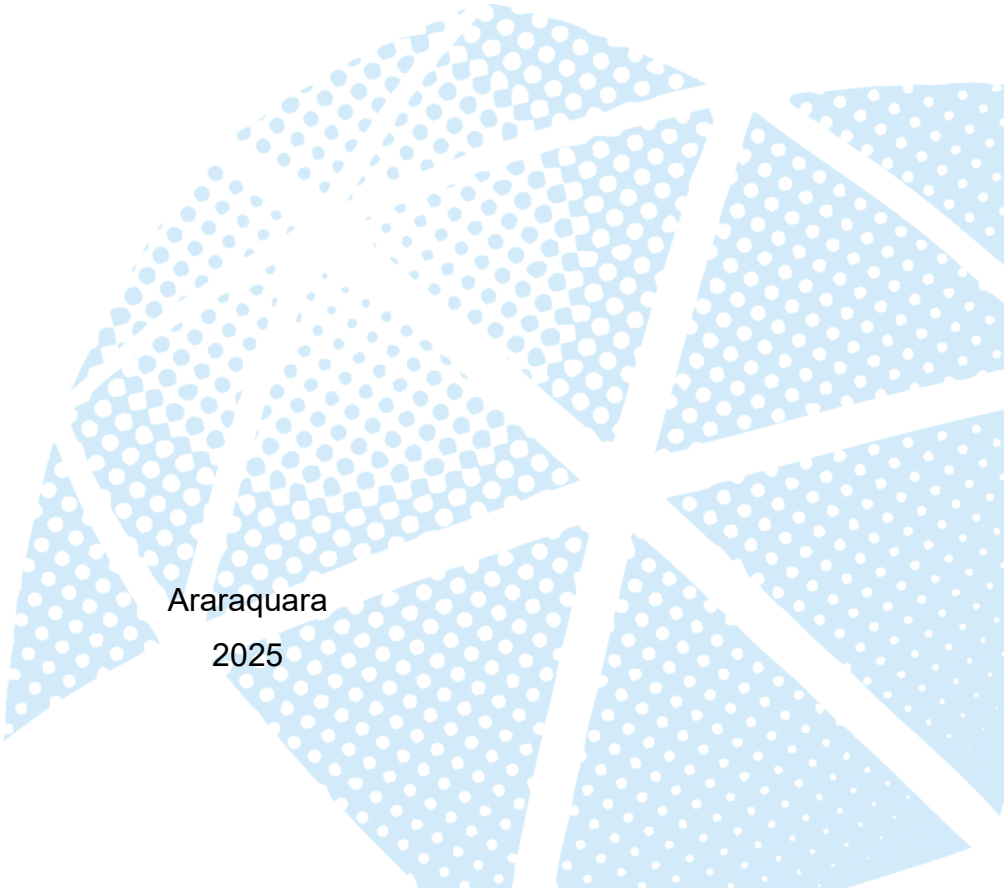


UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA – UNESP
Instituto de Química - Câmpus de Araraquara

Geovanni França Nobrega

**Análise técnica do ponto de vista termodinâmico sobre a injeção de biometano
na rede de distribuição de gás natural**

Araraquara
2025



Geovanni França Nobrega

**Análise técnica do ponto de vista termodinâmico sobre a injeção de biometano
na rede de distribuição de gás natural**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Universidade Estadual
Paulista (UNESP), Instituto de Química,
Araraquara, para obtenção do título de
Bacharel em Engenharia Química.

Orientador(a): Prof. Dr. Gustavo
Nakamura Alves Viera

Araraquara

2025

N754a	Nobrega, Geovanni Análise técnica do ponto de vista termodinâmico sobre a injeção de biometano na rede de distribuição de gás natural / Geovanni Nobrega. -- Araraquara, 2025 49 p. Trabalho de conclusão de curso (Bacharelado - Engenharia Química) - Universidade Estadual Paulista (UNESP), Instituto de Química, Araraquara Orientador: Gustavo Alves Nakamura 1. Engenharia Química. 2. Biocombustíveis. 3. Gás Natural. I. Título.
-------	--

Geovanni França Nobrega

**Análise técnica do ponto de vista termodinâmico sobre a injeção de biometano
na rede de distribuição de gás natural**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Universidade Estadual Paulista (UNESP)
Instituto de Química, Araraquara, para obtenção
do título de Bacharel em Engenharia Química.

Data da defesa: 12/12/2025

Banca Examinadora:

Documento assinado digitalmente
 **GUSTAVO NAKAMURA ALVES VIEIRA**
Data: 18/12/2025 08:56:49-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Gustavo Nakamura Alves Vieira

Documento assinado digitalmente
 **ARNALDO SARTI**
Data: 18/12/2025 11:39:09-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Arnaldo Sarti

Documento assinado digitalmente
 **ELIAS DE SOUZA MONTEIRO FILHO**
Data: 18/12/2025 10:43:30-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Elias de Souza Monteiro Filho

AGRADECIMENTOS

A minha família, em especial minha mãe, por todo apoio e suporte durante a graduação, sem vocês nada disso seria possível.

A República Diretoria, por ter sido um lar e ainda ser uma família com quem posso sempre contar, fazendo período de graduação ser mais leve e acolhedor.

A todos os docentes, técnicos e funcionários da Unesp, que trabalham para que essa instituição ser uma das melhores universidades da América Latina.

Aos meus colegas de turma, pela ajuda, estudos em grupo e trabalhos, conselhos, lembrando que toda vitória é coletiva e vocês estão nessa trajetória.

RESUMO

Este trabalho apresenta uma análise técnica, sob o ponto de vista termodinâmico, da viabilidade de injeção de biometano na rede de distribuição de gás natural, considerando o desempenho físico-químico de misturas entre esses dois combustíveis. A pesquisa parte do contexto da transição energética brasileira, no qual o gás natural se destaca como energético de menor intensidade de emissões e o biometano desponta como alternativa renovável capaz de compartilhar a infraestrutura já existente. Para fundamentar o estudo, discute-se a formação, composição e características do gás natural e do biometano, bem como as normas técnicas aplicáveis. A metodologia empregou 31 amostras de gás natural e biometano obtidas por cromatografia gasosa, e avaliou cinco condições de mistura, variando a porcentagem de biometano. Foram determinados a composição molar, o fator de compressibilidade, o poder calorífico superior, a densidade relativa e o índice de Wobbe, utilizando os modelos de cálculo previstos na NBR 15213. Os resultados indicam que o aumento da fração de biometano eleva a concentração de metano em 6%, chegando a 97%, e reduz os hidrocarbonetos mais pesados, sem ultrapassar os limites regulatórios. Em relação aos parâmetros físico-químicos houve redução do poder calorífico, na ordem de 6%, chegando ao valor de $3,63 \times 10^4$ kJ/m³, já o índice de Wobbe reduziu em 3%, chegando a $4,80 \times 10^4$ kJ/m³; entretanto, todos os valores permaneceram dentro das faixas especificadas pela ANP, garantindo a intercambialidade entre os combustíveis. As análises demonstram que a inserção de biometano na rede de gás natural é tecnicamente viável, não exigindo adaptações nos equipamentos consumidores, e reforçam o potencial do biometano como vetor estratégico para a transição energética. Conclui-se que a utilização conjunta de gás natural e biometano pode contribuir para a redução de emissões, a diversificação da matriz energética e o aproveitamento eficiente da infraestrutura já instalada.

Palavras-chave: gás natural; biometano; termodinâmica; índice de Wobbe; poder calorífico; transição energética.

ABSTRACT

This study presents a technical analysis, from a thermodynamic perspective, of the feasibility of injecting biomethane into the natural gas distribution network, considering the physicochemical performance of mixtures of these two fuels. The research is grounded in the context of Brazil's energy transition, in which natural gas stands out as an energy source with lower emission intensity, while biomethane emerges as a renewable alternative capable of sharing the existing infrastructure. To support the study, the formation, composition, and characteristics of natural gas and biomethane are discussed, as well as the applicable technical standards. The methodology employed 31 samples of natural gas and biomethane obtained through gas chromatography and evaluated five blending conditions, varying the biomethane percentage. The molar composition, compressibility factor, higher heating value, relative density, and Wobbe index were determined using the calculation models established in NBR 15213. The results indicate that increasing the biomethane fraction raises the methane concentration by 6%, reaching 97%, and reduces heavier hydrocarbons without exceeding regulatory limits. Regarding the physicochemical parameters, a reduction in the higher heating value of approximately 6% was observed, reaching 3.63×10^4 kJ/m³, while the Wobbe index decreased by 3%, reaching 4.80×10^4 kJ/m³; however, all values remained within the ranges specified by the ANP, ensuring fuel interchangeability. The analyses demonstrate that the injection of biomethane into the natural gas network is technically feasible, requiring no adaptations to end-use equipment, and reinforce the potential of biomethane as a strategic vector for the energy transition. It is concluded that the combined use of natural gas and biomethane can contribute to emission reductions, diversification of the energy matrix, and efficient use of the existing infrastructure.

Keywords: natural gas; biomethane; thermodynamic analysis; Wobbe index; heating value; gas quality; energy transition.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Oferta de energia mundial em 2021	15
Figura 2: Oferta interna de energia em 2023	16
Figura 3: Reservatório produtor de óleo	19
Figura 4: Diagrama de fluxo de processos de uma unidade de processamento de gás natural.	25
Figura 5: Cadeia produtiva do biometano	28
Figura 6: Fluxograma da biodigestão para obtenção de biogás	29
Figura 7: Principais processos de dessulfurização	32
Figura 8: Relação entre o Índice de Wobbe e a densidade relativa.	33
Figura 9: Processo de absorção para purificação do biogás	34
Figura 10: Processo de purificação do biogás por PSA.	35
Figura 11: Gráfico da composição molar das misturas gás natural e biometano	42
Figura 12: Gráfico dos resultados do poder calorífico superior real e os limites estabelecidos pela ANP.	45
Figura 13: Gráfico dos resultados do índice de Wobbe e os limites estabelecidos pela ANP	47

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Relação RGL e classificação de reservatório	19
Tabela 2: Principais não hidrocarbonetos.....	21
Tabela 3: Especificação do gás natural na região sudeste do Brasil.....	22
Tabela 4: Composição média biogás e biometano.	27
Tabela 5: Especificação do biometano na região sudeste.....	35
Tabela 6: Condições de contorno da mistura gás natural e biometano.	37
Tabela 7: Média dos resultados da composição molar das misturas.....	41
Tabela 8: Fator de adição dos componentes.	42
Tabela 9: Resultados para o fator de compressibilidade.	43
Tabela 10: Média dos resultados do PCS ideal.	43
Tabela 11: Resultados do poder calorífico superior real.....	44
Tabela 12: Poder calorífico dos componentes.....	44
Tabela 13: Massa molar dos componentes.	45
Tabela 14: Resultados das massas molares e densidades relativas para as misturas de gás natural e biometano.	46
Tabela 15: Resultados do índice de Wobbe para as misturas de gás natural e biometano.....	46
Tabela 16: Média dos resultados das características físico-químicas das misturas.	47

