operação até 2035, aproximadamente um terço corresponde à conversão de gasodutos existentes, enquanto os demais projetos envolvem a construção de novas infraestruturas.

Esta seção busca trazer os principais aspectos econômicos relacionados à inserção de hidrogênio em infraestruturas de movimentação de gás natural, seja para transportá-lo misturado ao gás natural ou em sua forma pura.

A incorporação de hidrogênio ao gás natural modifica as características do combustível fornecido aos consumidores conectados à rede. Em razão das propriedades físico-químicas do hidrogênio, a mistura apresenta menor densidade e menor poder calorífico em comparação ao gás natural, conforme discutido na seção 3.1. Dessa forma, para o fornecimento de uma mesma quantidade de energia, torna-se necessário aumentar o volume de gás transportado e consumido. Além disso, conforme apresentado na seção 3.2, parte dos equipamentos e materiais atualmente utilizados tanto na infraestrutura de transporte quanto nas instalações dos consumidores finais pode não ser compatível com determinados teores de hidrogênio, exigindo adaptações ou substituições que representam custos adicionais. Assim, o transporte de misturas de hidrogênio e gás natural

requer menos adaptações na infraestrutura quando comparado à conversão da rede para operação com 100% de hidrogênio, sendo mais simples do que a construção de novos gasodutos dedicados.

4.1. Custos da adaptação para movimentação de misturas (H₂/GN)

Nesse contexto, o estudo desenvolvido pelo Fraunhofer IEE (2022) demonstra que os aspectos econômicos da mistura (H₂/GN) dependem fortemente da concentração de hidrogênio. Os autores concluem que os custos aumentam de forma não linear à medida que cresce o teor de hidrogênio. Para concentrações de até aproximadamente 5%, os impactos econômicos são relativamente modestos. Entretanto, acima desse limite, tanto os investimentos (CAPEX) quanto os custos operacionais (OPEX) aumentam significativamente, não apenas em decorrência das adaptações na infraestrutura de transporte, mas também das modificações requeridas ao longo de toda a cadeia de utilização do gás, incluindo o setor elétrico, processos industriais e equipamentos dos consumidores finais.

Em relação ao CAPEX, o estudo indica que, para misturas de até 5% de H₂, não há investimentos significativos²⁷. Entre 5% e 10% de H₂ na mistura, os maiores investimentos passam a ocorrer nos equipamentos auxiliares do sistema de transporte, principalmente devido à necessidade de instalação de compressores de maior capacidade. Para misturas entre 10% e 20%, os custos de investimento aumentam substancialmente, refletindo não apenas a expansão da capacidade de compressão, mas também as adaptações requeridas na infraestrutura de transporte. Segundo os autores, os custos anuais de capital praticamente dobram comparando-se as faixas de 5 a 10% com a de 10 a 20% de hidrogênio. Para misturas superiores a 20%, a substituição de caldeiras e outros equipamentos de uso final torna-se o principal componente de custo. Isso reforça por que muitos países estabelecem limites de misturas inferiores a 20% (Fraunhofer IEE, 2022).

O OPEX também apresenta crescimento expressivo à medida que aumenta a concentração de hidrogênio na mistura. Em misturas com até 5% de H₂, o OPEX adicional está associado principalmente à necessidade de separação do hidrogênio da mistura (*deblending*), para atender os consumidores industriais que ainda demandam gás natural puro. Entre 5% e 10% de H₂, o principal componente do OPEX passa a estar relacionado ao setor de geração elétrica, uma vez que muitas usinas existentes operam com segurança apenas com misturas de até cerca de 5% de H₂. Soma-se a isso o custo adicional do gás liquefeito de petróleo (GLP), utilizado para ajuste do poder calorífico em determinados processos industriais. Para concentrações entre 10% e 20% de H₂, os custos operacionais aumentam devido à maior necessidade de separação do hidrogênio da mistura, às adaptações requeridas na geração elétrica e ao maior uso do GLP para manutenção da equivalência energética. Dessa forma, observa-se que uma parcela significativa do aumento do OPEX decorre não da infraestrutura de transporte propriamente dita, mas das adaptações necessárias para atendimento aos consumidores e nas aplicações finais (Fraunhofer IEE, 2022).

²⁷ O estudo, desenvolvido no contexto europeu, cita apenas a necessidade de investimentos na adequação de instalações de armazenamento subterrâneas, que necessitam de processos de dessulfurização e secagem. No entanto, para o Brasil, esses custos não se aplicam, uma vez que o país não dispõe atualmente de infraestrutura de armazenamento subterrâneo de gás natural em operação comercial.

Por fim, o estudo estima que a mistura (H₂/GN) também impacta o preço final do gás. Na média dos países que compõe a União Europeia, uma mistura de 5% de H₂ resulta em um aumento inferior a 1% na tarifa para consumidores residenciais, enquanto para misturas de 10% e 20% de H₂, os acréscimos são de aproximadamente 5% e 11%, respectivamente. Para consumidores industriais, o impacto é mais significativo, alcançando aproximadamente 10% para misturas de 10% de H₂ e cerca de 24% para misturas de 20% de H₂ (Fraunhofer IEE, 2022). A **Tabela 5** resume os incrementos dos custos e os impactos na tarifa discutidos nos estudos de Fraunhofer IEE (2022).

Tabela 5 – Principais componentes de custos associados às diferentes faixas de mistura de hidrogênio em gasodutos de transporte de gás natural

Teor de H ₂ na mistura	CAPEX (principais investimentos)	OPEX (principais custos operacionais)	Impacto na tarifa – Consumidores residenciais	Impacto na tarifa – Consumidores industriais
0–5%	Investimentos pouco significativos. Há mudanças em alguns equipamentos, como cromatógrafos e estações de regulação. No contexto, europeu há a necessidade de adequação dos armazenamentos subterrâneos.	Custos associados principalmente ao <i>de-blending</i> para consumidores industriais que necessitam de gás natural puro.	< 1%	≈ 1%
5–10%	Predominância de investimentos na instalação de compressores de maior capacidade.	O <i>de-blending</i> para termelétricas é o principal componente do OPEX, pois muitas plantas só operam com teores <5% de H ₂ . Há também custos do GLP para ajuste do poder calorífico da mistura.	≈ 5%	≈ 10%
10–20%	Crescimento expressivo do CAPEX, com expansão da capacidade de compressão e adaptações da rede, como troca de válvulas. CAPEX anualizado dobra em relação à faixa de 5–10%.	Aumento dos custos de <i>de-blending</i> , do uso do GLP e adaptações na geração elétrica (custos concentrados nos consumidores finais).	≈ 11%	≈ 24%

Fonte: Elaboração própria, com base em Fraunhofer IEE (2022) e Sedigas (2023).

Dessa forma, embora baixos teores de hidrogênio possam ser incorporados à rede com impactos econômicos relativamente limitados, concentrações mais elevadas exigem investimentos crescentes ao longo de toda a cadeia de gás natural, afetando não apenas os operadores da infraestrutura, mas também os setores consumidores e, consequentemente, o custo final do fornecimento de gás.

4.2. Custos da conversão para movimentação de hidrogênio puro

Por outro lado, a conversão de toda a infraestrutura de transporte de gás natural para a operação com o hidrogênio puro traz outras questões. De acordo com os estudos de El Kharbotly (2026), os principais componentes que elevam o CAPEX incluem a construção de novas estações de entrega de hidrogênio, a implantação de novos ramais, a adaptação e/ou substituição preventiva de tubulações antigas, a instalação de novas estações de medição e regulação e os novos pontos de entrada de hidrogênio (El Kharbotly, 2026). Sayani (2025) ainda adiciona a necessidade de reforços estruturais, a substituição ou adaptação de materiais, a necessidade de estações de compressão adicionais, a aplicação de revestimentos internos e a realização de inspeções estruturais.

PwC/Strategy& (2021) estimaram os custos de conversão de parte da rede de gasodutos da Holanda para transporte de hidrogênio e relataram que os custos de investimento dos gasodutos, sem contar equipamentos auxiliares, podem ser divididos em custos de conversão e de aquisição da infraestrutura existente. A maior parcela dos custos de conversão – cerca de 77% – está relacionada à limpeza e preparação dos gasodutos, incluindo a realização das análises de segurança necessárias, as adequações ao arcabouço legal e regulatório, bem como as adaptações nos sistemas de tecnologia da informação e a atualização da documentação técnica. Os 23% restantes correspondem, principalmente, à substituição das válvulas (PwC/Strategy&, 2021).

Já em relação ao OPEX, os custos se referem, em grande parte, ao consumo de eletricidade para compressão, manutenção, inspeções, monitoramento de integridade, mão de obra e consumo de água para resfriamento dos compressores (Sayani, 2025). Atividades de manutenção e de monitoramento da integridade das infraestruturas devem ser executadas regularmente para prevenir vazamentos e garantir a segurança do gasoduto.

O aumento do consumo de energia na etapa de compressão decorre principalmente da menor densidade energética volumétrica do hidrogênio em comparação ao gás natural (Télessy, 2024; Sayani, 2025). Os estudos de Sayani (2025) mostraram que a menor densidade e a maior velocidade do hidrogênio podem resultar em perdas de pressão até 3,5 vezes superiores às do metano, exigindo maiores pressões de entrada na tubulação, maior potência nos compressores e/ou mais estações de compressão, a fim de manter uma capacidade de fornecimento de energia volumétrica comparável à do metano ($\sim 35,8 \text{ MJ/m}^3$). Os autores ainda mostraram que equiparar a capacidade de fornecimento de energia do gás natural aumenta os custos operacionais em aproximadamente 35%, em comparação à conversão com a entrega do mesmo volume, devido às maiores exigências de compressão.

Dessa forma, a compressão representa uma parcela significativa do OPEX e pode alterar substancialmente a competitividade econômica da conversão de gasodutos (Sayani, 2025). O OPEX, especialmente o custo da eletricidade, pode superar a importância do CAPEX nos custos totais do transporte de hidrogênio em gasodutos convertidos. Télessy (2024) mostrou que quanto maior o preço da eletricidade, maior, também, o custo nivelado de transporte do hidrogênio em gasodutos

convertidos²⁸. Como o OPEX variável domina os custos, o custo de transporte torna-se altamente dependente do mercado de energia elétrica. Isso é bastante relevante para o Brasil, onde o preço da energia pode variar significativamente, de acordo com as condições climáticas (Télessy, 2024).

Outro aspecto que tende a impactar na viabilidade econômica da conversão da infraestrutura é a escala da demanda: regiões com baixa demanda apresentam custos unitários muito elevados. Em seus estudos, El Kharbotly, (2026) mostrou que regiões com pequena demanda de hidrogênio e baixo número de consumidores industriais apresentaram os maiores custos unitários, enquanto regiões industriais apresentam custos unitários muito menores, pois diluem o investimento sobre volumes maiores de consumo.

Naturalmente, surge a comparação da conversão com os gasodutos *greenfield* dedicados ao hidrogênio. No entanto, essa comparação não é simples, uma vez que os custos dependem de diversos fatores, incluindo as características do duto e as dificuldades construtivas. Além disso, como a construção de gasodutos é altamente intensiva em capital, os valores em referências mais antigas podem estar defasados devido à inflação. Dessa forma, torna-se difícil estabelecer um valor padrão desses investimentos para comparação (PwC/Strategy&, 2021). De maneira geral, gasodutos novos dedicados ao hidrogênio apresentam custos de investimento muito superiores, mas oferecem vantagens operacionais, como maior eficiência operacional, maior capacidade de transporte e melhor escalabilidade para um mercado maduro de hidrogênio. Por essa razão, a construção de um novo gasoduto de hidrogênio se torna justificável em projetos de grande escala e longo horizonte de operação (Sayani, 2025).

Segundo a Gasunie, os investimentos para a construção de um novo gasoduto de hidrogênio na Holanda são estimados em aproximadamente 19 milhões de reais²⁹ por quilômetro (€ 3,2 milhões por quilômetro), considerando um gasoduto de 36 polegadas e um traçado de cerca de 1.200km. Já os investimentos para a conversão de um gasoduto existente de gás natural, correspondem, em média, a cerca de 5 milhões de reais por quilômetro (€ 0,84 milhão por quilômetro). Assim, a construção de um novo gasoduto de hidrogênio é quase quatro vezes mais cara do que a conversão de um gasoduto existente de gás natural (PwC/Strategy&, 2021). Cabe ressaltar que esses valores compreendem os custos da conversão física (aproximadamente 45% do custo total) e o custo de aquisição da infraestrutura existente (aproximadamente 55% do custo total) (PwC/Strategy&, 2021). A **Figura 14** mostra graficamente a composição dos custos de investimento para a conversão de gasodutos de gás natural na Holanda, indicados pela Gasunie.

²⁸ O custo nivelado de transporte de hidrogênio (LCOT) corresponde ao custo por unidade de hidrogênio transportada, associado à implantação e à operação da infraestrutura de transporte ao longo de sua vida útil. O indicador considera o CAPEX e o OPEX, anualizados segundo os parâmetros financeiros do projeto.

²⁹ Convertidos em R\$6,06/Euro ao câmbio de 20/08/2026.

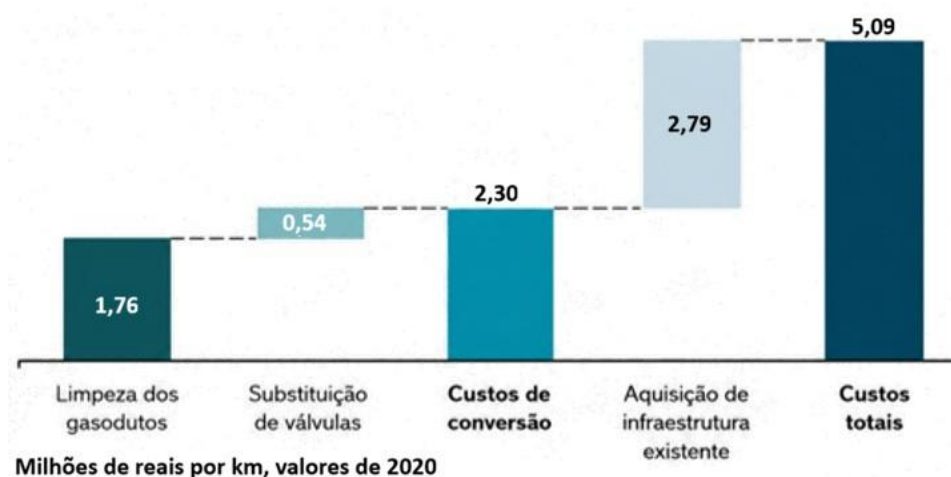


Figura 14 – Custos de investimento de conversão de um gasoduto de gás natural existente na Holanda, sem considerar equipamentos acessórios, para operação com 100% hidrogênio.

