



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

LUCAS DE ALMADA TORRES

**IMPACTO DA ADIÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE NAS PROPRIEDADES DO GÁS
NATURAL EM UM SISTEMA CANALIZADO LOCAL**

FORTALEZA
2023

LUCAS DE ALMADA TORRES

IMPACTO DA ADIÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE NAS PROPRIEDADES DO GÁS
NATURAL EM UM SISTEMA CANALIZADO LOCAL

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em engenharia mecânica. Área de concentração: Processos, equipamentos e sistemas para energias renováveis.

Orientador: Prof. Dr. André Valente Bueno.

FORTALEZA

2023

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Sistema de Bibliotecas

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- T646i Torres, Lucas de Almada.
Impacto da adição de hidrogênio verde nas propriedades do gás natural em um sistema canalizado local / Lucas de Almada Torres. – 2023.
78 f. : il. color.
- Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Fortaleza, 2023.
Orientação: Prof. Dr. André Valente Bueno.
1. Gás Combustível. 2. Energias Renováveis. 3. Hidrogênio Verde. 4. Gás Natural. 5. Biometano. I. Título.

CDD 620.1

LUCAS DE ALMADA TORRES

IMPACTO DA ADIÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE NAS PROPRIEDADES DO GÁS
NATURAL EM UM SISTEMA CANALIZADO LOCAL

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em engenharia mecânica. Área de concentração: Processos, equipamentos e sistemas para energias renováveis.

Aprovada em: 13/11/2023.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. André Valente Bueno (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Dr. João Batista Furlan Duarte
Universidade de Fortaleza (UNIFOR)

Prof. Dr. Mona Lisa Moura de Oliveira
Universidade Estadual do Ceará (UECE)

A Deus.

Aos meus pais, Fernando e Sidinha.

A minha filha, Anny Luiza

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Fernando e Sidinha, por sempre acreditarem em mim, por fomentarem minha educação e me apoiarem sempre quando precisei.

Ao meu orientador, Professor Dr. André Bueno, pela paciência e qualidade com a qual me orientou, pois sem elas este trabalho não seria possível.

Aos professores participantes da banca examinadora pelo tempo, pelas valiosas colaborações e sugestões.

A minha filha, Anny Almada, razão da minha dedicação diária.

A minha irmã, por compartilhar momentos de alegrias, tristezas e pelo apoio.

A Lorena, pelo carinho, apoio e motivação.

Aos colegas do programa, Claudecir, Daniel, Juarez, Lívio e Renato, pelo apoio e convivência.

Ao secretário do programa de pós-graduação em engenharia mecânica, Valdi Almeida Júnior, por ser sempre solícito e acessível.

Aos meus bichos Sheik por se fazer presente e a Princesa (in memoriam).

“Quem quer passar além do Bojador tem que
passar além da dor”

(Fernando Pessoa)

RESUMO

O gás hidrogênio verde vem ganhando destaque na área industrial por ser considerado um combustível limpo que possui a capacidade de desempenhar um papel importante na transição energética mundial. A adição de hidrogênio ao gás canalizado contém energia necessária para manter as aplicações industriais e residenciais em substituição ao gás natural. Além disso, possui uma menor emissão de CO₂ em comparação ao gás natural. O presente trabalho tem como objetivo avaliar a injeção de hidrogênio verde na rede de gás natural local. Foram avaliados 3 (três) cenários para a adição do gás hidrogênio: (i) cenário 1, consistiu na adição do hidrogênio a uma linha de gás natural; (ii) cenário 2, o hidrogênio foi adicionado a uma linha de biometano; (iii) cenário 3, o hidrogênio foi adicionado a uma linha misturada com gás natural e 15% de biometano. Para a avaliação do poder calorífico superior e o índice de Wobbe, foi utilizada a norma NBR 15213 que especifica métodos para o cálculo das propriedades físico-químicas. O índice de Wobbe é uma medida do conteúdo energético de um gás, medido com base no seu poder calorífico por unidade de volume à pressão e temperatura padrão, utilizada como indicador da intercambialidade de queimadores. O método de cálculo definido foi dos gases reais tipo seco que para esse método é necessário calcular o fator de compressibilidade que também é definido pela mesma norma. A condição de medição e de referência adotados para temperatura e pressão do gás são 20°C e 101,325kPa, respectivamente. Para a avaliação do número de metano foi utilizado as resoluções da ANP nº 16/2008 e nº 886/2022. O cenário 3, referente ao biometano puro, apresentou como restrição a adição de hidrogênio a apenas 3%, limitando maiores adições de hidrogênio pela especificação do poder calorífico superior. Para o cenário 1, o gás natural tem-se como restrição a adição de hidrogênio a 11%. Maiores adições de hidrogênio é limitada ao poder calorífico superior e ao número de metano. Já para a adição de hidrogênio a mistura de gás natural e biometano, cenário 2, a restrição a adição de hidrogênio é de 10% limitando uma maior adição de hidrogênio por restrição ao poder calorífico superior.

Palavras-chave: gás combustível; energias renováveis; hidrogênio verde; gás natural; biometano.

ABSTRACT

Green hydrogen gas has been gaining prominence in the industrial area as it is considered a clean fuel that has the capacity to play an important role in the global energy transition. The addition of hydrogen to natural gas contains energy needed for industrial and residential applications to replace natural gas. Furthermore, it has lower CO₂ emissions compared to natural gas. The present work aims to evaluate the injection of green hydrogen into the local natural gas network. Three (3) scenarios for the addition of hydrogen gas were evaluated: (i) scenario 1, consisted of adding hydrogen to a natural gas line; (ii) scenario 2, hydrogen was added to a biomethane line; (iii) scenario 3, hydrogen was added to a line mixed with natural gas and 15% biomethane. To evaluate the higher calorific value and the Wobbe index, the NBR 15213 standard was used, which specifies methods for calculating physicochemical properties. The Wobbe index is a measure of the energy content of a gas, measured based on its calorific value per unit volume at standard pressure and temperature, used as an indicator of burner interchangeability. The calculation method defined was that of real dry gases, for this method it is necessary to calculate the compressibility factor, which is also defined by the same standard. The measurement and reference conditions adopted for gas temperature and pressure are 20°C and 101.325kPa, respectively. To evaluate the methane number, ANP resolutions no. 16/2008 and no. 886/2022 were used. Scenario 3, referring to pure biomethane, presented as a restriction the addition of hydrogen to just 3%, limiting greater additions of hydrogen by specifying the higher calorific value. For scenario 1, natural gas is restricted to the addition of hydrogen at 11%. Greater additions of hydrogen are limited to the higher calorific value and number of methane. For the addition of hydrogen to a mixture of natural gas and biomethane, scenario 2, the restriction on the addition of hydrogen is 10%, limiting a greater addition of hydrogen by restricting the higher calorific value.

Keywords: fuel gas; renewable energies; green hydrogen; natural gas; biomethane.

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Custo de produção do hidrogênio verde (eólica e solar) e do hidrogênio azul (fontes fósseis).....	15
Gráfico 2 - Custos dos investimentos para produção de hidrogênio por eletrólise alcalina...	19
Gráfico 3 - Tolerância à mistura de hidrogênio de elementos da rede de gás natural	20
Gráfico 4 - Tolerância à mistura de hidrogênio a elementos da rede de gás natural	24
Gráfico 5 - Gravidade específica do gás natural (NG) e metano (CH ₄) em função da concentração de H ₂	25
Gráfico 6 - W e poder calorífico em função do percentual de H ₂	27
Gráfico 7 - Temperatura adiabática de chama de diferentes composições de gás natural e H ₂	28
Gráfico 8 - Razão de excesso de ar com diferentes composições de gás natural e hidrogênio	30
Gráfico 9 - Resultados experimentais da velocidade de combustão laminar de metano-ar e hidrogênio-ar em condições ambientais.....	32
Gráfico 10 - Resultados experimentais de velocidade de combustão laminar para mistura metano, hidrogênio e ar num queimador de fluxo de calor.....	33
Gráfico 11 - Comparação da velocidade de combustão laminar de metano, de hidrogênio e de misturas CH ₄ /H ₂	34
Gráfico 12 - Impacto da mistura de hidrogênio na velocidade de combustão laminar para um sistema com fluxo de ar e pressão de alimentação constantes	36
Gráfico 13 - Pirâmide limites de ignição de metano e hidrogênio e gás natural.....	37
Gráfico 14 - Pressões máximas de explosão de várias misturas de CH ₄ /H ₂ /ar em função da razão de excesso de ar	38
Gráfico 15 - Índices de deflagração de misturas metano/ar (a) e hidrogênio/ar (b) em função das razões de equivalência	39
Gráfico 16 - Percentual molar de metano em função da adição de hidrogênio no biometano.	51
Gráfico 17 - PCS em função da adição de hidrogênio no biometano.....	51
Gráfico 18 - W em função da adição de hidrogênio no biometano	52
Gráfico 19 - Percentual de metano em função da adição de hidrogênio no gás natural.....	56
Gráfico 20 - PCS em função da adição de hidrogênio no gás natural	57
Gráfico 21 - W em função da adição de hidrogênio no gás natural	57
Gráfico 22 - Percentual de metano em função da adição de hidrogênio no gás natural	

misturado com 15% de biometano	61
Gráfico 23 - PCS em função da adição de hidrogênio no gás natural misturado com 15% de biometano	61
Gráfico 24 - W em função da adição de hidrogênio no gás natural misturado com 15% de biometano	62
Gráfico 25 - Faixa de taxas de mistura de hidrogênio para os cenários estudados e para os demais países	63

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Concentração máxima permitida de hidrogênio na rede de gás em alguns países	21
Tabela 2 - Propriedades físicas do metano e hidrogênio à 1atm de pressão e 15°C.....	23
Tabela 3 - Propriedades físicas do metano e hidrogênio à 1atm de pressão e 15°C.....	23
Tabela 4 - Especificação do biometano oriundo de aterros e estações de tratamento de esgoto	40
Tabela 5 - Especificação do gás natural.....	41
Tabela 6 - Composição química do gás natural distribuído pela companhia local.....	42
Tabela 7 - Propriedades do ar seco	44
Tabela 8 - Composição dos três cenários avaliados	45
Tabela 9 - Valores limites utilizados para a especificação do biometano oriundo de aterros sanitários.	46
Tabela 10 - Especificação do gás natural.....	46
Tabela 11 - Composição molar do biometano	48
Tabela 12 - Poder calorífico superior molar (PCS), massa molar e \sqrt{b} para os constituintes do biometano	49
Tabela 13 - Propriedades calculadas para o cenário 1: adição de hidrogênio ao biometano....	50
Tabela 14 - Resumo das propriedades calculadas em comparação a resolução nº 886 da ANP	53
Tabela 15 - Composição molar do gás natural	54
Tabela 16 - Propriedades calculadas para o cenário 2: adição de hidrogênio ao gás natural ...	55
Tabela 17 - Resumo das propriedades calculadas em comparação a resolução nº 16 da ANP	58
Tabela 18 - Composição do gás natural misturado com biometano em 15%.....	59
Tabela 19 - Propriedades calculadas para o cenário 3: adição de hidrogênio no gás natural misturado com 15% de biometano	60
Tabela 20 - Resumo das propriedades calculadas em comparação a resolução nº 16 da ANP	62

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

IEA	Agência Internacional de Energia
GEE	Gases do Efeito Estufa
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CEGÁS	Companhia de gás do Ceará
GN	Gás natural
CO ₂	Dióxido de carbono
CH ₄	Metano
O ₂	Oxigênio
H ₂	Hidrogênio
N ₂	Nitrogênio
H ₂ O	Água
C ₂ H ₆	Etano
C ₃ H ₈	Propano
ISO	Organização Internacional de Normalização
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
NBR	Norma Técnica Brasileira
EBA	Associação Europeia do Biogás

LISTA DE SÍMBOLOS

%	Porcentagem
€	Euro
ρ	Densidade relativa
W	Índices de Wobbe
$\dot{V}_{ar,real}$	Vazão volumétrica de ar real
\dot{V}_{comb}	Vazão volumétrica de combustível
$\dot{V}_{ar,teórico}$	Vazão volumétrica de ar teórico
$Ar_{teórico}$	Ar teórico
λ	Quantidade mínima teórica de ar
Φ	Razão de equivalência
S_L	Velocidade de combustão laminar
u	velocidade do fluxo da mistura
K_G	Índice de deflagração
V	Volume
p	Pressão absoluta
V_m	Volume molar
Z	Fator de compressibilidade
R	Constante molar dos gases
T	Temperatura
x_j	Fração molar do componente j
n	Número total de componentes
$\sqrt{b_j}$	Fator de adição do componente j
\overline{PC}	Poder calorífico molar
\widehat{PC}	Poder calorífico mássico
M	Massa molar
\widetilde{PC}	Poder calorífico volumétrico
PCS	Poder calorífico superior
PCI	Poder calorífico inferior
LEL	Limite inferior de explosividade
BTU	Unidade de energia

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	14
1.1	Objetivo geral.....	16
1.2	Objetivos específicos.....	16
2	REFERENCIAL TEÓRICO.....	17
2.1	Injeção de H ₂ em rede de gás natural	17
2.2	Transporte de hidrogênio em redes de gás natural existentes	18
2.2.1	<i>Principais desafios para misturar hidrogênio com gás natural.....</i>	19
2.3	Teoria da combustão.....	22
2.3.1	<i>Características básicas da combustão e qualidade do gás</i>	22
2.3.2	<i>Impacto da mistura de hidrogênio no controle da estequiometria da combustão.....</i>	28
2.3.3	<i>Aspectos de segurança</i>	36
2.4	Resoluções para a especificação do gás natural e do biometano	40
2.5	Cálculo das propriedades físico-químicas	41
3	METODOLOGIA.....	45
3.1	Análise cromatográfica do gás.....	45
3.2	Especificação do gás natural e do biometano.....	46
3.3	Determinação das propriedades físico-químicas	47
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	48
4.1	Cenário 1: adição de hidrogênio ao biometano.....	48
4.2	Cenário 2: adição de hidrogênio ao gás natural.....	53
4.3	Cenário 3: adição de hidrogênio à mistura biometano e gás natural	58
4.4	Comparativo dos limites de adição de hidrogênio em relação a outros países.....	63
5	CONCLUSÃO.....	65
6	TRABALHOS FUTUROS	67
	REFERÊNCIAS.....	68
	ANEXO A - PODER CALORÍFICO PARA COMPONENTES DOS GASES A DIFERENTES CONDIÇÕES DE REFERÊNCIA DE COMBUSTÃO	74
	ANEXO B – FATORES DE COMPRESSIBILIDADE E DE ADIÇÃO PARA SOB DIVERSAS CONDIÇÕES DE MEDIÇÃO DE REFERÊNCIA.....	76
	ANEXO C – MASSA MOLAR PARA COMPONENTES DOS GASES COMBUSTÍVEIS	78

1 INTRODUÇÃO

A demanda por energia tem aumentado a cada ano. As últimas estimativas da Agência Internacional de Energia (IEA), publicadas no final de 2019, preveem que a demanda global de energia aumentará entre 25% e 30% até 2040. Até 2050 a demanda por energia deve alcançar um aumento percentual de 50%. Uma economia que ainda depende do carvão e do petróleo, significaria mais dióxido de carbono (CO₂), exacerbando as mudanças climáticas (LARA; RICHTER et al., 2023). Com os efeitos causados pela concentração de Gases do Efeito Estufa (GEE) na atmosfera, houve a conscientização e incentivo de políticas públicas com o objetivo de reduzir as emissões. (SILVEIRA; OLIVEIRA et al., 2021).

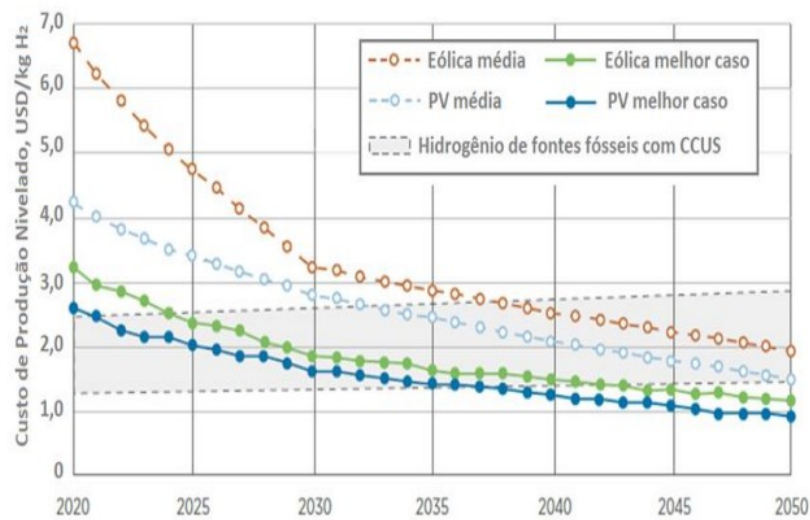
O hidrogênio verde, assim chamado quando produzido com a utilização de fontes renováveis, é obtido pela eletrólise da água (quebra da molécula de água sob uma corrente elétrica) formando produtos que não agredem o meio ambiente (BNDES,2023) ou pela reforma de hidrocarbonetos de origem renovável. O hidrogênio verde poderá representar cerca de um quarto do mercado energético mundial até 2050, possuindo um enorme potencial para impulsionar a transição energética. Além disso, é visto como um portador de energia limpa e contínua sendo uma solução muito ecológica para o planeta (KOVÁČ; PARANOS; MARCIUŠ, 2021). Por isso, para viabilizar a transição energética, serão necessários: avanços tecnológicos na produção, no uso, no transporte e no armazenamento do H₂; a definição de marcos regulatórios adequados nos países produtores e consumidores e a adoção de políticas e estratégias econômicas que viabilizem e estimulem a criação de novas cadeias de produção baseadas em hidrogênio verde (BEZERRA, 2021). É importante ressaltar que, o desenvolvimento de fontes de energias renováveis é necessário para alcançar o processo de descarbonização. Ele vem sendo considerado por vários países como parte de uma estratégia de longo prazo para a redução de emissões de carbono na atmosfera, especialmente de dióxido de carbono e cumprimento das metas do Acordo de Paris. (SANTOS; OHARA, 2021).

A produção e difusão em larga escala do H₂ não será possível sem políticas adequadas que impulsionem a expansão do seu mercado nos diferentes setores, assim como uma política industrial que permita a sua produção em escala centralizada e descentralizada, associada a uma infraestrutura capaz de conectá-la aos consumidores e usuários finais (HYDROGEN EUROPE, 2019).

O custo da produção de hidrogênio por fonte renováveis advindos da energia solar e eólica são altos, mas a tendência é que esses custos reduzam. Os custos de implementação, o

consumo de energia elétrica e a eficiência do processo são responsáveis elevado custo. Os projetos *offshore* serão responsáveis pela redução dos custos de produção do hidrogênio verde a médio e a longo prazo porque a maior parte do potencial técnico *onshore* é utilizado para atender a demanda elétrica convencional. O Gráfico 1 mostra a projeção da queda do custo de produção do hidrogênio verde em comparação a obtenção de hidrogênio por combustíveis fósseis.

Gráfico 1 Custo de produção do hidrogênio verde (eólica e solar) e do hidrogênio azul (fontes fósseis)



Fonte: Irena, 2019

Países como o Brasil, que possui uma relevante quantidade de participação de energias renováveis em sua matriz energética e que possui uma infraestrutura de gasodutos, possui potencial para desenvolver estudos para avaliar formas de implementação de sistemas de hidrogênio verde em sua matriz energética (KIMURA, 2020).

Diretoria Colegiada da ANP concedeu autorização especial para a empresa GNR Fortaleza Valorização do Biogás Ltda realizar projeto-piloto para avaliação da qualidade da mistura biometano/gás natural nas dependências da distribuidora de gás do Ceará (Cegás) (BRASIL, 2023). A autorização tem como motivação principal o aprofundamento de estudos técnicos da mistura biometano e gás natural, visando a estimular a produção e uso do biometano injetado em rede de gás canalizado. As informações técnicas levantadas deverão demonstrar que os produtos resultantes do arranjo operacional entre a GNR Fortaleza e a Cegás são seguros do ponto de vista do controle da qualidade da mistura de gás natural com biometano entregue aos consumidores e, além disso, trarão subsídios para futuro aprimoramento regulatório.

1.1 Objetivo geral

O objetivo geral do trabalho é avaliar a adição de hidrogênio verde ao gás natural e ao biometano em um sistema canalizado de distribuição local. A proposta da avaliação busca a utilização das normas específicas para os cálculos das propriedades dos gases, utilizando as equações dos gases reais e a utilização das resoluções que regulamentam a qualidade dos gases utilizados no âmbito nacional produzidos nacionalmente e internacionalmente.

1.2 Objetivos específicos

- Desenvolver as equações da norma NBR 15213 para os gases reais;
- Identificar a porcentagem limite para a adição de hidrogênio em cada um dos cenários propostos em comparação a norma NBR 15213;
- Comparar os valores obtidos para o número de metano com as resoluções de composição do gás natural da ANP nº 16/2008 e do biometano nº 886/2022 nos cenários propostos.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 Injeção de H₂ em rede de gás natural

A chave para um sistema futuro de energia sustentável está na crescente implementação e uso de energias renováveis. Muitos países têm metas ambiciosas para aumentar substancialmente a participação da energia solar, a produção de energia eólica, a geotérmica, a hídrica e a de biomassa nos próximos anos. Na Europa, esse desenvolvimento é particularmente dinâmico. A União Europeia tinha uma meta de 30 a 40% da eletricidade ser produzida a partir de energia renovável até 2020. A meta da Alemanha era ainda mais ambiciosa. O objetivo era fechar todas as usinas nucleares do país até 2022, acompanhado por um forte crescimento em usinas solares e parques eólicos para produzir 50% de sua eletricidade a partir de energia renovável até 2030 e 80% até 2050. (PREUSTER et al., 2017).