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
2	OBJETIVOS.....	17
3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	18
3.1	GÁS NATURAL	18
3.1.1	Composição e características físico-químicas do gás natural	20
3.1.2	Normas e regulamentações do gás natural	22
3.1.3	A Cadeia Produtiva do Gás Natural.....	23
3.2	BIOMETANO.....	26
3.2.1	Composição e características físico-químicos do biometano	27
3.2.2	Cadeia produtiva	27
3.2.3	Normas e regulamentações.....	35
4	MATERIAL E MÉTODOS	37
4.1	MATERIAL.....	37
4.2	MÉTODOS	37
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	41
5.1	ANÁLISE DA COMPOSIÇÃO MOLAR DAS MISTURAS GÁS NATURAL E BIOMETANO.....	41
5.2	ANÁLISE DOS PARÂMETROS FÍSICO-QUÍMICOS DAS MISTURAS GÁS NATURAL E BIOMETANO	42
6	CONCLUSÃO	48
	REFERÊNCIAS.....	49
	ANEXO A – DADOS DE CROMATOGRAFIA GASOSA PARA O GÁS NATURAL E O BIOMETANO.....	53

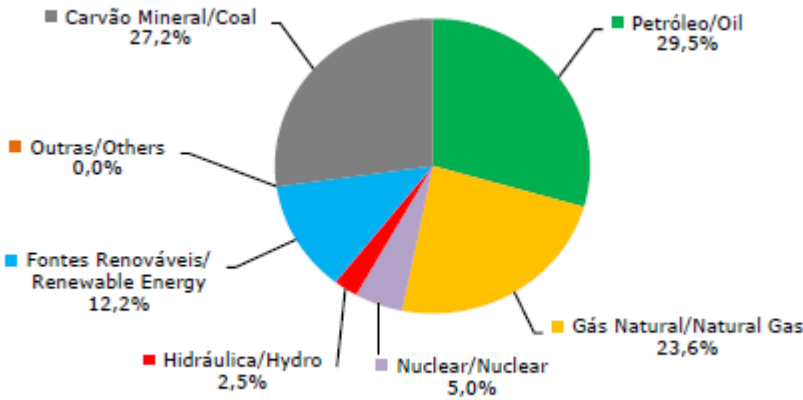
1 **Introdução**

No dia 11 de novembro de 2024, em Baku, Azerbaijão, ocorreu a 29ª Conferência das Partes (COP29), evento que reuniu milhares de países signatários, onde o Brasil apresentou seus novos compromissos climáticos nacionais, visando atingir o objetivo de limitar o aumento da temperatura global a 1,5°C. Dentre os compromissos estabelecidos, está a redução de 59% a 67% das emissões líquidas de gases de efeito estufa até 2035, em comparação com os níveis de 2005 (BRASIL, 2024).

Esse evento está associado a busca cada vez maior de fontes renováveis de energia para frear o avanço das mudanças climáticas, acarretadas pelo uso massivo de combustíveis fósseis na matriz energética mundial.

Considerando a oferta de energia mundial por fonte, o petróleo e seus derivados correspondem 29,5%, seguido pelo carvão mineral com 27,2% e o Gás Natural com 23,6%. As fontes renováveis de energia correspondem a 12,2% (BRASIL, 2024). A Figura 1 representa o gráfico da oferta de energia mundial por fonte:

Figura 1: Oferta de energia mundial em 2021

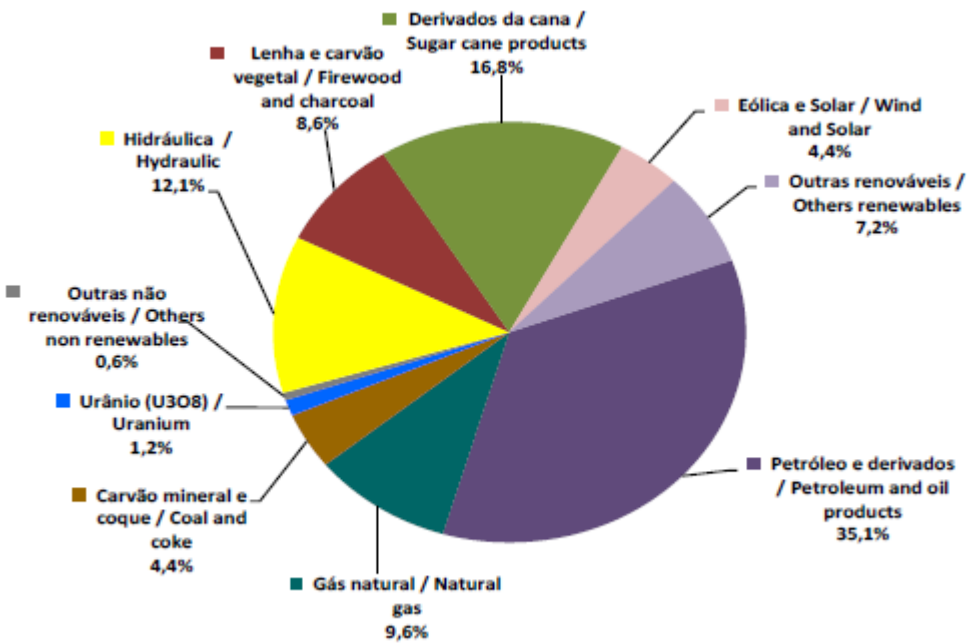


Fonte: Brasil (2024)

No contexto nacional, a proporção muda com 50,9% de fontes não renováveis, sendo o petróleo e seus derivados com 35,1%, seguido pelo gás natural com 9,6%. Dentre as fontes renováveis com 49,1%, se destaca a biomassa de cana com 16,8%

e a hidráulica com 12,1% (BRASIL, 2024). A Figura 1 ilustra a oferta interna de energia por fonte:

Figura 2: Oferta interna de energia em 2023



Fonte: Brasil (2024).

Um dos grandes aliados para esse objetivo estabelecido na COP 29 é o gás natural, considerado combustível de transição energética, devido às suas menores taxas de emissão de gases do efeito estufa quando comparado com fontes de energia concorrentes, como o GLP e carvão.

De acordo com o Balanço Energético Nacional de 2024, o gás natural participa com 9,6% da matriz energética nacional, com maior aplicação nas indústrias e na geração de energia elétrica (BRASIL, 2024).

O gás natural é distribuído no Brasil através de uma malha de gasodutos. Além do gás natural, toda a infraestrutura pode ser compartilhada para o transporte de biometano e hidrogênio, energéticos renováveis com alto potencial para contribuir com o atingimento das metas estabelecidas na COP 29.

Apesar dessa infraestrutura apresentar condições para o compartilhamento desses dois combustíveis, é necessário analisar a viabilidade técnica e os impactos que essa mistura teria na malha de distribuição e nas condições do combustível comercializado.

2 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo realizar uma análise técnica do ponto de vista termodinâmico da inserção de biometano na rede de distribuição de gás natural, através de cálculos da composição molar dos componentes; do poder calorífico, densidade relativa e índice de Wobbe, a fim de comparar os combustíveis puros e a mistura deles e estabelecer se as propriedades estão dentro dos limites estabelecidos pelos órgãos reguladores e analisar o efeito dessa mistura nas principais propriedades.

3 Revisão bibliográfica

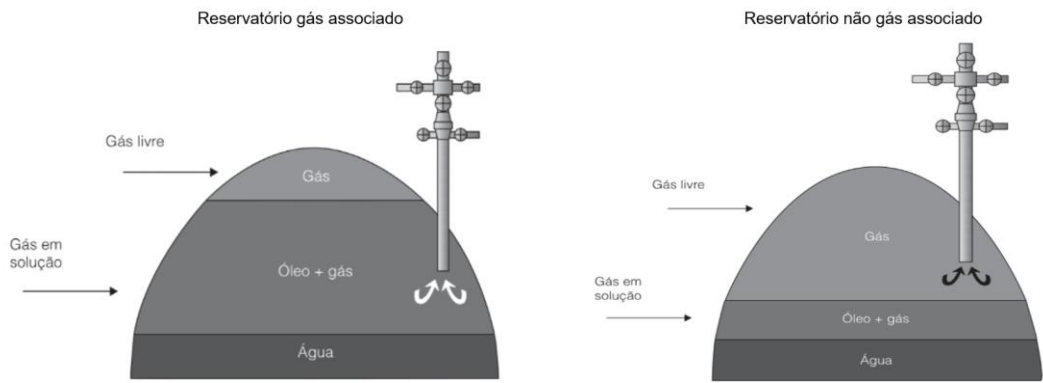
3.1 Gás Natural

O gás natural (GN) é definido como uma mistura de hidrocarbonetos existente em solução no óleo (petróleo no estado líquido), nas condições de reservatório (rochas contendo acumulações de petróleo ou gás natural), ou na fase gasosa em condições atmosféricas de pressão e temperatura (Vaz et al., 2008).

O gás natural pode ser formado por dois mecanismos. No mecanismo bacteriológico, bactérias metanogênicas na presença de hidrogênio e íons carbonato e bicarbonato metabolizam metano e água. O outro mecanismo é o térmico, em que micro e macroorganismos degradam a matéria orgânica das lamias argilosas (Vaz et al., 2008).

O gás natural pode ser classificado como associado ou não associado. O gás natural que, nas condições de reservatório, se encontra dissolvido no petróleo ou na forma de uma capa de gás, é classificado como associado. Normalmente, ele é utilizado para manter a pressão do reservatório na produção do óleo e possui um alto teor de hidrocarbonetos mais pesados que o metano. O gás não associado está livre do óleo e da água, com sua concentração predominante na camada rochosa; nesse caso, o foco da produção é o gás natural. O gás não associado possui baixa massa molar, baixo teor de compostos mais pesados, sendo constituído basicamente por metano. O gás é liberado com a redução de pressão e na fase inicial de produção tem energia suficiente para o transporte até a unidade de produção, que é controlada a partir da demanda do mercado (ANP, 2024; Vaz et al., 2008). A Figura 3 traz uma visualização simplificada de um reservatório produtor de óleo, comparando quando o gás é definido como associado ou não associado.

Figura 3: Reservatório produtor de óleo.



Fonte: Adaptado Vaz et al. (2008).