Nota: Valores convertidos em R\$6,06/Euro ao câmbio de 20/08/2026.

Fonte: adaptado de PwC/Strategy& (2021).

No entanto, a avaliação econômica das alternativas não deve se restringir aos custos. É igualmente necessário considerar também seus impactos sobre a operação do sistema, os consumidores e a expansão futura da rede, bem como os aspectos regulatórios e de mercado associados à introdução do hidrogênio.

Em relação à operação do sistema, mesmo quando são necessárias poucas adaptações físicas na infraestrutura existente, a operação da rede pode tornar-se mais complexa, exigindo menores pressões, monitoramento mais frequentes da qualidade do gás e ajustes operacionais. Sob a perspectiva dos consumidores, quando se injeta hidrogênio na rede, todos os consumidores passam a receber uma mistura diferente daquela para a qual muitos equipamentos foram originalmente projetados, o que pode exigir a separação do hidrogênio ou mesmo a adequação e/ou substituição de equipamentos. A **Tabela 6** mostra os limites de percentual de hidrogênio tolerados pelas principais aplicações do gás natural, baseados nos estudos de Fraunhofer IEE (2022).

Tabela 6 – Limites de percentual de hidrogênio em misturas com GN tolerados de acordo com uso final

Uso final	Teor de H ₂	Observações
Queimadores a gás	Até 10%	Misturas de até 10% em volume são possíveis sem grandes problemas. Entre 10 e 20% podem ser necessárias modificações ou outras medidas. Equipamentos certificados na UE demonstraram operação segura em testes com até 23%, com ressalvas.
Veículos a GNV	Até 2%	Concentração máxima de 2% em volume, devido ao risco de falhas em cilindros de aço de veículos antigos. Esse limite poderá aumentar futuramente à medida que esses veículos forem substituídos por modelos mais novos.
Motores a gás	Muito limitado (não quantificado)	Não há um percentual máximo. A adição de hidrogênio reduz o número de metano, parâmetro importante para evitar detonação (<i>knocking</i>) em motores a gás.

Turbinas a gás	1–5% (existentes)	Até 1% de hidrogênio é possível operar sem adaptações. Dependendo do fabricante, o limite varia entre 1% e 5%. Algumas turbinas já aceitam até 30%, sem necessidade de modificações.
Aplicações industriais	Não especificado	Não há um percentual máximo. Mesmo pequenas adições podem representar riscos para processos que dependem da estabilidade do combustível (por exemplo, vidro, cerâmica e alguns processos químicos).

Fonte: Elaboração própria, com base em Fraunhofer IEE (2022).

Em relação à expansão futura da rede, há o custo de oportunidade da retirada dessa infraestrutura atualmente utilizada para a movimentação de gás natural, especialmente em países nos quais o gás natural tende a manter papel relevante no atendimento à demanda energética no médio e no longo prazo. Nesses casos, a destinação de parte da infraestrutura existente ao transporte de hidrogênio pode reduzir a flexibilidade do sistema de gás natural e influenciar decisões futuras de expansão da rede.

Quanto aos aspectos regulatórios, pelo lado do regulador há os esforços e custos associados à adaptação do arcabouço regulatório, como a revisão das especificações do gás, a atualização das normas técnicas, a certificação dos equipamentos, a adequação de procedimentos de segurança, a definição de metodologias tarifárias compatíveis com as novas condições operacionais etc.

Por fim, destacam-se as questões relacionadas ao desenvolvimento do mercado de hidrogênio, que trazem incertezas quanto à evolução da oferta e da demanda e influenciam diretamente a viabilidade econômica dos investimentos. Embora o hidrogênio seja utilizado há décadas como insumo industrial, suas novas aplicações no contexto da transição energética, como combustível para processos industriais e para veículos movidos a célula a combustível, ainda se encontram em estágio inicial de desenvolvimento no Brasil. Essa incerteza quanto ao crescimento do mercado dificulta a tomada de decisão para investimentos em ativos intensivos em capital, como gasodutos de transporte.

Com o objetivo de mitigar esses riscos citados acima, diversos projetos europeus têm adotado mecanismos de contratação antecipada de capacidade, como *calls for interest*³⁰, *binding capacity bookings*³¹ e contratos *take-or-pay*³². Esses instrumentos permitem identificar a demanda potencial, assegurar compromissos prévios de contratação de capacidade e aumentar a previsibilidade das receitas futuras, reduzindo o risco dos investimentos e exposição dos investidores às incertezas de mercado antes da decisão final de investimento (*Final Investment Decision*, FID, sigla em inglês) (IEA, 2025a).

Em síntese, este capítulo indica que a movimentação de hidrogênio em infraestruturas existentes de gás natural pode constituir uma alternativa para reduzir os investimentos e os riscos

³⁰ O termo *Calls for interest* se refere a consultas ao mercado destinadas a identificar a demanda potencial por capacidade de transporte, sem necessariamente estabelecer compromissos contratuais vinculantes.

³¹ *Binding capacity bookings* são compromissos contratuais vinculantes de contratação antecipada de capacidade de transporte, que proporcionam maior previsibilidade da demanda para o desenvolvimento da infraestrutura.

³² Contratos *take-or-pay* são contratos que estabelecem o pagamento de uma quantidade mínima de capacidade contratada, independentemente de sua utilização efetiva, garantindo maior previsibilidade de receitas ao operador da infraestrutura.

associados à implantação de novas infraestruturas, especialmente em um contexto de mercado ainda em desenvolvimento. Para misturas (H_2 /GN) em baixos teores de hidrogênio, os custos tendem a ser limitados, mas crescem de forma significativa com o aumento da concentração de hidrogênio, sobretudo em razão das adaptações requeridas na infraestrutura, nos equipamentos e nas aplicações finais.

Na conversão para o transporte de hidrogênio puro, embora os investimentos possam ser inferiores aos de uma infraestrutura *greenfield*, os custos de investimento e, principalmente, os custos operacionais associados à compressão e à integridade da rede podem ser relevantes. A viabilidade econômica dessas alternativas depende, portanto, das características da infraestrutura, da escala e localização da demanda, assim como dos custos variáveis da compressão. Nesse contexto, aspectos regulatórios, operacionais e de mercado também devem ser considerados, assim como mecanismos de contratação antecipada de capacidade que contribuam para reduzir as incertezas e ajudem a viabilizar os investimentos.

5. Estudo de caso

Conforme discutido nos capítulos anteriores, a adaptação de gasodutos de gás natural existentes para o transporte de hidrogênio constitui uma estratégia capaz de estimular o desenvolvimento do mercado de hidrogênio, postergando a necessidade de elevados investimentos em novas infraestruturas até que o mercado alcance maior grau de maturidade. Nesse contexto, este estudo de caso teve o objetivo de desenvolver uma avaliação técnico-econômica da adaptação de um gasoduto de gás natural para movimentação de misturas contendo hidrogênio.

O estudo de caso considera o aproveitamento de uma infraestrutura de transporte de gás natural teórica, com fluxo unidirecional, que atende aos requisitos de elegibilidade para adaptação e movimentação de hidrogênio, de acordo com a **Figura 10**, na seção 3.2. Destaca-se que não há injeção direta na malha integrada brasileira de gasodutos de transporte de gás natural, tratando-se, portanto, de um sistema isolado.

A infraestrutura avaliada neste estudo de caso é composta por uma estação de compressão e por um gasoduto, ambos teóricos, conforme destacado na

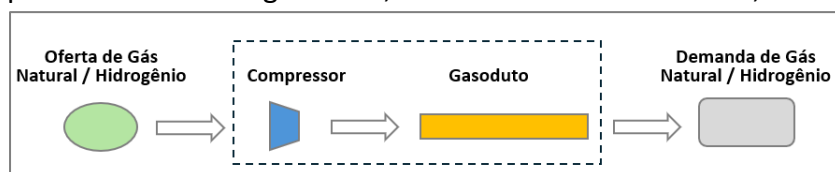


Figura 15.

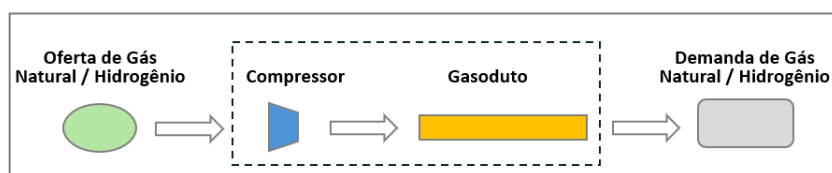


Figura 15 – Componentes da infraestrutura avaliada no estudo de caso

Nota: O retângulo tracejado se refere às instalações avaliadas no estudo de caso. Os pontos de oferta e demanda de gás natural e/ou hidrogênio foram utilizados somente para a definição dos parâmetros de entrada e saída do gás nas infraestruturas.

Fonte: Elaboração própria

5.1. Simulações termofluido-hidráulicas

A avaliação técnica foi desenvolvida a partir de simulações termofluido-hidráulicas da infraestrutura em regime estacionário no programa Pipeline Studio³³, com o objetivo de avaliar os impactos das misturas de hidrogênio e gás natural sobre os parâmetros operacionais da infraestrutura, tais como vazão, conteúdo energético, potência do compressor etc.

Embora este estudo trate de um caso hipotético, foram buscados valores de parâmetros para a caracterização da oferta de hidrogênio compatíveis com projetos publicamente anunciados (Chiappini, 2023). Para a definição de parâmetros associados às infraestruturas de gás natural, foram utilizadas como referência infraestruturas já existentes no Brasil (MME, 2025).

Vale reforçar que este estudo de caso não pretende reproduzir as características técnicas de nenhum projeto específico, existente ou em andamento, relacionado à movimentação de hidrogênio em misturas, aproveitando-se a infraestrutura de gás natural.

5.1.1. Composições dos gases e escolha dos casos analisados

As simulações termofluido-hidráulicas foram conduzidas considerando como fluido misturas de gás natural e hidrogênio, com as seguintes concentrações molares de hidrogênio: 2,5%; 5%; 7,5% e 10%. Além disso, foi também simulado um cenário base com a movimentação de 100% de gás natural para a comparação com os outros casos.

Ressalta-se que a adoção de 10% de H₂ como limite de análise não deve ser interpretada como um limiar abaixo do qual inexistem efeitos de fragilização por hidrogênio. Trata-se, sobretudo, de uma referência regulatória e operacional amplamente utilizada para viabilizar a introdução gradual do hidrogênio em infraestruturas de gás natural existentes. Tal limite busca conciliar aspectos³⁴ de integridade estrutural, compatibilidade de equipamentos, desempenho hidráulico do sistema e conformidade com normas e códigos vigentes.

Conforme mencionado na seção 3.2, estudos experimentais demonstram que alterações em propriedades mecânicas, como tenacidade à fratura, ductilidade e propagação de trincas por fadiga, podem ocorrer mesmo em misturas contendo menos de 10% de H₂, dependendo das características metalúrgicas do material e das condições de operação. Dessa forma, a definição desse percentual deve ser entendida como um critério de gestão de riscos e de transição tecnológica, e não como uma

³³ Programa desenvolvido pela Emerson, para a análise de redes de gasodutos com movimentação de líquidos e/ou gases em estado estacionário e/ou transientes.

³⁴ A elevação do teor de hidrogênio altera propriedades do gás transportado, como densidade, velocidade de escoamento, poder calorífico e índice de Wobbe. Essas mudanças podem afetar o desempenho de compressores, válvulas, sistemas de medição, reguladores de pressão e equipamentos de consumo final. Por essa razão, diversos programas de demonstração e organismos reguladores adotam inicialmente limites próximos de 5% a 10% de H₂, faixa na qual os impactos operacionais tendem a ser mais facilmente administráveis sem grandes adaptações da infraestrutura (Mahajan, 2022).

fronteira física para a ocorrência dos mecanismos de fragilização por hidrogênio (Kappes, 2023a; Mahajan, 2022; Topolski, 2022).

As composições dos gases simulados no *Pipeline Studio* são apresentadas na **Tabela 7**.

Tabela 7 – Composições dos gases nas simulações termofluido-hidráulicas

Componente	Porcentagens Molares de H ₂ (%)				
	GN	Mistura 2,5%	Mistura 5%	Mistura 7,5%	Mistura 10%
Hidrogênio	0	2,5	5	7,5	10
Metano	90,76	88,49	86,22	83,95	81,68
Etano	6,14	5,99	5,83	5,68	5,53
Propano	1,1	1,07	1,05	1,02	0,99
Isobutano	0,07	0,07	0,07	0,07	0,06
Butano	0,1	0,1	0,1	0,09	0,09
Isopentano	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Pentano	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Hexano	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Dióxido de carbono	0,66	0,64	0,63	0,61	0,59
Nitrogênio	1,14	1,11	1,08	1,06	1,03

Fonte: Elaboração própria

Conforme discutido no capítulo 3, quando hidrogênio é adicionado em infraestruturas de gás natural, suas propriedades físico-químicas impactam no conteúdo energético da mistura. Por este motivo, as diferentes frações de hidrogênio na mistura foram analisadas para dois casos: caso 1 – vazão volumétrica constante das misturas na entrada da infraestrutura; e caso 2 – conteúdo energético constante das misturas na entrada da infraestrutura.

Para os casos de vazão constante, adotou-se o valor de 1 milhão de m³/dia, por ser compatível com as estimativas de volumes de hidrogênio a serem produzidos em projetos anunciados no Brasil (KL Engenharia, 2025). Nos casos de conteúdo energético constante, a vazão irá variar e será resultado das simulações. Da mesma forma, para os casos a vazão constante, o conteúdo energético irá variar e será resultado das simulações.