A energia solar e eólica são energias intermitentes as quais possuem pausa ou variação de geração devido a condições climáticas. A energia solar depende da incidência solar durante o dia. A geração solar possui variação de geração durante o dia devido fatores como a posição do sol e o bloqueio dos raios solares pelas nuvens. A energia eólica precisa de ventos fortes e constantes, porém, os ventos fortes e constantes variam durante o dia. Segundo Fang et al. (2017), devido a incompatibilidade entre a oferta e a demanda resultante da intermitência das energias renováveis, é recomendado que se tenha outras fontes de energia para diminuir os riscos de demanda não atendida.

O hidrogênio é um combustível que permite armazenamento e transporte. Após seu armazenamento, ele pode ser transformado em outra fonte de energia. É possível armazená-lo em grandes quantidades e por longos períodos. Essas características têm feito o hidrogênio ganhar espaço no cenário energético. Segundo Liazibra (2023), investimentos nessa tecnologia pelo governo e pelo setor privado já estão em discussão.

O transporte de hidrogênio possui desvantagens em comparação a outras fontes de energia. A baixa densidade do gás é o principal fator dessa desvantagem. Para tornar o armazenamento e o transporte do hidrogênio mais atrativo é preciso utilizar técnicas de compressão do gás, por exemplo. Uma análise econômica da compressão do gás hidrogênio foi realizada por Nicodemos, Lima e Assis (2011), mostrando-se pouco viável economicamente devido ao elevado custo dos equipamentos para o processo de compressão.

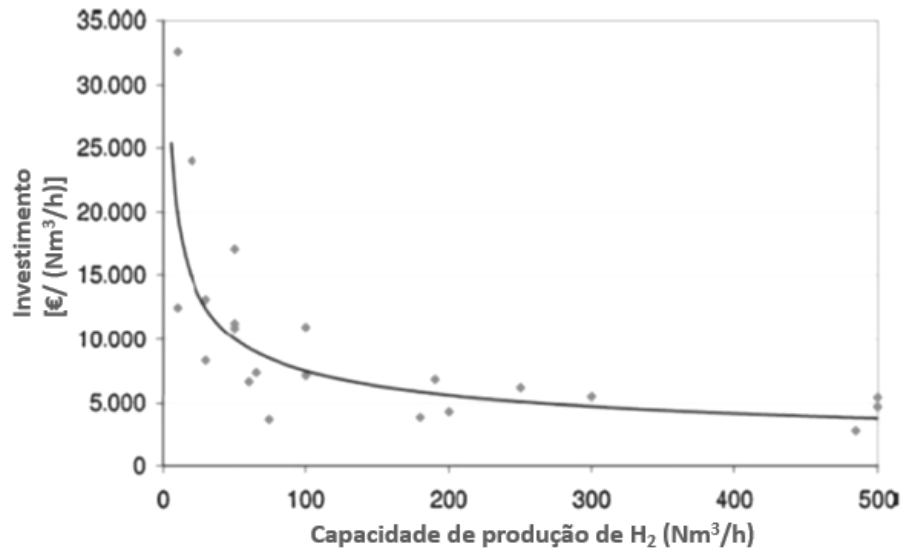
Um roteiro inicial para o uso do hidrogênio como fonte de energia seria adicioná-lo as tubulações de gás natural já existentes das companhias de distribuição de gás. Esse enriquecimento do gás natural com hidrogênio em baixas concentrações, as quais não comprometam a integridade das tubulações atuais, tem sido considerado viável. É necessária a participação dos órgãos reguladores para impulsionar e regularizar as porcentagens de adição de gás hidrogênio ao sistema. A adição de gás biometano ao sistema canalizado de gás natural já é realidade em alguns estados do Brasil, como Ceará, São Paulo e Rio de Janeiro. Para promover a inserção do biometano nas redes de gás natural, os estados criaram marcos regulatórios para a adição do produto na rede de distribuição estadual (MENDES; SOUZA, 2016).

2.2 Transporte de hidrogênio em redes de gás natural existentes

O hidrogênio poder ser produzido por diversas fontes primárias de energia, seja fóssil ou renovável. As fontes renováveis, como eólica, solar e hídrica, são normalmente utilizadas para produzir eletricidade sendo distribuídas por meio da rede de transmissão e distribuição de eletricidade. No entanto, está se tornando cada vez mais importante explorar a opção do hidrogênio não apenas como combustível, mas também e, principalmente, como solução de armazenamento de energia integrada às fontes de energia renováveis, conforme Irena (2020).

A produção de hidrogênio é economicamente viável em instalações de grande escala devido ao seu custo de fabricação. Um estudo deve avaliar a escala econômica sobre os fatores de produção e distribuição. (MAZLOOMI; GOMES, 2012). O Gráfico 2 mostra a redução do custo de capital de uma planta de produção de hidrogênio por eletrólise alcalina à medida que a capacidade de produção aumenta.

Gráfico 2 - Custos dos investimentos para produção de hidrogênio por eletrólise alcalina



Fonte: Mazloomi & Gomes, 2012

2.2.1 Principais desafios para misturar hidrogênio com gás natural

A mistura de hidrogênio ainda enfrenta vários desafios, entre os quais pode-se citar:

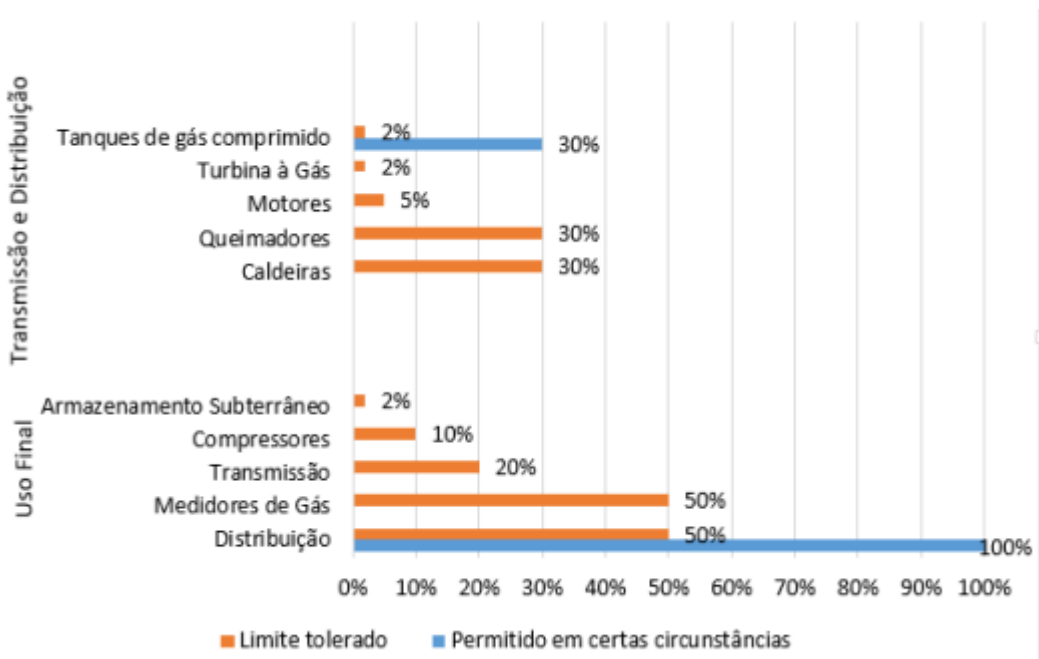
- A densidade de energia do hidrogênio (kW/m^3) é cerca de um terço em comparação ao gás natural, portanto, a mistura reduz o conteúdo energético do gás fornecido. Uma mistura de 3% de hidrogênio no gasoduto de transporte de gás natural reduzirá a energia que o gasoduto transporta em aproximadamente cerca de 2% (HAESELONCKX & D'HAESELEER, 2007);
- Risco de retorno ou engolimento de chama, uma vez que a propagação da chama do hidrogênio é muito mais rápida do que a do metano, além de ser muito menos visível, o que requer novos detectores de chama (BNDES, 2022);
- A variabilidade no volume de hidrogênio misturado ao gás natural terá impacto negativo na operação de equipamentos projetados para operar numa faixa estreita de misturas de gás (Abbott et al., 2012);
- Os componentes com menor tolerância à mistura com o hidrogênio estabeleceriam o limite superior da mistura. Processos industriais (como é caso das turbinas e máquinas

a gás), portanto, seriam os principais candidatos a estabelecer qual seria esse patamar (BNDES, 2022).

As tubulações de transporte de polietileno podem suportar até 100% de hidrogênio. Muitos aparelhos de aquecimento a gás na Europa são certificados para até 23% de hidrogênio, embora os efeitos de tais níveis de hidrogênio por muitos anos de uso ainda não são claros (Altfeld & Pinchbeck, 2013).

A Agência Internacional de Energia, IEA, mostra que alguns componentes da cadeia do gás natural têm uma alta tolerância à mistura de hidrogênio ao gás natural comprimido como pode analisado no Gráfico 3.

Gráfico 3 - Tolerância à mistura de hidrogênio de elementos da rede de gás natural



Fonte: IEA, 2019

Além da limitação do sistema de distribuição, outra dificuldade será o setor industrial, onde muitas aplicações ainda não foram validadas o uso do gás natural misturado com o gás hidrogênio, podendo demandar ajustes nos processos produtivos e requerer a adequações em alguns contratos cujas especificações de uso do gás para queima no processo produtivo restrinjam este gás. Indústrias químicas, que utilizam o gás natural como matéria-prima, poderão necessitar de ajustes de processos e de contratos com fornecedores de gás natural que garantam uma especificação restrita de gás fornecido. Os sistemas de controle e

vedações de turbinas a gás existentes não são projetados para o hidrogênio e podem tolerar menos de 5% de hidrogênio na mistura do gás natural (GN) (IEA, 2019).

Manter o controle do volume de hidrogênio injetado na rede e medir sua intensidade de carbono é essencial para que os operadores sejam pagos pelo fornecimento de gás com mais baixo teor de carbono. Um projeto em Ameland na Holanda não encontrou qualquer barreira técnica para a mistura de até 30% de hidrogênio para aparelhos domésticos (Kippers et al., 2011).

Outra estrutura em estudo é o *linepack*. Esse é definido por Uilhoorn (2019) como o volume de massa de gás na tubulação. Quanto maior a pressão na linha maior será o *linepack*. As simulações feitas por Witek (2022) mostraram que misturar hidrogênio com 5% e 10% de gás natural reduziu a energia do *linepack*, porém, não reduziu significativamente.

Relativamente à injeção direta de hidrogênio na rede de gás natural, as concentrações autorizadas variam significativamente de país para país porque, historicamente, quando as regulamentações existentes foram iniciadas, não foi considerada a possibilidade de redes de gás transportarem misturas de hidrogênio. Na Alemanha, por exemplo, não existem restrições legislativas nacionais relativamente ao teor de hidrogênio no gás natural. As limitações variam de 10% em volume em até menos de 2% em volume. Se um posto de abastecimento de GNV estiver conectado à rede e se nenhum sistema de medição de hidrogênio calibrado estiver instalado, o teor de hidrogênio não deve exceder 0,2% (DOLCI et al., 2019).

A Tabela 1 mostra a concentração máxima de hidrogênio permitida em alguns países da Europa. A Alemanha é o país europeu que permite uma maior adição do hidrogênio ao sistema de gás canalizado do país. A tabela ainda mostra que no Japão não é permitido adicionar gás hidrogênio ao gás natural.

Tabela 1 – Concentração máxima permitida de hidrogênio na rede de gás em alguns países

	Bélgica	Itália	Alemanha	França	Japão	Espanha	Holanda	Reino Unido
Concentração máxima permitida de H ₂	2%	3%	2% (GNV) 10%	6%	0%	5%	0,02%	0,10%

Fonte: Dolci, 2019

A limitação do uso do hidrogênio não advém de custos ou de políticas energéticas, e sim de reflexos de limitações técnicas tais como a fragilização dos aços de alta resistência

empregados em tanques e em veículos. Os desafios da implementação do hidrogênio já mostrados nesse trabalho são principalmente os problemas com as próprias tubulações de distribuição e com as conexões que devido ao uso de aços altamente suscetíveis à fragilização por hidrogênio podem limitar as taxas de adição em patamares baixos.

O Brasil ainda não possui regulamentação para a implementação hidrogênio verde. Está sendo discutido um marco regulatório para a sua implementação. A importância dos órgãos reguladores nesse sentido é primordial na regulação. Como parte dessa estratégia, a ANP instituiu um grupo de trabalho para debater e definir a estratégia da agência no âmbito do Programa Nacional de Hidrogênio (PNH₂), em elaboração. (BRASIL, 2023). A falta de uma resolução técnica sobre o uso do hidrogênio limita o estudo dos efeitos da aplicação prática do hidrogênio.

2.3 Aspectos teóricos da combustão

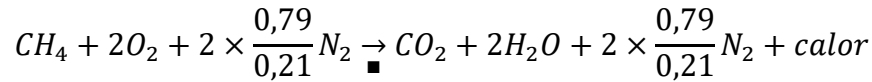
As propriedades físicas e químicas do metano, principal componente do gás natural, são significativamente diferentes em comparação ao gás hidrogênio, portanto, a adição de hidrogênio ao gás natural levará a mudanças nas características do combustível e, portanto, no processo de combustão (PASINI, 2022). Equipamentos a gás, em operação atualmente, foram projetados para operar apenas com gás natural. A viabilidade técnica do uso de hidrogênio no gás natural será um dos critérios para avaliar a viabilidade técnica do seu uso (ELIZIÁRIO et al., 2020).

2.3.1 Características básicas da combustão e qualidade do gás

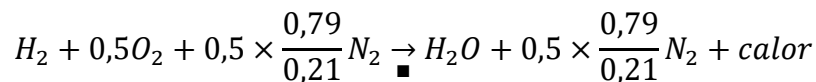
A combustão de um combustível como o gás natural e como o hidrogênio é realizado por um oxidante, sendo geralmente o ar, que reage para formar os produtos da reação. Nesse processo, parte da energia é liberada na forma de calor (SANTOS, 2006).

Para a combustão do gás natural, o metano é frequentemente usado como gás de referência, uma vez que o gás natural geralmente contém cerca de 90% em volume de metano (CH₄). No contexto da mistura com hidrogênio, as diferenças entre variados tipos de gás natural são, em muitos aspectos, insignificantes em comparação com o impacto da presença do hidrogênio (FIOREZE et al., 2013).

Para o metano, o processo de combustão com ar pode ser descrito de forma simplificada como:



Para o hidrogênio a reação de combustão com o ar pode ser descrito pela reação



Durante a combustão, a chama precisa se manter após ter sido iniciada por uma fonte de calor externa. Para ser mantida acesa, é preciso que a chama esteja dentro de limites para a sua manutenção. Esse valor é chamado de limite de inflamabilidade. O limite de inflamabilidade de um combustível gasoso determina uma faixa de concentração do combustível no ar, para a qual a combustão ocorra. Fora desses limites a chama não se propaga (GALDINI, 2019).

A Tabela 2 apresenta os limites inferior e superior de inflamabilidade das misturas CH₄ e H₂ no ar. Quanto maior for a faixa de inflamabilidade do combustível, mais facilmente produz-se uma mistura inflamável do gás com o ar. As propriedades do metano e hidrogênio puros são apresentadas na Tabela 3.

Tabela 2 - Propriedades físicas do metano e hidrogênio à 1atm de pressão e 15°C

Gás	Limite inferior de inflamabilidade (% em vol do gás no ar)	Limite superior de inflamabilidade (% em vol do gás no ar)
Hidrogênio	4	75
Metano	5	15

Fonte: Adaptado de Esmeraldo, 2017

Tabela 3 - Propriedades físicas do metano e hidrogênio à 1atm de pressão e 15°C

Gás	ρ (kg/m ³)	PCS (MJ/m ³)	PCI (MJ/m ³)	Ar teórico (mol de ar/mol de gás)
Hidrogênio	0,085	12,1	10,1	2,381
Metano	0,679	37,71	33,97	9,524

Fonte: Adaptado de Gas engineers handbook, 1969

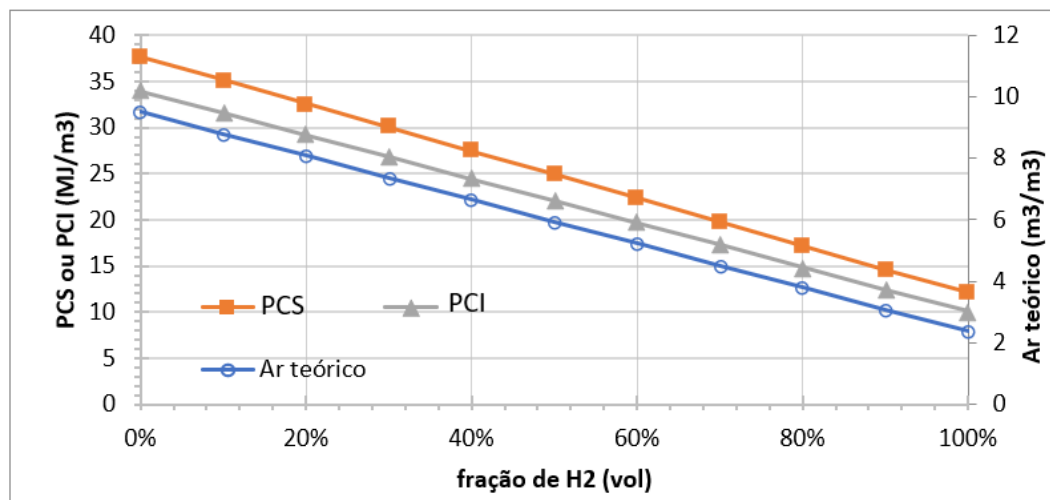
Propriedades como densidade relativa (ρ), ar teórico, valor calorífico inferior (PCI), valor calorífico superior (PCS) e índice de Wobbe (W) podem ser facilmente calculados usando essas equações de reação e seus balanços de energia correspondentes utilizando a Equação 1.

$$P = \sum_{i=1}^N x_i P_i \quad (1)$$

onde P é a propriedade da mistura, x_i é a fração (em vol.) de cada componente na mistura e P_i a propriedade de cada componente puro da mistura.

A combustão de um mol de H_2 necessita de $1/2$ mol O_2 e a combustão de um mol de metano necessita 2 moles de O_2 por mol de CH_4 . Essa diferença nas necessidades de oxigênio também se reflete nos valores caloríficos líquidos e brutos volumétricos das misturas CH_4/H_2 , como pode ser visto no Gráfico 4 que mostra o comportamento dessas propriedades com o aumento dos teores de hidrogênio na mistura. Com o aumento das concentrações de hidrogênio na mistura do gás combustível, tanto as necessidades de ar quanto os valores caloríficos volumétricos diminuem de maneira linear. Isso também significa que quando a concentração de hidrogênio na mistura CH_4/H_2 é aumentada, mais gás combustível é necessário para proporcionar o fornecimento de calor exigida em um equipamento.

Gráfico 4 - Tolerância à mistura de hidrogênio a elementos da rede de gás natural



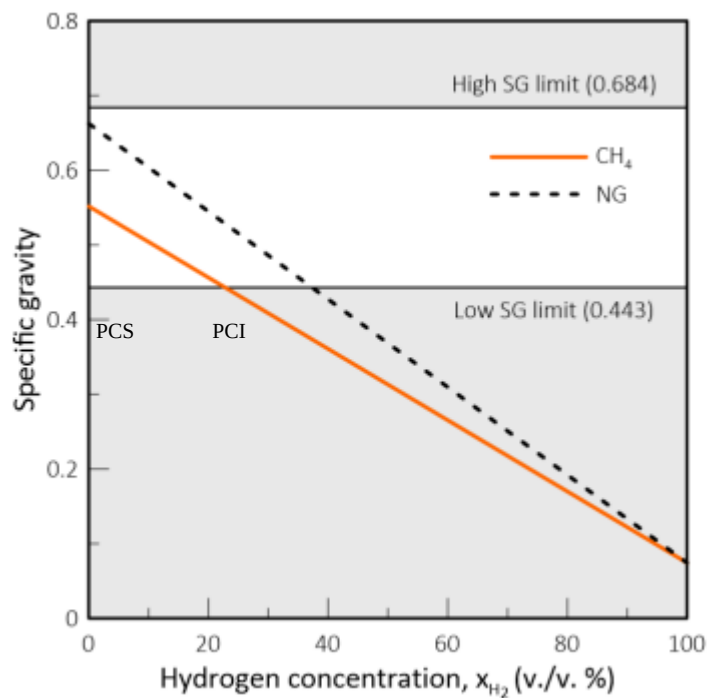
Fonte: Leicher et al., 2022

O poder calorífico superior e poder calorífico inferior são valores caloríficos brutos e líquidos em termos de massa que pode calculado pela relação entre o PCI ou PCS

volumétricos e a massa específica da mistura. Assim, em termos de massa, os valores caloríficos aumentam com maiores teores de hidrogênio, pois a densidade do hidrogênio é extremamente baixa.