A classificação dos reservatórios é feita a partir da Razão Gás-Líquido (RGL), definida pela relação entre a vazão instantânea de gás pela vazão instantânea de óleo, em condições padrões (Vaz et al., 2008). A Tabela 1 mostra a classificação dos reservatórios a partir da RGL:

Tabela 1: Relação RGL e classificação de reservatório

Razão Gás-Líquido	Classificação do reservatório
Menor ou igual a 900 m³/m³	Reservatório de óleo
De 900 m³/m³ a 18.000 m³/m³	Reservatório de gás condensado
Maior que 18.000 m³/m³	Reservatório de gás

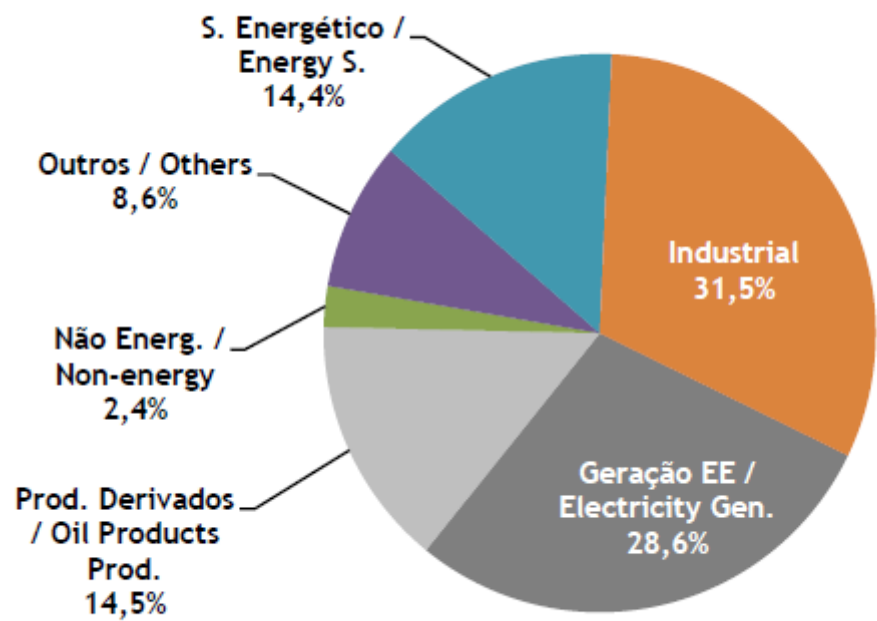
Fonte: adaptado Vaz et al., 2008.

O estado físico dos reservatórios é influenciado pela composição da mistura dos hidrocarbonetos, a temperatura e a pressão do reservatório (Vaz et al.,2008)

O gás natural também pode ser classificado como rico ou pobre, a partir da quantidade hidrocarbonetos pesados presentes em sua composição. Para ser considerado rico, a composição do propano e hidrocarbonetos mais pesados deve ser maior ou igual a 7% do volume (Vaz et al., 2008).

No Brasil, grande parte do gás natural produzido é de origem associada ao petróleo. Ele é utilizado em diversos setores do mercado, principalmente na geração de energia termelétrica e industrial, também sendo utilizado em domicílios e comércios (ANP, 2024). A Figura 4 traz em gráfico a distribuição do uso do gás natural no ano de 2023.

Figura 4: Distribuição do consumo de gás natural em 2023.



Fonte: Brasil (2024).

De acordo com Vaz et al. (2008), a cadeia produtiva do gás natural é composta pela produção, condicionamento, processamento e transporte. A fase inicial é a produção, em que ocorre a extração dos reservatórios. Depois ele é condicionado para que atenda aos requisitos técnicos da unidade de processamento, onde é processado de forma a atender os requisitos de transporte e posteriormente ser distribuído para fins comerciais.

3.1.1 Composição e características físico-químicas do gás natural

O GN é composto predominantemente por hidrocarbonetos, destacando-se o metano, que representa mais de 70% de sua composição, seguido por menores quantidades de etano, propano e butano (ANP, 2024). Além desses componentes, também estão presentes os não hidrocarbonetos ou “contaminantes”, como o nitrogênio, o dióxido de carbono e o gás sulfídrico (Vaz et al., 2008). A Tabela 2 apresenta os principais não hidrocarbonetos presentes no GN:

Tabela 2: Principais não hidrocarbonetos

Componente	Nomenclatura
N ₂	Nitrogênio
CO ₂	Dióxido de Carbono
H ₂ O	Água
COS	Sulfeto de Carbonila
CS ₂	Dissulfeto de Carbono
R-HS	Mercaptanas
He	Hélio
Ar	Argônio

Fonte: Adaptado de Vaz et al., 2008.

Os principais hidrocarbonetos presentes no gás natural são alcanos, hidrocarbonetos com ligações simples, portanto, uma valência de cada carbono é utilizada para ligação química entre átomos de carbono da cadeia. Os alcanos são excelentes combustíveis, pois quando são queimados, liberam uma grande quantidade de calor (Vaz et al., 2008).

Durante a cadeia produtiva, alguns dos não hidrocarbonetos presentes na composição do gás natural são removidos em processos de tratamento, para que possam ser comercializados de acordo com as normas e para que os processos de distribuição e transporte sejam seguros (Serpa et al, 2021).

A Resolução ANP nº 982/2025 estabelece as especificações do gás natural para a comercialização e transporte. Dentre eles estão a composição molar e parâmetros físico-químicos importantes para a segurança do transporte e distribuição e qualidade do combustível, sendo os principais o poder calorífico superior; índice de Wobbe, densidade relativa e fator de compressibilidade.

O poder calorífico superior é definido como o calor liberado na combustão completa de uma quantidade definida de gás com ar, à pressão constante e com todos os produtos de combustão retornando à temperatura e pressão iniciais dos reagentes, onde toda a água formada pela reação encontra-se na forma líquida. O PCS é utilizado no processo de faturamento dos consumidores de gás (ABNT, 2008; ARSESP, 2017).

Além do poder calorífico, o processo de faturamento utiliza valores de pressão, temperatura e fator de compressibilidade (Z), sendo este último definido como a razão entre o volume molar do gás, em uma certa temperatura e pressão, e o volume molar do gás ideal, nas mesmas condições (ATKINS; PAULA, 2017).

A densidade relativa é definida como a razão entre a densidade absoluta de um gás e a densidade absoluta do ar seco, em condições iguais de temperatura e pressão (ABNT, 2008).

O Índice de Wobbe é um parâmetro utilizado no estudo de intercambialidade de gases, e é definido pelo quociente do poder calorífico superior e a raiz quadrada da densidade relativa sob as mesmas condições de temperatura e pressão. Ele é interpretado como uma medida de quantidade de energia disponível em um sistema de combustão através de um orifício injetor, e quando dois combustíveis com composições diferentes, com Índice de Wobbe iguais, essa quantidade de energia é a mesma (MONTEIRO, 2018).

3.1.2 Normas e regulamentações do gás natural

A qualidade e a composição do gás natural comercializado no Brasil são definidas pela Resolução ANP nº 982/2025, onde são estabelecidos os principais itens de controle como os teores de metano e etano, limites máximos dos inertes, poder calorífico superior, índice de Wobbe e pontos de orvalho de água e de hidrocarbonetos. Além das especificações, também estabelece as obrigações referentes ao controle da qualidade do GN (ANP, 2025). A Tabela 3 traz de forma resumida os parâmetros estabelecidos para comercialização do GN na região sudeste do Brasil:

Tabela 3: Especificação do gás natural na região sudeste do Brasil

Característica	Unidade	Limite
Poder calorífico Superior	kJ/m³	35000 a 43000
Índice de Wobbe	kJ/m³	46.500 a 53.500
Número de metano	-	65
Metano (mín)	% mol	85
Etano (máx)	% mol	12
Propano (máx)	% mol	6
Butano e mais pesados (máx)	% mol	3
Oxigênio (máx)	% mol	0,5
Inertes (máx)	% mol	6
CO ₂ (máx)	% mol	3
Enxofre total (máx)	mg/m³	70

Gás Sulfídrico (máx)	mg/m ³	10
Ponto de orvalho da água a 1 atm (máx)	°C	-45
Ponto de orvalho de hidrocarbonetos (máx)	°C	0

Fonte: Adaptado ANP, 2025.

De acordo com a Resolução nº 982, o gás natural distribuído deve ser monitorado a fim de garantir a qualidade, realizando análises das características físico-químicas. Para isso, o setor de gás utiliza cromatógrafos desde a década de 1950, devido à sua exatidão e qualidade de análise, sendo fundamental para o monitoramento do gás distribuído. A cromatografia é um processo em que uma amostra do gás é injetada em um equipamento onde há uma coluna de fase estacionária e um gás de arraste (fase móvel) é injetado, ocorrendo uma separação baseado na solubilidade variável dos componentes com a fase estacionária (MONTEIRO, 2018).

O método para a determinação da composição química do gás natural e semelhantes por cromatografia gasosa é estabelecido pela norma ABNT NBR 14903.

3.1.3 **A Cadeia Produtiva do Gás Natural**

A cadeia do gás natural é definida como um conjunto de atividades integradas em uma sequência lógica que envolvem a produção, processamento, comercialização, transporte, distribuição e utilização do gás (ANP, 2025).

A cadeia produtiva do gás natural pode ser dividida em 3 macroetapas: *upstream*, *midstream* e *downstream*. O início da cadeia é o *upstream*, que engloba a exploração, produção e o condicionamento do gás. Após o condicionamento o gás é enviado para as Unidades Processamento de Gás Natural (UPGN) e após ser processado é escoado para o sistema de transporte, finalizando a etapa de *midstream*. O *dowstream* contempla as etapas de distribuição e comercialização do gás natural (EMENIKE; FALCONE, 2020).

A fase de exploração e produção se inicia na pesquisa de potenciais reservatórios de petróleo e gás. Para isso, são feitos estudos geológicos e geofísicos para detectar a presença de rochas geradoras de hidrocarbonetos. Com a identificação, essas regiões são perfuradas e, confirmando a presença dos

hidrocarbonetos e mediante a viabilidade técnica e econômica, é realizada a extração e escoamento para a produção (Vaz et al., 2008). As regiões de exploração e extração são classificadas em *offshore*, caso sejam localizadas em alto-mar, ou em *onshore*, para regiões localizadas no continente (BERNADES et al, 2023).

Após a perfuração dos poços e instalação da coluna de produção, tubulações são utilizadas para trazer os fluidos para superfície através da diferença de pressão, e inicia-se a fase de produção.

O processo de produção é influenciado de acordo com o tipo de reservatório que o gás está sendo extraído. Em ambos os reservatórios, o gás produzido é submetido ao processo de tratamento primário em vasos separadores para segregar o gás, o petróleo e partículas sólidas. A diferença desse processo primário entre os tipos de reservatórios está nas condições de pressão e temperatura dos equipamentos utilizados na separação (Vaz et al., 2008).