Por isso, foi preciso realizar inicialmente a simulação do cenário base, correspondente à movimentação de 100% de gás natural com a vazão escolhida de 1 milhão de m³/dia, para obtenção do conteúdo energético de 449,97 MJ/s. Este valor foi utilizado para a construção dos cenários de conteúdo energético constante. As simulações foram nomeadas conforme apresentado na **Tabela 8**.

Tabela 8 – Simulações realizadas para os casos 1 e 2

Fração molar de hidrogênio (%)	Caso 1 Vazão constante na entrada da infraestrutura (1 milhão de m ³ /dia)	Caso 2 Conteúdo energético constante (449,97 MJ/s)
0 (100% GN)	V0 ^a	E0 ^a
2,5	V2,5	E2,5
5	V5	E5
7,5	V7,5	E7,5
10	V10	E10

Nota: ^aV0 e E0 correspondem ao caso base, com movimentação de 100% de gás natural.
Fonte: Elaboração própria

Nas simulações do Pipeline Studio foi empregada a equação de estado BWRS (*Benedict-Webb-Rubin Equation of State*)³⁵, adequada para misturas de gás natural e hidrogênio.

5.1.2. Características do gasoduto

Para a movimentação das misturas de gás natural e hidrogênio, foi considerado um duto de 40 km de extensão e 8 polegadas de diâmetro interno. Esses parâmetros foram escolhidos a partir das características de gasodutos de transporte existentes em operação no Brasil (MME, 2026).

O diâmetro do duto foi escolhido de forma a otimizar a vazão de 1 milhão de m³/dia e evitar capacidade ociosa. Para isso, foi escolhido o menor diâmetro, dentre aqueles mais comumente fabricados, que fosse capaz de movimentar 1 milhão de m³/dia de gás natural, com auxílio de simulações no programa *Pipeline Studio*. Os resultados obtidos para o diâmetro foram posteriormente comparados com os gasodutos de transporte³⁶ existentes no Brasil, para que os valores fossem próximos à realidade. Para a operação dessa infraestrutura com misturas de gás natural e hidrogênio, adotou-se uma PMOA de 60 bar (El Kharbotly, 2026). A Tabela 9 mostra os parâmetros escolhidos para o gasoduto teórico.

Tabela 9 – Parâmetros do gasoduto teórico

Parâmetros (unidades de medida)	Valores
Comprimento (km)	40
Diâmetro interno (pol)	8
Espessura da tubulação (mm)	0,3125
Pressão máxima operacional no gasoduto (bar)	60

Fonte: Elaboração própria

A pressão de entrada no duto foi fixada em 20 bar, com base na pressão de operação de eletrolisadores³⁷, equipamentos que produzem hidrogênio sem emissões diretas de CO₂. Já a pressão na saída do duto foi estabelecida em 31 bar. Desta forma, para vencer a perda de carga ao longo dos 40 km de extensão de duto e atingir a pressão exigida na saída, torna-se necessária a utilização de uma estação de compressão, conforme descrito no início do capítulo.

5.1.3. Resultados das simulações

Definidas as composições das misturas, os cenários de simulação e as características do sistema estudado, esta seção apresenta os resultados das simulações termofluido-hidráulicas realizadas no programa *Pipeline Studio* para a movimentação das misturas de gás natural e hidrogênio em uma infraestrutura teórica de gás natural. A **Figura 16** apresenta um exemplo da tela de resultados de

³⁵ Mais informações em: <Wiki.whitson.com/eos/eos_models/bwr_eos/>

³⁶ O estudo tomou como base as características técnicas de gasodutos de transporte brasileiros existentes. No entanto, a classificação de futuros gasodutos brasileiros convertidos que movimentem misturas de gás natural e hidrogênio dependerá de suas características e da legislação vigente na época da construção deles.

³⁷ Os eletrolisadores mais comuns nos projetos de produção de hidrogênio de baixo carbono são do tipo PEM (*Proton Exchange Membrane*, eletrólise de membrana de troca de prótons), que podem operar em uma ampla faixa de pressões (Hanke, 2024).

uma simulação termofluido-hidráulica do *Pipeline Studio*, com os valores obtidos para o cenário base (cenários V0 e E0, com fluido composto por 100% de gás natural).

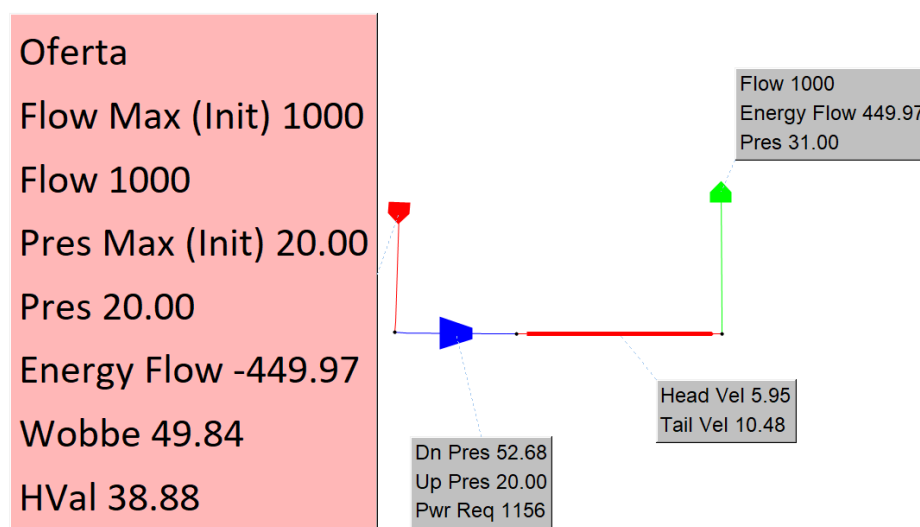


Figura 16 - Tela de resultados do *Pipeline Studio* para o cenário base (V0 e E0)

Fonte: Elaboração própria

Como é possível observar na **Figura 16**, a pressão máxima definida para o gasoduto (60 bar) não foi ultrapassada, atingindo menos de 53 bar após a compressão. Também é possível observar o conteúdo energético associado à vazão de 1 milhão de m³/dia de gás natural, equivalente a 449,97 MJ/s.

Os resultados consolidados para todos os cenários simulados são mostrados nas tabelas a seguir. A **Tabela 10** reúne os resultados dos casos em que se manteve a vazão constante (sigla V seguida do percentual de hidrogênio), enquanto a Tabela 11 apresenta os resultados para os cenários com conteúdo energético constante (sigla E seguida do percentual de hidrogênio).

Tabela 10 – Principais resultados para o caso de vazão constante em 1 milhão de m³/dia

Cenário	Potência do compressor (kW)	Índice de Wobbe (MJ/m ³)	Poder Calorífico Superior (MJ/m ³)	Conteúdo energético (MJ/s)
V0	1156	49,84	38,88	449,97
V2,5	1157	49,53	38,20	442,18
V5	1158	49,22	37,54	434,48
V7,5	1158	48,90	36,85	426,55
V10	1157	48,58	36,18	418,77

Fonte: Elaboração própria

Tabela 11 – Principais resultados para o caso de conteúdo energético constante em 449,97 MJ/s

Cenário	Vazão na entrada (milhões de m ³ /dia)	Potência do compressor (kW)	Índice de Wobbe (MJ/m ³)	Poder Calorífico Superior (MJ/m ³)
E0	1,000	1156	49,84	38,88
E2,5	1,018	1184	49,53	38,20
E5	1,036	1231	49,22	37,54
E7,5	1,055	1282	48,90	36,85
E10	1,075	1314	48,58	36,18

Fonte: Elaboração própria

A seguir foram construídos gráficos para avaliar o comportamento dos principais parâmetros das misturas, conforme aumenta-se a concentração de hidrogênio na mistura. A **Figura 17** mostra a variação do conteúdo energético da mistura para o caso de vazão constante na entrada do gasoduto, em função do percentual de hidrogênio na mistura.

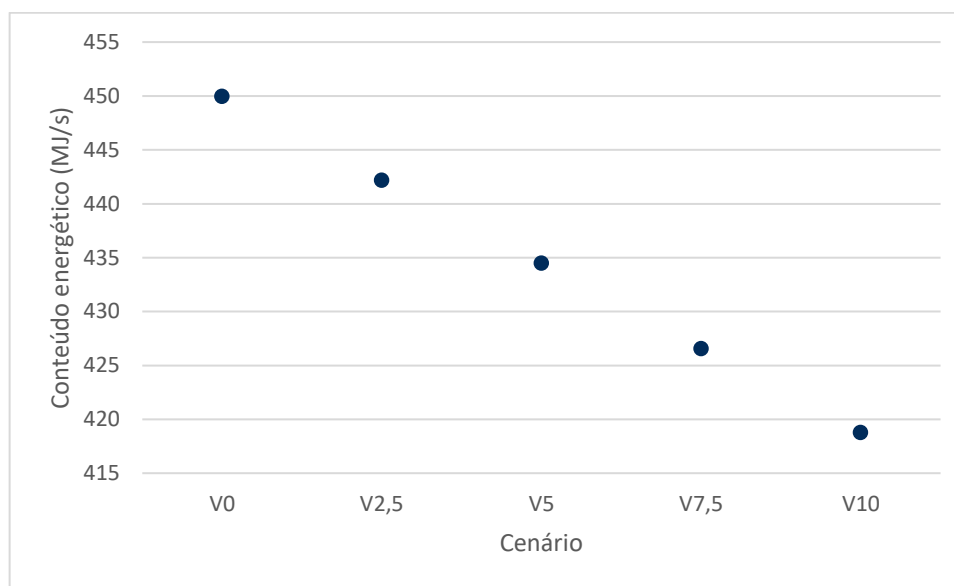


Figura 17 – Variação do conteúdo energético transportado em função do percentual de H₂ na mistura para o caso de vazão constante (cenários de V0 até V10).

Fonte: Elaboração própria

A partir da **Figura 17**, nota-se uma redução nas taxas de energia transportada pelo sistema à medida que os percentuais de hidrogênio na mistura aumentam. Conforme explicado no capítulo 3, esse comportamento decorre do fato de o hidrogênio apresentar poder calorífico em base volumétrica (MJ/m³) significativamente menor que o do gás natural. Considerando o poder calorífico inferior, os valores típicos são aproximadamente 10,8 MJ/m³ para o hidrogênio e 35,8 MJ/m³ para o gás natural. Dessa forma, ao se fixar uma vazão constante na entrada do gasoduto, o resultado do

aumento dos percentuais de mistura (H_2/GN) é a redução do poder calorífico total da mistura, como observado na **Tabela 10**.

A **Figura 18** e a **Figura 19** mostram os valores para a potência do compressor e para a vazão em função do percentual de hidrogênio na mistura, respectivamente, mantendo-se o conteúdo energético constante em 449,97 MJ/s.

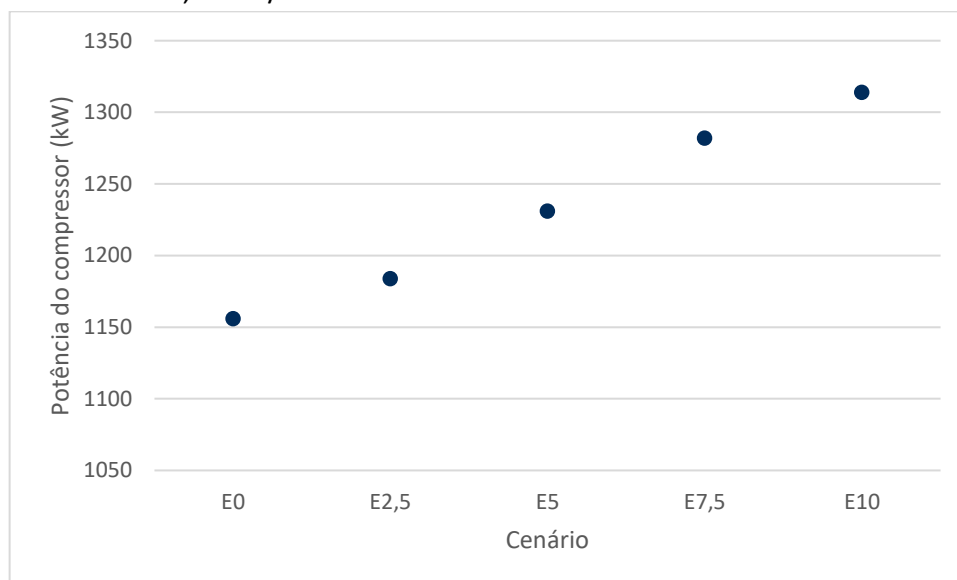


Figura 18 - Potência do compressor em função do percentual de hidrogênio na mistura (cenários de E0 até E10) para o caso de conteúdo energético constante

Fonte: Elaboração própria

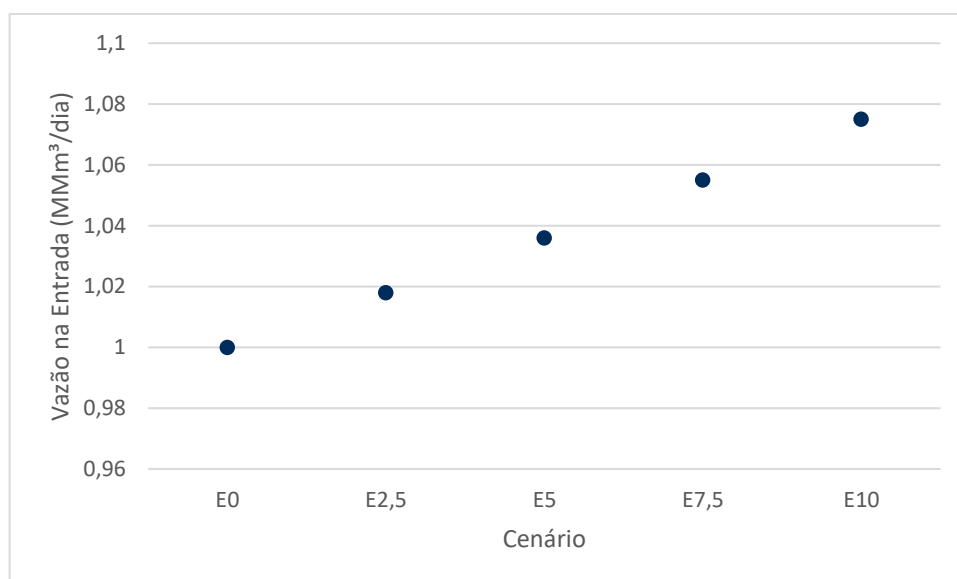


Figura 19 - Vazão em função do percentual de H_2 na mistura (cenários de E0 até E10) para o caso de conteúdo energético constante

Fonte: Elaboração própria

Observa-se que, com o aumento dos percentuais de hidrogênio na mistura, também aumenta a potência para a compressão requerida. Esse comportamento decorre da necessidade de aumentar a vazão de gás transportada para manter constante a quantidade de energia transportada. Como o

hidrogênio apresenta poder calorífico em base volumétrica (MJ/m^3) significativamente inferior ao do gás natural, conforme mencionado anteriormente, o acréscimo de sua participação na mistura implica na necessidade de aumentar o volume de gás transportado, conforme ilustrado na **Figura 19**. Consequentemente, há um aumento do trabalho requerido para a compressão da mistura.