A gravidade específica serve para avaliar, do ponto de vista regulamentar, a adequação das misturas de gás natural para a injeção na rede (EN, 2009). A Gráfico 5 exige resultados para a gravidade específica para várias concentrações de gás hidrogênio para gás seco em $p = 1 \text{ atm}$ e $T = 15 \text{ °C}$ traçados em função das limitações regulatórias atuais.

Gráfico 5 - Gravidade específica de gás natural (NG) e CH_4 em função da concentração de H_2



Fonte: Quintino et al., 2012

Todos os processos de combustão tecnologicamente relevantes ocorrem com mais ar do que aquele teoricamente necessário. Em uma aplicação real, a composição do gás natural fornecido pode mudar ao longo do tempo, assim como a composição do ar de combustão. Uma quantidade suficiente de excesso de ar garante que, mesmo com composições flutuantes de combustível e ar, a combustão completa possa ser alcançada. A razão entre a quantidade de ar realmente fornecida e a quantidade mínima teoricamente necessária de ar é expressa como λ , a razão de excesso de ar expressa pela Equação 2.

$$\lambda = \frac{\dot{V}_{ar,real}}{\dot{V}_{ar,teórico}} = \frac{\dot{V}_{ar,real}}{Ar_{teórico} \times \dot{V}_{comb}} \quad (2)$$

Onde $\dot{V}_{ar,real} \rightarrow$ *vazão volumétrica de ar real* é vazão volumétrica de ar real, $\dot{V}_{comb} \rightarrow$ *vazão volumétrica de combustível* é a vazão volumétrica de combustível, $\dot{V}_{ar,teórico}$ é vazão volumétrica de ar teórico e $Ar_{teórico}$ é o ar teórico.

É comum também expressar a estequiometria de um processo de combustão por meio da razão de equivalência Φ , definida na Equação 3 como:

$$\Phi = \frac{\dot{V}_{ar,teórico}}{\dot{V}_{ar,real}} = \frac{1}{\lambda} \quad (3)$$

O Índice de Wobbe é um importante parâmetro utilizado na especificação dos gases, sendo aplicado também para gás natural definido pela Equação 4 como:

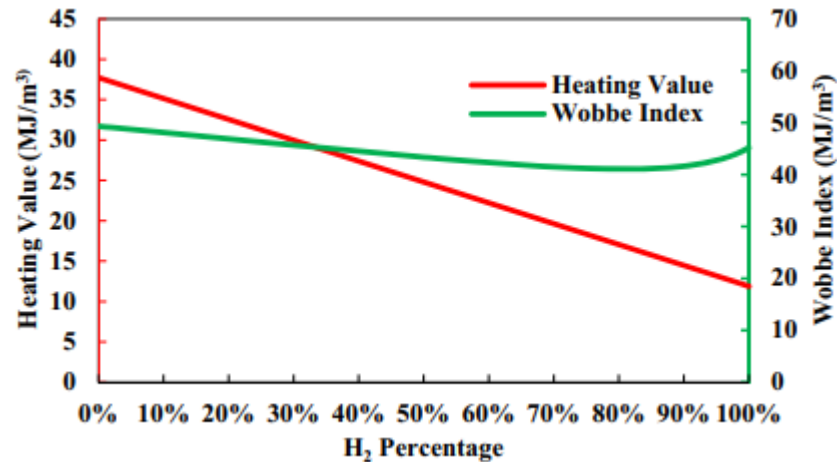
$$W_s = \frac{PCS}{\sqrt{d}} \quad (4)$$

Onde PCS é o valor calorífico volumétrico bruto do combustível e d é densidade relativa do combustível para uma mistura.

O número de Wobbe é uma medida mais adequada do que o poder calorífico para indicar a produção de calor em um equipamento e é especialmente útil para comparação de misturas gasosas de combustível. O mesmo valor de Wobbe libera a mesma quantidade de calor em um sistema de combustão, desde que a geometria do bocal ou orifício e a pressão de alimentação não mudem. As regulamentações nacionais e internacionais de qualidade do gás geralmente utilizam essa propriedade como o principal critério de qualidade do gás para avaliar a intercambialidade dos gases combustíveis. No Gráfico 6 são relacionadas as propriedades das misturas de hidrogênio e gás natural com número de Wobbe e com o poder calorífico superior

onde se observa uma diminuição de 37,7 MJ/m³ para 11,9 MJ/m³. No entanto, o Índice Wobbe diminui apenas 8% do gás natural para o hidrogênio puro.

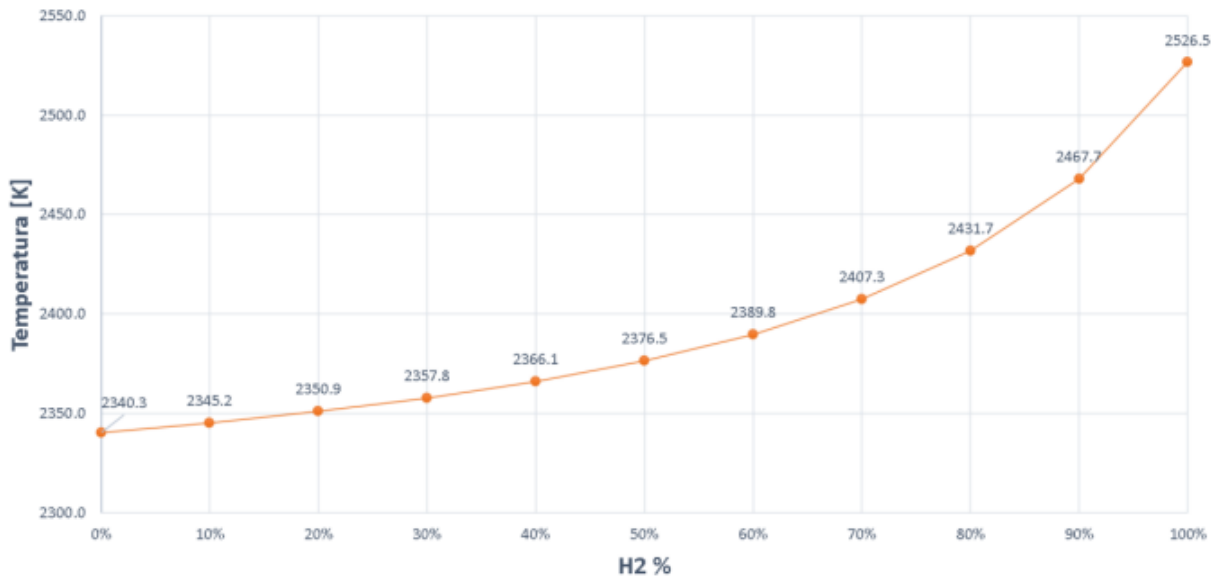
Gráfico 6 – W e poder calorífico em função do percentual de H₂



Fonte: Zhao et al., 2020

As temperaturas envolvidas nos processos de combustão têm impacto direto não somente na eficiência do processo, mas também na formação de poluentes, como por exemplo, os óxidos de nitrogênio (NO_x) (MARTINS; FERREIRA, 2010). A temperatura de chama adiabática pode ser utilizada como um parâmetro para realizar uma avaliação do teor de hidrogênio nas temperaturas envolvidas nos processos de combustão.

A temperatura de chama adiabática é a temperatura máxima teórica que pode ser alcançada em um processo de combustão. Isso significa que todo o calor liberado pela reação é convertido em energia térmica no gás de combustão. A temperatura de chama adiabática é em função da composição e das temperaturas do combustível e do oxidante, da pressão e da razão de excesso de ar do processo. Pode ser vista, pois, como um primeiro meio para observar como a mistura de hidrogênio afetará as temperaturas em um equipamento, mesmo que as temperaturas reais envolvidas sejam muito mais baixas do que as temperaturas adiabáticas. Como é possível observar no Gráfico 7, a temperatura adiabática de chama aumenta com o aumento da percentagem de hidrogênio na mistura. Nos extremos podemos observar que a temperatura adiabática de chama aumenta cerca de 8%. Se a mistura for constituída somente por gás natural ou hidrogênio, esta temperatura é de 2340,35 K e 2526,5 K, respectivamente.

Gráfico 7 - Temperatura adiabática de chama de diferentes composições de gás natural e H₂

Fonte: Martins, 2022

O número de metano (NM) é um parâmetro do combustível que foi definido para indicar a resistência de um gás combustível de inflamar-se, prematuramente, em um motor alternativo com ignição por centelha, que pode levar a um evento chamado “batida”. (CORTES; HERNÁNDEZ, 2003).

O número de metano deverá ser calculado de acordo com a norma ISO 15403-1:2006. Hidrocarbonetos mais pesados no gás combustível reduzem seu NM, enquanto o dióxido de carbono aumenta o NM e, portanto, inibe a detonação. Outros componentes inertes, como o nitrogênio, têm um impacto muito pequeno no NM. Considerando a própria definição do número de metano, é óbvio que a mistura de hidrogênio reduzirá significativamente o número de metano e, portanto, aumentará a propensão à detonação de um gás combustível. O NM não é uma propriedade de um combustível, mas um parâmetro que está intimamente relacionado a cinéticas da reação de combustão.

2.3.2 Impacto da mistura de hidrogênio no controle da estequiometria da combustão

A razão de excesso de ar, λ , é um dos parâmetros de processo mais importantes para qualquer tipo de processo de combustão e está intimamente relacionado com a composição do gás combustível. Mudanças na razão de excesso de ar podem afetar a temperatura, eficiência,

transferência de calor e formação de poluentes e, também aspectos relacionados à segurança, como a estabilidade da chama (LEICHER et al., 2022).

Equipamentos residenciais e comerciais são geralmente ajustados nos locais de sua instalação para uma relação de excesso de ar especificado pelo fabricante com o gás utilizado no momento do ajuste. Há equipamentos antigos que não possuem esses mecanismos de ajuste a qual essa mudança de razão de excesso de ar prejudica seu funcionamento. Essa mudança na razão de excesso de ar pode ser estimada pela Equação 5:

$$\frac{\lambda_1}{\lambda_2} = \frac{Ar_{teórico,1}}{Ar_{teórico,2}} \sqrt{\frac{d_2}{d_1}} = \frac{INAC_1}{INAC_2} \approx \frac{W_{s,1}}{W_{s,2}} \quad (5)$$

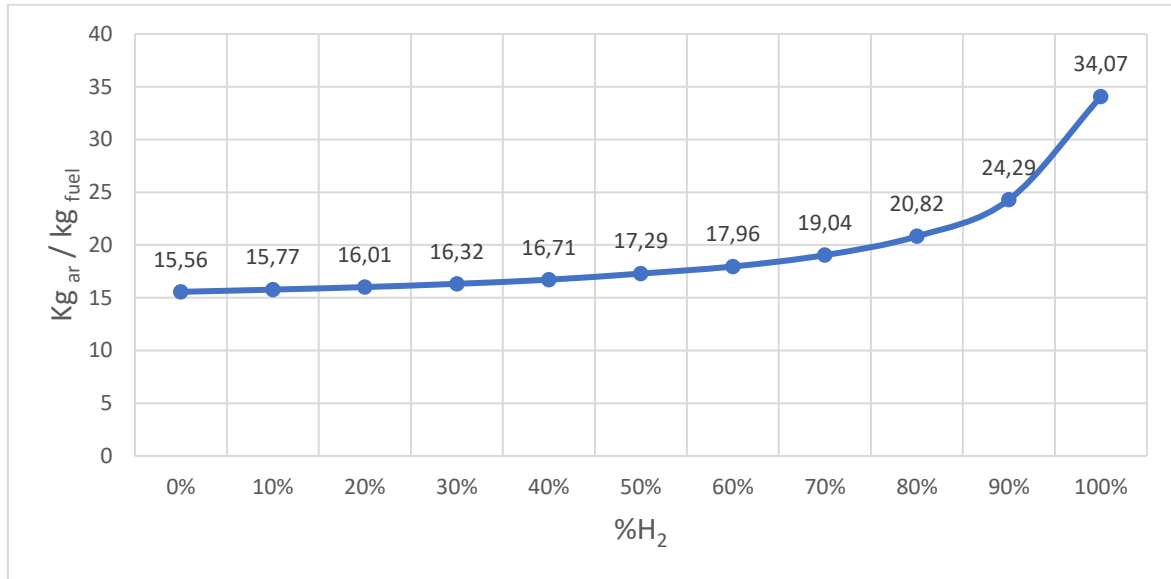
O Índice de Necessidade de Ar de Combustão (INAC) é definido de forma semelhante ao Índice de Wobbe. O INAC pode ser determinado pela Equação 6. Esta equação é válida para sistemas de combustão com diâmetros de bocal constantes e pressões de alimentação constantes, que geralmente é o caso de equipamentos residenciais e comerciais.

$$INAC = \frac{Ar_{teórico}}{\sqrt{d}} \quad (6)$$

Assim, se um aparelho foi ajustado para um gás com um determinado Índice de Wobbe sendo operado com um gás combustível com Índice de Wobbe menor (por exemplo, devido à mistura de hidrogênio), a razão de excesso de ar aumentará. (MARTINS, 2022).

Como é possível observar pelo Gráfico 8, a razão ar-combustível em termos de massa aumenta com a quantidade de hidrogênio presente na mistura. O incremento maior que ocorre dos 90% para 100% da percentagem de hidrogênio é explicado devido à combinação de dois efeitos: a redução da massa molar do combustível e a redução da necessidade de oxigênio que decorre do aumento da porcentagem de H₂.

Gráfico 8 - Razão de excesso de ar com diferentes composições de gás natural e hidrogênio



Fonte: Martins, 2022

Hoje, a grande maioria dos equipamentos a gás é ajustado para a qualidade de gás utilizada por ocasião de sua instalação. Mas pode-se mudar com o tempo. Os procedimentos de instalação e comissionamento desses equipamentos poderão ser modificados se o hidrogênio passar a compor o gás natural distribuído (LEICHER et al., 2022).

2.3.3 Velocidade de combustão laminar

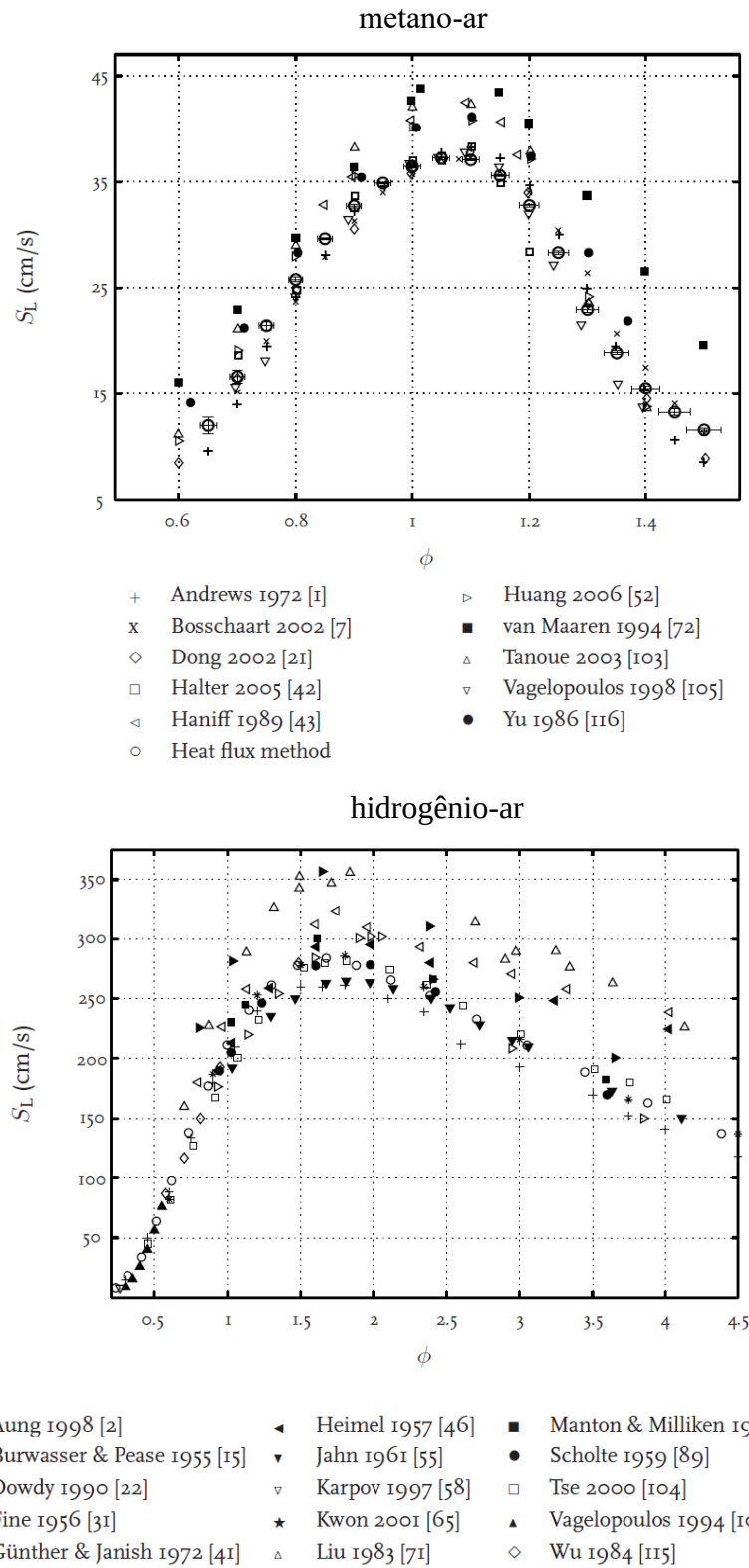
Existe duas zonas depois da queima da mistura ar/combustível, uma onde ocorre as reações químicas e outra constituída da mistura combustível/comburente. A frente de chama é a fronteira situada entre os produtos de combustão e a mistura combustível.

A velocidade de chama é definida como a velocidade de queima de uma mistura ar/combustível que entram na superfície da onda de combustão. Essa velocidade varia com a temperatura da mistura, com a relação ar/combustível e com o padrão de fluxo, se laminar ou turbulento. (HARTMANN, 2014). Leicher et al. (2022) verificou que a velocidade de chama é uma característica importante para o projeto dos bocais dos queimadores e está relacionada com a estabilidade da chama. As correntes das misturas ar-gás nas saídas dos bocais tendem a expulsar a chama para fora do bocal, enquanto a velocidade da chama se desloca no sentido contrário. Se esses dois fenômenos se equilibram a chama permanecerá estável. Se a velocidade dos gases não queimados é inferior à velocidade da chama haverá o retorno da chama para

dentro do bocal.

A maioria dos queimadores em aparelhos residenciais e comerciais são totalmente pré-misturados (LEICHER et al., 2022). Portanto, qualquer mudança na relação de excesso de ar em um queimador terá um impacto na frente de chama durante a combustão. Isso pode ter consequências na estabilização da chama. O Gráfico 9 mostra compilações de muitos experimentos e simulações numéricas para as velocidades de combustão laminar de metano e hidrogênio em função da razão de equivalência compilado por Hermanns (2007). Embora exista muita dispersão nos dados, é evidente que o hidrogênio tem uma velocidade de combustão laminar significativamente maior que a do metano em toda a faixa relevante de razões de equivalência. Ademais, enquanto a velocidade de combustão laminar (S_L) é alcançada em condições ligeiramente sub estequiométricas para o metano, esse máximo é deslocado significativamente para regimes sub estequiométricos para o hidrogênio puro. Ao mesmo tempo, as diferenças dos resultados mostram que o hidrogênio é reativo em uma faixa muito mais ampla de razões de equivalência.

Gráfico 9 - Resultados experimentais da velocidade de combustão laminar de metano-ar e hidrogênio-ar em condições ambientais



Fonte: Hermanns, 2007.

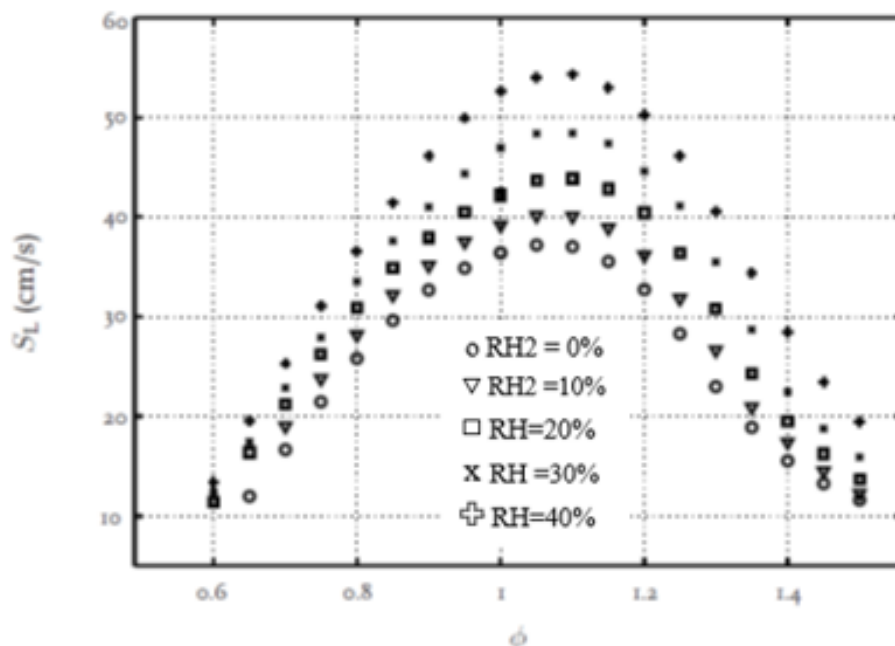
Uma variação no excesso de ar em um queimador tem um impacto importante na frente de chama durante a combustão. O compilado de Hermanns (2007) mostra que o hidrogênio tem uma velocidade de combustão laminar significativamente maior que a do metano em toda a faixa relevante de razões de equivalência, além disso, o hidrogênio é reativo em uma maior faixa de razão estequiométrica em comparação ao metano.