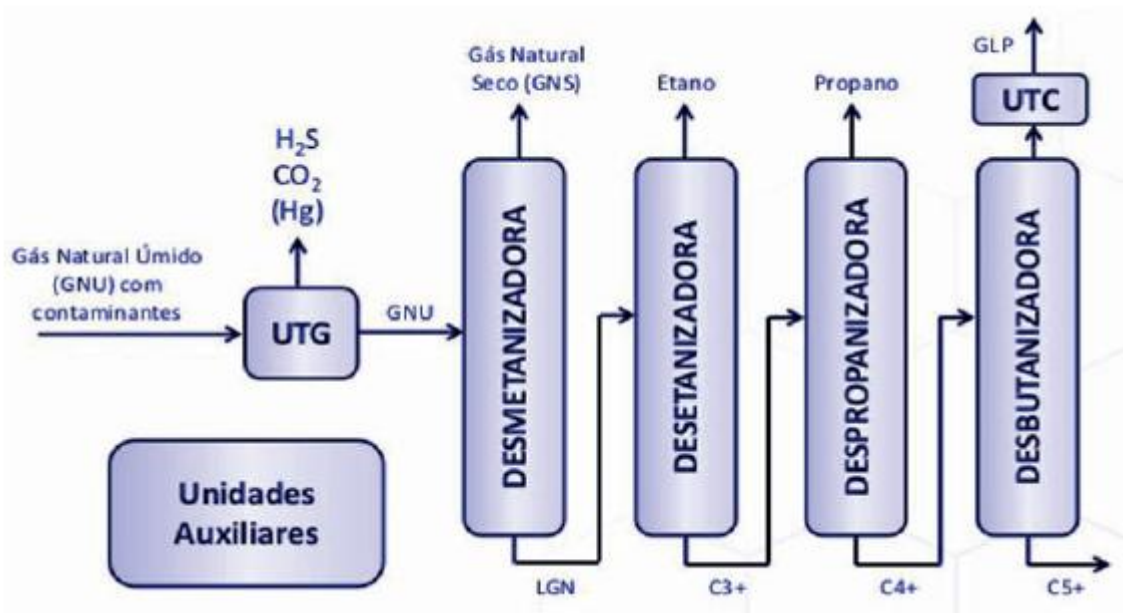
Após a produção, ocorre o condicionamento do GN para que ele seja escoado para as unidades de processamento de forma segura, através dos dutos de transferência. Nessa etapa, normalmente são removidos umidade, compostos ácidos e gás carbônico (Vaz et al., 2008).

Os principais não hidrocarbonetos, que podem causar problemas no transporte, distribuição e uso do gás natural são: nitrogênio; gás carbônico; água e gás sulfídrico. O nitrogênio é um gás inerte e por não apresentar valor energético, quando em grande quantidade prejudica o poder calorífico do GN, sendo necessário passar por tratamentos para sua remoção. Gases ácidos, como o H_2S e CO_2 , quando estão na presença de água formam compostos ácidos que podem provocar danos nas tubulações e equipamentos. O processo para remoção desses gases é chamado de adoçamento ou dessulfurização, podendo ser aplicadas técnicas de absorção, separação por membranas e adsorção. A água, além de promover a formação de compostos ácidos, podem se transformar em hidratos que causam o bloqueio das tubulações. A presença de água acima do especificado pela norma diminui o poder calorífico do gás. Desta forma, é aplicado no GN após o adoçamento, um processo de desidratação utilizando técnicas de absorção por líquidos secantes e adsorção por sólidos secantes (Vaz et al., 2008; Serpa et al., 2021).

A transferência é feita até as Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN), que são responsáveis pela separação do gás em diferentes produtos: gás

residual; corrente líquida de etano, gás liquefeito de petróleo e gasolina natural (Vaz et al., 2008). O gás residual é composto principalmente de metano e é também denominado de gás seco (MOKHATHAB; POE; MAK, 2015). A Figura 4 traz um esquema simplificado de uma UPGN.

Figura 4: Diagrama de fluxo de processos de uma unidade de processamento de gás natural.



Fonte: BERNADES, 2023.

Após o processamento, o gás natural está apto para o transporte, que pode ocorrer de formas diferentes, dependendo das condições. O método mais utilizado é o transporte em dutos operados à alta pressão, porém, em alguns casos é transportado através de cilindros como o GNC (gás natural comprimido) ou GNL (gás natural liquefeito) (Vaz et al., 2008).

No transporte, grandes volumes de gás são escoados até os pontos de entrega, onde ocorre a transferência de custódia da transportadora para as distribuidoras ou para um grande consumidor final (ARSESP, 2017; Vaz et al., 2008). Os gasodutos são mais utilizados, devido ao baixo custo de construção e operação e sua segurança operacional e contínua (ARYA et al., 2022).

A rede de transporte é composta por tubulações (normalmente feitas de aço), reguladores, válvulas, medidores de vazão e estações de compressão para que o gás escoe das UPGNs até os sistemas de distribuição (SERPA, et al., 2021; BERNARDES et al., 2023).

Em regiões que não possuem a infraestrutura de dutos para o transporte do gás, são utilizadas outras formas de transporte como o GNL e o GNC, também chamados de gasodutos virtuais (BERNARDES et al., 2023; ALFRADIQUE; COSTA; BONELLI, 2020). O GNL é armazenado em tanques pressurizados e resfriados, e são transportados em câmeras criogênicas até as estações de regaseificação para serem injetados na rede (BERNARDES et al, 2023). Já o GNC é armazenado em cilindros de alta pressão, transportado em carretas até as estações de descompressão, onde o gás é inserido na rede ou utilizado pelas clientes finais (Vaz et al., 2008; BERNARDES et al, 2023; ALFRADIQUE; COSTA, 2020).

Nos pontos de entrega, ocorre a transferência de custódia do GN para as companhias de distribuição local (CDL), que são as responsáveis pela entrega do gás para os consumidores finais em tubulações de diâmetros menores e baixas pressões (Vaz et al., 2008; BERNARDES et al., 2023).

3.2 Biometano

A matéria orgânica oriunda de vegetais ou animais é denominada biomassa e através de rotas tecnológicas pode ser aproveitada para produzir energia, sendo considerada uma fonte primária de energia não fóssil (EPE, 2021; MME & EPE, 2020).

A digestão anaeróbia é uma dessas rotas biotecnológicas que produz o biogás, composto por metano, gás carbônico e menores quantidades de outros gases (IEA, 2021). O biogás pode ser produzido utilizando como fonte resíduos orgânicos agropecuários, agroindustriais, esgotos e aterros sanitários, entre outros (Lemos et al.; 2024). Sua utilização é variada como geração elétrica, produção de vapor, aquecimento, e quando purificado em biometano pode ser utilizado como combustível e injetado na rede de distribuição de gás natural (Ferraz Junior et al., 2022).

O biometano é um gás composto majoritariamente por metano, obtido através da purificação do biogás, processo que remove gás carbônico e outros gases, elevando a concentração de metano em níveis de 80 a 99% (IEA, 2021; Ferraz Junior et al., 2022).

Segundo a ANP, o biometano é definido como um biocombustível produzido a partir do processamento do biogás, elevando seu teor de metano e removendo o gás carbônico e outros gases, tais características possibilitam a intercambialidade do gás natural em todas as suas aplicações.

3.2.1 Composição e características físico-químicos do biometano

A composição do biogás é de aproximadamente, 60% de metano, 35% de gás carbônico e 5% de outros gases sendo os principais nitrogênio, amônia, gás sulfídrico, monóxido de carbono, oxigênio e vapor d'água. Essa composição é variável de acordo com o substrato e as condições físico-química da digestão anaeróbia utilizada para a produção do biogás (Coelho et al., 2018; Werenko; Hagen, 2000).

O biometano tem composição semelhante ao biogás, com variações em seus componentes após o processo de purificação (*upgrading*), reduzindo o teor de gás carbônico, umidade, gás sulfídrico e outros contaminantes, e aumentando o teor o de metano em níveis superior a 90%. A Tabela 4 traz uma comparação entre as composições do biogás e biometano.

Tabela 4: Composição média biogás e biometano.

Componente	Biogás	Biometano
CH ₄ (% mol)	55-65	90-95
CO ₂ (% mol)	35-45	4
H ₂ (% mol)	0-0,02	0-0,06
N ₂ (% mol)	< 2	< 3
H ₂ S (ppmv)	20-20000	<20
NH ₃ (ppmv)	< 500	< 20
H ₂ O (% mol)	< 5	0

Fonte: Adaptado ALLENGUE; HINGE, 2012.

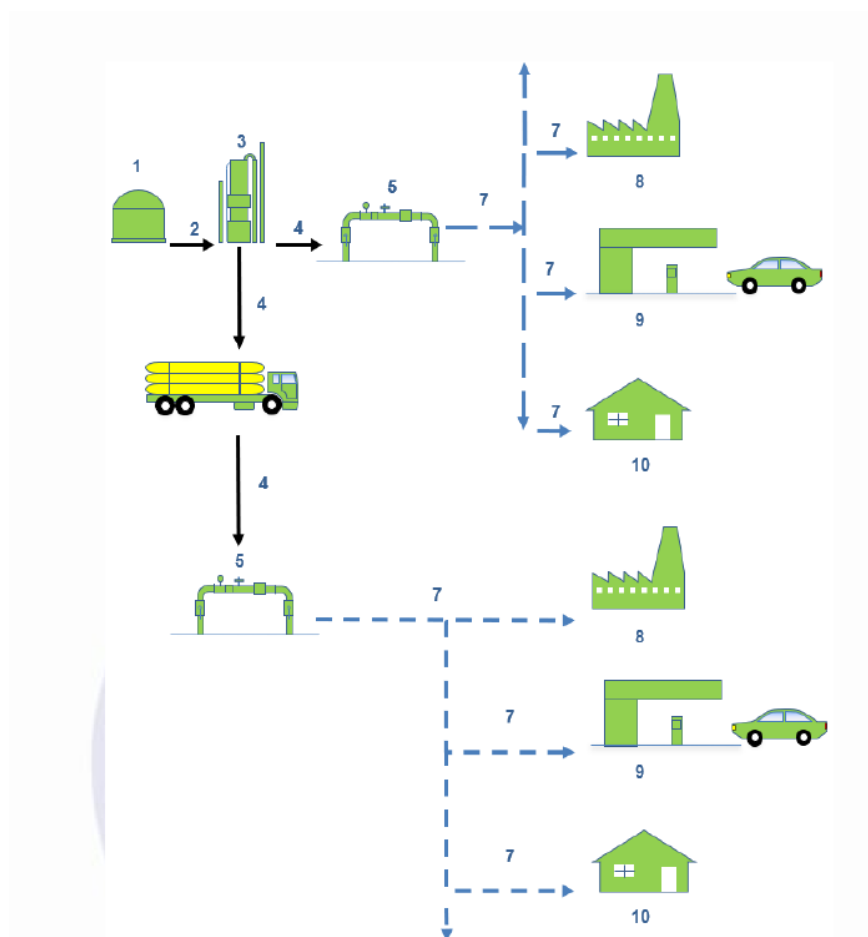
Assim como o gás natural, as especificações das características do biometano trazem a necessidade de monitorar o poder calorífico superior, índice de Wobbe, temperatura do ponto de orvalho da água e dos hidrocarbonetos, além da composição molar dos componentes.

3.2.2 Cadeia produtiva

A cadeia produtiva do biometano é o conjunto de etapas biotecnológicas e operacionais para a conversão de resíduos orgânicos em um combustível, passando

pela produção do biogás, a purificação o enriquecimento do biogás para a obtenção do biometano e por fim a utilização desse combustível (CLEMENTINO, 2021). A Figura 5 ilustra de forma simplificada a cadeia produtiva:

Figura 5: Cadeia produtiva do biometano.