Conforme mencionado na seção 5.1.1, as concentrações de hidrogênio consideradas nas misturas com gás natural para os cenários deste estudo de caso foram definidas com base em valores de referência regulatórios e operacionais amplamente adotados para a introdução gradual do hidrogênio nas infraestruturas existentes de gás natural. No entanto, como essas concentrações são baixas, as propriedades do gás natural ainda predominam no comportamento da mistura.

Dessa forma, em caráter ilustrativo, foram realizadas rodadas adicionais de simulações no programa *Pipeline Studio* considerando concentrações mais elevadas de hidrogênio (40%, 60%, 80% e 100%), com o objetivo de analisar de forma mais abrangente os impactos da composição sobre os parâmetros termofluido-hidráulicos da mistura. Os percentuais de hidrogênio superiores a 10% foram escolhidos para representar, de forma teórica, os comportamentos da energia e da vazão para elevadas porcentagens de hidrogênio nas misturas, apesar das limitações na integridade estrutural dos equipamentos.

A **Figura 20** mostra a redução do conteúdo energético transportado em comparação com o cenário base (100% gás natural) para as diferentes concentrações de hidrogênio nas misturas, bem como a vazão extra que é necessária para equivalência do conteúdo energético, em relação ao cenário base.

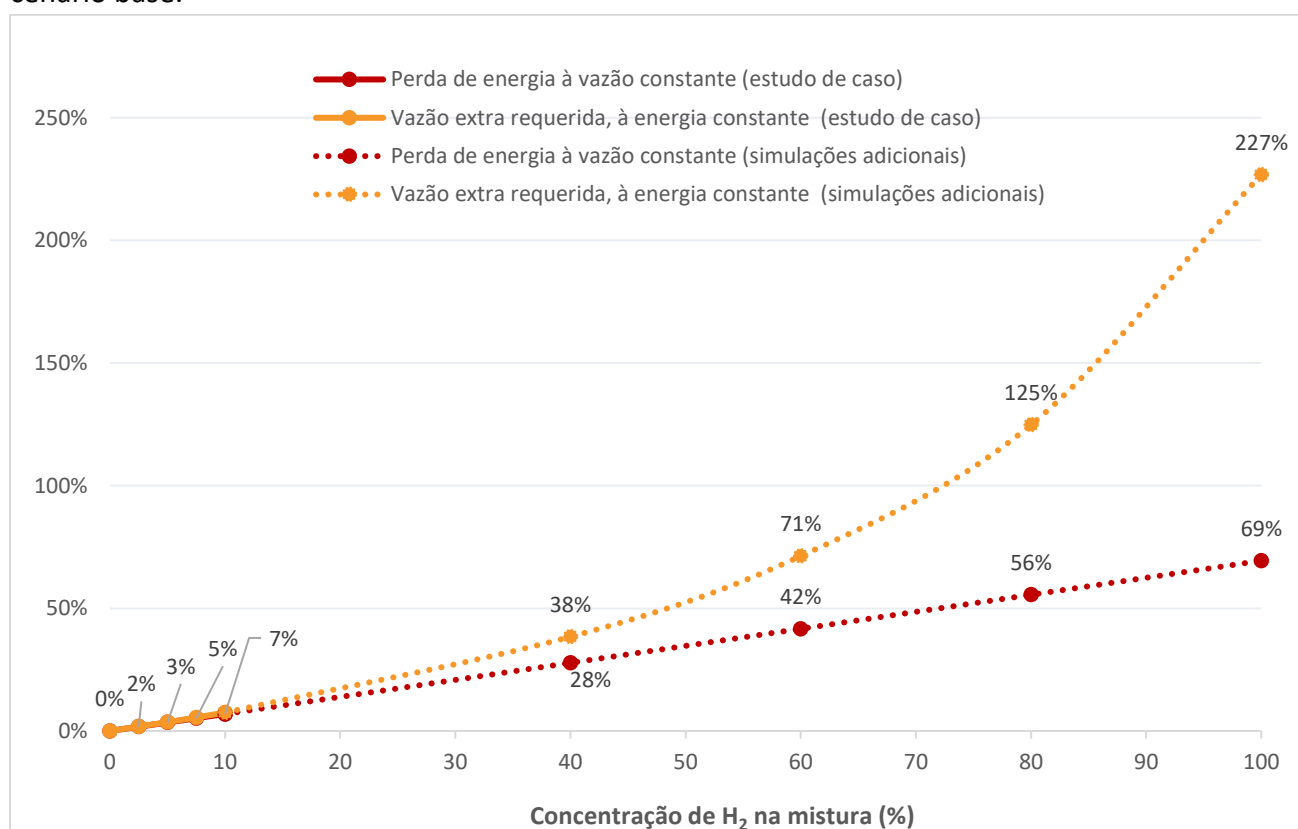


Figura 20 – Gráfico com as curvas de perda de energia à vazão constante e da vazão extra, para equivalência da energia, ambos em função da concentração de hidrogênio na mistura.

É possível verificar que, para baixos valores de concentração de hidrogênio (até cerca de 10%) há uma sobreposição das duas curvas, indicando um comportamento semelhante tanto para a perda de energia à vazão constante quanto para a vazão extra para equivalência energética. No entanto, para concentrações a partir de cerca de 10-15% de hidrogênio, ocorre um descolamento das curvas, e a perda de energia mantém comportamento linear, enquanto a curva de vazão extra mostra um comportamento não linear, com crescimento acentuado. Isso ocorre pois o poder calorífico do hidrogênio é menor que o do gás natural e, à medida que aumenta sua participação na mistura, o conteúdo energético por unidade de volume diminui. Consequentemente, para transportar a mesma quantidade de energia, torna-se necessário aumentar a vazão volumétrica da mistura, e esse aumento cresce de forma não linear para concentrações elevadas de hidrogênio.

A explicação fica mais clara com a análise das equações. O poder calorífico inferior da mistura de gás natural e hidrogênio, PCI_{mis} , em função da concentração molar de hidrogênio, x ($0 \leq x \leq 1$), pode ser expresso como:

$$PCI_{mis} = (1 - x) * PCI_{GN} + x * PCI_{H2}$$

onde PCI_{GN} é o poder calorífico inferior do gás natural e PCI_{H2} é o poder calorífico inferior do hidrogênio.

Considerando o PCI como uma medida do conteúdo energético da mistura por volume, E/Vol, tem-se:

$$PCI_{mis} = \frac{E_{mis}}{Vol_{mis}} = (1 - x) * PCI_{GN} + x * PCI_{H2}$$

$$E_{mis} = Vol_{mis} * [(1 - x) * PCI_{GN} + x * PCI_{H2}]$$

onde E_{mis} é o conteúdo energético da mistura em base inferior e Vol_{mis} é o volume da mistura.

Substituindo $PCI_{GN} = 35,8 \text{ MJ/Nm}^3$ e $PCI_{H2} = 10,8 \text{ MJ/Nm}^3$ e igualando o conteúdo energético da mistura ao conteúdo energético do gás natural, obtém-se:

$$35,8 * Vol_{GN} = Vol_{mis} * [(1 - x) * 35,8 + x * 10,8]$$

$$35,8 * Vol_{GN} = Vol_{mis} * (35,8 - 25 * x)$$

onde Vol_{GN} é o volume de gás natural.

Dessa forma, a relação entre o volume de mistura e o volume de gás natural, para obtenção do mesmo conteúdo energético, em função da concentração de hidrogênio na mistura pode ser representada por:

$$\frac{Vol_{mis}}{Vol_{GN}} = \frac{35,8}{(35,8 - 25 * x)}$$

Assim, é possível perceber que a relação entre os volumes da mistura H_2/GN e do gás natural não é linear. Analisando matematicamente a função, para concentrações muito baixas de hidrogênio

(x assumindo valores próximos a 0), o denominador do lado direito da equação se aproxima de 35,8 e a relação entre os volumes tende a 1 e, assim, a vazão de mistura tende a ser próxima à vazão original de gás natural.

Por outro lado, para elevadas concentrações de hidrogênio (x assumindo valores próximos a 1, ou seja, 100% de hidrogênio), o denominador do lado direito da equação fica próximo a 10,8, fazendo com que a relação entre os volumes da mistura e do gás natural chegue a mais de 3. Isso significa que, para transportar a mesma quantidade de energia utilizando hidrogênio puro, pode ser necessária uma vazão extra de mais de 2 vezes à vazão original de gás natural para uma equivalência energética.

Esse resultado evidencia que, no aproveitamento de uma infraestrutura existente de gás natural para a movimentação de hidrogênio, nem sempre será possível transportar, pelo mesmo duto, o mesmo equivalente energético que seria transportado com gás natural. Dependendo da concentração de hidrogênio na mistura, a vazão requerida pode ser significativamente maior, podendo superar a capacidade de transporte originalmente projetada para o gasoduto.

Outro parâmetro importante da mistura é a velocidade de escoamento. As velocidades das misturas H₂/GN na entrada (V_e) e na saída (V_s) do gasoduto, no caso de vazão constante, são mostradas no gráfico da **Figura 21**. A relação entre as duas velocidades também é mostrada na **Figura 21**, no eixo secundário.

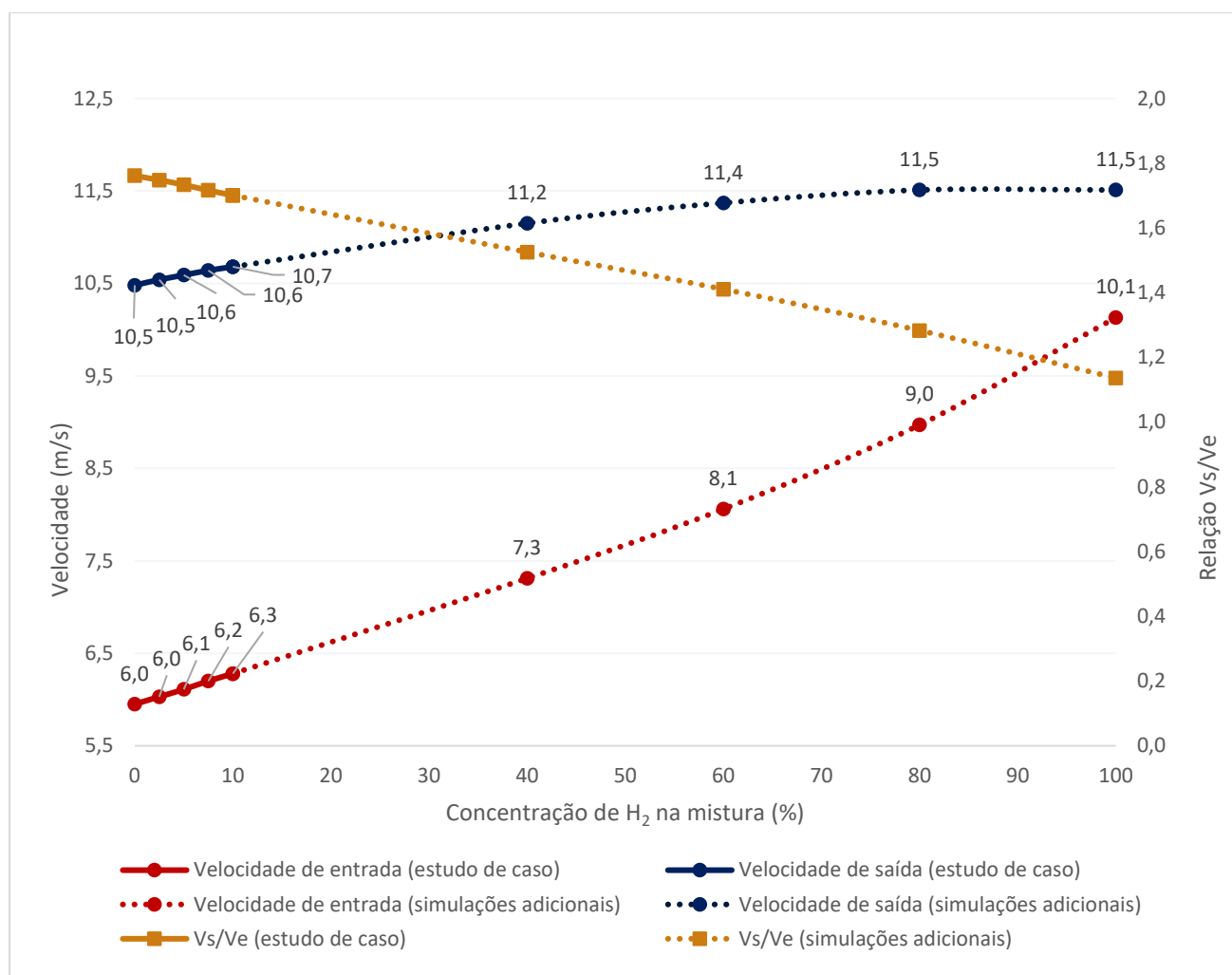


Figura 21 – Velocidades das misturas H₂/GN na entrada e na saída do gasoduto, para o caso de vazão constante (eixo primário) e relação entre as velocidades (eixo secundário), todos em função da concentração de hidrogênio na mistura.