A Equação 7 foi definida por Roy Theodorus sendo citada no trabalho de Hermanns (2007). Theodorus realizou medições de velocidade de queima laminar de chama na mistura metano-hidrogênio-ar em condições ambientais e para diferentes quantidades de hidrogênio no combustível. A proporção de hidrogênio no combustível foi definida por:

$$R_{H2} = \frac{X_{H2}}{X_{H2} + X_{CH4}} \quad (7)$$

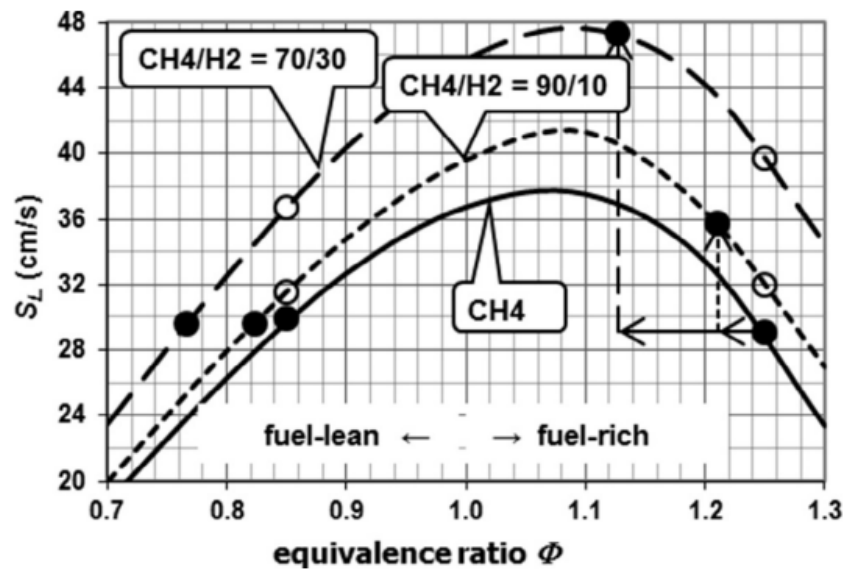
Considerando variações de hidrogênio nas proporções de 0% a 40%, a razão de equivalência variou entre 0,6 e 1,5 em condições ambientais. O Gráfico 10 mostra as medidas realizadas com o queimador de fluxo de calor.

Gráfico 10 - Resultados experimentais de velocidade de combustão laminar para mistura metano, hidrogênio e ar num queimador de fluxo de calor



Um experimento para calcular as velocidades de combustão encontradas na literatura foi realizado com o hidrogênio e o metano puro e com duas proporções de metano-hidrogênio e outra com apenas metano. O Gráfico 11 mostra o comportamento da velocidade de combustão laminar em função da razão de equivalência Φ .

Gráfico 11 - Comparação da velocidade de combustão laminar de metano, de hidrogênio e de misturas CH₄/H₂



Fonte: Vries et al., 2017.

A chama da combustão deve ser estável, porém, diferenças na velocidade de combustão e a na velocidade do fluxo da mistura (u) causam fenômenos diferentes que desestabiliza a chama:

- $S_L \ll u$: Se a velocidade de combustão laminar S_L for muito pequena em relação à velocidade do fluxo da mistura u , ocorrerá o *blowout* que consiste no deslocamento da chama na câmara de combustão em direção ao duto dos gases de exaustão;
- $S_L = u$: Quando a velocidade de fluxo u e a velocidade de combustão laminar são de mesma magnitude, mas com orientação oposta, a chama é estável;
- $S_L > u$: Se a velocidade de combustão se tornar maior que a velocidade de fluxo, a chama se moverá a montante. Nessa configuração acontece o fenômeno de retorno da chama. O ponto de estabilização será próximo ao injetor e potencialmente danificará o próprio queimador.

Embora a velocidade da chama laminar seja o fator predominante que influencia o retorno de chama, o equilíbrio térmico entre a chama e a porta do queimador também desempenha um papel crítico. Como há um equilíbrio entre a velocidade da chama e do gás não queimado, há também um equilíbrio térmico entre a liberação de calor e sua dissipação a montante da frente da chama. Quando uma frente de chama está localizada perto de uma superfície, a produção de calor na chama frontal pode ser desbalanceada pela dissipação de calor para a superfície e levar à extinção da chama. Este fenômeno é conhecido como extinção de chama.

No caso de um queimador de gás pré-misturado, quando a velocidade de combustão laminar é aumentada gradualmente por adição de hidrogênio, por exemplo, a zona de reação se estabiliza progressivamente mais próxima do queimador e a perda de calor para o queimador começa a aumentar. Se o tamanho da porta do bocal for grande, ocorre o retorno da chama. Mas se a porta do bocal for pequena o suficiente, a chama é extinta devido à perda de calor, evitando assim o retorno da chama. Este aspecto é relevante no contexto da mistura de hidrogênio, pois o diâmetro mínimo para extinção da combustão de hidrogênio é significativamente menor que para combustão de metano. Diâmetros mínimos de extinção foram medidos para vários gases e para portas circulares, conforme relatado em (Leicher et al., 2022).

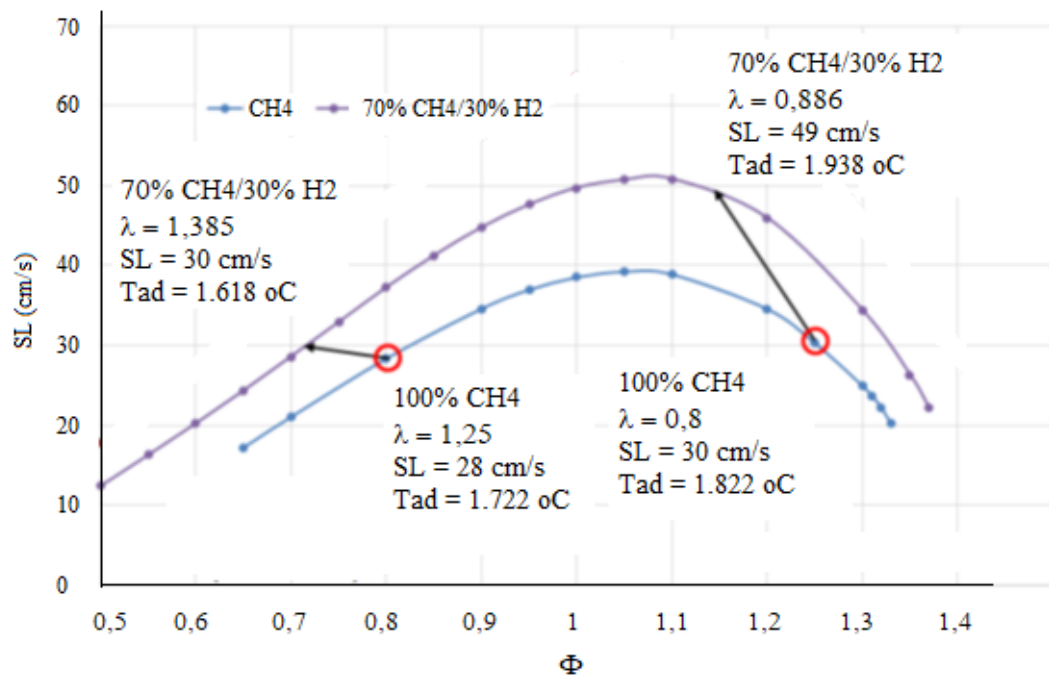
Esses diâmetros mínimos são válidos somente para escoamento laminar totalmente desenvolvido. Ademais, a redução do diâmetro da porta de chama para evitar o retorno de chama pode ter alguns efeitos colaterais, como reduzir a potência do queimador ou causar efeito de *blowoff* para alguns gases. No entanto, podemos concluir que quanto menor a porta da chama, maior será a resistência do queimador ao retorno da chama. Por outro lado, bicos de queimadores muito pequenos para evitar o retorno da chama na combustão de metano-ar pré-misturado podem ser insuficientes para evitar o retorno da chama na combustão do hidrogênio ou de misturas de metano-hidrogênio.

A velocidade de combustão muda em virtude de alguns fatores como por exemplo quando um queimador que foi originalmente ajustado para metano e passa a utilizar uma mistura metano/hidrogênio. A presença de hidrogênio na mistura aumenta a velocidade de combustão laminar. Por outro lado, caso a combustão não seja controlada, haverá mudança na estequiometria e a temperatura de combustão também muda. Numa combustão super estequiométrica ($\lambda > 1$) esses efeitos se contrapõem, ou seja, enquanto a presença de hidrogênio concorre para aumentar a velocidade de combustão, o aumento no excesso de ar concorre para diminuir a velocidade de combustão laminar. No entanto, no caso de um sistema sub

estequiométrico ($\lambda < 1$), os efeitos da mudança na estequiometria e a presença de hidrogênio se acumularão, levando a um aumento significativo da velocidade de combustão laminar.

O Gráfico 12 ilustra muito bem os dois casos acima mencionado além de mostrar, também, o impacto do controle da combustão nas velocidades de combustão laminar. Esses sistemas utilizam a composição dos gases de combustão para manter uma razão de excesso de ar constante. Assim, em um sistema de aquecimento com controle de combustão, ou seja, Φ constante, para a mistura de hidrogênio, as velocidades de combustão laminar aumentam muito mais do que em um sistema não controlado.

Gráfico 12 - Impacto da mistura de hidrogênio na velocidade de combustão laminar para um sistema com fluxo de ar e pressão de alimentação constantes



Fonte: Hermanns, 2007

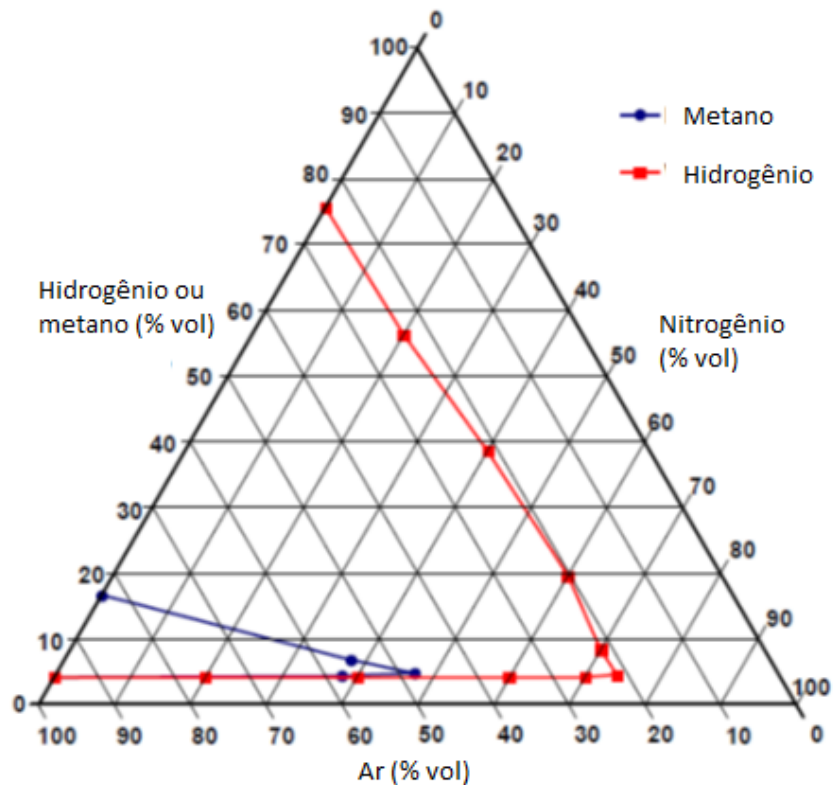
2.3.3 Aspectos de segurança

Aspectos de segurança relacionados ao uso do hidrogênio com o gás natural devem ser observados. Há alguns parâmetros de segurança que caracterizam os gases inflamáveis. Parâmetros esses importantes para fornecer uma base que determine medidas de proteção contra incêndio e explosão.

O hidrogênio tem uma energia mínima de ignição de 0,017MJ, enquanto a do metano é de 0,23MJ, ou seja, a energia mínima de ignição do hidrogênio é cerca de dez vezes menor que a do metano. No entanto, as temperaturas de autoignição de ambos são bastante semelhantes (560°C para o H₂ e 595°C para o CH₄) (HERMANNNS, 2007).

As misturas de CH₄/H₂ podem ser inflamadas muito mais facilmente do que o metano. As faixas de inflamabilidade do metano e do hidrogênio no ar com nitrogênio como gás inerte são mostradas no Gráfico 13. O hidrogênio tem uma faixa de inflamabilidade muito maior que o metano, especialmente o limite superior de inflamabilidade que é muito superior ao do metano. Assim, a probabilidade da ocorrência de misturas inflamáveis com o ar é muito maior para o hidrogênio. Para tornar a manutenção de equipamentos que usam hidrogênio seguro, uma maior proporção de nitrogênio deve ser utilizada.

Gráfico 13 - Pirâmide limites de ignição de metano e hidrogênio e gás natural



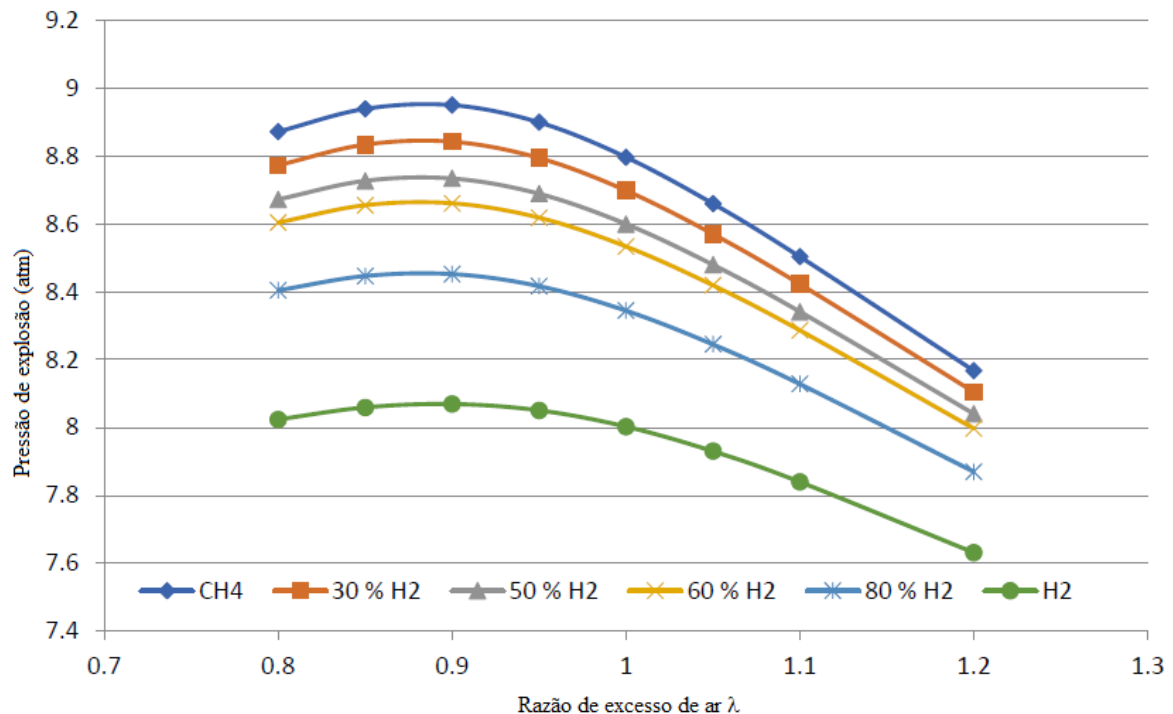
Fonte: Schröder et al., 2016

A pressão máxima de explosão e o índice de deflagração (K_G) são duas propriedades importantes relacionadas à explosão. A pressão máxima de explosão ou também conhecida como pressão de deflagração é a pressão máxima que pode ocorrer devido à liberação de calor quando uma mistura combustível é inflamada em um recipiente fechado. Vale ressaltar que isso

só se verifica para deflagrações quando há a propagação subsônica de uma chama e um aumento de pressão correspondente devido à liberação de calor da combustão.

O Gráfico 14 mostra o efeito da mistura de hidrogênio na pressão máxima de explosão em função da razão de excesso de ar calculada usando um modelo de equilíbrio químico e sistema adiabático. Pode-se observar que níveis mais altos de hidrogênio na mistura de combustível reduzem a pressão máxima de explosão. Os níveis de pressão máxima ocorrem sempre em torno de $\lambda \approx 0,9$ e são independentes da composição do gás combustível.

Gráfico 14 - Pressões máximas de explosão de várias misturas de CH₄/H₂/ar em função da razão de excesso de ar



Fonte: Leicher et al., 2022

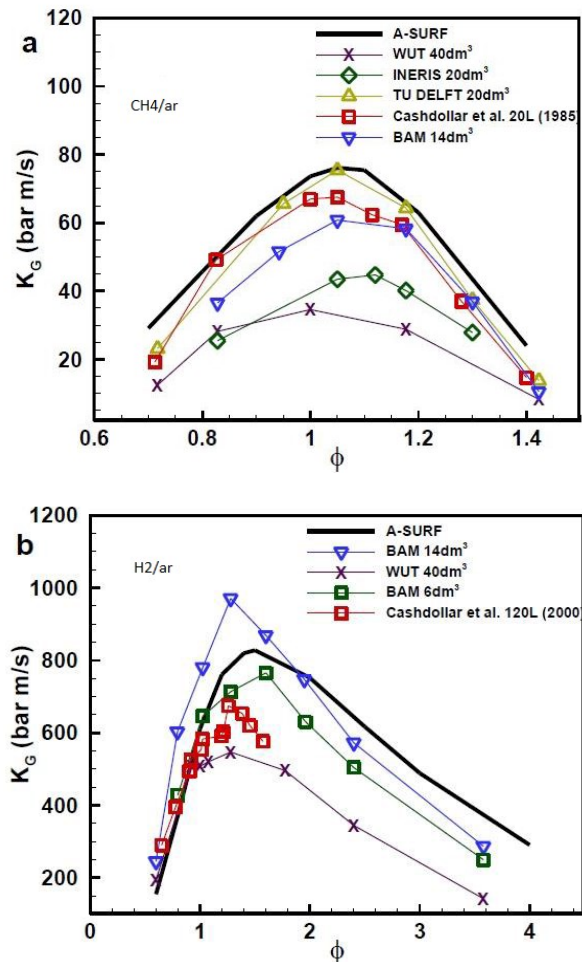
O índice de deflagração K_G é definido pela Equação 8.

$$K_G = \left(\frac{dP}{dt} \right)_{max} V^{0,33} \quad (8)$$

Onde V é o volume do vaso do experimento e $(dp/dt)_{max}$ é o maior valor da taxa de variação de pressão que ocorre ao longo do tempo do experimento (Schröder et al., 2016). O Gráfico 15 mostra uma comparação dos resultados experimentais e de simulação de K_G em

função da razão de equivalência Φ para metano (Gráfico 15a) e para o hidrogênio (Gráfico 15b). As deflagrações de hidrogênio produzem um índice de deflagração muito maior do que as deflagrações de metano. Outro ponto é que o índice de deflagração K_G possui os maiores valores próximos ao regime sub estequiométrico para o hidrogênio do que para o metano. Essa comparação mostra que enquanto as pressões máximas são menores com deflagrações de hidrogênio e ar do que com deflagrações de metano e ar, a deflagração da mistura hidrogênio e ar é muito mais intensa que a deflagração da mistura metano/ar.

Gráfico 15 - Índices de deflagração de misturas metano/ar (a) e hidrogênio/ar (b) em função das razões de equivalência



Fonte: Faghii Mahdi, 2015

2.4 Resoluções para a especificação do gás natural e do biometano

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) estabeleceu em sua resolução nº 886, de 29 de setembro de 2022, a especificação do biometano oriundo de aterros sanitários e de estações de tratamento de esgoto destinado ao uso veicular e às instalações residenciais, industriais e comerciais, a ser comercializado no território nacional. A Tabela 4 mostra os valores especificados pela resolução.

Tabela 4 - Especificação do biometano oriundo de aterros e estações de tratamento de esgoto

Característica	Unidade	Limites	
		Norte	Demais regiões
Poder Calorífico Superior (PCS)	kJ/m^3	34000 a 38400	35000 a 43000
	kWh/m^3	9,47 a 10,67	9,72 a 11,94
Índice de Wobbe (W)	kJ/m^3	40500 a 45000	46500 a 53500
Metano, mín.	% mol	90	90

Fonte: BRASIL, 2022

A Tabela 5 consiste no regulamento técnico nº 2/2008 da ANP, que especifica o gás natural processado, de origem nacional ou importado, a ser comercializado em todo o território nacional. A composição do gás também é monitorada para teores de etano máximo e para outros hidrocarbonetos mais pesados. Entre os contaminantes, é fundamental que se controle os inertes, no caso nitrogênio e gás carbônico assim como o comburente oxigênio. Há limites máximos para inertes e para comburentes.