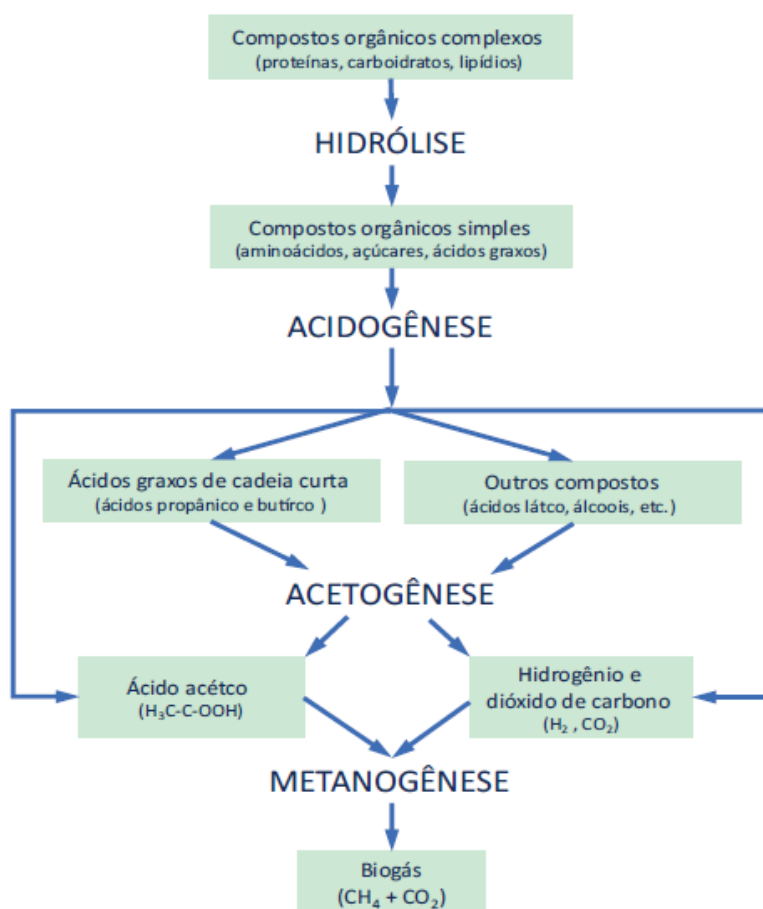
Fonte: ABNT NBR 16837-1.

A cadeia se inicia na planta de biogás representado pelo item 1 na Figura 5, produzindo o biogás, representado pela corrente 2. O biogás é direcionado para uma planta de purificação de biogás (item 3), para obtenção do biometano (item 4), que pode ser injetado rede de distribuição de gás (item 5 e 7) ou comprimido para posteriormente ser injetado na rede de gás. O biometano, por fim, é utilizado nos segmentos industrial, veicular ou comercial e residencial, representados respectivamente pelos itens 8, 9 e 10 (ABNT, 2020).

Nas plantas de biogás, ocorre a biodigestão da matéria orgânica dos resíduos pelas colônias de microrganismos, gerando um produto gasoso e uma fase sólida, chamado de digestato (CLEMENTINO, 2021).

O processo de digestão anaeróbia ocorre em quatro fases, sendo elas a hidrólise, acidogênese, acetogênese e metanogênese ou metanização (ZHANG et al., 2016; GOMES, 2013). O fluxograma simplificado dessas fases está representado pela Figura 6:

Figura 6: Fluxograma da biodigestão para obtenção de biogás



Fonte: Coelho et al. (2018).

A hidrólise é biodegradação de macromoléculas, como proteínas, lipídios e carboidratos pelas bactérias hidrolíticas, que liberam enzimas quebrando esses compostos orgânicos complexos formando açúcares, aminoácidos e ácidos graxos. Em seguida, os compostos formados a partir da hidrólise são decompostos pelas bactérias acidogênicas em ácidos graxos voláteis e outros compostos como ácido láctico e álcoois (Coelho et al., 2018; CLEMENTINO, 2021; PROBIOGÁS, 2010).

A próxima fase é a acetogênese, em que os ácidos graxos e os álcoois são oxidados em ácido acético, hidrogênio e dióxido de carbono, para em sequência serem metabolizados pelos microrganismos metanogênicos, convertendo-os em metano, água e gás carbônico, na etapa denominada metanogênese (Coelho et al., 2018; PECORA, 2006).

O processo de biodigestão é influenciado pela composição do substrato, umidade e dimensões das partículas, podendo ser aplicados pré-tratamentos como a separação das partículas grandes ou inertes, trituração, aquecimento e mistura dos resíduos. Também influenciam no processo de biodigestão as condições do reator, trazendo condições propícias para os microrganismos, como o pH, temperatura e o tempo de retenção (CLEMENTINO, 2021).

Os principais substratos utilizados na obtenção do biogás são os resíduos líquidos urbanos, resíduos rurais e agroindustriais, sendo este último o abordado neste trabalho, em particular a vinhaça. A vinhaça é um resíduo do processo de produção de açúcar e álcool, oriundo de componentes do vinho não arrastados na etapa de destilação e resíduos de açúcar, sendo sua composição sólidos orgânicos e minerais (Coelho et al., 2018).

De acordo com Poveda (2014), devido ao alto volume de vinhaça produzida, reatores de fluxo contínuo, como o biodigestor *UASB* (*upflow anaerobic sludge tank*), são os mais adequados nesse caso. Também são utilizados tratamentos em lagoas anaeróbias, que apresentam um baixo custo inicial e simples construção, porém o grande volume dificulta o controle da temperatura e homogeneização, reduzindo a eficiência do sistema.

O biogás pode ser transformado em energia aproveitável por meio de sua utilização como combustível em motores de combustão interna, turbinas ou geradores destinados à cogeração, bem como por sua queima em fogões, fornos, caldeiras e secadores. Em sistemas de menor escala, seu uso é voltado principalmente para atividades de aquecimento e cocção. Já em instalações de maior porte, prevalecem aplicações associadas à cogeração e à produção de energia elétrica (CLEMENTINO, 2021).

A partir do processo de limpeza e purificação do biogás, reduzindo o teor de gás carbônico e aumentando a concentração de metano, obtém-se o biometano. Esse processo faz com que o biometano tenha um poder calorífico maior e possua

características muito semelhantes à do gás natural, podendo compartilhar infraestruturas e usos (CLEMENTINO, 2021; Coelho et al, 2018).

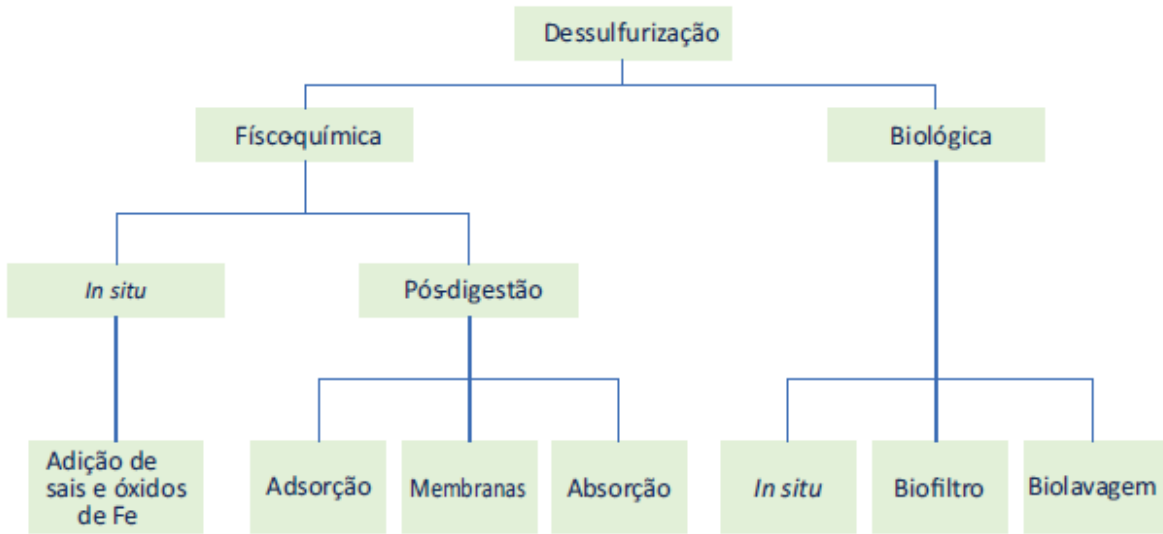
O primeiro processo, chamado de limpeza (*cleaning*), inclui a remoção de umidade, H_2S , NH_3 , compostos orgânicos voláteis e particulados. Já a segunda etapa, é denominada de purificação (*upgrading*), ajustando as composições e o poder calorífico (KOUGIAS et al., 2017).

De acordo com Coelho et al., as principais tecnologias utilizadas no processo de limpeza e purificação são a separação por membrana, lavagem com águas pressurizada (PWS), absorção, entre elas a química, física e a absorção por balanço de pressão (PSA), e a escolha do processo está relacionada a composição do biogás, eficiência desejada, porte da instalação e custos envolvidos.

O primeiro processo a ser aplicado é a remoção de umidade, visto que a água presente no biogás pode atrapalhar os outros processos de limpeza, comprometendo a eficiência da purificação, além de poder obstruir e corroer a tubulação, reagindo em conjunto com outros contaminantes (KADAM; PANWAR, 2017; YANG et al., 2014). Os quatro principais processos utilizados na remoção da umidade do biogás são: condensação, adsorção e absorção (CLEMENTINO, 2021).

Outro processo aplicado na limpeza de biogás e que deve estar nas fases iniciais desta etapa, é a dessulfurização, devido ao H_2S reduzir a eficiência na remoção de CO_2 , oferecer riscos à saúde e danificar a infraestrutura do processo. podendo ser aplicadas durante a digestão ou após, com tecnologias físico-químicas ou biotecnológicas (Coelho et al., 2018). A Figura 7 abaixo traz os principais processos de dessulfurização do biogás, conforme a etapa em que é aplicado e qual o princípio utilizado:

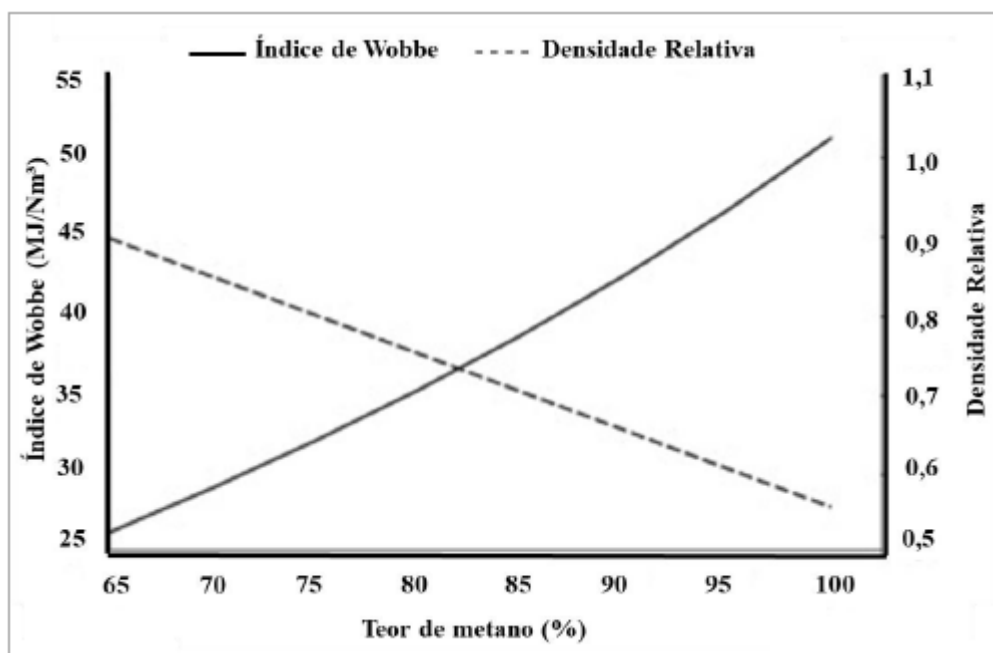
Figura 7: Principais processos de dessulfurização.