Fonte: Elaboração própria

O gráfico da **Figura 21** mostra que a velocidade na seção de entrada do duto aumenta de forma proporcional ao aumento da concentração de hidrogênio na mistura. Este comportamento pode ser explicado pela redução da densidade³⁸ da mistura à medida em que se aumenta a concentração de hidrogênio. Já na seção de saída do duto, a relação desvia-se ligeiramente do comportamento linear observado na entrada, o que indica a influência de outros efeitos, além da variação da densidade da mistura. Observa-se ainda que a relação entre a velocidade de saída e a velocidade de entrada (V_s/V_e) decresce com o aumento da concentração de hidrogênio na mistura. Em outras palavras, ocorre uma menor expansão da mistura ao longo do escoamento à medida em que se aumenta o teor de hidrogênio.

³⁸ No escoamento em área da seção constante, pelo princípio da conservação de massa, tem-se o produto $\rho \cdot v$ constante, em que ρ é a massa específica e v é a velocidade de escoamento. Sendo assim, se ρ diminui pela queda de pressão, então v tem que aumentar (escoamento de Fanno).

5.2. Estimativas de custos

Nesta seção, buscou-se analisar os principais custos envolvidos na adaptação de um gasoduto originalmente destinado ao transporte de gás natural para movimentar misturas de gás natural e hidrogênio. Para isso, foi utilizada a metodologia do *Blending Pipeline Analysis Tool for Hydrogen* (BlendPath), modelo desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável (*National Renewable Energy Laboratory*, NREL), do Departamento de Energia dos Estados Unidos (*U.S. Department of Energy Office*, DOE) (NREL, 2025).

A metodologia de custos do BlendPath traz uma abordagem única para a estimativa de investimentos necessários à adaptação de gasodutos de gás natural para a movimentação de hidrogênio ou de misturas de gás natural e hidrogênio, independentemente do percentual de hidrogênio na mistura. Sabe-se que, dependendo da fração de hidrogênio na mistura, são necessários diferentes níveis de modificações nos equipamentos das infraestruturas de gás natural, conforme descrito na seção 4.1. No entanto, optou-se por seguir a metodologia do BlendPath, por estar disponível gratuitamente, pelo seu detalhamento e pela disponibilidade dos dados de custos. A **Tabela 12** resume a metodologia utilizada no BlendPath e que foi adotada neste estudo de caso.

Tabela 12 – Metodologia para estimativa do investimento em adaptações nas infraestruturas de gás natural utilizada no BlendPath e no estudo de caso

Equipamento	Orientação BlendPath	Implementação no estudo de caso	Metodologia BlendPath ^a
Dutos	Troca da tubulação caso a pressão máxima seja ultrapassada e/ou caso o conteúdo energético entregue seja reduzido.	Não se aplica. De acordo com as simulações termofluido-hidráulicas, foi possível manter a pressão até 60 bar e o mesmo conteúdo energético para todas as frações de hidrogênio analisadas.	Não se aplica
Estação de compressão	A estação precisa ser reformada ou modificada.	Aproveitar parte da infraestrutura existente, com investimentos referentes à adaptação.	Custos de investimento igual a 66% da soma dos custos de materiais, mão-de-obra e diversos ^b de uma estação de compressão para gás natural nova.
Cromatógrafo	Aquisição de um cromatógrafo novo.	Aquisição de um cromatógrafo novo.	Investimento de US\$856.757
Válvulas de seccionamento	Caso não haja informações adicionais sobre análises de Engenharia para confirmar compatibilidade, trocar válvulas.	Adquirir equipamento, pois não há informações adicionais sobre análises de Engenharia.	A partir da classe de locação ^c , calcular o número de válvulas e multiplicar pelo seu custo, que é função do diâmetro nominal.

Medidores	Caso não haja informações adicionais sobre análises de Engenharia para confirmar compatibilidade, trocar medidores.	Adquirir equipamento, pois não há informações adicionais sobre análises de engenharia.	O custo (C_{med}) é função da capacidade de entrega ^d para o comprador contratual: $C_{med} = 0,762 * \dot{Q} + 256.092$
Reguladores de pressão	Caso não haja informações adicionais sobre análises de Engenharia para confirmar compatibilidade, trocar reguladores de pressão.	Adquirir equipamento, pois não há informações adicionais sobre análises de Engenharia.	O custo (C_{reg}) é função ^e da capacidade de entrega ^d para o comprador contratual: $C_{reg} = 248.722 * \left\lceil \frac{\dot{Q}}{311.400} \right\rceil$

Notas:

^a Custos em dólar de 2020.

^b Os custos diversos correspondem a levantamentos, engenharia, supervisão, juros, administração e despesas gerais, contingências, equipamentos de telecomunicações, frete, impostos, provisões para recursos utilizados durante a construção e taxas de processos regulatórios (Rui, 2011).

^c Foi considerada a classe 2 de locação, com complexidade intermediária (1 a 4), segundo a norma ABNT NBR 12712

^d $\dot{Q}$ é o fluxo de energia, em MMBTU/dia ($\sim 450 \text{ MJ/s} = 36.848 \text{ MMBTU/dia}$)

^e A fração $\left\lceil \frac{\dot{Q}}{311.400} \right\rceil$ deve ser aproximada para cima, de forma a obter um número inteiro.

Fonte: Elaboração própria, com informações de NREL (2025).

Além disso, os custos de uma estação de compressão nova, utilizados como base para aplicação do fator de 66% descrito na tabela anterior, foram obtidos a partir de simulação realizada no programa Que\$tor³⁹, considerando as mesmas condições físicas empregadas na simulação termofluido-hidráulica, descritas na seção 5.2. O esquema da infraestrutura modelada no Que\$tor é mostrado na **Figura 22**.

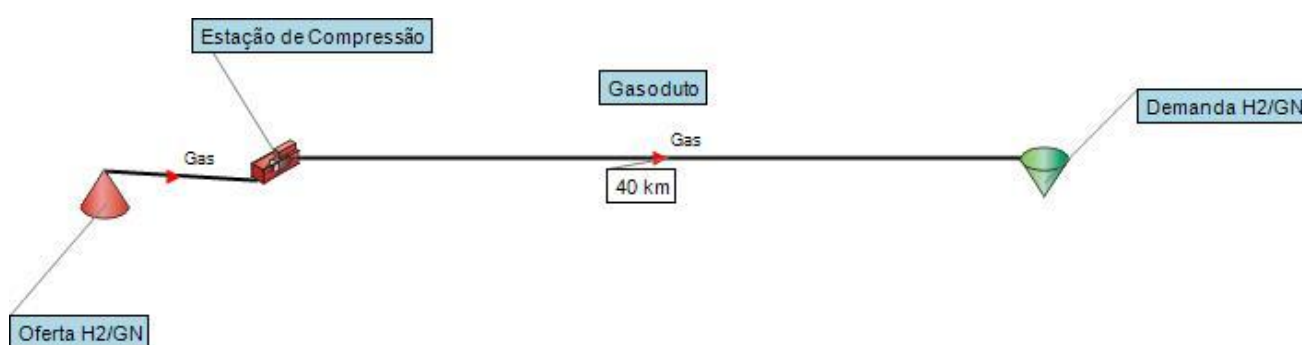


Figura 22 – Componentes do projeto de infraestrutura simulada no programa Que\$tor

Fonte: Elaboração própria com uso do Que\$tor.

³⁹ O programa Que\$tor da S&P Global é uma ferramenta digital para modelagem e estimativa de custos de capital e operacionais para projetos de desenvolvimento de campos de óleo e gás.

Os custos de todos os componentes simulados no projeto Que\$tor, exceto a estação de compressão, foram desconsiderados para não serem contabilizados no custo total de investimento do projeto. Os parâmetros do compressor adotados no projeto são mostrados abaixo:

- Tipo: centrífugo (dois compressores)
- Número de estágios: 1
- Acionamento: Elétrico
- Potência de acionamento: 1,314 MW.

A partir deste projeto, foram obtidos os custos de investimento para uma estação de compressão nova para gás natural e foi aplicado o fator de 66% referente aos custos de material, mão-de-obra e diversos, seguindo a metodologia do BlendPath. Os principais investimentos associados às estações de compressão decorrem da necessidade de ampliar a potência instalada e, em alguns casos, da adaptação do sistema de compressão (compressor, acionamento e sistemas auxiliares), em razão do aumento da vazão volumétrica e da potência requerida para manter a capacidade energética de transporte.

Ressalta-se que o estudo de caso considera o aproveitamento de uma infraestrutura que atende aos requisitos de elegibilidade para adaptação e movimentação de hidrogênio, de acordo com a **Figura 10**, na seção 3.2. Além disso, conforme explicado na **Tabela 12**, a capacidade do duto não foi ultrapassada, por isso, não há custos relacionados ao redimensionamento da tubulação. Os custos de inspeção dos gasodutos não foram considerados.

Todos os valores de custos de equipamentos que constituem a base do BlendPath foram atualizados para o ano de 2025, corrigidos pelos respectivos índices econômicos (FGV IBRE, 2026). Além disso, foi considerada uma taxa de 50% para tropicalização dos equipamentos.

Dessa forma, foi possível obter os custos de investimento da adaptação da infraestrutura descrita para movimentação de misturas de hidrogênio, de acordo com a **Tabela 13**.

Tabela 13 – Custos de investimento para a adaptação do gasoduto do estudo de caso para movimentar misturas de hidrogênio

Equipamento	Custo total (US\$)	Participação no custo (%)
Estação de compressão	22.135.678	74%
Cromatógrafo	2.090.775	7%
Válvulas de seccionamento	4.555.182	15%
Medidores	693.471	2%
Reguladores de pressão	606.965	2%
Total	30.082.071	100

Notas:

Valores referentes ao ano de 2025, corrigidos pelos respectivos índices econômicos (FGV IBRE, 2026)

Foi considerada uma taxa de 50% para tropicalização dos equipamentos

Fonte: Elaboração própria

A Tabela 13 mostra que, para a infraestrutura analisada nesse estudo de caso, composta por um gasoduto de transporte previamente existente de 40 km de extensão, associado a uma estação

de compressão com capacidade de 1 milhão de m³/dia de gás natural, a estimativa de custos de investimento para que essa infraestrutura possa movimentar misturas contendo hidrogênio é de aproximadamente **U\$30 milhões**, seguindo a metodologia de custos do BlendPath.

É possível observar que a estação de compressão representa a maior parcela de custos de investimento, respondendo por cerca de 74% do custo total. Esse resultado é consistente com a literatura consultada, apresentada no capítulo 4 desta nota. Os custos referentes ao OPEX não foram estimados devido à indisponibilidade de dados públicos bem fundamentados.

6. Considerações finais

Esta Nota Técnica apresentou uma avaliação do estado da arte da movimentação de hidrogênio em gasodutos existentes de gás natural, abordando experiências e projetos desenvolvidos internacionalmente, bem como aspectos técnicos e econômicos, incluindo questões de mercado, além de um estudo de caso, para exemplificar o que foi pesquisado. No decorrer da Nota, foram analisadas as propriedades físico-químicas do hidrogênio e seus potenciais efeitos sobre os materiais, a operação e a segurança das infraestruturas existentes, bem como os principais requisitos e desafios técnico-econômicos associados à adaptação e à conversão dessas infraestruturas. Já o estudo de caso envolveu simulações termofluido-hidráulicas para diferentes concentrações de hidrogênio em misturas (H₂/GN), até o limite de 10%, além de uma estimativa dos custos de investimento associados à adaptação de um gasoduto de transporte de gás natural para a movimentação de misturas H₂/GN.

Com base nas referências consultadas, conclui-se que a adaptação de infraestruturas de gás natural para a movimentação de misturas contendo hidrogênio pode constituir uma alternativa relevante para apoiar o desenvolvimento desse mercado, devido ao menor custo de investimento requerido, quando comparado a gasodutos novos, dedicados ao transporte de hidrogênio, especialmente em uma etapa inicial, na qual a demanda de hidrogênio ainda está se desenvolvendo.

Assim, a utilização de uma infraestrutura existente pode reduzir a necessidade de investimentos quando comparada à construção de uma nova rede dedicada. Conforme mostrado ao longo da nota, a experiência internacional reforça essa ideia. Neste contexto, a transição tende a ocorrer de forma gradual, iniciando com misturas de gás natural e hidrogênio, podendo em uma etapa posterior, avançar para infraestruturas dedicadas ao hidrogênio, a depender da maturidade do mercado. A viabilidade de cada alternativa, contudo, depende do teor de hidrogênio a ser transportado e das características específicas da infraestrutura existente, incluindo materiais, equipamentos, condições operacionais e configuração da rede.

Em síntese, a experiência internacional indica que a mistura (H₂/GN) constitui uma estratégia relevante para o desenvolvimento inicial do mercado, permitindo ganhos graduais de experiência operacional, amadurecimento regulatório e formação de demanda. Entretanto, à medida que a produção e o consumo de hidrogênio aumentarem, a tendência observada é a migração para infraestruturas que movimentam 100% de hidrogênio, apoiadas tanto pela conversão de ativos existentes quanto pela construção de novos gasodutos. Dessa forma, a expansão da economia do hidrogênio dependerá não apenas da competitividade da produção, mas também da capacidade de desenvolver uma infraestrutura integrada, segura e economicamente viável.

No que se refere à integridade dos gasodutos, a análise realizada evidencia que a definição de limites de concentração de hidrogênio não deve se basear exclusivamente em critérios operacionais ou regulatórios. Embora o teor de 10% seja adotado como referência em regulações existentes e em projetos internacionais, estudos experimentais indicam que alterações nas propriedades mecânicas dos aços podem ser observadas mesmo em concentrações inferiores a esse valor. Assim, a avaliação da compatibilidade da infraestrutura existente deve considerar as características específicas dos materiais, as condições de operação e os mecanismos de degradação associados à presença de hidrogênio.