Tabela 5 – Especificação do gás natural

Característica	Unidade	Limites	
		Norte	Demais regiões
Poder Calorífico Superior (PCS)	kJ/m ³	34000 a 38400	35000 a 43000
	kWh/m ³	9,47 a 10,67	9,72 a 11,94
Índice de Wobbe (W)	kJ/m ³	40500 a 45000	46500 a 53500
Metano, mín.	% mol	68	85
Etano, máx.	% mol	12	12
Propano, máx.	% mol	3	6
Butanos e mais pesados, máx.	% mol	1,5	3
Oxigênio, máx. (7)	% mol	0,8	0,5
Inertes (N ₂ +CO ₂), máx.	% mol	18	8 a 6
CO ₂ , máx.	% mol	3	3

Fonte: BRASIL, 2010

2.5 Cálculo das propriedades físico-químicas

A norma NBR 15213 especifica um método para cálculo do poder calorífico, densidade absoluta, densidade relativa e índice de Wobbe do gás natural seco e outros combustíveis gasosos.

O principal componente do gás natural é o metano. Composição típica do gás natural distribuído pela companhia local é dado na Tabela 6.

Tabela 6 - Composição química do gás natural distribuído pela companhia local

Componentes	Fórmula	Porcentagem Volumétrica
Metano	CH ₄	89,24%
Etano	C ₂ H ₆	7,86%
Propano	C ₃ H ₈	0,24%
Dióxido de carbono	CO ₂	1,25%
Nitrogênio	N ₂	1,34%
Oxigênio	O ₂	0.07%

Fonte: CEGÁS, 2022

O gás real não é bem modelado pela lei dos gases ideais, sendo melhor representado pela Equação 9. A diferença da equação dos gases reais para a equação dos gases ideais é a presença do fator de compressibilidade (Z). Para os gases ideais esse fator é unitário.

$$p \cdot V_m = Z_{(T,p)} \cdot R \cdot T \quad (9)$$

Onde p é a pressão absoluta, expressa em kPa, V_m é o volume molar, expresso em m³/mol, Z é o fator de compressibilidade em função da temperatura e da pressão, R é a constante molar dos gases, expressa em J/molK e T é a temperatura absoluta, expressa em Kelvin (K).

O fator de compressibilidade (Z) serve para identificar o efeito real do volume do gás em relação a temperatura e a pressão, sendo calculado pela Equação 10:

$$Z_{(T,p)} = 1 - \left[\sum_{j=1}^n \left(x_j \cdot \sqrt{b_j} \right) \right]^2 \quad (10)$$

Onde x_j é a fração molar do componente j em relação a todos os componentes do gás, n é o número total de componentes e $\sqrt{b_j}$ é o fator de adição do componente j que varia sob diversas condições de medição e de referência.

Há três formas de representar o poder calorífico podendo ser nas formas molar, mássica ou volumétrica. O poder calorífico para gases reais em base molar (\overline{PC}), expresso em

kJ/mol, é numericamente igual ao poder calorífico correspondente para gases ideais. O poder calorífico molar foi calculado pela Equação 11.

$$\overline{PC} = \sum_{j=1}^n x_j \cdot \overline{PC}_j \quad (11)$$

Onde \overline{PC}_j é o poder calorífico, superior ou inferior, em base molar do componente j expresso em kJ/mol.

O poder calorífico superior em base mássica (\widehat{PC}), expresso em MJ/kg, é mostrado na Equação 12. O poder calorífico para gases reais é numericamente igual ao poder calorífico correspondente para gases ideais.

$$\widehat{PC} = \sum_{j=1}^n \left(x_j \cdot \frac{M_j}{M} \cdot \widehat{PC}_j \right) \quad (12)$$

Onde \widehat{PC}_j é o poder calorífico superior em base mássica do componente j expresso em kJ/mol. M_j é a massa molar do componente j expressa em kg/kmol e M é a massa molar da mistura, calculada pela Equação 13, também expressa por kg/kmol.

$$M = \sum_{j=1}^n x_j \cdot M_j \quad (13)$$

O poder calorífico superior do gás real em base volumétrica (\widetilde{PC}), expresso em kJ/m³ é obtido pela Equação 14.

$$\widetilde{PC}_{[T_1, V(T_2, p_2)]} = \frac{\overline{PC}_{[T_1]} \cdot \frac{p_2}{R \cdot T_2}}{Z_{(T, p)}} \quad (14)$$

Onde \widetilde{PC} é o poder calorífico superior do gás real em base volumétrica na temperatura de combustão T1, medido na temperatura T2 e pressão p2, expresso em kJ/m³. \overline{PC} é o poder calorífico em base molar e R é a constante molar dos gases.

A densidade relativa do gás real ($d_{(T,p)}$) a uma dada temperatura e pressão é obtido pela Equação 15.

$$d_{(T,p)} = \sum_{j=1}^n \left(x_j \cdot \frac{M_j}{M_{ar}} \right) \frac{Z_{ar(T,p)}}{Z_{mis(T,p)}} \quad (15)$$

Onde $Z_{mis}(T,p)$ é o fator de compressibilidade do gás no estado de referência. M_{ar} é a massa molar do ar de composição padrão e $Z_{ar}(T,p)$ é o fator de compressibilidade do ar seco no estado de referência. As propriedades do ar seco são mostradas na Tabela 7.

Tabela 7 – Propriedades do ar seco

T _{ar} (K)	P _{ar} (kPa)	Z _{ar}	M _{ar} (kg/kmol)
273,15	101,325	0,99941	
288,15	101,325	0,99958	28,9626
293,15	101,325	0,99963	

Fonte: ABNT, 2008

O índice de Wobbe (W) do gás real é representado pela Equação 16.

$$W_{[T_1,V(T_2,p_2)]} = \frac{\widetilde{PC}_{[T_1,V(T_2,p_2)]}}{\sqrt{d_{(T_2,p_2)}}} \quad (16)$$

O índice de Wobbe, expresso em MJ/m³, é a razão entre poder calorífico superior em base volumétrica e raiz quadrada da densidade relativa do gás ideal. O valor de W está em função da temperatura e volume do gás em estudo. O volume do gás é afetado diretamente pela temperatura e pressão do gás medido.

3 METODOLOGIA

Três cenários de adição de hidrogênio foram considerados. O cenário 1 consistiu na adição de hidrogênio ao gás biometano. No cenário 2, o gás hidrogênio foi adicionado ao gás natural de origem fóssil. Já para o cenário 3, o gás hidrogênio foi adicionado a uma mistura contendo 15% de biometano 85% de gás natural atualmente em uso pela companhia de distribuição local. A Tabela 8 resume as composições e as concentrações de cada cenário e a porcentagem de hidrogênio adicionado em cada um deles.

Tabela 8 – Composição dos três cenários avaliados

Cenário	Biometano (%)	Gás Natural (%)
1 - Biometano	100%	0%
2 – Gás natural	0%	100%
3 – Biometano + Gás natural	15%	85%

Fonte: Autor

3.1 Análise cromatográfica do gás

O gás natural utilizado na pesquisa é comercializado no estado do Ceará, assim também como o biometano que é comercializado e injetado pela concessionária cearense na rede. As análises dos gases e das misturas gasosas estudadas nesse trabalho foram realizadas mediante o uso de um micro cromatógrafo portátil a gás modelo CP 490 da Agilent Scientific Instruments com 2 canais para colunas capilares: CP-Sil 5 CB e PoraPLOT U. O tempo de injeção foi de 40ms e temperatura da corrida foi de 85°C. A análise cromatográfica seguiu os requisitos exigíveis da norma ABNT NBR 15213: 2008. Esa norma estabelece o método para a determinação da composição química de gás natural e de misturas gasosas similares através da técnica de cromatografia em fase gasosa. Esta análise de composição foi realizada pelo grupo do Laboratório de Conversão Energética e Inovação da UECE (LCE+), liderado pela Profa. Mona Lisa Moura de Oliveira.

3.2 Especificação do gás natural e do biometano

Foi utilizado a resolução nº 886 da ANP para especificar o gás biometano cujo foi oriundo de aterros sanitários. Os dados da Tabela 9 são os dados de referência para analisar a qualidade do gás e verificar qual o limite de adição de hidrogênio ao biometano para mantê-lo dentro dos parâmetros aceitos pela ANP. Os valores limites correspondem aos valores praticados no estado do Ceará.

Tabela 9 – Valores limites utilizados para a especificação do biometano oriundo de aterros sanitários.

Característica	Unidade	Limites
Poder Calorífico Superior (PCS)	kJ/m ³	35000 a 43000
	kWh/m ³	9,72 a 11,94
Índice de Wobbe (W)	kJ/m ³	46500 a 53500
Metano, mín.	% mol	90

Fonte: BRASIL, 2022

Para especificar o gás natural, foi utilizado regulamento técnico nº 2/2008 da ANP, sendo monitorado os teores de etano máximo e outros hidrocarbonetos mais pesados. Entre os contaminantes, foi monitorado os gases inertes como nitrogênio, gás carbônico e o comburente oxigênio avaliando seus limites máximos. Assim como no biometano, os valores limites correspondem aos valores praticados no estado do Ceará, Tabela 10, especificado no regulamento técnico.

Tabela 10 – Especificação do gás natural

Característica	Unidade	Limites
Poder Calorífico Superior (PCS)	kJ/m ³	35000 a 43000
	kWh/m ³	9,72 a 11,94
Índice de Wobbe (W)	kJ/m ³	46500 a 53500
Metano, mín.	% mol	85
Etano, máx.	% mol	12
Propano, máx.	% mol	6
Butanos e mais pesados, máx.	% mol	3
Oxigênio, máx. (7)	% mol	0,5
Inertes (N ₂ +CO ₂), máx.	% mol	8 a 6
CO ₂ , máx.	% mol	3

Fonte: BRASIL, 2010

3.3 Determinação das propriedades físico-químicas

Foi utilizado a norma NBR 15213 para o cálculo do poder calorífico, densidade absoluta, densidade relativa e índice de Wobbe do gás natural seco a partir da composição molar do gás obtida por cromatografia em fase gasosa para gases reais.

Utilizou-se a Equação 10 para calcular o fator de compressibilidade (Z). Para o cálculo de Z foi consultado os valores do fator de adição $\sqrt{b_j}$ no Anexo B. A condição de medição e de referência adotados para temperatura e pressão foram de 20°C e 101,325kPa, respectivamente.

Em seguida foi utilizado a Equação 11 para o cálculo poder calorífico superior molar utilizando os dados de PCS do Anexo A para as substâncias constituintes do gás. Posteriormente foi utilizado a Equação 12 para o cálculo do poder calorífico superior mássico a qual utilizou a massa molar dos constituintes do gás (M_j) consultada no Anexo C e a massa molar da mistura (M), calculada pela Equação 13. O poder calorífico superior do gás real em base volumétrica foi calculado conforme a Equação 14.

A densidade relativa do gás real a uma dada temperatura e pressão foi obtido pela Equação 15. A massa molar do ar seco (M_{ar}) e o fator de compressibilidade do ar seco (Z_{ar}) foi utilizado os valores consultados para o estado de referência. Por fim, o índice de Wobbe (W) do gás real foi calculado utilizando a Equação 16.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Essa seção detalha os resultados teóricos obtidos para os gases reais, onde foram avaliados três cenários: a adição de hidrogênio no gás natural, no biometano e na mistura gás natural com biometano. As propriedades avaliadas foram o poder calorífico superior, o número de metano e o índice de Wobbe.

4.1 Cenário 1: adição de hidrogênio ao biometano

O biometano produzido pela usina local possui, em hidrocarbonetos, cerca de 96% de metano e cerca de 3% de gases inertes formados por gás nitrogênio e dióxido de carbono. A composição molar do biometano também possui dois tipos de isômeros do hexano. A Tabela 11 apresenta a composição molar do biometano obtido por análise de cromatografia.

Tabela 11 - Composição molar do biometano

Substância	% mol
metano	96,77732
n-hexano	0,00051
i-hexano	0,00051
Nitrogênio	1,80594
dióxido de carbono	1,41622

Fonte: Autor.

O hexano é um gás que possui limite de explosividade baixo e que possui alta toxicidade aos seres vivos. O trabalho de Cruz (2022) investigou os mecanismos toxicológicos do n-hexano e respectivos órgãos alvo em que este exerce o seu efeito. Dependendo da concentração de n-hexano existirão riscos a curto e a longo prazo. A presença do gás em 10% do volume de uma área o torna nocivo à saúde e à vida. Os efeitos a longo prazo serão causados pelos próprios processos metabólicos que ocorrerão nas células dos tecidos. O limite inferior de explosividade (LEL) para o hexano é de apenas 1,1% vol. Comparando os valores aceitáveis de hexano com os valores da cromatografia obtidos na Tabela 11, a concentração de hexano não oferece riscos à saúde.

Os valores do poder calorífico superior, massa molar e \sqrt{b} dos componentes que constituem o gás biometano, Tabela 12, foram obtidos pela consulta das tabelas que estão anexas a esse trabalho, Anexo A ao Anexo C. O poder calorífico superior foi selecionado ao invés do poder calorífico inferior porque se tratar do valor energético considerado na NBR 15213.

Tabela 12 - Poder calorífico superior molar (PCS), massa molar e \sqrt{b} para os constituintes do biometano

Substância	PCS (20°C) (kJ/mol)	M (kg/kmol)	\sqrt{b}
Metano	891,09	16,043	0,0436
n-Hexano	4196,58	86,177	0,2846
i-Hexano	4188,95	86,177	0,272
Nitrogênio	0	28,0135	0,0173
Dióxido de carbono	0	44,01	0,0728
Hidrogênio	285,99	2,01588	-0,0051

Fonte: Autor

As propriedades do biometano foram calculadas com os resultados de composição molar da Tabela 11 e dados da Tabela 12 para os valores PCS, massa molar e \sqrt{b} dos elementos do gás natural. Utilizando esses dados, as propriedades do biometano foram calculadas utilizando as equações apresentadas na metodologia do trabalho: a Equação 11 do poder calorífico superior molar, a Equação 13 da massa molar da mistura, a Equação 12 do poder calorífico em base mássica, a Equação 10 do fator de compressibilidade, a Equação 14 do poder calorífico superior volumétrico, a Equação 15 da densidade relativa e, por fim, a Equação 16 do índice de Wobbe. Os valores calculados utilizando as equações é apresentado na Tabela 13.

Tabela 13 – Propriedades calculadas para o cenário 1: adição de hidrogênio ao biometano

Propriedade	3% H ₂	4% H ₂	7% H ₂	8% H ₂	11% H ₂	12% H ₂	30% H ₂	31% H ₂
Metano (%mol)	93,87	92,91	90,00	89,04	86,13	85,16	67,74	66,78
PCS (kJ/mol)	845,12	839,36	822,07	816,30	799,01	793,24	689,49	683,72
M (kg/kmol)	16,22	16,07	15,63	15,48	15,05	14,90	12,26	12,12
PCS (MJ/kg)	52,11	52,23	52,59	52,72	53,11	53,24	56,22	56,42
Z	0,9982	0,9983	0,9984	0,9984	0,9985	0,9986	0,9992	0,9992
PCS (kJ/m ³)	35197,07	34955,58	34231,32	33989,97	33266,14	33024,92	28688,49	28447,85
PCS (kWh/m ³)	9,78	9,71	9,51	9,44	9,24	9,17	7,97	7,90
d	0,5607	0,5556	0,5403	0,5353	0,5200	0,5149	0,4236	0,4186
W (MJ/m ³)	47,01	46,90	46,57	46,46	46,13	46,02	44,08	43,97

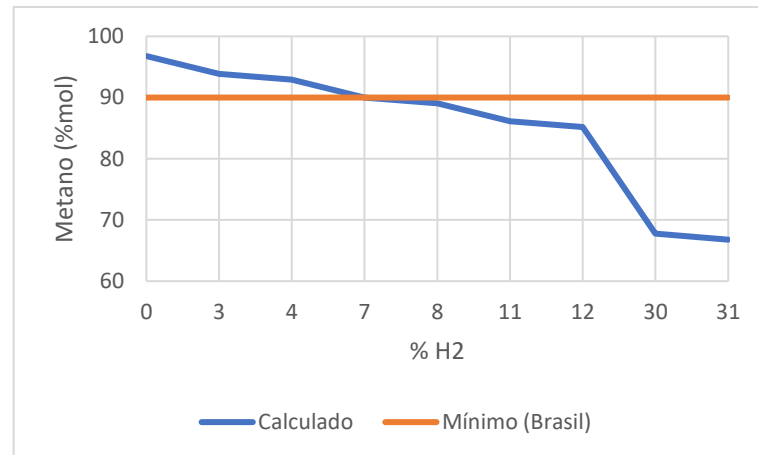
Fonte: Autor

A adição de hidrogênio ao biometano modifica suas propriedades baixando o poder calorífico, índice de Wobbe e o teor de metano. O cumprimento dos requisitos de qualidade ditados na resolução nº 886 da ANP estabelece limites de injeção de hidrogênio renovável, consideraram-se nos cálculos destes limites as composições médias fornecidas pela companhia.

O Gráfico 16 mostra a influência da adição de hidrogênio ao biometano no número de metano do gás. Quanto maior a adição de hidrogênio ao biometano, menor será o número de metano. Para a resolução brasileira, o mínimo permitido do número de metano no gás biometano é de 90%. Para a avaliação dessa propriedade isolada, é possível adicionar até 7% de hidrogênio que não compromete a qualidade do gás, segundo a resolução.

O número de metano descreve o comportamento de detonação dos gases combustíveis em motores de combustão interna e depende fortemente da composição específica do gás e especialmente as quantidades de hidrocarbonetos maiores e hidrogênio no gás (ALTFELD e PINCHBECK, 2013).

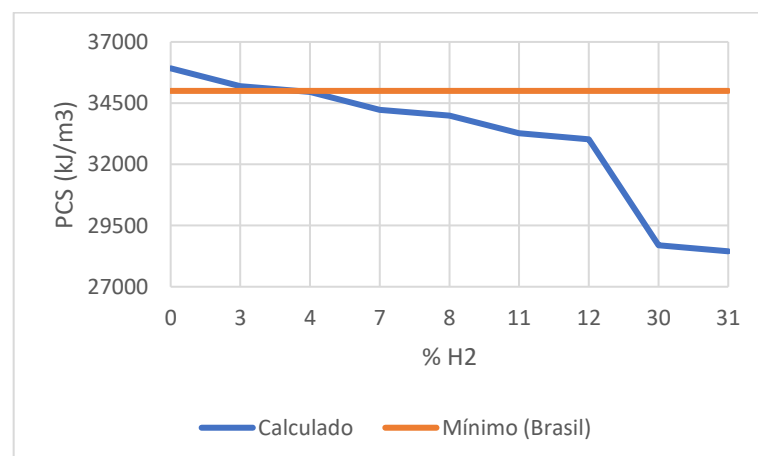
Gráfico 16 – Percentual molar de metano em função da adição de hidrogênio no biometano



Fonte: Autor

O poder calorífico superior possui maior restrição para a adição do hidrogênio em comparação ao número de metano. Conforme Gráfico 17, é possível adicionar até 3% de hidrogênio ao biometano para deixar a mistura atendida pela resolução. O limite aceitável para o PCS é 35000 kJ/m³. Valores abaixo desse estão reprovadas pela resolução da ANP. Santos et al. (2022) utilizou o simulador COCO para a obtenção do PCS do biometano e comparando os resultados com as mesmas resoluções da ANP. O cálculo estequiométrico obteve um PCS de 36700,31 kJ/m³ estando coerentes também com os valores obtidos por Huamani e Yasmin (2020).

Gráfico 17 – PCS em função da adição de hidrogênio no biometano



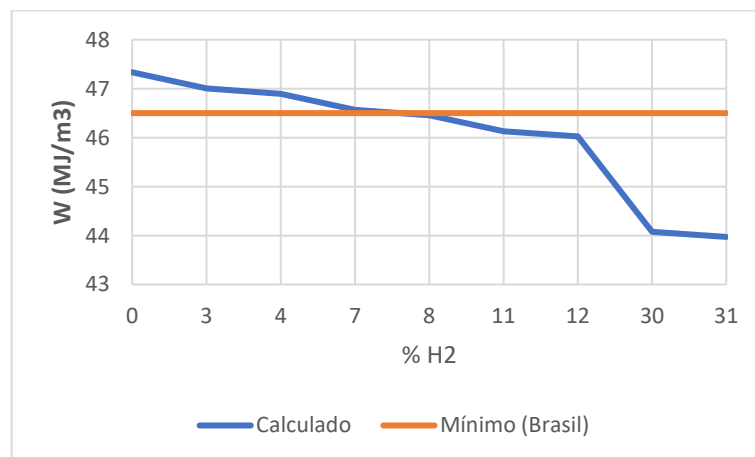
Fonte: Autor

O índice de Woobe em função da concentração de hidrogênio, Gráfico 18, mostra a influência da adição de hidrogênio ao biometano na intercambialidade do gás. Quanto maior a adição de hidrogênio ao biometano, menor será essa intercambialidade para a permissão da utilização do biometano misturado para aplicações que utilizem o gás natural puro. Para a resolução brasileira, o mínimo permitido do índice de W é de 46,5 MJ/m³. A adição de até 7% de hidrogênio permite manter o gás dentro dos parâmetros aceitáveis.