Fonte: Coelho et al., 2018

A amônia é removida juntamente com a umidade e o dióxido de carbono em seus processos de purificação e refino do biogás. Além disso, sua formação pode ser controlada através do pH de operação do biodigestor (JOFRE E RIPOLL, 2019).

Com os contaminantes removidos no processo de limpeza, é necessário que o biogás passe pelo processo de *upgrading*, onde o CO₂ é removido, fazendo com que densidade relativa reduza e do poder calorífico aumente, visando que o Índice de Wobbe aumente e atinja as faixas especificadas na resolução a ANP (Coelho et al., 2018). A Figura 8 traz um gráfico com a relação entre esses três parâmetros físico-químicos:

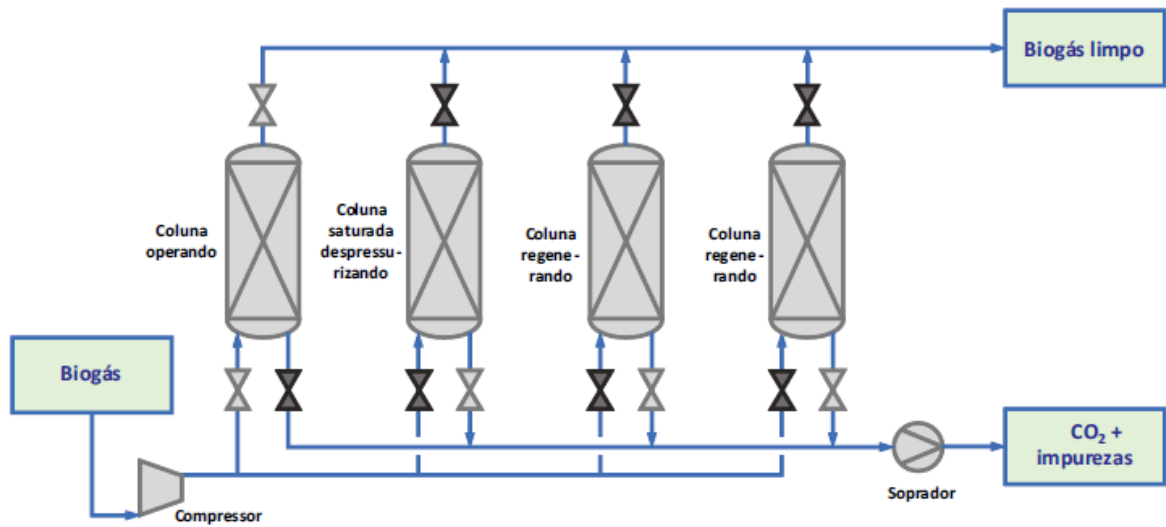
Figura 8: Relação entre o Índice de Wobbe e a densidade relativa.

Fonte: CLEMENTINO, 2021.

Os principais processos utilizados na purificação do biogás são: absorção física e química, como lavagem com água, lavagem física e química com solventes; adsorção, como a PSA; e a separação por membrana (Coelho et al., 2018; CLEMENTINO, 2021).

O processo de absorção, também chamado de lavagem, envolve a injeção do biogás em uma coluna de absorção com um leito recheado operando a baixas temperaturas e alta pressão, na faixa de 4 a 10 bar. O biogás é injetado na parte inferior da coluna e a parte superior é alimentada pelo solvente em contrafluxo gás-líquido. O gás purificado é a corrente de topo, enquanto o líquido com os contaminantes, sai pelo fundo, seguindo para um recuperador, chamado de coluna de *stripping*, que opera a altas temperaturas e baixas pressões, retirando as impurezas e então o líquido é reciclado para a coluna de absorção. Certa parte do metano pode ser carregado no líquido com os contaminantes, sendo necessário uma etapa de flash para separar e retornar esse metano para a entrada da coluna de absorção. O processo de absorção pode utilizar como solvente a água; solventes orgânicos, como polietilenoglicol, e aminas (Coelho et al., 2018; CLEMENTINO, 2021; BAUER et al., 2013). A Figura 9 traz um esquema do processo de absorção:

Figura 10: Processo de purificação do biogás por PSA.



Fonte: Coelho et al., 2018.

A purificação do biogás também pode ocorrer através do processo de separação por membranas, onde o gás atravessa uma membrana semipermeável de material poliméricos, como poliamida ou acetato de celulose, que retém o CH₄ devido a baixa permeabilidade com esse componente. O gás rico em metano permanece no lado de pressão mais alta e é recuperado, e o CO₂ é difundido para lado com pressão mais baixa (SUN et al., 2015).

3.2.3 Normas e regulamentações

Devido às similaridades do biometano e gás natural, algumas normas e regulamentações se aplicam aos dois combustíveis (Lemos et al., 2024). A Resolução nº 906/2022 da ANP é a normativa mais recente sobre a especificação do biometano oriundo de produtos e resíduos orgânicos agrossilvopastoris e comerciais, estabelecendo os limites das características relevantes para comercialização e uso do biometano, conforme a Tabela 5:

Tabela 5: Especificação do biometano na região sudeste.		
Característica	Unidade	Limite
Poder calorífico Superior	kJ/m³	35000 a 43000
Índice de Wobbe	kJ/m³	46.500 a 53.500
Metano (mín)	% mol	90,0

Etano (máx)	% mol	-
Propano (máx)	% mol	-
Butano e mais pesados (máx)	% mol	-
Oxigênio (máx)	% mol	0,8
CO ₂ (máx)	% mol	3,0
Inertes (máx)	% mol	10
Enxofre total (máx)	mg/m ³	70
Gás Sulfídrico (máx)	mg/m ³	10
Ponto de orvalho da água a 1 atm (máx)	°C	-45
Ponto de orvalho de hidrocarbonetos (máx)	°C	0

Fonte: Adaptado de ANP (2022).

A Norma ABNT 16837-1, estabelece os requisitos para a injeção de biometano em redes de distribuição de gás canalizado, trazendo as condições para a qualidade do gás, condições de operação, concentração de odoração e parâmetros para análise e monitoramento.

4 Material e Métodos

4.1 Material

Foram utilizadas análises da composição química do gás natural e biometano, obtidas por meio de cromatografia gasosa. Os dados foram cedidos pela Companhia de Distribuição de Gás natural do Noroeste Paulista, a Necta. Os dados são de 31 amostras de dias diferentes para o gás natural e biometano e estão organizadas no Anexo A. As análises cromatográficas foram feitas de acordo com o método previsto na norma ABNT NBR 14903.

4.2 Métodos

A partir dos dados da composição molar obtidos através de cromatografia gasosa para os dois combustíveis gasosos, foram calculadas propriedades importantes para comercialização do gás e seu uso nos variados segmentos. A metodologia utilizada é estabelecida através da ABNT NBR 15213, que especifica o método para o cálculo do poder calorífico, densidade absoluta e relativa e índice de Wobbe para o gás natural seco, outros combustíveis gasosos e misturas gasosas em condições métricas de referência.

Para os cálculos foi utilizada a base de cálculo de 10.000 m³ distribuídos de gás, considerando que esse fosse o volume distribuído em um subsistema de distribuição de gás natural. Para a mistura desses dois combustíveis, foram propostas 5 condições de contorno, variando a proporção de mistura desses dois gases, conforme a Tabela 6:

Tabela 6: Condições de contorno da mistura gás natural e biometano.

Condição de contorno	% GN	Biometano (m³)	Gás Natural (m³)
1	100%	0	10000
2	75%	2500	7500
3	50%	5000	5000
4	25%	7500	2500
5	0%	10000	0

Fonte: elaborado pelo autor, 2025.

Para o cálculo da composição molar da mistura em cada uma das condições de contorno, foi utilizada a equação 1:

$$x_m = \frac{(x_{GN} \cdot V_{GN}) + (x_{bio} \cdot V_{bio})}{V_t} \quad (1)$$

Onde x_m é a composição molar do componente x na mistura em sua respectiva condição de contorno; x_{GN} a composição molar do componente x no gás natural puro; x_{bio} a composição molar do componente x no biometano puro; V_{GN} é o volume de gás natural na mistura; V_{bio} o volume de biometano na mistura e V_t é o volume total da mistura.

A NBR 15213 traz que o fator de compressibilidade (Z) pode ser calculado através da equação 2:

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

Em que $Z_{(T,p)}$ é o fator de compressibilidade do gás, nas condições de referência de temperatura e pressão; x_j é a fração molar do componente j; N é o número total de componentes e $\sqrt{b_j}$ é o fator de adição do componente j.

O poder calorífico em base molar, superior ou inferior, para uma mistura de gases ideais foi calculado através da equação 3:

$$PC = \sum_{j=1}^N x_j \cdot PC_j \quad (3)$$

Onde PC é o poder calorífico em base molar; PC_j o poder calorífico em base molar para o componente j e x_j a fração molar para o componente j. A norma estabelece que o poder calorífico de gases reais é numericamente igual ao correspondente para gases ideais.

Para calcular o poder calorífico, superior ou inferior, de um gás ideal em base mássica em uma dada temperatura T_1 , é utilizada a equação 4:

$$PCm = \sum_{j=1}^N \left(x_j \cdot \frac{M_j}{M} \right) \cdot PCm_j \quad (4)$$

Na equação PCm é o poder calorífico do gás ideal; x_j é a fração molar do componente j , M_j é a massa molar do componente j ; M é a massa molar da mistura e PCm_j é o poder calorífico em base mássica do componente j . A massa molar da mistura pode ser calculada pela equação 4 :

$$M = \sum_{j=1}^N (x_j \cdot M_j) \quad (5)$$

A norma estabelece que o poder calorífico em base mássica para um gás real é numericamente igual ao poder calorífico correspondente para gases ideais.