Do ponto de vista técnico, a introdução de hidrogênio nos gasodutos de gás natural impõe desafios que não se restringem aos dutos propriamente ditos. Embora concentrações mais baixas de hidrogênio possam demandar relativamente poucas modificações na infraestrutura, determinados componentes e equipamentos auxiliares podem apresentar restrições de compatibilidade ou necessidade de adaptação específica. Entre esses equipamentos, destaca-se o sistema de compressão, uma vez que o menor poder calorífico em base volumétrica do hidrogênio tende a requerer maiores vazões volumétricas para equivalência energética e, consequentemente, maiores necessidades de compressão.

Os resultados do estudo de caso indicaram que concentrações de hidrogênio abaixo de 10% na mistura com gás natural alteram as condições de escoamento de forma relativamente limitada e com tendência linear, já que as propriedades do gás natural prevalecem. No entanto, simulações adicionais mostraram que concentrações de hidrogênio mais elevadas na mistura provocam grandes modificações nos parâmetros do escoamento, incluindo a vazão necessária para o transporte de uma mesma quantidade de energia, podendo atingir valores de até 3 vezes da vazão requerida para o gás natural, para manter a equivalência energética.

Por fim, como continuidade deste trabalho, recomenda-se o aprofundamento da avaliação dos custos operacionais e dos efeitos associados à utilização de infraestruturas existentes de gás natural para a movimentação de hidrogênio, especialmente aqueles relacionados ao aumento da demanda de energia para compressão. Esse aspecto pode assumir papel relevante na competitividade econômica da alternativa de adaptação ou conversão de infraestruturas existentes para movimentação de hidrogênio, podendo alterar a atratividade do investimento. Recomenda-se também uma análise dos aspectos regulatórios, incluindo possíveis desafios, oportunidades e alternativas, que envolvem o transporte de misturas H_2 /GN em uma mesma infraestrutura.

Referências

- AGA. American Gas Association, 2006. Plastic Pipe Manual for Gas Service. Washington, DC, Disponível em: <https://webstore.ansi.org/preview-pages/AGA/preview_XR0603.pdf>. Acesso em: jul. 2026.
- AGIG. Australian Gas Infrastructure Group, 2024a. Hydrogen Park South Australia. Disponível em <<https://www.agig.com.au/hydrogen-park-south-australia>> Acesso em jul. 2026.
- _____._____, 2024b. Hydrogen Park Gladstone. Disponível em <<https://www.agig.com.au/hydrogen-park-gladstone>> Acesso em jul. 2026.
- _____._____, 2024c. Hydrogen Park Murray Valley. Disponível em: <<https://www.agig.com.au/hydrogen-park-murray-valley>>. Acesso em: jul. 2026.
- _____._____, 2024d. Western Australian Feasibility Study. Disponível em: <<https://www.agig.com.au/western-australian-feasibility-study>>. Acesso em: jul. 2026.
- Agora-Energiewende, 2021. No-regret hydrogen: Charting early steps for H₂ infrastructure in Europet. Disponível em <https://www.agora-energiewende.org/fileadmin/Projekte/2021/2021_02_EU_H2Grid/> . Acesso em: jul 2026.
- Ahmed, N.; Ahmed, R.; Rhythm, S.; Teodoriu, C., 2026. Experimental Investigation of Hydrogen-Assisted Fatigue Crack Growth in Vintage X52 and X70 Pipeline Steels Under Hydrogen–Natural Gas Blending. Metals. V. 16, n. 8, 828. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/2075-4701/16/8/828>>. Acesso em: jul. 2026.
- Ahmed, N.; Ahmed, R.; Rhythm, S.; Velasquez, A. F. B.; Teodoriu, C., 2025. Experimental and Machine Learning-Based Assessment of Fatigue Crack Growth in API X60 Steel Under Hydrogen–Natural Gas Blending Conditions. Metals. V. 15, n. 10, 1125. Disponível em: < <https://www.mdpi.com/2075-4701/15/10/1125>>. Acesso em: jul. 2026.
- Alsulaiman, A., 2024. Review of Hydrogen Leakage along the Supply Chain: Environmental Impact, Mitigation, and Recommendations for Sustainable Deployment. The Oxford Institute for Energy Studies. Disponível em: <<https://www.oxfordenergy.org/publications/review-of-hydrogen-leakage-along-the-supply-chain-environmental-impact-mitigation-and-recommendations-for-sustainable-deployment/>>. Acesso em: jul. 2026
- Andrews, R. M.; Gallon, N.; Huising, O. J. C., 2022. Assessing damaged pipelines transporting hydrogen. Journal of Pipeline Science and Engineering, v. 2, issue 3, September 2022, 100066. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2667143322000385?via%3Dihub>>. Acesso em: jul. 2026.
- ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2026. Possibilidade de Mistura de Hidrogênio na Rede de Gás Natural Existente com Foco na Qualidade, nas Condições do Serviço de Transporte, nos Sistemas de Medição e Segurança Operacional. Relatório Final – Subgrupo I – GT H2. Versão 1: mai/2026. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/hidrogenio/relatorios/possibilidade-mistura-hidrogenio-rede.pdf>>. Acesso em: ago. 2026.
- API. American Petroleum Institute, 2026. API Announces 47th Edition of Foundational Line Pipe Standard. Disponível em: <<https://www.api.org/products-and-services/standards/important->

standards-announcements/api-announces-47th-edition-of-foundational-line-pipe-standard-5l>. Acesso em: jul. 2026.

APP. American Piping Products, 2026. API 5L Pipe Specifications. Disponível em: <<https://www.amerpipe.com/products/api-5l-pipe-specifications/>>. Acesso em: jul. 2026.

AquaDuctus, 2026. AquaDuctus Offshore Hydrogen Pipeline Project. Disponível em: <<https://aquaductus-offshore.de/>>. Acesso em: jul. 2026.

Araújo, R. O.; Oliveira, J. A.; Pereira, R. A.; Rocha, P. S.; Paranhos, R. P. R., 2022. Uma Contribuição para o Entendimento da Influência das Tensões Residuais na Fragilização por Hidrogênio em Aços API 5L. Soldagem & Inspeção. V. 27. Disponível em: <<https://www.scielo.br/j/si/a/S4NFNLNbcHW7m6nrNqsdPLN/?format=html&lang=pt>>. Acesso em: jul. 2026.

ASME. American Society of Mechanical Engineers, 2014. ASME B31.8-2014: Gas Transmission and Distribution Piping Systems. New York. Disponível em: <<https://energy-steel.com/wp-content/uploads/2025/03/ASME-B31.8.pdf>>. Acesso em: jul. 2026.

_____. _____, 2019. ASME B31.12: Hydrogen Piping and Pipelines. Disponível em: <https://kupdf.net/download/asme-b3112-2019-hydrogen-piping-and-pipelines-pdf_642fe2aae2b6f589789f3d30_pdf>. Acesso em: jul. 2026.

_____. _____, 2021. FFS-1: Fitness-for-Service. Edição 2021. Disponível em: <<https://www.asme.org/codes-standards/find-codes-standards/fitness-for-service/2021/pdf>>. Acesso em: jul. 2026.

_____. _____, 2023. Proceedings of ASME 2023 Pressure Vessels & Piping Conference, Volume 1. Atlanta, Georgia, 16-21 Julho. Disponível em: <<https://www.proceedings.com/content/072/072215webtoc.pdf>>. Acesso em: jul. 2026.

Atlantis NDT, 2026. API 579 Fitness-for-Service Assessment: Complete Engineering Guide. Disponível em: <<https://atlantisndt.com/blog/api-579-fitness-for-service-guide>>. Acesso em: jul. 2026.

Ayodele, O. F.; Ali, D., 2026. Assessing the Feasibility of Repurposing the Existing Natural Gas Pipelines for Hydrogen Transport — A Comprehensive Review. Innovative Processes and Technologies for Energy Applications Towards Sustainability. Processes 2026, 14(7), 1182. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/2227-9717/14/7/1182>>. Acesso em: jul. 2026.

Bainier, F.; Kurz, R., 2019. Impacts of H2 Blending on Capacity and Efficiency on a Gas Transport Network. ASME Turbo Expo 2019: Turbomachinery Technical Conference and Exposition, June 17–21, 2019. Phoenix, Arizona, USA. Disponível em: <<https://asmedigitalcollection.asme.org/GT/proceedings-abstract/GT2019/58721/V009T27A014/1067281>>. Acesso em: jun. 2026.

Boltport Fasteners, 2026. ASTM A193 Grade B7 Specification. Disponível em: <<https://boltport.com/specifications/astm-a193-grade-b7/>>. Acesso em: jul. 2026.

Brahimi, S., 2014. Hydrogen Embrittlement in Steel Fasteners. Montréal, Québec: IBECA Technologies Corp. Disponível em: <<https://www.boltcouncil.org/files/HydrogenEmbrittlementInSteelFasteners-Brahimi.pdf>>. Acesso em: jul. 2026.

BSHC. Baltic Sea Hydrogen Collector, 2026. Baltic Sea Hydrogen Collector. Disponível em: <<https://balticseahydrogencollector.com/>>. Acesso em: jul. 2026.

Bukša, D.; Barreda, R., 2025. Blending H2 in Existing Natural Gas Pipelines: What Infrastructure Modifications Are Required? H2Tech. Disponível em: <<https://www.h2-tech.com/articles/2025/july-2025/blending-natural-gas-and-h2/blending-h2-in-existing-natural-gas-pipelines-what-infrastructure-modifications-are-required/>>. Acesso em: jul. 2026.

Cardoso, F.M.A., 2025. Assessment of Through-Thickness Variations in Hydrogen Embrittlement Behavior of API 5L X65 and X70 Pipeline Steels. Dissertação (Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Metalúrgica, Materiais e de Minas, Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG). Disponível em: <<https://repositorio.ufmg.br/items/275974de-c0e5-4a3b-a393-b988d89eee3b>>. Acesso em: jul. 2026.

Casa Civil, 2024. Presidência da República, Lei nº 14.948, de 2 de agosto de 2024. Disponível em: <https://www.presidencia.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2024/lei/l14948.htm>. Acesso em: set. 2026.

Chen, Y.-S. et al., 2025. Hydrogen Trapping and Embrittlement in Metals: A Review. International Journal of Hydrogen Energy. V. 136, p. 789-821. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319924013326>>. Acesso em: jul. 2026.

Chiappini, G., 2023. Hidrogênio Verde: Conheça 16 Projetos Promissores em Desenvolvimento no Brasil. Eixos. Disponível em: <<https://eixos.com.br/hidrogenio/hidrogenio-verde-conheca-16-projetos-promissores-em-desenvolvimento-no-brasil/>>. Acesso em: jul. 2026

Conselho Europeu, 2022. Plano REPowerEU: política energética nos planos de recuperação e resiliência dos países da UE. Disponível em: <<https://www.consilium.europa.eu/pt/policies/repower-eu-plan/>>. Acesso em: jul. 2026.

CRE. Commission de Régulation de L'Énergie, 2025. GRHYD. Disponível em <<https://www.cre.fr/documents/fiches-demonstrateurs-smartgrids/grhyd.html>>. Acesso em jul. 2026.

CSIRO HyResource, 2023. Preparing the Dampier to Bunbury Natural Gas Pipeline for Hydrogen. Disponível em: <<https://research.csiro.au/hyresource/preparing-the-dampier-to-bunbury-natural-gas-pipeline-for-hydrogen/>>. Acesso em: jul. 2026.

Cuthrell, S., 2025. Unpacking Europe's hydrogen blending plan. GlobalSpec. Disponível em: <<https://insights.globalspec.com/article/24274/unpacking-europe-s-hydrogen-blending-plan>>. Acesso em: jul. 2026.

Dadfarnia, M.; Nagao, A.; Wang, S.; Martin, M. L.; Somerday, B. P.; Sofronis, P., 2015. Recent Advances on Hydrogen Embrittlement of Structural Materials. International Journal of Fracture. V. 196, n. 1. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/288074054_Recent_advances_on_hydrogen_embrittlement_of_structural_materials>. Acesso em: jul. 2026.

Das, P.; Mohtasim, M. S.; Rowe, A.; Shuvo, K. A.; Mishuk, N. J., 2025. A review of natural gas transportation pipeline optimization and progress towards hydrogen injection: Challenges and advances. International Journal of Hydrogen Energy. V. 124, p. 102-122. Disponível em <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319925015629?via%3Dihub>> Acessado em set 2026.

Das, R.; Bezensek, B.; Martínez-Pañeda, E., 2026. Can Dents and Gouges Compromise the Structural Integrity of Hydrogen Transport Pipelines? International Journal of Hydrogen Energy. V. 246, 155780.

Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319926024183>>. Acesso em: jul. 2026.

DOE. United States Department of Energy, 2026. Hydrogen Pipelines. Disponível em: <<https://www.energy.gov/cmei/fuels/hydrogen-pipelines>>. Acesso em: jul. 2026.

Drexler, E. S.; Slifka, A. J.; Amaro, R. L.; Lauria, D. S.; Sowards, J. W., 2017. Fatigue Crack Growth Rates of API X70 Pipeline Steels in Pressurized Hydrogen Gas Compared with an X52 Pipeline in Hydrogen Service. Proceedings of 2016 International Hydrogen Conference, Wyoming, USA. Disponível em: <https://tsapps.nist.gov/publication/get_pdf.cfm?pub_id=921512>. Acesso em: jul. 2026.

EC. European Commission, 2024. Hydrogen and decarbonized gas market. Disponível em <https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/hydrogen-and-decarbonised-gas-market_en>. Acesso em set. 2026.

EHB. European Hydrogen Backbone, 2022a. Five Hydrogen Supply Corridors for Europe in 2030. Disponível em: <<https://ehb.eu/files/downloads/EHB-Supply-corridor-presentation-Full-version.pdf>>. Acesso em: jul. 2026.

_____. _____, 2022b. A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 28 Countries. April 2022. Disponível em: <<https://www.ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf>>. Acesso em: jul. 2026.

_____. _____, 2026. The European Hydrogen Backbone (EHB) Initiative. Disponível em: <<https://www.ehb.eu/>>. Acesso em: jul. 2026.