O índice Wobbe é de longe o mais importante parâmetro de combustão para aparelhos a gás (exceto motores) e é especificado em todos os países. A mistura de hidrogênio com 10% de hidrogênio adicionado ao biometano, reduz o W em cerca de 3% (ALTFELD e PINCHBECK, 2013).

O índice de Wobbe foi avaliado com a adição de 10% de hidrogênio ao biometano na pesquisa de Altfeld e Pinchbeck (2013). O valor obtido foi de 48.6 MJ/m³. As variações causadas pelos diferentes gases são significativamente maiores do que os efeitos causados em 10% de hidrogênio. No entanto, se o biometano for considerado, as especificações locais de Wobbe podem impedir a injeção de hidrogênio porque o biometano já tem um baixo índice de Wobbe.

Gráfico 18 - W em função da adição de hidrogênio no biometano



Fonte: Autor

O biometano puro tem-se como restrição global a adição de hidrogênio a apenas 3%. A propriedade limitante para a utilização de maiores volumes de hidrogênio é o poder calorífico superior. Considerando-se apenas a porcentagem de metano e a intercambialidade dos gases dada pelo índice de Wobbe, a porcentagem limitante para a adição de hidrogênio seria de 5% e 7%, respectivamente, porém o gás estaria reprovado pela resolução. O trabalho de

Altfeld e Pinchbeck (2013) estudaram a adição de hidrogênio em sistemas de biometano na Itália, chegando a um resultado de limitação de adição de biometano em 0,5%. Esse valor está abaixo do valor obtido para o cenário 1 que pode ter relação com as características de composição do biometano italiano e com as especificações técnicas das tubulações e dos queimadores do sistema canalizado da Itália. A Tabela 14 resume as propriedades calculadas para o cenário 1 em comparação com a resolução da ANP.

Tabela 14 – Resumo das propriedades calculadas em comparação a resolução nº 886 da ANP

Propriedade	Norma	Puro	3% Vol	4% Vol	7% Vol	8% Vol	11% Vol	12% Vol	30% Vol	31% Vol
Metano (%mol)	Mínimo 90	96,78	93,87	92,91	90,00	89,04	86,13	85,16	67,74	66,78
PCS(kJ/m ³)	3500 a 43000	35921,76	35197,07	34955,58	34231,32	33989,97	33266,14	33024,92	28688,49	28447,85
W (MJ/m ³)	46500 a 53500	47,33	47,01	46,90	46,57	46,46	46,13	46,02	44,08	43,97

■ Valores dentro da resolução da ANP

■ Valores fora da resolução da ANP

Fonte: Autor

4.2 Cenário 2: adição de hidrogênio ao gás natural

A qualidade do gás natural comercializado em território nacional é estabelecida pela Resolução ANP nº 16/2008, da qual se destacam como principais itens de controle o PCS, o índice de Wobbe e o número de metano (BRASIL, 2020).

O gás natural utilizado localmente é largamente utilizado na indústria, no comércio, nas residências e nos veículos. Na indústria, o gás natural é utilizado como combustível para queimadores industriais. No comércio e nas residências é utilizado substituindo o GLP sendo distribuído de forma canalizada ou em forma de botijões. A composição molar do gás natural da companhia local obtida por análise cromatográfica é mostrada na Tabela 15. Conforme a Tabela 15, a composição de metano e etano é cerca de 96% e 3%, respectivamente. Para demais hidrocarbonetos mais pesados, a composição desses demais componentes juntos é menor que 1%. Para os inertes, há uma pequena quantidade de nitrogênio próxima a 0%. O gás natural possui uma maior variabilidade de hidrocarbonetos se comparado ao biometano. Essa observação é possível de ser notada ao se comparar a cromatografia dos dois gases. Substâncias com maiores cadeias carbônicas foram detectadas como propano, butano e pentano no gás natural.

Tabela 15 - Composição molar do gás natural

Substância	% mol
metano	96,48479
etano	3,35712
propano	0,11412
n-butano	0,02846
i-butano	0,01263
n-pentano	0,00011
i-pentano	0,00050
n-hexano	0,00044
nitrogênio	0,00183

Fonte: Autor

As composições médias fornecidas foram utilizadas para calcular as propriedades dos gases normalizadas pela ANP. Os valores calculados do poder calórico superior e do índice de Wobbe é apresentado na Tabela 16. Além desses dados, é possível identificar o número de metano para o gás natural. As propriedades calculadas para o gás em função da concentração de hidrogênio são mostradas na Tabela 16.

Tabela 16 - Propriedades calculadas para o cenário 2: adição de hidrogênio ao gás natural

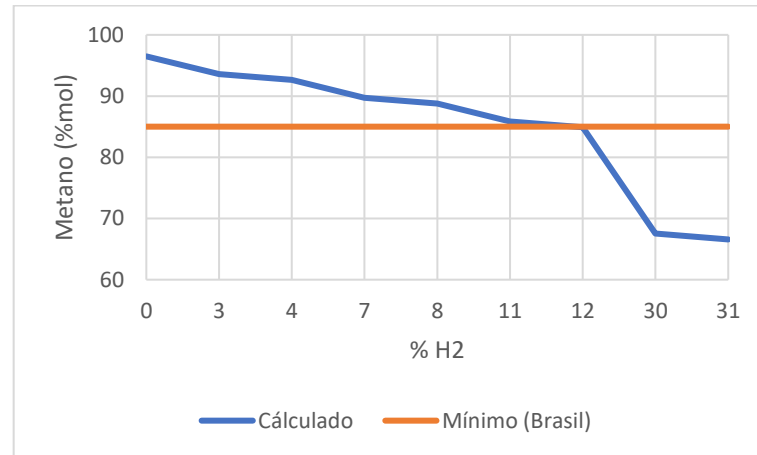
Propriedade	3% H ₂	4% H ₂	7% H ₂	8% H ₂	11% H ₂	12% H ₂	30% H ₂	31% H ₂
Metano (%mol)	93,59	92,62	89,73	88,76	85,87	84,90	67,53	66,57
PCS (kJ/mol)	897,04	890,74	871,84	865,54	846,64	840,34	726,954	720,65
M (kg/kmol)	16,127	15,982	15,54	15,40	14,96	14,81	12,19	12,05
PCS (MJ/kg)	55,62	55,73	56,08	56,20	56,57	56,71	59,58	59,78
Z	0,9980	0,9981	0,9982	0,9982	0,9984	0,9984	0,9990	0,9991
PCS (kJ/m ³)	37364,7	37100,7	36308,9	36045,0	35253,7	34990,0	30249,6	29986,5
PCS (kWh/m ³)	10,379	10,305	10,085	10,012	9,792	9,719	8,402	8,329
d	0,5576	0,5526	0,5374	0,5324	0,5172	0,5122	0,4214	0,4163
W (MJ/m ³)	50,034	49,907	49,526	49,399	49,017	48,890	46,597	46,470

Fonte: Autor

A massa molar diminui com o aumento da concentração de hidrogênio. O gás hidrogênio possui baixa densidade, como também pode ser observado que a densidade do gás natural diminui. Essa diminuição da densidade faz com que a massa molar do gás diminua também. Uma menor massa de gás por mol impacta na redução do poder calorífico, já que o gás possuirá menos massa por volume a ser queimada. O fator de compressibilidade não exerce influência significativa com a variação da concentração de hidrogênio. As condições de temperatura e pressão do gás são baixas para que o fator de compressibilidade exerça influência no volume do gás.

O metano é a substância mais leve da composição do gás e que deve possuir uma quantidade mínima de concentração para manter o gás dentro dos parâmetros de qualidade. O Gráfico 19 mostra o percentual de metano em função da concentração de hidrogênio. Observa-se a diminuição da concentração de metano com o aumento da concentração de hidrogênio. Para manter o gás natural dentro dos parâmetros de qualidade, o gás deve possuir um mínimo de 85% de metano. Para o Gráfico 19, a adição de hidrogênio foi limitada a 11% para atendimento da resolução da ANP. Valores superiores a esse deixam o gás com uma concentração de metano menor que 85%, reprovando o gás.

Gráfico 19 – Percentual de metano em função da adição de hidrogênio no gás natural



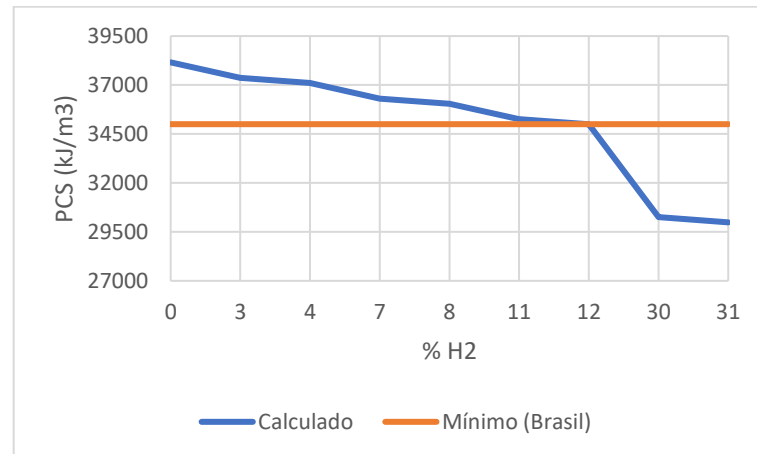
Fonte: Autor

A mistura de 10% de hidrogênio pode resultar em um percentual de metano baixo. Embora o percentual seja um parâmetro importante para os motores, não foi especificado na maior parte da União Europeia. Isto pode ser alterado com o desenvolvimento de um gás europeu padrão de qualidade que inclui o percentual de metano (ALTFELD e PINCHBECK, 2013).

O comportamento da variação encontrada para o poder calorífico superior é semelhante ao do percentual de metano. O limite calculado para a adição de hidrogênio para atendimento do poder calorífico superior é de 11% também. O Gráfico 20 mostra a variação do poder calorífico superior em função da concentração de hidrogênio. O poder calorífico superior mínimo é de 35000kJ/m³ segundo a resolução da ANP.

O cálculo estequiométrico do PCS para gás natural realizado foi também calculado por Santos et al. (2022). No simulador COCO foi identificado a diferença de PCS entre o gás natural e o biometano de aproximadamente 14%, equivalente aos cálculos e correspondente às resoluções.

Gráfico 20 - PCS em função da adição de hidrogênio no gás natural

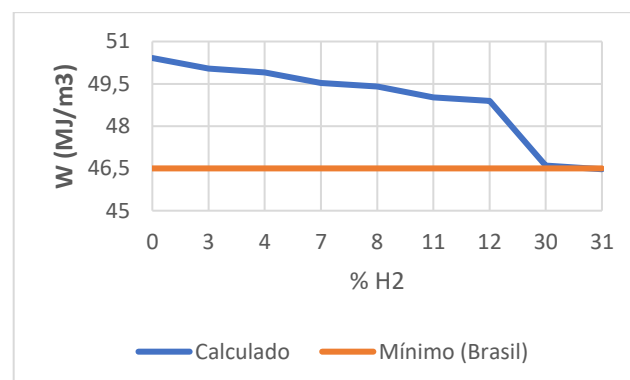


Fonte: Autor

Se fosse levado em consideração apenas a intercambialidade do gás definida pelo índice de Woobe, o gás natural permitiria um maior aumento de hidrogênio em sua composição. O Gráfico 21 mostra o índice de Woobe em função da concentração de hidrogênio. Quanto maior a adição de hidrogênio ao gás natural, menor será essa intercambialidade para a permissão da utilização do gás natural misturado para aplicações que utilizem o gás natural puro. Para a resolução brasileira, o mínimo permitido do índice de W é de 46,5 MJ/m³. Avaliando isoladamente o índice de Woobe, a adição de até 30% de hidrogênio permite manter o gás dentro dos parâmetros aceitáveis conforme a resolução da ANP, porém, o PCS e o número de metano estariam reprovados com essa concentração de hidrogênio.

O trabalho de Altfeld e Pinchbeck (2013) também avaliou a adição de 10% de hidrogênio no gás natural. O índice de Wobbe para o gás puro foi de 53.64 MJ/m³, reduzindo para 52.2 MJ/m³ com a adição do hidrogênio.

Gráfico 21 - W em função da adição de hidrogênio no gás natural



Fonte: Autor

Em resumo, o gás natural puro tem como restrição global a adição de hidrogênio a 11%. Portanto, se quisermos tornar o gás natural mais sustentável, a mistura de hidrogênio tem um impacto limitado. Ressalta-se que a redução de emissões alcançada é mínima. O poder calorífico superior e a porcentagem molar de metano são as propriedades limitantes para a utilização de maiores volumes de hidrogênio. As duas propriedades são ambas limitadas a adição de hidrogênio em 11%. Esse valor converge com o valor limite para a adição de hidrogênio ao gás natural criado em 2014 pela Associação Europeia do Biogás (EBA). O trabalho de Svensson (2014) que foi usado como referência para a criação do padrão europeu, limita a adição de hidrogênio em 10%. A Tabela 17 resume as propriedades calculadas para o cenário 2 em comparação com a resolução da ANP.

Tabela 17 - Resumo das propriedades calculadas em comparação a resolução nº 16 da ANP

Propriedade	Norma	Puro	3% Vol	4% Vol	7% Vol	8% Vol	11% Vol	12% Vol	30% Vol	31% Vol
Metano (%mol)	Mínimo 85	96,48	93,59	92,63	89,73	88,77	85,87	84,91	67,54	66,57
PCS(kJ/m ³)	35000 a 43000	38157,11	37364,77	37100,75	36308,92	36045,06	35253,72	34990,02	30249,61	29986,57
W (MJ/m ³)	46,5 a 53,5	50,41	50,03	49,91	49,53	49,40	49,02	48,89	46,60	46,47

■ Valores dentro da resolução da ANP

■ Valores fora da resolução da ANP

Fonte: Autor

4.3 Cenário 3: adição de hidrogênio à mistura biometano e gás natural

O gás distribuído pela companhia local é formado por gás natural enriquecido com 15% de biometano em volume adotando-se um padrão de injeção de totalização diária. Por ser renovável, este biometano é injetado em preferência ao gás natural até que seja alcançado um valor totalizador de injeção diária.

Na Suécia, 74% de todo biogás é dedicado à produção de biometano, enquanto na Holanda, na Suíça e na Alemanha são 26%, 19% e 15%, respectivamente; na Áustria e no Reino Unido são 9%, e na França apenas 2%. No Reino Unido, Alemanha, Áustria e França, por exemplo, quase todas as plantas de biometano estão conectadas à rede de gás natural devido às políticas e programas de incentivos presentes nesses países (VAN GRINSVEN, 2017).

A composição química e o percentual de cada substância presente no gás é mostrado na Tabela 18. Foram identificadas e quantificadas concentrações das seguintes espécies: Metano

(CH₄), Etano (C₂H₆), Propano (C₃H₈), Butano (C₄H₁₀), pentano (C₅H₁₂), hexano (C₆H₁₄) e dióxido de carbono (CO₂).

Tabela 18 - Composição do gás natural misturado com biometano em 15%

Substância	% mol
metano	96,52867
etano	2,85355
propano	0,09700
n-butano	0,02419
i-butano	0,01074
n-pentano	0,00009
i-pentano	0,00042
n-hexano	0,00045
i-hexano	0,00008
nitrogênio	0,27245
dióxido de carbono	0,21243

Fonte: Autor

Consideraram-se novamente as composições médias da adição de biometano ao gás natural pela companhia e adotando as equações da NBR 15213 apresentadas na metodologia, Equação 11 a Equação 16, tem-se os valores das propriedades calculadas na Tabela 19. A massa molar, o fator de compressibilidade e a densidade foram primeiramente obtidos para se calcular o número de metano, o poder calorífico superior e o índice de Wobbe. Conforme também foi visto nos cenários anteriores, a adição de hidrogênio diminui os valores das propriedades do gás. O poder calorífico superior mássico tem um comportamento de tendência diferente dos poderes coloríficos molar e volumétrico. O PCS mássico aumenta com a adição de hidrogênio. O contrário ocorre com o PCS molar e mássico. Como o valor energético do hidrogênio é maior que o valor energético dos hidrocarbonetos, o PCS mássico aumenta com a adição de hidrogênio.

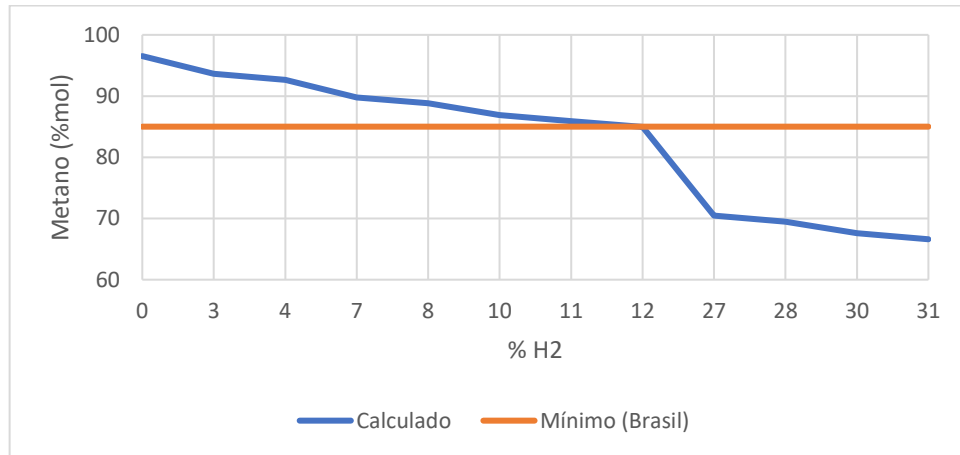
Tabela 19 - Propriedades calculadas para o cenário 3: adição de hidrogênio no gás natural misturado com 15% de biometano

Propriedade	3% H ₂	4% H ₂	7% H ₂	8% H ₂	11% H ₂	12% H ₂	30% H ₂	31% H ₂
Metano (%mol)	93,63	92,66	89,77	88,80	85,91	84,94	67,57	66,60
PCS (kJ/mol)	889,253	883,034	864,376	858,157	839,500	833,280	721,334	715,115
M (kg/kmol)	16,141	15,995	15,558	15,412	14,976	14,830	12,209	12,063
PCS (MJ/kg)	55,092	55,205	55,556	55,677	56,056	56,187	59,080	59,278
Z	0,9981	0,9981	0,9982	0,9983	0,9984	0,9984	0,9991	0,9991
PCS (kJ/m ³)	37039,5	36778,9	35997,2	35736,7	34955,5	34695,2	30015,4	29755,7
PCS (kWh/m ³)	10,288	10,216	9,999	9,926	9,709	9,637	8,337	8,265
d	0,5581	0,5530	0,5378	0,5328	0,5176	0,5126	0,4217	0,4167
W (MJ/m ³)	49,579	49,454	49,081	48,957	48,583	48,458	46,218	46,094

Fonte: Autor

O biometano possui em sua composição cerca de 96% de metano, assim, com a adição do biometano ao gás natural, o número de metano é muito próximo quando se comparado aos cenários 1 e 2 do biometano e do gás natural, respectivamente. O Gráfico 22 mostra o percentual de metano em função da concentração de hidrogênio. Observa-se a diminuição da concentração de metano com o aumento da concentração de hidrogênio. A adição de hidrogênio é limitada a 11%, pois maiores concentrações de hidrogênio deixam o gás fora dos parâmetros de qualidade da resolução da ANP para o gás natural que tem como valor limite 85% de metano.

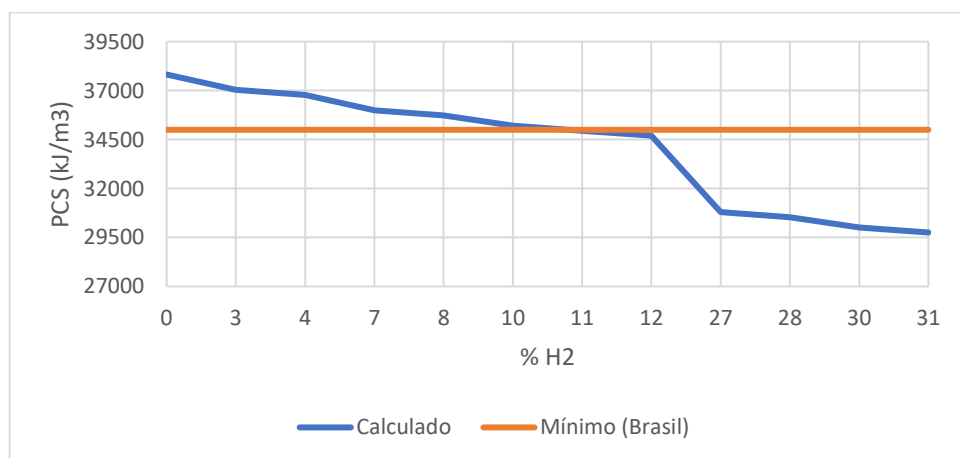
Gráfico 22 - Percentual de metano em função da adição de hidrogênio no gás natural misturado com 15% de biometano



Fonte: Autor

O Gráfico 23 mostra a variação do poder calorífico superior em função da concentração de hidrogênio. O limite calculado para a adição de hidrogênio para atendimento do poder calorífico superior é de 10%, conforme limite do poder calorífico superior mínimo de 35000kJ/m³, segundo a resolução da ANP. Em comparação com PCS do cenário 2, o poder calorífico superior do cenário 3 é menor porque nesse cenário, temos a redução da concentração de hidrocarbonetos mais pesados como etano e propano e conseqüentemente o poder calorífico superior é reduzido.