O poder calorífico, superior ou inferior, para um gás ideal em base volumétrica na temperatura de combustão T_1 , medido na temperatura T_2 e pressão p_2 é calculado a partir da equação 5:

$$PCv, ideal_{[T_1, V(T_2, p_2)]} = PC_{i[T_1]} \cdot \frac{p_2}{R T_2} \quad (6)$$

Na equação PCv é poder calorífico, superior ou inferior, do gás ideal em base volumétrica; PC_i é o poder calorífico, superior ou inferior, do gás ideal em base molar, p_2 é a pressão na condição de medição; T_2 é a temperatura absoluta na condição de medição em Kelvins e R é a constante dos gases ideais.

Outra forma de calcular o poder calorífico, superior ou inferior, para um gás ideal em base volumétrica é utilizando a fração molar do componente j e seu respectivo poder calorífico, como demonstra equação 7:

$$PCv, ideal_{[T_1, V(T_2, p_2)]} = \sum_{j=1}^N x_j \cdot PC_{j[T_1, V(T_2, p_2)]} \quad (7)$$

Para o cálculo do poder calorífico, superior ou inferior, do gás real em base volumétrica é utilizado a equação 8:

$$PCv, real_{[T_1, V(T_2, p_2)]} = \frac{PCv, ideal_{[T_1, V(T_2, p_2)]}}{Z_{(T, p)}} \quad (8)$$

A densidade relativa do gás ideal é calculada pela equação 9 e não depende dos estados de referência:

$$d_i = \sum_{j=1}^N \left(x_j \cdot \frac{M_j}{M_{ar}} \right) \quad (9)$$

Onde d_i é a densidade relativa do gás ideal; N é o número total de componentes; x_j é a fração molar do componente j ; M_j é a massa molar do componente j e M_{ar} é massa molar do ar de composição padrão, cujo valor é 28,9626 kg/kmol.

A densidade relativa para o gás real em uma dada temperatura e pressão é calculada a partir da densidade relativa do gás ideal e relação do fator de compressibilidade da mistura gasosa no estado de referência, calculado a partir da equação 1, e fator de compressibilidade do ar seco no estado de referência, como demonstra a equação 10:

$$d_{(T,p)} = d_i \cdot \frac{Z_{ar(T,p)}}{Z_{mis(T,p)}} \quad (10)$$

Para calcular a densidade absoluta de um gás ideal, que depende da temperatura e pressão, é utilizada a equação 11:

$$\rho_{i(T,p)} = \left(\frac{p}{R \cdot T} \right) \sum_{j=1}^N (x_j \cdot M_j) \quad (11)$$

Onde $\rho_{i(T,p)}$ é a densidade absoluta do gás ideal; T é a temperatura absoluta em Kelvin; R é a constante molar dos gases; x_j é a fração molar do componente j ; p é a pressão absoluta e M_j é a massa molar do componente j .

Com a densidade absoluta do gás ideal e o fator de compressibilidade da mistura gasosa no estado de referência, é possível calcular a densidade absoluta do gás real a partir equação 12:

$$\rho_{(T,p)} = \frac{\rho_{i(T,p)}}{Z_{mis(T,p)}} \quad (12)$$

O índice de Wobbe para um gás ideal é calculado a partir do poder calorífico superior do gás ideal em base volumétrica e a densidade relativa do gás ideal, como demonstra a equação 11. Para calcular o índice de Wobbe para um gás real, é utilizado a o poder calorífico superior do gás real e sua densidade relativa do gás real, de acordo com a equação 14:

$$W_{i[T_1,V(T_2,p_2)]} = \frac{PCv, ideal_{[T_1,V(T_2,p_2)]}}{\sqrt{d_i}}$$

(13)

$$W_{[T_1,V(T_2,p_2)]} = \frac{PCv, real_{[T_1,V(T_2,p_2)]}}{\sqrt{d_{(T_2,p_2)}}}$$

(14)

5 Resultados e discussões

5.1 Análise da composição molar das misturas gás natural e biometano

Com os dados da composição molar, obtidos através de cromatografia gasosa de amostras de gás natural e de biometano, foi calculado a composição molar dos componentes para a mistura em cada uma das condições de contorno, utilizando a equação 1. A Tabela 7 traz a média dos resultados das amostras:

Tabela 7: Média dos resultados da composição molar das misturas.

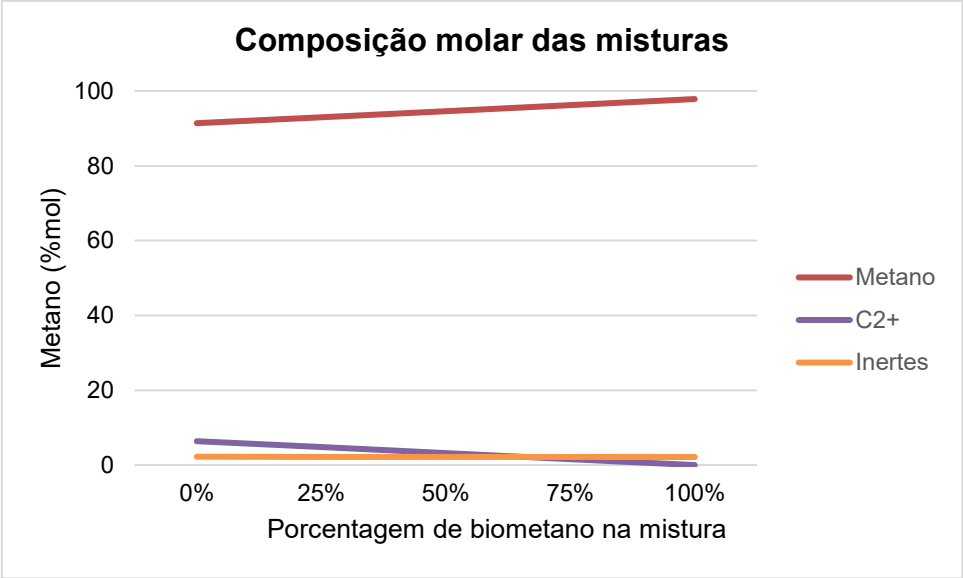
Porcentagem de biometano	Butano					
	Metano	Etano	Propano	e mais	N ₂	CO ₂
	(% mol)	(% mol)	(% mol)	pesados (% mol)	(% mol)	(% mol)
0%	91,396	5,635	0,468	0,274	0,713	1,515
25%	93,009	4,226	0,351	0,205	0,648	1,560
50%	94,623	2,818	0,234	0,137	0,583	1,606
75%	96,236	1,409	0,117	0,069	0,518	1,651
100%	97,850	0,000	0,000	0,001	0,453	1,696

Fonte: elaborado pelo autor.

O resultado mostra que com o aumento da proporção do biometano na mistura, há um aumento na composição de metano e diminuição dos outros hidrocarbonetos mais pesados. O resultado é esperado, visto que o biometano tem uma concentração maior de metano que o gás natural. Em relação ao gás carbônico e nitrogênio, houve uma queda, porém de ordem menor que a dos hidrocarbonetos. Mesmo com as alterações, as composições molares estão dentro dos limites estabelecidos pela ANP.

A Figura 11 traz um gráfico com a variação da composição molar para o metano, a somatória dos outros hidrocarbonetos mais pesados e os inertes (CO₂ e N₂).

Figura 11: Gráfico da composição molar das misturas gás natural e biometano



Fonte: elaborado pelo autor.

5.2 Análise dos parâmetros físico-químicos das misturas gás natural e biometano

A partir dos resultados das composições molares, os valores do fator de adição de cada componentes dispostos na Tabela 8, utilizando a equação 2, foi calculado o fator de compressibilidade.

Tabela 8: Fator de adição dos componentes.

Componente	$\sqrt{b}$
metano	0,0436
etano	0,0894
propano	0,1288
n-butano	0,1783
i-butano	0,1703
n-pentano	0,2345
i-pentano	0,2168
neopentano	0,2025
n-hexano	0,2846

Nitrogênio	0,0173
CO2	0,0728
Fonte: adaptado de ABNT NBR 15213.	

A Tabela 9 traz a média dos resultados do fator de compressibilidade para as condições de contorno:

Tabela 9: Resultados para o fator de compressibilidade.

Porcentagem Biometano	Fator de compressibilidade
0%	0,9978
25%	0,9978
50%	0,9979
75%	0,9980
100%	0,9981

Fonte: elaborado pelo autor.

O fator de compressibilidade apresenta uma pequena variação, indicando que o a mistura terá um comportamento semelhante em relação ao gás natural e biometano puro. O fato de os fatores de compressibilidade serem muito próximos da unidade indicam que o comportamento da mistura é próximo a de um gás ideal, demonstrando que as igualdades numéricas entre o PCS ideal e real considerados pela norma são válidas.

Para obter a poder calorífico superior do gás real, foi necessário primeiro calcular o poder calorífico ideal em base volumétrica, utilizando a equação 7 e os resultados das composições molares e valores de poder calorífico dos componentes. A Tabela 10 traz os a média dos resultados do poder calorífico superior ideal em base volumétrica.

Tabela 10: Média dos resultados do PCS ideal.

Porcentagem Biometano	PCS ideal (kJ/m³)
0%	$3,83 \times 10^4$
25%	$3,78 \times 10^4$
50%	$3,73 \times 10^4$
75%	$3,68 \times 10^4$
100%	$3,62 \times 10^4$

Fonte: elaborado pelo autor.

Com o PCS ideal e fator de compressibilidade, a partir da equação 8, foi calculado o PCS real em base volumétrica. A Tabela 11 traz os resultados:

Tabela 11: Resultados do poder calorífico superior real.

Porcentagem Biometano	PCS real (kJ/m³)
0%	$3,83 \times 10^4$
25%	$3,78 \times 10^4$
50%	$3,73 \times 10^4$
75%	$3,68 \times 10^4$
100%	$3,63 \times 10^4$

Fonte: elaborado pelo autor.