El Kharbotly, A.; Kloosterman, H.; Agteren, M. van; Haan, M. de; Ruzzenenti, F., 2026. A case study for the stepwise conversion of a regional mid pressure natural gas network to hydrogen transmission. International Journal of Hydrogen Energy. V. 216, 153636. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319925063669>> Acesso em: jul. 2026.

EPCLand, 2026. ASME B31.12 Classification: The Complete Hydrogen Engineering Guide 2026. Disponível em: <<https://epcland.com/asme-b31-12-classification-guide/>>. Acesso em: jul. 2026.

EPCM, 2024. Challenges in hydrogen pipeline design. Disponível em: <<https://epcmholdings.com/challenges-in-hydrogen-pipeline-design/>>. Acesso em: jul. 2026.

EPRG. European Pipeline Research Group, 2025. Hydrogen Pipelines Integrity Management and Repurposing Guideline: White Paper (Rev. 1). Disponível em: <https://www.eprg.net/fileadmin/EPRG_Dokumente/EPRG_Hydrogen_Pipelines_Integrity_Management_and_Repurposing_Guideline.pdf>. Acesso em: jul. 2026.

Erdener, Burcin Cakir et al, 2023. A review of technical and regulatory limits for hydrogen blending in natural gas pipelines. International Journal of Hydrogen Energy, v. 48, n. 14, p. 5595–5617, 2023. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319922050923>>. Acesso em: jun. 2026.

European Hydrogen Observatory (EHO), 2025. The European hydrogen policy landscape. Disponível em: <[The European hydrogen policy landscape- January 2025.pdf](#)>. Acesso em: jul 2026.

FCW. FuelCellsWorks, 2023. Frontier and AGIG Partner to Inject Hydrogen into Dampier to Bunbury Pipeline Section. Disponível em: <<https://fuelcellsworks.com/news/frontier-and-agig-partner-to-inject-hydrogen-into-dampier-to-bunbury-pipeline-section>>. Acesso em: jul. 2026.

FGV IBRE, 2026. Fundação Getúlio Vargas. Instituto Brasileiro de Economia. Plataforma de Produtos Digitais. Base de índices econômicos. Disponível em: <<https://portalibre.fgv.br/fgv-dados>>. Acesso em: jul. 2026.

Fraunhofer Institute for Energy Economics and Energy System Technology (IEE), 2022. The limitations of hydrogen blending in the European gas grid: A study on the use, limitations and cost of hydrogen blending in the European gas grid at the transport and distribution level. Kassel: Fraunhofer IEE. Disponível em: <<https://www.iee.fraunhofer.de>>. Acesso em: jul. 2026.

Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (Fraunhofer ISE), 2018. Fraunhofer ISE Starts Operation of New Hydrogen Feed-In Plant. Disponível em: <<https://www.ise.fraunhofer.de/en/press-media/press-releases/2018/fraunhofer-ise-starts-operation-of-new-hydrogen-feed-in-plant.html>>. Acesso em: jul. 2026.

Gallon, N., 2020. Hydrogen Pipelines: Design and Material Challenges and Mitigations. European Pipeline Research Group, Report n. 221/2020. ROSEN UK. Disponível em: <http://www.eprg.net/fileadmin/EPRG_Dokumente/FR-221_2020_Literature_study_hydrogen.pdf>. Acesso em: jul. 2026.

GH2. Green Hydrogen Organisation, 2026. The Africa Green Hydrogen Alliance (AGHA). Disponível em: <<https://gh2.org/agma>>. Acesso em: jul. 2026.

Ghadiani, H.; Farhat, Z.; Alam, T.; Islam, M. A., 2024. Assessing Hydrogen Embrittlement in Pipeline Steels for Natural Gas-Hydrogen Blends: Implications for Existing Infrastructure. Solids. V. 5, n. 3, p. 375-393. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/2673-6497/5/3/25>>. Acesso em: jul. 2026.

Grogan, A., 2025. What are the challenges in Hydrogen pipeline projects? Disponível em: <<https://montel.energy/resources/blog/what-are-the-challenges-in-hydrogen-pipeline-projects>>. Acesso em: jul. 2026.

H2med, 2026. H2med Project. Disponível em: <<https://h2medproject.com/>>. Acesso em: jul. 2026.

Hancke, R., Bujlo P., Holm, T., Ulleberg, Ø., High Pressure PEM water electrolyser performance up to 180 bar differential pressure. Power Sources, V. 601, 2024. Disponível em <http://sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775324002222>. Acesso em set 2026.

Hermenegildo, T. F. C.; Santos, T. F. A.; Torres, E. A.; Afonso, C. R. M.; Ramirez, A. J., 2018. Microstructural Evolution of HSLA ISO 3183 X80M (API 5L X80) Friction Stir Welded Joints. Metals and Materials International. V. 24, n. 5, 1120-1132. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/324041467_Microstructural_Evolution_of_HSLA_ISO_3183_X80M_API_5L_X80_Friction_Stir_Welded_Joints>. Acesso em: jul. 2026.

Hora, C.; Dan, F. C.; Secui, D. C.; Hora, H. N., 2024. Systematic Literature Review on Pipeline Transport Losses of Hydrogen, Methane, and Their Mixture, Hythane. Energies 2024, 17(18), 4709. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/17/18/4709>>. Acesso em: jul. 2026.

IEA – International Energy Agency, 2025a. Global Hydrogen Review 2025. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2025>>. Acesso em: jul. 2026.

_____. _____, 2025b. Hydrogen Tracker. Paris: International Energy Agency. Disponível em: <<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/hydrogen-tracker>>. Acesso em: jul. 2026.

_____. _____, 2026a. Global Hydrogen Review 2026. Disponível em: <<https://iea.blob.core.windows.net/assets/af4b6218-0311-4963-91ab-903cb18ca0ca/GlobalHydrogenReview2026.pdf>>. Acesso em: set. 2026.

_____._____, 2026b. Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database. Paris: International Energy Agency. Disponível em: <<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-production-and-infrastructure-projects-database>>. Acesso em: set. 2026.

Inage, Shin-ichi; Yanagisawa, Akira, 2026. Green hydrogen: Reassessing priorities for sustainable deployment. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2949821X26000827>>. Acesso em: jul. 2026.

Islam, A. et al., 2024. Hydrogen Blending in Natural Gas Pipelines: A Comprehensive Review of Material Compatibility and Safety Considerations. International Journal of Hydrogen Energy. V. 93, p. 1429-1461. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036031992404597X>>. Acesso em: jul. 2026.

ISO. International Organization for Standardization, 2017. ISO 11114-4:2017. Part 4: Test methods for selecting steels resistant to hydrogen embrittlement. Disponível em: <<https://www.iso.org/standard/64587.html>>. Acesso em: jul. 2026.

_____._____, 2018. ISO 16111:2018. Transportable gas storage devices — Hydrogen absorbed in reversible metal hydride. Disponível em: <<https://www.iso.org/standard/67952.html>>. Acesso em: jul. 2026.

_____._____, 2025. ISO 14687:2025. Hydrogen fuel quality — Product specification. Disponível em: <<https://www.iso.org/standard/82660.html>>. Acesso em: jul.2026.

_____._____, 2026. ISO/TS 15916:2026. Hydrogen technologies — Basic considerations for the safety of hydrogen systems. Disponível em: <<https://www.iso.org/standard/89423.html>>. Acesso em: jul.2026.

_____._____, 2026. International Organization for Standardization, 2026. Natural gas - Measurement of properties - Calorific value and Wobbe index. Disponível em: <<https://www.iso.org/obp/ui/en/#iso:std:iso:15971:ed-1:v1:en>>. Acesso em: jul. 2026.

Kappes, M. A.; Perez, T. E., 2023a. Blending Hydrogen in Existing Natural Gas Pipelines: Integrity Consequences from a Fitness for Service Perspective. Journal of Pipeline Science and Engineering. V. 3, n. 4, 100141. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2667143323000331>>. Acesso em: jul. 2026.

_____._____, 2023b. Hydrogen Blending in Existing Natural Gas Transmission Pipelines: A Review of Hydrogen Embrittlement, Governing Codes, and Life Prediction Methods. Corrosion Reviews. V. 41, n. 3, p. 319-347. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/369349128_Hydrogen_blending_in_existing_natural_gas_transmission_pipelines_a_review_of_hydrogen_embrittlement_governing_codes_and_life_prediction_methods>. Acesso em: jul. 2026.

Keele University, 2024. HyDeploy. Disponível em: <<https://www.keele.ac.uk/sustainable-futures/ourchallengethemes/providingcleanenergyreducingcarbonemissions/hydeploy/>>. Acesso em: jul. 2026.

Khan, Farha; Adil, Mohammad; Roberts, William L, 2025. Hydrogen-enriched methane combustion: An experimental evaluation of laminar burning velocity and critical numbers; kinetic analysis of NOx emissions at elevated pressure. International Journal of Hydrogen Energy. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319925050244>>. Acesso em: jul. 2026.

KL Engenharia, 2025. Hidrogênio Verde: 10 Projetos Promissores em Desenvolvimento no Brasil. KL Engenharia. Disponível em: <<https://www.kleng.com.br/2025/08/11/hidrogenio-verde-10-projetos-promissores-em-desenvolvimento-no-brasil/>>. Acesso em: jul. 2026.

Konnov, Alexander A.; Mohammad, Akram; Kishore, Velamati Ratna; Kim, Nam Il; Prathap, Chockalingam; Kumar, Sudarshan, 2018. A comprehensive review of measurements and data analysis of laminar burning velocities for various fuel+air mixtures. Progress in Energy and Combustion Science. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360128517301417>>. Acesso em: ago. 2026.

Li, J.; Song, F.; Zhang, X., 2024. A review on hazards and risks to pipeline operation under transporting hydrogen energy and hydrogen-mixed natural gas. Science and Technology for Energy Transition 79, 9 (2024). Disponível em: <https://www.stet-review.org/fr/articles/stet/full_html/2024/01/stet20230217/stet20230217.html#R18>. Acesso em: jul. 2026.

Li, Q.; Ghadiani, H.; Jalilvand, V.; Alam, T.; Farhat, Z.; Islam, M. A., 2024. Hydrogen Impact: A Review on Diffusibility, Embrittlement Mechanisms, and Characterization. Materials. V. 17, n. 4, 965. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1944/17/4/965>>. Acesso em: jul. 2026.

Lipiäinen, S.; Lipiäinen, K.; Ahola, A.; Vakkilainen, E., 2023. Use of existing gas infrastructure in European hydrogen economy. International Journal of Hydrogen Energy, v. 48, issue 80, 19 September 2023, Pages 31317-31329. Acesso em: jul. 2026.

Mahajan, D.; Tan, K.; Venkatesh, T.; Kileti, P.; Clayton, C. R., 2022. Hydrogen Blending in Gas Pipeline Networks: A Review. Energies. V. 15, n. 10, 3582. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/15/10/3582>>. Acesso em: jul. 2026.

Martin, M. L.; Connolly, M.; Buck, Z. N.; Bradley, P. E.; Lauria, D.; Slifka, A. J., 2022. Evaluating a Natural Gas Pipeline Steel for Blended Hydrogen Service. Journal of Natural Gas Science and Engineering. V. 101, 104529. Disponível em: <https://tsapps.nist.gov/publication/get_pdf.cfm?pub_id=933855>. Acesso em: jul. 2026.

Maxa, D. and Mašín, M., 2025. Blending Hydrogen with natural gas in distribution networks: technical and safety considerations. Paliva 17 (2025), 3, s. 65–70. Disponível em: <<https://paliva.vscht.cz/cz/archiv-clanku/detail/69>>. Acesso em: jul. 2026.

Metal Zenith, 2026. API 5L X42 Pipeline Steel. Disponível em: <<https://metazenith.com/products/api-5l-x42-pipeline-steel>>. Acesso em: jul. 2026.

Midstream Calculator, 2026. API 579 Fitness-For-Service — Engineering Fundamentals. Disponível em: <<https://midstreamcalculator.com/engineering/pipeline-design/api-579-ffs-fundamentals.html>>. Acesso em: jul. 2026.

MME. Ministério de Minas e Energia, 2025. Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural: Anexos. Brasília, DF. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes-1/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/anexos>. Acesso em: set. 2026.

MME. Ministério de Minas e Energia, 2026. Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural: Anexos. Brasília, DF. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes-1/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/anexos>>. Acesso em: jul. 2026.

National Grid, 2021. One of the US' first green hydrogen blending projects launches on Long Island. Disponível em: <<https://www.nationalgrid.com/stories/journey-to-net-zero-stories/hygrid-green-hydrogen-blending-project-launches>>. Acesso em: jul. 2026.

Next Kraftwerke, 2021. From Wind to Hydrogen. Disponível em: <<https://www.next-kraftwerke.com/vpp/case-studies/electrolysis-hydrogen-with-excess-renewables>>. Acesso em: jul. 2026.

NGN. Northern Gas Networks, 2024. H21 Phase 2 Technical Summary Report. Disponível em: <https://www.northerngasnetworks.co.uk/wp-content/uploads/2024/03/H21-Phase-2-Technical-Summary_V4-compressed-compressed-2.pdf>. Acesso em: jul. 2026.

NREL – National Renewable Energy Laboratory, 2025. Blending Pipeline Analysis Tool for Hydrogen (BlendPATH) Documentation and User Manual. Technical Report NREL/TP-5400-87790. Disponível em: <<https://docs.nrl.gov/docs/fy25osti/87790.pdf>> Acesso em julho de 2026.

Octal Steel, 2026. API 5L Pipe Specification (46th Edition Updated on 2026). Disponível em: <<https://www.octalsteel.com/api-5l-pipe-specification/>>. Acesso em: jul. 2026.

Patel, S. C., 2020. WindGas Falkenhagen: Pioneering Green Gas Production. POWER Magazine. Disponível em: <<https://www.powermag.com/windgas-falkenhagen-pioneering-green-gas-production/>>. Acesso em: jul. 2026.