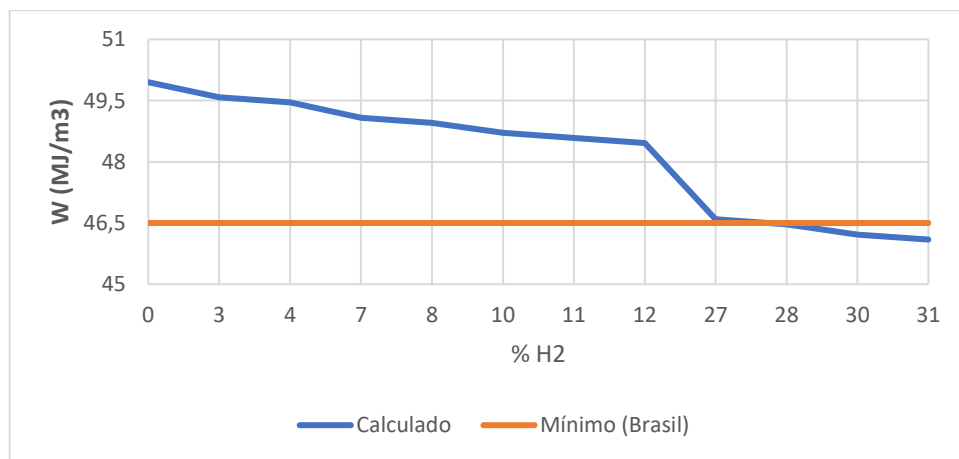
Gráfico 23 – PCS em função da adição de hidrogênio no gás natural misturado com 15% de biometano



Fonte: Autor

O Gráfico 24 mostra o índice de Wobbe em função da concentração de hidrogênio. A substituição da utilização do gás natural puro pela composição do gás do cenário 3 diminui com o aumento da concentração de hidrogênio. O índice de Wobbe é limitado em 46,5 MJ/m³ e esse limite é alcançado com a adição de hidrogênio a mistura de gás natural e biometano em 27%. Conforme também ocorreu nos cenários anteriores, se fosse levado em consideração apenas a intercambialidade do gás definida pelo índice de Wobbe, a mistura de gás natural com 15% de biometano permitiria um maior aumento de hidrogênio em sua composição em relação aos valores limites de concentração calculados para o PCS e para o número de metano.

Gráfico 24 – W em função da adição de hidrogênio no gás natural misturado com 15% de biometano



Fonte: Autor

A restrição global a adição de hidrogênio é de 10% limitada pelo poder calorífico superior. Considerando-se apenas a porcentagem de metano, a porcentagem limitante para a adição de hidrogênio seria de 11%. Para o índice de Wobbe, a adição de hidrogênio é limitada em 27%. A Tabela 20 resume as propriedades calculadas para o cenário 3 em comparação com a resolução da ANP.

Tabela 20 - Resumo das propriedades calculadas em comparação a resolução n° 16 da ANP

Propriedade	Norma	Puro	3% Vol	4% Vol	7% Vol	8% Vol	10% Vol	11% Vol	12% Vol	27% Vol	28% Vol
Metano (%mol)	Mínimo 85	96,53	93,63	92,67	89,77	88,81	86,88	85,91	84,95	70,47	69,50
PCS (kJ/m ³)	3500 a 43000	37821,75	37039,57	36778,92	35997,23	35736,75	35215,91	34955,54	34695,21	30794,63	30534,86
W (MJ/m ³)	46500 a 53500	49,95	49,58	49,45	49,08	48,96	48,71	48,58	48,46	46,59	46,47

■ Valores dentro da resolução da ANP

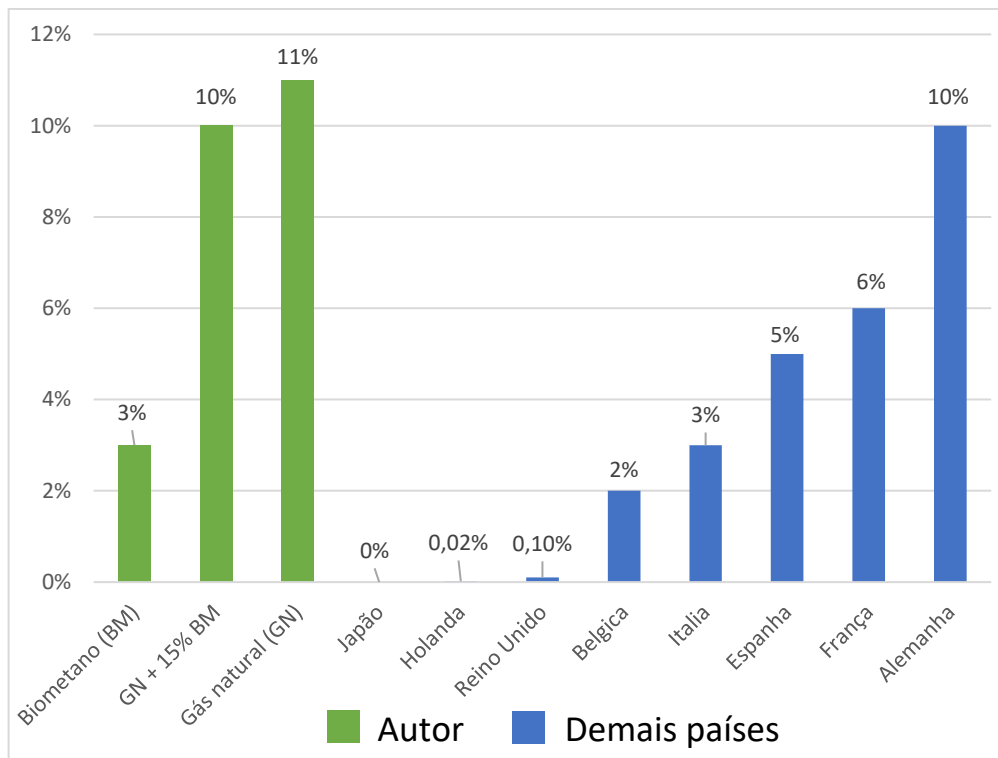
■ Valores fora da resolução da ANP

Fonte: Autor

4.4 Comparativo dos limites de adição de hidrogênio em relação a outros países

Os resultados obtidos nos cenários mostram a concentração molar limite de adição de hidrogênio ao biometano puro, ao gás natural puro e na mistura de ambos os gases, servindo como norte para futuras regulamentações de adição do hidrogênio ao gás. Frise-se aqui que estes limites se referem às propriedades do gás. Esperam-se, portanto, limites globais consideravelmente inferiores ao se incluir fatores adicionais tais como as limitações da rede de distribuição e dos usuários finais. O Gráfico 25 compara os resultados obtidos dos três cenários estudados com os limites estudados por Dolci (2019) para alguns países do mundo.

Gráfico 25 - Faixa de taxas de mistura de hidrogênio para os cenários estudados e para os demais países



Fonte: Autor

O Reino Unido tem locais de produção de hidrogênio por eletrólise, mas nenhum deles injeta hidrogênio atualmente na rede de gás natural (IEA, 2019). Conforme pesquisas realizadas por Amaral (2021), a atual injeção de hidrogênio na Dinamarca não excede 2% em volume, já a Alemanha tem mais de 20 instalações de pesquisa e demonstração para sistemas

de energia a gás, destas, cinco possuem interligação à rede de gás natural e realizam o *blending* diretamente com concentração por volume de até 10% hidrogênio em seções específicas da rede. Na Bélgica, atualmente o hidrogênio não é injetado na rede de gás natural, porém está a ser analisado um possível projeto de demonstração em breve.

5 CONCLUSÃO

A finalidade da combustão é sempre a mesma, obter calor, seja para um processo industrial ou para aquecimento, mas acima de tudo, um calor constante. Recomenda-se para atendimento da especificação do gás natural nº 16/2008 da ANP, o estabelecimento do limite de 10% Vol. de adição de hidrogênio para as misturas entre biometano e gás natural a serem distribuídas pela companhia para fins de simplificação e segurança quanto a flutuações de composição. Para o caso do biometano puro, este limite de adição fica em 3% em volume, conforme a resolução nº 886/2022 da ANP. Um dado interessante é que o Índice de Wobbe, que indica a intercambialidade entre os gases, não constituiu o fator limitante de adição de hidrogênio em nenhum dos casos estudados.

Se quisermos tornar o gás natural mais sustentável, a mistura de hidrogênio tem um impacto limitado. Segundo a literatura, a redução de emissões alcançada é mínima. A injeção de hidrogênio verde em redes de gás canalizadas já existente é uma forma de incentivar o desenvolvimento da produção dessa forma de energia renovável, além também de contribuir com a redução de emissão de gases do efeito estufa, já que esse forma de energia é menos agressiva ao meio ambiente. Para as concentrações de hidrogênio propostas, esta injeção não altera significativamente a flexibilidade do *linepack* das infraestruturas de gás natural.

A conversão total das redes de distribuição para hidrogênio verde a longo prazo é hoje impedida por falta de legislação específica para regular a produção, armazenamento, distribuição e consumo do gás. Além disso, há a necessidade de trocar componentes de rede que sofram fragilização a hidrogênio e todos os equipamentos industriais e residenciais que não são compatíveis com essa tecnologia, demandando assim implementação a partir de adaptações e modificações. É importante salientar que para o uso de linhas com gás composto apenas por H₂ é preciso aumentar a pressão das linhas, assim, os mesmos problemas enfrentados na rede de gás tendem a ser mais graves ao operar em pressões mais altas.

A implementação de novas redes de distribuição para certas aplicações, como em locais residenciais ou comerciais recém-construídos, é outra forma de aplicação do uso de gás natural e hidrogênio que pode ser estudada. Porém, vale ressaltar que a construção de novas infraestruturas de gasodutos de H₂ incorre em custos de investimento mais elevados do que a conversão de infraestruturas existentes. Essa tem vantagem pois elas podem ser usadas parcialmente em determinados trechos a depender da aplicação e da estrutura dos componentes existentes ou convertidas gradualmente, o que significa que os custos de infraestrutura não superarão significativamente a demanda de H₂ nos estágios iniciais de desenvolvimento.

Por fim, a última alternativa seria o transporte rodoviário. Essa opção é mais simples em escalas menores, sendo uma boa opção a curto prazo. Mas se torna mais cara para grandes distâncias de transporte e maiores volumes de gás.

6 TRABALHOS FUTUROS

O papel do gás hidrogênio na transição energética para uma economia de baixo carbono é de extrema importância econômica e ambiental para reduzir significativamente as emissões de CO₂. Uma sugestão de pesquisa para aprofundamento do estudo da descarbonização provocada pelo uso do gás hidrogênio seria quantificar a emissão de CO₂ gerada com a queima do gás. Para efeito comparativo de eficiência entre outras fontes primárias de energia sugere-se para trabalhos futuros desenvolver uma metodologia e coleta de resultados para a elaboração de um indicador de emissão de CO₂ por unidade de energia (kg de CO₂/milhão de BTU).

REFERÊNCIAS

ABBOTT, D. J.; BOWERS, J. P.; JAMES, S. R. **The impact of natural gas composition variations on the operation of gas turbines for power generation.** The Future of Gas Turbine Technology 6th International Conference. Bruxelas, Bélgica. 2012.

ABNT. **NBR 14903.** Determinação da composição química por cromatografia em fase gasosa. 34 p. São Paulo, 2008.

ABNT. **NBR 15213.** Cálculo de propriedades físico-químicas a partir da composição. 45 p. São Paulo, 2008.

ALTFELD, K.; PINCHBECK, D. **Admissible hydrogen concentrations in natural gas systems.** Germany, 2013. ISSN 2192-158X. Disponível em: https://www.gerg.eu/wp-content/uploads/2019/10/HIPS_Final-Report.pdf. Acesso em: 20 jul. 2023.

AMARAL, M. M. **Avaliação técnica do transporte e do armazenamento de hidrogênio visando a descarbonização do sistema energético nacional.** 2021. Dissertação (Mestre em Energias Alternativas) – Faculdade de Ciências e Tecnologia. Universidade Nova de Lisboa, Lisboa, 2021.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Regulamento Técnico N° 2/2008 de 27 de outubro de 2010. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, ano 148 n. 206, seção I, p. 51. Disponível em: https://www.normasbrasil.com.br/norma/resolucao-8-2015_280722.html. Acesso em: 27 jul. 2023.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Resolução n° 16, de 17 de junho de 2008. **Diário Oficial da União**. Brasília, DF, 11 de junho de 2010. Disponível em: https://www.normasbrasil.com.br/norma/resolucao-8-2015_280722.html. Acesso em: 27 jul. 2023.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Resolução n° 886, de 29 de setembro de 2022. **Diário Oficial da União**. Brasília, DF, ano 160 n. 186, seção I, p. 4. Disponível em: https://www.normasbrasil.com.br/norma/resolucao-8-2015_280722.html. Acesso em: 27 jul. 2023.

BRASIL. Senado Federal. Agência Senado. **Debatedores defendem criação de marco legal do hidrogênio verde.** Brasília, 2023. Disponível em: <https://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2023/08/16/debatedores-defendem-criacao-de-marco-legal-do-hidrogenio-verde>. Acesso em: 20 nov. 2023.

BEZERRA, F. D. **Hidrogênio verde: nasce um gigante no setor de energia.** Caderno ETENE. Escritório Técnico de Estudos Econômicos do Nordeste. Banco do Nordeste. Fortaleza, ano 6, n. 212, 2021.

BNDES. **Hidrogênio de baixo carbono: oportunidades para o protagonismo brasileiro na produção de energia limpa.** Rio de Janeiro, 2022. Disponível em: <https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/22665/1>. Acesso em: 13 ago. 2023.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Processamento de gás natural**. Brasília. 2020. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/producao-de-derivados-de-petroleo-e-processamento-de-gas-natural/processamento-de-gas-natural>. Acesso em: 02 ago. 2023.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **ANP autoriza projeto-piloto para avaliação da qualidade de mistura biometano/gás natural para injeção em rede gás canalizado**. Brasília. 2023. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/anp-autoriza-projeto-piloto-para-avaliacao-da-qualidade-de-mistura-biometano-gas-natural-para-injecao-em-rede-gas-canalizado. Acesso em: 20 nov. 2023.

CORTES, J.; HERNÁNDEZ J. **Validación de la intercambiabilidad de gases en el contexto colombiano: calentadores instantáneos de água**. 2003. Monografía (Especialista en Gases Combustibles) – Facultad de Ingeniería, Universidad de Antioquia. Medellín, 2003.

CEGÁS. **O gás natural**. Fortaleza, 2022. Disponível em: <https://www.cegas.com.br/gas-natural/o-gas-natural>. Acesso em: 27 jul. 2023.

CRUZ, A. **Hexano**. Revista Científica Internacional RevSALUS. Instituto Politécnico de Coimbra. Coimbra, Portugal, 2022. ISSN: 2184-4860. Disponível em: <https://doi.org/10.51126/revsalus.v4iSup.346>. Acesso em: 10 set. 2023.

DOLCI, F.; THOMAS, D., HILLIARD, S.; GUERRA, C. F.; HANCKE, R.; ITO, H.; JEGOUX, M.; KREEFT, G.; LEAVER, J.; NEWBOROUGH, M.; PROOST, J.; ROBINIUS, M.; WEIDNER, E.; MANSILLA, C.; LUCCHESI, P. **Incentives and legal barriers for power-to-hydrogen pathways: An international snapshot**. International Journal of Hydrogen Energy, Groningen, Netherlands, 44(23), 11394–11401, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.03.045>. Acesso em: 3 set. 2023.

EN. **EN 437:2003+A1**. Test Gases–Test Pressures–Appliance Categories. Technical Report. Brussels: THyGA, 2009.

ELIZIÁRIO, S.; DANTAS M. C.; SILVA, K; THOMAS, A. **Novas perspectivas para o mercado de hidrogênio com o novo mercado de gás**. Grupo de Estudos do Setor Elétrico. GESEL. UFRJ. Canal Energia, 2020. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/artigos/53153984/novas-perspectivas-para-o-mercado-de-hidrogenio-com-o-novo-mercado-de-gas>. Acesso em: 13 ago. 2023.

FAGHIH, M. **Deflagration index of methane/hydrogen/air mixtures**. In: ASPACC, 10., 2015, Beijing. Anais [...]. Beijing: Peking University, 2015. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/292616329_Deflagration_Index_of_MethaneHydrogenAir_Mixtures. Acesso em: 6 ago. 2023.

FANG, W.; HUANG, Q.; HUANG, S.; YANG, J.; MENG, E.; LI, Y. **Optimal sizing of utility-scale photovoltaic power generation complementarily operating with hydropower: a case study of the world’s largest hydro-photovoltaic plant**. Energy Conversion and Management, Xian, v. 136, p. 161-172, mar. 2017. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0196890417300122?via%3Dihub>. Acesso em: 05 out. 2023.

FIGURE, M.; HEDLUND, K. F. S.; GRAEPIN, C.; SILVA, T. C. N.; AZEVEDO, F. C. G.; KEMERICH, P. D. C. **Gás natural: potencialidades de utilização no Brasil.** Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental, Santa Maria, v. 10, n. 10, p. 2251–2265, 2013. DOI: 10.5902/223611707896. Disponível em: <https://periodicos.ufsm.br/reget/article/view/7896>. Acesso em: 13 ago. 2023.

GALDINI, J. R.; SILVA, L. Y. A. **Determinação dos limites de inflamabilidade de hidrocarbonetos por meio do cálculo do equilíbrio químico.** In: X Congresso Brasileiro de Termodinâmica Aplicada, 10., Escola de Termodinâmica, 6., Nova Friburgo, 2019. Anais [...]. Nova Friburgo: UERJ, 2019. p. 5.

HARTMANN, E. M. **Instrumentação e operacionalização de um reator de volume constante para medição de velocidade de chama laminar.** 2014. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2014.

HAESLONCKX, D.; D’HAESELEER, W. **The use of the natural-gas pipeline infrastructure for hydrogen transport in a changing market structure.** International Journal of Hydrogen Energy, Miami, 32(10–11), 1381–1386, 2007. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2006.10.018>. Acesso em: 6 ago. 2023.

HERMANS, R. T. E. **Laminar burning velocities of methane-hydrogen-air mixtures.** Technische Universiteit Eindhoven, Eindhoven, 2007. Disponível em: <https://doi.org/10.6100/IR630126>. Acesso em: 25 ago. 2023.

HUAMANI A.; YASMIN M. **Análisis de ciclo de vida del biometano como combustible para el transporte en comparación con el diésel y el gas natural.** Arequipa: Universidad Católica de Santa María, 2020.

HYDROGEN EUROPE. **Europe vision on the role of hydrogen and gas infrastructure on the road toward a climate neutral economy.** A Contribution to the Transition of the Gas Market. Bélgica, 2019.

IEA. **The future of hydrogen: analysis.** Paris, 2019. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>. Acesso em: 23 set. 2023.

IEA. **The future of hydrogen: seizing today’s opportunities.** Paris, 2019. Disponível em: <https://webstore.iea.org/global-ev-outlook-2019>. Acesso em: 30 set. 2023.

IRENA. **Green hydrogen cost reduction: scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C climate goal,** international renewable energy agency. Abu Dhabi, 2020. Disponível em: <https://www.irena.org/Publications>. Acesso em: 13 de ago. 2023.

ISO. **ISO 15403-1.** Natural gas for use as a compressed fuel for vehicles - Part 1: Designation of the quality. Genebra, 2006.

KOVAČ, A.; PARANOS, M.; MARCIUŠ, D. **Hydrogen in energy transition: a review.** International Journal of Hydrogen Energy, Zagreb, v. 46, n. 16, p. 10016-10035, 2021.

Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319920345079>. Acesso em: 03 ago. 2023.

KIPPERS, M.; LAAT, J.; HERMKENS, R.; OVERDIEP, J.; VAN DER MOLEN, G. A.; VAN ERP, S. W.; VAN DER MEER, S. A. **Pilot project on hydrogen injection in natural gas on island of ameland in the Netherlands**. In: International Gas Union Research, 2011, Seoul. Anais [...]. Barcelona: IGU, 2011.

KIMURA, W. J. **Aproveitamento do biogás, do biometano e do gás carbônico no setor sucroenergético e os possíveis impactos no mercado do etanol brasileiro**. 2020. Dissertação (Mestrado em Análise e Planejamento Energético) - Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2020. doi:10.11606/D.106.2020.tde-04112020-100152. Acesso em: 20 mar. 2024.

LARA, D. M.; RICHTER, M. F. **Hidrogênio verde: a fonte de energia do futuro**. Novos Cadernos NAEA, Porto Alegre, v. 26, n. 1. jan-abr. ISSN 1516-6481/2179-7536. 2023.

LEICHER, J.; SCHAFFERT, J.; CIGARIDA, H.; TALI, E.; BURMEISTER, F.; GIESE, A.; ALBUS, R.; GÖRNER, K.; CARPENTIER, S.; MILIN, P.; SCHWEITZER, J. **The impact of hydrogen admixture into natural gas on residential and commercial gas appliances**. Energies, Basileia, Suíça, vol. 15, page 777, 15(3), 777, 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/EN15030777>. Acesso: 02 ago. 2023.

LIAZIBRA, L. F. **Comissão especial do hidrogênio verde debate investimentos no setor**. Rádio Senado. Brasília. 07 jun. 2023. Disponível em: <https://www12.senado.leg.br/radio/1/noticia/2023/06/07/comissao-especial-do-hidrogenio-verde-debate-investimentos-no-setor>. Acesso em 08 ago. 2023.

MARTINS, P. M. F. **Avaliação do efeito da utilização do hidrogênio na co-combustão do gás natural**. 2022. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade de Coimbra, Coimbra, 2022.

MARTINS, C. A.; FERREIRA, M. A. **Considerações sobre a formação de NOx na combustão**. In: Congresso Nacional de Engenharia Mecânica, 6., 2010, Campina Grande. Anais [...]. Rio de Janeiro: ABCM, 2010.

MAZLOOMI, K.; GOMES, C. **Hydrogen as an energy carrier: prospects and challenges**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Belfast, 16(5), 3024–3033, 2012. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.02.028>. Acesso em: 02 ago. 2023.

MENDES, P. A. S.; SOUZA, L. M. **Incertezas tecnológicas, comerciais, organizacionais e sociais da inovação: o caso do desenvolvimento da indústria do biometano no Brasil**. In: Rio Oil & Gas, 221, 2016, Rio de Janeiro. Anais [...]. Rio de Janeiro: IBP, 2016.

NICODEMOS, R. M.; LIMA, A. M.; ASSIS, A. J. **Produção de hidrogênio a partir de fontes renováveis**. Horizonte Científico, Uberlândia, v. 5, n. 1, p. 1-24, 2011.

PASINI, B. C. **Análise computacional de desempenho de um motor de combustão interna com a utilização de gasolina, metano e hidrogênio.** 2022. TCC (Bacharel em Engenharia Automotiva) – Engenharia Mecânica, Universidade de Caxias do Sul, Caxias do Sul, 2022.

PREUSTER, P.; ALEKSEEV, A.; WASSERSCHIED, P. **Hydrogen storage technologies for future energy systems.** Erlangen, Germany, <https://doi.org/10.1146/Annurev-Chembioeng-060816-101334>, 8, 445–471, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1146/ANNUREV-CHEMBIOENG-060816-101334>. Acesso em: 08 ago. 2023.

QUINTINO, F. M.; NASCIMENTO, N.; FERNANDES, E. C. **Aspects of hydrogen and biomethane introduction in natural gas infrastructure and equipment.** *Hydrogen*, Lisboa, Portugal, v. 2, n. 3, p. 301-318, 2021.

SANTOS, N. O. **Termodinâmica aplicada às termelétricas: teoria e prática.** Interciência, Rio de Janeiro, ISBN – 8571931496, edição 2, 2006.

SANTOS, V.; OHARA, A. **Desafios e oportunidades para o Brasil com o hidrogênio verde.** Heinrich Boll Stiftung. Rio de Janeiro. maio. 2021. Disponível em: <https://br.boell.org/pt-br/2021/05/21/desafios-e-oportunidades-para-obrasil-com-o-hidrogenio-verde?dimension1=suche>. Acesso em: 03 ago. 2023.

SANTOS, H. F.; OLIVEIRA, J. P. J.; SOUSA, M. S. P.; SANTOS, F. A.; SILVA JUNIOR, L. G.; NARDELI, M. V.; MOURA, J. A. L.; MIRANDA, C. G.; SANTOS, R. J.; PAIM, L. L. **Analysis of the combustion of biomethane from urban solid waste for insertion into the natural gas network.** *Research, Society and Development*, São Paulo, v. 11, n. 4, p. e6611427135, 2022. DOI: 10.33448/rsd-v11i4.27135. Disponível em: <https://rsdjournal.org/index.php/rsd/article/view/27135>. Acesso em: 20 sep. 2023.

SVENSSON, M. **Biomethane standards: gas quality standardisation of biomethane, going from national to international level.** In: European workshop Biomethane, 2014, Brussels. Workshop [...]. Brussels: SGC, 2014.

SCHRÖDER, V.; ASKAR, E.; TASHQIN, T.; HABIB, A. K. **Sicherheitstechnische eigenschaften von erdgas-wasserstoff-gemischen.** Berlin, 2016. Disponível em: <https://opus4.kobv.de/opus4-bam/frontdoor/index/index/docId/37297>. Acesso em: 18 ago. 2023.

SILVEIRA, C. S.; OLIVEIRA, L. **Análise do mercado de carbono no Brasil: histórico e desenvolvimento.** *Novos Cadernos NAEA*, Belém, v. 24, n. 3, p. 11-31, 2021. Disponível em: <https://periodicos.ufpa.br/index.php/ncn/article/view/9354>. Acesso em: 22 jan. 2022.

UILHOORN, F. E. **Dynamic behaviour of non-isothermal compressible natural gases mixed with hydrogen in pipelines.** *Int. J. Hydrogen Energ*, Warsaw, Poland, 34, 6722–6729. 2019.

VAN, G.; LEGUIJT, C.; TALLAT-KELPSAITE, J. **Supporting mechanisms for the development of biomethane in transport.** Delft: CE Delft, 2017. Disponível em: <https://cedelft.eu/publications/supporting-mechanisms-for-the-development-of-biomethane-in-transport/>. Acesso em: 20 nov. 2023.

VRIES, H.; MOKHOV, A. V.; LEVINSKY, H. B. **The impact of natural gas/hydrogen mixtures on the performance of end-use equipment:** interchangeability analysis for domestic appliances. Applied energy, Gronigen, Netherlandsv, 208, p. 1007-1019, 2017.

WITEK, M.; UILHOORN, F. **Impact of hydrogen blended natural gas on linepack energy for existing high-pressure pipelines.** Archives of Thermodynamics, Warsaw, Poland, p. 111-124-111-124, 2022.

ZHAO, Y.; MCDONELL, V.; SAMUELSEN, S. **Assessment of the combustion performance of a room furnace operating on pipeline natural gas mixed with simulated biogas or hydrogen.** International Journal of Hydrogen Energy, v. 45, n. 19, p. 11368-11379, 2020.

ANEXO A - VALORES DE PODER CALORÍFICO PARA COMPONENTES DOS GASES COMBUSTÍVEIS A DIFERENTES CONDIÇÕES DE REFERÊNCIA DE COMBUSTÃO PARA GÁS IDEAL EM BASE MOLAR

Componente	Poder calorífico ideal em base molar - \overline{PC} (kJ.mol ⁻¹)							
	25 °C		20 °C		15 °C		0 °C	
	Superior	Inferior	Superior	Inferior	Superior	Inferior	Superior	Inferior
Metano	890,63	802,60	891,09	802,65	891,56	802,69	892,97	802,82
Etano	1 560,69	1 428,64	1 561,41	1 428,74	1 562,14	1 428,84	1 564,34	1 429,12
Propano	2 219,17	2 043,11	2 220,13	2 043,23	2 221,10	2 043,37	2 224,01	2 043,71
n-Butano	2 877,40	2 657,32	2 878,57	2 657,45	2 879,76	2 657,60	2 883,82	2 658,45
2-Metil propano	2 868,20	2 648,12	2 869,38	2 648,26	2 870,58	2 648,42	2 874,20	2 648,83
n-Pentano	3 535,77	3 271,67	3 537,17	3 271,83	3 538,60	3 272,00	3 542,89	3 272,45
2-Metil butano	3 528,83	3 264,73	3 530,24	3 264,89	3 531,68	3 265,08	3 535,98	3 265,54
2,2-Dimetil propano	3 514,61	3 250,51	3 516,01	3 250,67	3 517,43	3 250,83	3 521,72	3 251,28
n-Hexano	4 194,95	3 886,84	4 196,58	3 887,01	4 198,24	3 887,21	4 203,23	3 887,71
2-Metil pentano	4 187,32	3 879,21	4 188,95	3 879,38	4 190,62	3 879,59	4 195,61	3 880,09
3-Metil pentano	4 189,90	3 881,79	4 191,54	3 881,97	4 193,22	3 882,19	4 198,24	3 882,72
2,2-Dimetil butano	4 177,52	3 869,41	4 179,15	3 869,59	4 180,83	3 869,80	4 185,84	3 870,32
2,3-Dimetil butano	4 185,28	3 877,17	4 186,93	3 877,36	4 188,60	3 877,57	4 193,63	3 878,11
n-Heptano	4 853,43	4 501,30	4 855,29	4 501,49	4 857,18	4 501,72	4 862,87	4 502,28
n-Octano	5 511,80	5 115,66	5 513,88	5 115,87	5 516,01	5 116,11	5 522,40	5 116,73
n-Nonano	6 171,15	5 730,99	6 173,46	5 731,22	6 175,82	5 731,49	6 182,91	5 732,17
n-Decano	6 829,77	6 345,59	6 832,31	6 345,85	6 834,90	6 346,14	6 842,69	6 346,88
Eteno	1 411,18	1 323,15	1 411,65	1 323,20	1 412,11	1 323,24	1 413,51	1 323,36
Propeno	2 058,02	1 925,97	2 058,72	1 926,05	2 059,43	1 926,13	2 061,57	1 926,35
1-Buteno	2 716,82	2 540,76	2 717,75	2 540,86	2 718,70	2 540,97	2 721,55	2 541,25
cis-2-Buteno	2 710,00	2 533,90	2 711,00	2 534,10	2 711,90	2 534,20	2 714,90	2 534,60
trans-2-Buteno	2 706,40	2 530,30	2 707,40	2 530,50	2 708,30	2 530,50	2 711,10	2 530,80
2-Metil propeno	2 700,20	2 524,10	2 701,10	2 524,20	2 702,00	2 524,30	2 704,80	2 524,50
1-Penteno	3 375,42	3 155,34	3 376,57	3 155,45	3 377,75	3 155,59	3 381,29	3 155,92
Propadieno	1 943,11	1 855,08	1 943,53	1 855,08	1 943,96	1 855,09	1 945,25	1 855,10
1,2-Butadieno	2 593,79	2 461,74	2 594,45	2 461,78	2 595,12	2 461,82	2 597,13	2 461,91
1,3-Butadieno	2 540,77	2 408,72	2 541,43	2 408,76	2 542,10	2 408,80	2 544,13	2 408,91
Acetileno	1 301,05	1 257,03	1 301,21	1 256,98	1 301,37	1 256,94	1 301,86	1 256,79
Ciclopentano	3 319,59	3 099,51	3 320,88	3 099,76	3 322,19	3 100,03	3 326,14	3 100,77
Metilciclopentano	3 969,44	3 705,34	3 970,93	3 705,59	3 972,46	3 705,86	3 977,04	3 706,60
Etilciclopentano	4 628,47	4 320,36	4 630,19	4 320,63	4 631,95	4 320,92	4 637,27	4 321,75

Componente	Poder calorífico ideal em base molar \overline{PC} (kJ.mol ⁻¹)							
	25 °C		20 °C		15 °C		0 °C	
	Superior	Inferior	Superior	Inferior	Superior	Inferior	Superior	Inferior
Ciclo-hexano	3 952,96	3 688,86	3 954,47	3 689,13	3 956,02	3 689,42	3 960,67	3 690,23
Metilciclo-hexano	4 600,64	4 292,53	4 602,35	4 292,78	4 604,09	4 293,06	4 609,34	4 293,82
Etilciclo-hexano	5 263,05	4 910,92	5 264,98	4 911,19	5 266,95	4 911,49	5 272,88	4 912,29
Benzeno	3 301,43	3 169,38	3 302,15	3 169,48	3 302,86	3 169,56	3 305,03	3 169,81
Tolueno	3 947,89	3 771,83	3 948,84	3 771,95	3 949,81	3 772,08	3 952,72	3 772,42
Etilbenzeno	4 607,15	4 387,07	4 608,32	4 387,20	4 609,53	4 387,37	4 613,14	4 387,77
o-xileno	4 596,31	4 376,23	4 597,46	4 376,34	4 598,64	4 376,48	4 602,17	4 376,80
Metanol	764,09	676,06	764,59	676,14	765,09	676,22	766,59	676,44
Metanotiol	1 239,39	1 151,36	1 239,83	1 151,39	1 240,28	1 151,41	1 241,63	1 151,48
Hidrogênio	285,83	241,81	285,99	241,76	286,15	241,72	286,63	241,56
Água	44,016	0	44,224	0	44,433	0	45,074	0
Sulfeto de hidrogênio	562,01	517,99	562,19	517,97	562,38	517,95	562,94	517,87
Amônia	382,81	316,79	383,16	316,82	383,51	316,86	384,57	316,96
Cianeto de hidrogênio	671,5	649,5	671,6	649,5	671,7	649,5	671,9	649,4
Monóxido de carbono	282,98	282,98	282,95	282,95	282,91	282,91	282,80	282,80
Sulfeto de carbonila	548,23	548,23	548,19	548,19	548,15	548,15	548,01	548,01
Dissulfeto de carbono	1 104,49	1 104,49	1 104,41	1 104,41	1 104,32	1 104,32	1 104,06	1 104,06

ANEXO B – FATORES DE COMPRESSIBILIDADE E DE ADIÇÃO PARA COMPONENTES DOS COMBUSTÍVEIS SOB DIVERSAS CONDIÇÕES DE MEDIÇÃO DE REFERÊNCIA

Componente	0 °C, 101,325 kPa		15 °C, 101,325 kPa		20 °C, 101,325 kPa	
	Z	\sqrt{b}	Z	\sqrt{b}	Z	\sqrt{b}
Metano	0,9976	0,049 0	0,998 0	0,044 7	0,998 1	0,043 6
Etano	0,9900	0,100 0	0,991 5	0,092 2	0,992 0	0,089 4
Propano	0,9789	0,145 3	0,982 1	0,133 8	0,983 4	0,128 8
n-Butano	0,9572	0,206 9	0,965 0	0,187 1	0,968 2	0,178 3
2-Metil propano	0,958	0,204 9	0,968	0,178 9	0,971	0,170 3
n-Pentano	0,918	0,286 4	0,937	0,251 0	0,945	0,234 5
2 Metil butano	0,937	0,251 0	0,948	0,228 0	0,953	0,216 8
2,2 Dimetil propano	0,943	0,238 7	0,955	0,212 1	0,959	0,202 5
n-Hexano	0,892	0,328 6	0,913	0,295 0	0,919	0,284 6
2-Metil pentano	0,898	0,319 4	0,914	0,293 3	0,926	0,272 0
3-Metil pentano	0,898	0,319 4	0,917	0,288 1	0,928	0,268 3
2,2-Dimetil butano	0,916	0,289 8	0,931	0,262 7	0,935	0,255 0
2,3-Dimetil butano	0,910	0,300 0	0,925	0,273 9	0,934	0,256 9
n-Heptano	0,830	0,412 3	0,866	0,366 1	0,876	0,352 1
n-Octano	0,742	0,507 9	0,802	0,445 0	0,817	0,427 8
n-Nonano	0,613	0,622 1	0,710	0,538 5	0,735	0,514 8
n-Decano	0,434	0,752 3	0,584	0,645 0	0,623	0,614 0
Eteno	0,9925	0,086 6	0,993 6	0,080 0	0,994 0	0,077 5
Propeno	0,981	0,137 8	0,984	0,126 5	0,985	0,122 5
1-Buteno	0,965	0,187 1	0,970	0,173 2	0,972	0,167 3
cis-2-Buteno	0,961	0,197 5	0,967	0,181 7	0,969	0,176 1
trans-2-Buteno	0,961	0,197 5	0,968	0,178 9	0,969	0,176 1
2-Metil propeno	0,965	0,187 1	0,971	0,170 3	0,972	0,167 3
1-Penteno	0,938	0,249 0	0,949	0,225 8	0,952	0,219 1
Propadieno	0,980	0,141 4	0,983	0,130 4	0,984	0,126 5
1,2-Butadieno	0,955	0,212 1	0,963	0,192 4	0,965	0,187 1
1,3-Butadieno	0,966	0,184 4	0,971	0,170 3	0,973	0,164 3
Acetileno	0,991	0,094 9	0,993	0,083 7	0,993	0,083 7
Ciclopentano	0,935	0,255 0	0,947	0,230 2	0,950	0,223 6
Metilciclopentano	0,902	0,313 0	0,921	0,281 1	0,927	0,270 2
Etilciclopentano	0,841	0,398 7	0,876	0,352 1	0,885	0,339 1
Ciclohexano	0,897	0,320 9	0,918	0,286 4	0,924	0,275 7

Componente	0 °C, 101,325 kPa		15 °C, 101,325 kPa		20 °C, 101,325 kPa	
	Z	\sqrt{b}	Z	\sqrt{b}	Z	\sqrt{b}
Metilciclo-hexano	0,855	0,380 8	0,886	0,337 6	0,894	0,325 6
Etilciclo-hexano	0,770	0,479 6	0,824	0,419 5	0,838	0,402 5
Benzeno	0,909	0,301 7	0,926	0,272 0	0,936	0,253 0
Tolueno	0,849	0,388 6	0,883	0,342 1	0,892	0,328 6
Etilbenzeno	0,764	0,485 8	0,823	0,420 7	0,837	0,403 7
o-Xileno	0,737	0,512 8	0,804	0,442 7	0,821	0,423 1
Metanol	0,773	0,476 4	0,872	0,357 8	0,892	0,328 6
Metanotiol	0,972	0,167 3	0,977	0,151 7	0,978	0,148 3
Hidrogênio	1,000 6	- 0,004 0	1,000 6	- 0,004 8	1,000 6	- 0,005 1
Água	0,930	0,264 6	0,945	0,234 5	0,952	0,219 1
Sulfeto de hidrogênio	0,990	0,100 0	0,990	0,100 0	0,990	0,100 0
Amônia	0,985	0,122 5	0,988	0,109 5	0,989	0,104 9
Cianeto de hidrogênio	0,887	0,336 2	0,912	0,296 6	0,920	0,282 8
Monóxido de carbono	0,999 3	0,026 5	0,999 5	0,022 4	0,999 6	0,020 0
Sulfeto de carbonila	0,985	0,122 5	0,987	0,114 0	0,988	0,109 5
Dissulfeto de carbono	0,954	0,214 5	0,962	0,194 9	0,965	0,187 1
Hélio	1,000 5	0,000 6	1,000 5	0,000 2	1,000 5	0,000 0
Neônio	1,000 5	0,000 6	1,000 5	0,000 2	1,000 5	0,000 0
Argônio	0,999 0	0,031 6	0,999 2	0,028 3	0,999 3	0,026 5
Nitrogênio	0,999 5	0,022 4	0,999 7	0,017 3	0,999 7	0,017 3
Oxigênio	0,999 0	0,031 6	0,999 2	0,028 3	0,999 3	0,026 5
Dióxido de carbono	0,993 3	0,081 9	0,994 4	0,074 8	0,994 7	0,072 8
Dióxido de enxofre	0,976	0,154 9	0,979	0,144 9	0,980	0,141 4
Ar	0,999 41	-	0,999 58	-	0,999 63	-

ANEXO C – MASSA MOLAR PARA COMPONENTES DOS GASES COMBUSTÍVEIS

Componente	M (kg.kmol ⁻¹)	Componente	M (kg.kmol ⁻¹)
Metano	16,043	Metilciclopentano	84,161
Etano	30,070	Etilciclopentano	98,188
Propano	44,097	Ciclo-hexano	84,161
n-Butano	58,123	Metilciclo-hexano	98,188
2-Metilpropano	58,123	Etilciclo-hexano	112,215
n-Pentano	72,150	Benzeno	78,114
2-Metilbutano	72,150	Tolueno	92,141
2,2-Dimetilpropano	72,150	Etilbenzeno	106,167
n-Hexano	86,177	o-Xileno	106,167
2-Metilpentano	86,177	Metanol	32,042
3-Metilpentano	86,177	Metanotiol	48,109
2,2-Dimetilbutano	86,177	Hidrogênio	2,0159
2,3-Dimetilbutano	86,177	Água	18,0153
n-Heptano	100,204	Sulfeto de hidrogênio	34,082
n-Octano	114,231	Amônia	17,0306
n-Nonano	128,258	Cianeto de hidrogênio	27,026
n-Decano	142,285	Monóxido de carbono	28,010
Eteno	28,054	Sulfeto de carbonila	60,076
Propeno	42,081	Dissulfeto de carbono	76,143
1-Buteno	56,108	Hélio	4,0026
cis-2-Buteno	56,108	Neônio	20,1797
trans-2-Buteno	56,108	Argônio	39,948
2-Metil-Propeno	56,108	Nitrogênio	28,0135
1-Penteno	70,134	Oxigênio	31,9988
Propadieno	40,065	Dióxido de carbono	44,010
1,2-Butadieno	54,092	Dióxido de enxofre	64,065
1,3-Butadieno	54,092	Monóxido de nitrogênio	44,0129
Acetileno	26,038	Criptônio	83,80
Ciclopentano	70,134	Xenônio	131,29
		AR	28,9626

NOTA: Os valores da massa molar são numericamente idênticos aos valores de massa molecular obtidos empregando as massas atômicas relativas para os principais elementos envolvidos, onde o número entre parênteses mostra a incerteza no último dígito:
 C = 12,011 (1) N = 14,00674 (7) H = 1,00794 (7) S = 32,066 (6) O = 15,9994 (3)