Paterlini, L.; Re, G.; Curia, A.; Ormellese, M.; Bolzoni, F., 2025. Mechanical Testing Methods for Assessing Hydrogen Embrittlement in Pipeline Steels: A Review. Metals. V. 15, n. 10, 1123. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/2075-4701/15/10/1123>>. Acesso em: jul. 2026.

Pitois, A., Smedberg, E., Kleine, R., Moretto, P. and Acosta Iborra, B., 2026. Integrity and Safety of Repurposed Hydrogen Pipelines in the European Union, Hydrogen Safety, 3, 2026, p. 150-162, KIT Scientific Publishing. Disponível em: <<https://data.europa.eu/doi/10.58895/hysafe.56>>. Acesso em: jul. 2026

PNGRB. Petroleum and Natural Gas Regulatory Board, 2024. Pilot Project on Green Hydrogen Blending in PNG Distribution Network: NTPC Township, Kawas, Hazira, Gujarat. Disponível em: <https://www.pngrb.gov.in/pdf/press-note/GGL_15032024.pdf>. Acesso em: jul. 2026.

PRCI. Pipeline Research Council International, 2023. The PRCI Emerging Fuels Institute Releases White Papers for Hydrogen and Natural Gas Blends. Disponível em: <<https://www.prci.org/NewsEvents/NewsArchive/253878.aspx>>. Acesso em: jul. 2026.

PTI. Press Trust of India, 2022. GAIL to set up green hydrogen plant at Guna in MP. The Economic Times. Disponível em: <<https://economictimes.indiatimes.com/industry/renewables/gail-to-set-up-green-hydrogen-plant-at-guna-in-mp/articleshow/91517347.cms?from=mdr>>. Acesso em: jul. 2026.

PwC/Strategy&, 2021. HyWay 27: Hydrogen transmission using the existing natural gas grid? Final report for the Ministry of Economic Affairs and Climate Policy. Disponível em: <<https://www.rijksoverheid.nl/>> Acesso em: jul. 2026.

Quarton, C. J. and Samsatli, S., 2020. Should we inject hydrogen into gas grids? Practicalities and whole-system value chain optimization. Applied Energy, v. 275, October 2020, 115172. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S030626192030684X>>. Acesso em: jul. 2026.

Raj, A.; Sofia Larsson, I. A.; Ljung, A. L.; Forslund, T.; Andersson, R.; Sundström, J.; Lundström, T. S., 2024. Evaluating hydrogen gas transport in pipelines: Current state of numerical and experimental

methodologies. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 67, 20 May 2024, Pages 136-149. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319924014137>>. Acesso em: jul. 2026.

Reza, A.; Carnahan, R.; Buehler, C.; Ott, B., 2022. Can Your Natural Gas Pipelines Handle Hydrogen Blends? *Exponent*. Disponível em: <<https://www.exponent.com/article/can-your-natural-gas-pipelines-handle-hydrogen-blends>>. Acesso em: jul. 2026.

Ronevich, J.; Agnani, M.; San Marchi, C., 2023. Fatigue Crack Growth Behavior of Pipeline and Pressure Vessel Steels in Gaseous Hydrogen. *Proceedings of International Hydrogen Conference: Understanding Hydrogen-Materials Interactions*. Disponível em: <<https://dc.engconfintl.org/cgi/viewcontent.cgi?article=1022&context=hydrogen>>. Acesso em: jul. 2026.

Ronevich, J.; Agnani, M.; San Marchi, C., 2025. Consistency of Fatigue Crack Growth Behavior of Pipeline and Low-Alloy Pressure Vessel Steels in Gaseous Hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*. V. 136, p. 686-694. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319924025266>>. Acesso em: jul. 2026.

Rui, Zhenhua, 2011. Comprehensive Investigation Into Historical Pipeline Construction Costs And Engineering Economic Analysis Of Alaska In-State Gas Pipeline. *Dissertação de mestrado University of Alaska Fairbanks*. Disponível em: <https://ualaska.researchcommons.org/uaf_grad_engineering/342> Acesso em agosto de 2026.

Safeopedia. Flammability Range, 2019. Disponível em: <<https://www.safeopedia.com/definition/7124/flammability-range>>. Acesso em: jul 2026.

San Marchi, C.; Shrestha, R.; Ronevich, J., 2021. Hydrogen Compatibility of Structural Materials in Natural Gas Networks. *Proceedings of the International Conference on Hydrogen Safety*. Disponível em: <<https://hysafe.info/uploads/papers/2021/48.pdf>>. Acesso em: jul. 2026.

Santos, M. L. et al., 2024. Influence of Centerline Segregation Region on the Hydrogen Embrittlement Susceptibility of API 5L X80 Pipeline Steels. *Metals*. V. 14, n. 10, 1154. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/2075-4701/14/10/1154>>. Acesso em: jul. 2026.

Sayani, J. K. S.; Wang, M.; Ma, Z.; Sharan, P.; Mehana, M.; Chen, B., 2025. Techno-economic analysis of hydrogen transport via repurposed natural gas pipelines: Flow dynamics and infrastructure tradeoffs. *International Journal of Hydrogen Energy*. V. 147, 150033. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319925030228>> Acesso em: jul. 2026.

Sedigas, 2023. Project CavendisH2: Analysis on the value of the gas infrastructure as a pillar for energy transition. Elaborado em colaboração com Bip Consulting. Disponível em: <https://www.sedigas.es>. Acesso em: jul. 2026.

Seetao, 2025. The world's largest green hydrogen pipeline project starts construction. Disponível em: <<https://www.seetaoe.com/details/251782.html>>. Acesso em: jul. 2026.

Sgambitterra, E.; Pagnotta, L., 2024. Permeability: The Driving Force That Influences the Mechanical Behavior of Polymers Used for Hydrogen Storage and Delivery. *Energies*. V. 17, n. 9, 2216. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/17/9/2216>>. Acesso em: jul. 2026.

Shin, S.-H.; Oh, D.-K.; Kim, S.-G.; Hwang, B., 2024. Effect of Microstructural Constituents on Hydrogen Embrittlement Resistance of API X60, X70, and X80 Pipeline Steels. *Archives of Metallurgy and*

Materials. V. 69, n. 2, 415-419. Disponível em: <https://imim.pl/files/archiwum/Vol2_2024/05.pdf>. Acesso em: jul. 2026.

Smedberg, E.; Pitois, A.; Kleine, R. and Acosta Iborra, B., 2025. Pipelines for hydrogen transport: A review of integrity and safety challenges. Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2025. Disponível em: <<https://data.europa.eu/doi/10.2760/4545832, JRC140673>>. Acesso em: jul. 2026.

Snam, 2020. Snam and Baker Hughes test world's first hydrogen blend turbine for gas networks. Disponível em: <<https://www.snam.it/en/media/news-and-press-releases/comunicati-stampa/2020/snam-and-baker-hughes-test-world-s-first-hydrogen-blend-turbine-for-gas-networks.html>>. Acesso em: jul. 2026.

_____. _____, 2026. H2 Gas Asset Readiness. Disponível em: <<https://www.snam.it/en/i-nostri-business/idrogeno/h2-gas-asset-readiness.html>>. Acesso em: jul. 2026.

Sobola, D.; Dallaev, R., 2024. Exploring Hydrogen Embrittlement: Mechanisms, Consequences, and Advances in Metal Science. Energies. V. 17, n. 12, 2972. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/17/12/2972>>. Acesso em: jul. 2026

Solarquarter, 2022. GAIL Commissions 10 MW Green Hydrogen Plant in Madhya Pradesh to Produce 4.3 Tonnes Daily. Disponível em < <https://solarquarter.com/2024/05/27/gail-commissions-10-mw-green-hydrogen-plant-in-madhya-pradesh-to-produce-4-3-tonnes-daily/>>. Acesso em jul. 2026.

South2 Corridor, 2025. Milestone for the South2 Corridor – Five Countries Sign Declaration of Political Intent in Rome. Disponível em: <<https://www.south2corridor.net/milestone-for-the-south%e2%82%82-corridor-five-countries-sign-declaration-of-political-intent-in-rome/>>. Acesso em: jul. 2026.

Stremmel, R., 2025. API 579-1/ASME FFS-1: A Comprehensive Guide to Fitness-for-Service Assessment in Pressure Equipment Integrity. Disponível em: <<https://www.linkedin.com/pulse/api-579-1asme-ffs-1-comprehensive-guide-assessment-randall-stremmel-nfeqc/>>. Acesso em: jul. 2026.

Teles, D. B.; Mariano, J. F.; Souza, A. J., 2022. Metallic Materials for Valves Applied in Oil & Gas Industry. Proceedings of the Rio Oil & Gas Expo and Conference 2022. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/363852474_Metallic_materials_for_valves_applied_in_Oil_Gas_industry>. Acesso em: jul. 2026.

Télessy, K.; Rahner, L.; Holz, F., 2024. Repurposing natural gas pipelines for hydrogen: Limits and options from a case study in Germany. International Journal of Hydrogen Energy. V. 80, p. 421–431. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319924027812>> Acesso em: jul. 2026.

TELQUEL, 2025. Green hydrogen: moving towards Spain–Morocco complementarity? TELQUEL. Disponível em: <https://telquel.ma/2025/11/11/green-hydrogen-moving-towards-spain-morocco-complementarity_1957833>. Acesso em: jul. 2026.

The Engineering Toolbox, 2025. Higher calorific values of common fuels: reference & data. 2026. Disponível em: <https://www.engineeringtoolbox.com/fuels-higher-calorific-values-d_169.html>. Acesso em: ago. 2026.

Tian, X. and Pei, J., 2023. Study progress on the pipeline transportation safety of hydrogen-blended natural gas. Heliyon, v. 9, Issue 11, November 2023. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405844023086620>>. Acesso em: jul. 2026.

Topolski, K. et al., 2022. Hydrogen Blending into Natural Gas Pipeline Infrastructure: Review of the State of Technology. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory (NREL). NREL/TP-5400-81704. Disponível em: <<https://docs.nrl.gov/docs/fy23osti/81704.pdf>>. Acesso em: jul. 2026.

Topolski, K.; Reznicek, E.; Kee, J.; Chung, M., 2023. Techno-Economic Analysis of Blending Hydrogen into Natural Gas Transmission Networks. National Renewable Energy Laboratory (NREL). Disponível em: <<https://docs.nrl.gov/docs/fy23osti/85123.pdf>>. Acesso em: jul. 2026.

Trautmann, A.; Mori, G.; Oberndorfer, M.; Bauer, S.; Holzer, C.; Dittmann, C., 2020. Hydrogen Uptake and Embrittlement of Carbon Steels in Various Environments. *Materials*. V. 13, n. 16, 3604. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1944/13/16/3604>>. Acesso em: jul. 2026.

UNECE. United Nations Economic Commission for Europe, 2023. H2 Gas Asset Readiness (H2GAR). Disponível em: <<https://unece.org/sites/default/files/2022-04/Musazzi%20-%20H2GAR.pdf>>. Acesso em: jul. 2026.

Vibration Engineers, 2025. A Complete Guide to Fitness for Service (API 579) Assessments. Disponível em: <<https://www.vibrationengineers.com/blog/fitness-for-service>>. Acesso em: jul. 2026.

WAG. Western Australian Government, 2022. Public Knowledge Sharing Report: Dampier to Bunbury Natural Gas Pipeline. Disponível em: <<https://www.wa.gov.au/government/publications/public-knowledge-sharing-report-dampier-bunbury-natural-gas-pipeline-january-2022>>. Acesso em: jul. 2026.

Wang, A.; Wang, B.; Jiang, R.; Nie, R.; Cui, G.; Liu, J.; Zhang, Y.; Zhang, H.; Xing, X., 2025. Experimental Study on Hydrogen-Induced Crack Propagation of X80 Steel Under Alternating Pressure Fluctuations. *Materials*. V. 18, 947. Disponível em: <<https://pmc.ncbi.nlm.nih.gov/articles/PMC11901148/pdf/materials-18-00947.pdf>>. Acesso em: jul. 2026.

Wang, C. et al., 2023. Study on Hydrogen Embrittlement Susceptibility of X80 Steel through In-Situ Gaseous Hydrogen Permeation and Slow Strain Rate Tensile Tests. *International Journal of Hydrogen Energy*. V. 48, n. 1, p. 243-256. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319922044664>>. Acesso em: jul. 2026.

Waple, N.; Fowler, A.; Guite, M.; Tkach, Y., 2023. Repurposing Gas Transmission Pipelines for Hydrogen. *Hydrogen Tech World*. Disponível em: <<https://hydrogentechworld.com/repurposing-gas-transmission-pipelines-for-hydrogen>>. Acesso em: jul. 2026.

Weafrica, 2023. European Union Considers Expanding Hydrogen Pipeline Project to Morocco. *WeAfrica24*. Disponível em: <<https://weafrica24.com/2023/12/23/hydrogen-pipeline/>>. Acesso em: jul. 2026.

Wells, A., 2026. Can natural gas infrastructure be repurposed for the hydrogen economy? Disponível em: <<https://www.aveva.com/en/our-industrial-life/type/article/can-natural-gas-infrastructure-be-repurposed-for-the-hydrogen-economy/>>. Acesso em: jul. 2026.

Zheng, Z.; Liu, D.; Sun, X.; Wang, Y.; Zhao, Y.; Xu, J., 2026. Addressing the Hydrogen Embrittlement Challenge in Future Hydrogen Pipelines: A Multiscale Review from Mechanisms to Material Design. *Metals*. V. 16, n. 4, 433. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/2075-4701/16/4/433>>. Acesso em: jul. 2026.

Zhou, J.; Chen, X.; Jiang, X.; Liang, G.; Li, S., 2026. Optimization of hydrogen blending locations in natural gas pipeline networks with the objective of satisfaction. *Journal of Cleaner Production*, v 552.

Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S095965262600510X>>.
Acesso em: mai. 2026

Zhou, Lingfeng et al, 2026. Hydrogen blending into natural gas networks: global practices, infrastructure compatibility, and end-user implications. *Applied Energy*, v. 402, art. 127057, 2026.
Disponível em: <<https://ideas.repec.org/a/eee/appene/v402y2026ipcs0306261925017878.html>>.
Acesso em: jun. 2026.