O resultado mostra que o poder calorífico superior, tanto o ideal quanto real, apresentaram redução conforme o aumento do biometano, o que pode ser explicado pelos resultados das composições molares: houve redução na fração molar dos hidrocarbonetos mais pesados que apresentam um poder calorífico maior (por terem maior quantidade de ligações a serem rompidas), liberando mais energia, como demonstra a **Tabela 12**:

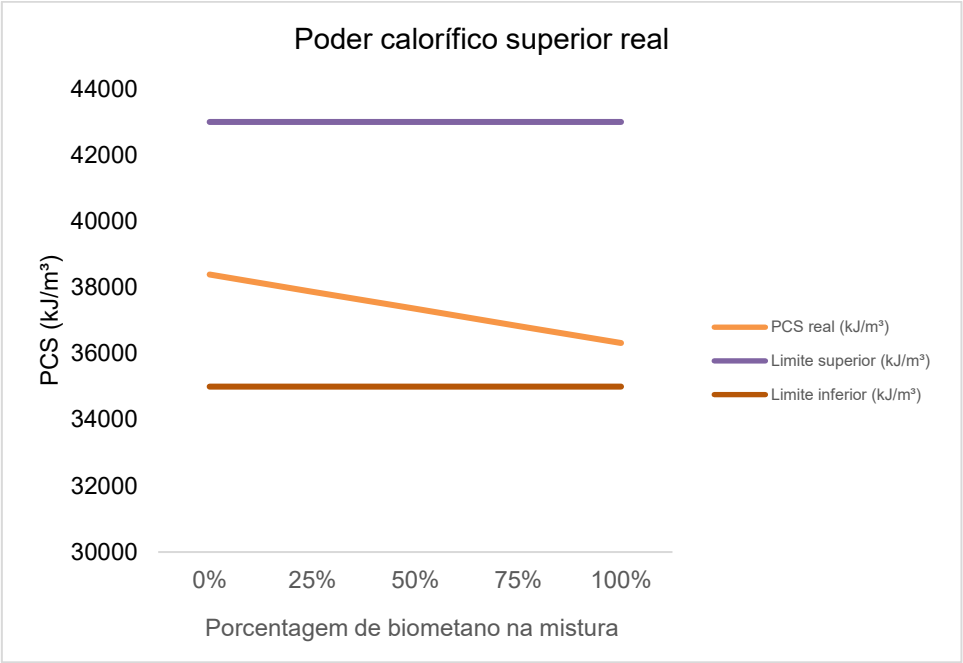
Tabela 12: Poder calorífico dos componentes.

Componente	PCS (MJ/m³)
metano	37,044
etano	64,91
propano	92,29
n-butano	119,66
i-butano	119,28
n-pentano	147,04
i-pentano	146,76
neopentano	146,16
n-hexano	174,46
Nitrogênio	0
CO ₂	0

Fonte: adaptado de ABNT NBR 15213.

Apesar da redução do poder calorífico, os resultados estão dentro do limite estabelecidos pela ANP, conforme ilustra o gráfico da Tabela 12:

Figura 12: Gráfico dos resultados do poder calorífico superior real e os limites estabelecidos pela ANP.



Fonte: elaborado pelo autor.

Para o cálculo do índice de Wobbe, foi necessário calcular a massa molar da mistura e a densidade relativa. A massa molar foi calculada a partir da equação 5 e os dados da massa molar dos componentes dispostos na Tabela 13:

Tabela 13: Massa molar dos componentes.

Componente	Massa molar
metano	16,043
etano	30,07
propano	44,097
n-butano	58,123
i-butano	58,123
n-pentano	72,15
i-pentano	72,15
neopentano	72,15
n-hexano	86,177
Nitrogênio	28,0135
CO ₂	44,01

Fonte: adaptado de ABNT NBR 15213.

Com as massas molares das misturas e utilizando as equações 9 e 10, considerando a massa do ar 28,9626 g/mol e sua compressibilidade de 0,99963, foram

calculadas as densidades relativas. A Tabela 14 traz os resultados para as massas molares e as densidades relativas:

Tabela 14: Resultados das massas molares e densidades relativas para as misturas de gás natural e biometano.

Porcentagem Biometano	Massa Molar	Densidade relativa
0%	17,604	0,609
25%	17,346	0,600
50%	17,088	0,591
75%	16,830	0,582
100%	16,572	0,573

Fonte: elaborado pelo autor.

Por fim, com os resultados da densidade relativa e o poder calorífico superior real, a partir da equação 14, foram calculados o índice de Wobbe para as misturas. A Tabela 15 traz a média dos resultados para as condições de contorno:

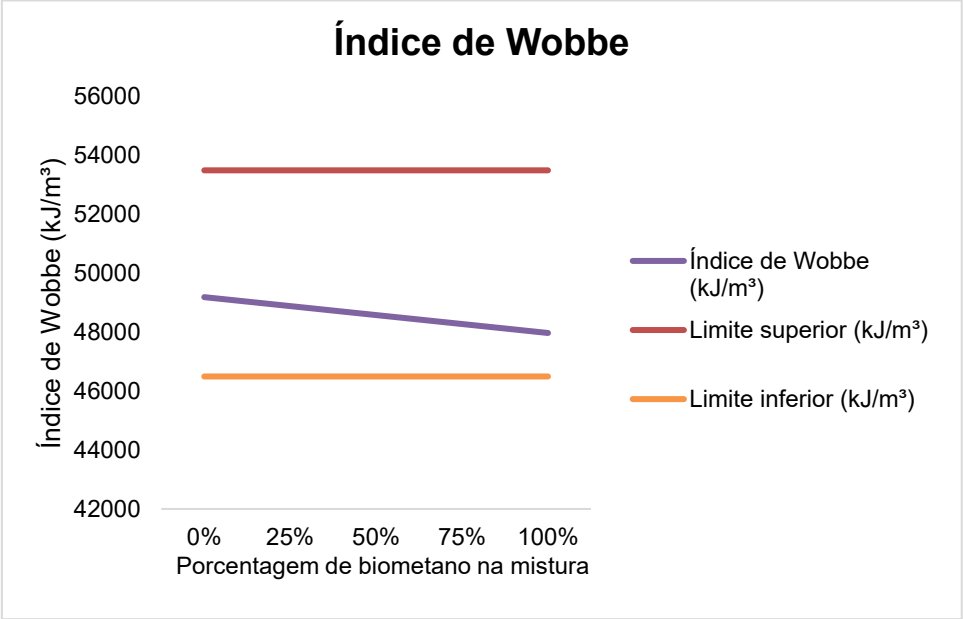
Tabela 15: Resultados do índice de Wobbe para as misturas de gás natural e biometano.

Porcentagem Biometano	Índice de Wobbe (kJ/m³)
0%	$4,92 \times 10^4$
25%	$4,89 \times 10^4$
50%	$4,86 \times 10^4$
75%	$4,83 \times 10^4$
100%	$4,80 \times 10^4$

Fonte: elaborado pelo autor.

Os resultados mostram que, para o índice de Wobbe, também há uma pequena diminuição com o incremento de biometano na mistura, esperado devido à redução da densidade relativa. Porém, os resultados estão dentro do limite estabelecido pela ANP, demonstrando que os gases possuem intercambialidade e podem ser utilizados no mesmo equipamento sem a necessidade de ajustes ou perda significativa na potência térmica. A Figura 13 é um gráfico que ilustra o comportamento do índice de Wobbe na alteração de biometano na mistura e os limites estabelecidos pela ANP:

Figura 13: Gráfico dos resultados do índice de Wobbe e os limites estabelecidos pela ANP.



Fonte: elaborado pelo autor.

A **Tabela 16** resume todas as médias dos resultados dos parâmetros físico-químicos para cada uma das condições de contorno.

Tabela 16: Média dos resultados das características físico-químicas das misturas.

Porcentagem de biometano	Z (-)	PCS ideal (kJ/m³)	PCS real (kJ/m³)	Índice de Wobbe (kJ/m³)	Densidade relativa (-)
0%	0,9978	$3,83 \times 10^4$	$3,83 \times 10^4$	$4,92 \times 10^4$	0,609
25%	0,9978	$3,78 \times 10^4$	$3,78 \times 10^4$	$4,89 \times 10^4$	0,600
50%	0,9979	$3,73 \times 10^4$	$3,73 \times 10^4$	$4,86 \times 10^4$	0,591
75%	0,9980	$3,68 \times 10^4$	$3,68 \times 10^4$	$4,83 \times 10^4$	0,582
100%	0,9981	$3,62 \times 10^4$	$3,63 \times 10^4$	$4,80 \times 10^4$	0,573

Fonte: elaborado pelo autor.

6 Conclusão

A partir da análise dos resultados da composição molar dos componentes e características físico-químicas das misturas de gás natural e biometano para as condições de contorno estabelecidas, a metodologia utilizada se mostrou eficiente para os cálculos.

Os resultados demonstraram que a composição molar apresenta pouca variação, sendo a maior a variação de metano na mistura, com aumento na ordem de 6%, sendo que a especificação da ANP traz um limite mínimo de 90%.

Em relação aos parâmetros físico-químicos, quase não houve variação no fator de compressibilidade, utilizando o método de cálculo da NBR 15213 e com condições métricas. O poder calorífico superior, teve uma redução na ordem de 6%, com o incremento de biometano na mistura, não afetando a potência térmica do combustível, fato também confirmado pela redução na ordem de 3% no índice de Wobbe.

A inserção de biometano na rede de gás natural apresenta viabilidade técnica do ponto de vista termodinâmico, uma vez que a composição molar dos componentes e as características físico-químicas estão dentro dos limites estabelecidos pelas especificações dos órgãos reguladores.

Sendo assim, é possível utilizar infraestrutura existente de gás natural, com os dois combustíveis compartilhando a infraestrutura, possibilitando a transição energética e utilização de combustíveis de energia renovável aproveitando a infraestrutura já disponível para o gás natural.

Porém, ainda há outros fatores a serem analisados como o comportamento dessa mistura e seu poder calorífico ao longo de todo o sistema de distribuição, com as variações de pressão e temperatura de cada localidade, podendo ser aplicado a equação de Peng-Robinson.

REFERÊNCIAS

ABNT. NBR 15213:2008. **Gás natural e outros combustíveis gasosos — Cálculo do poder calorífico, densidade absoluta, densidade relativa e índice de Wobbe a partir da composição.** Rio de Janeiro: Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2008.

ABNT. NBR 16837-1:2020. **Injeção de biometano em redes de distribuição de gás canalizado Parte 1: Requisitos.** Rio de Janeiro: Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. **Processamento de gás natural.** Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/producao-de-derivados-de-petroleo-e-processamento-de-gasnatural/processamento-de-gas-natural>. Acesso em: 27 maio 2025.

ALLEGUE L. D., HINGE J. *Biogas upgrading – evaluation of methods for H₂S removal*. ARSESP. Deliberação ARSESP nº 732, 06 de julho de 2017. Dispõe sobre as condições gerais de fornecimento de gás canalizado no Estado São Paulo. São Paulo, 2017.

ARYA, A. K. et al. Recent trends in gas pipeline optimization. *Materials Today: Proceedings*, Amsterdam, Países Baixos, v. 57, p. 1455–1461, nov. 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2021.11.232>. Acessado em: Ago, 2025.

ATKINS, Peter; PAULA, Julio de. **Físico-Química - Volume 1**. 10. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2017. *E-book*. p.28. ISBN 9788521634737. Disponível em: <https://app.minhabiblioteca.com.br/reader/books/9788521634737/>. Acesso em: 16 nov. 2025.

BAUER, F., PERSSON, T., HULTEBERG, C., TAMM, D. **Biogas upgrading - technology overview, comparison and perspectives for the future Biofuels Bioprod. Biorefin.**, v. 7, p. 499-511, 2013.

BERNADES, Drielly Mazzarim; DA CUNHA RIBEIRO, Daniel; CHAVEZ, Gisele de Lorena Diniz. CENÁRIO ATUAL DA INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL NO BRASIL: CADEIDA PRODUTIVA. In: **AMBIÊNCIA, ENGENHARIA E SUSTENTABILIDADE**

EM DIFERENTES ESPAÇOS E DIREÇÕES-VOLUME 2. Editora Científica Digital, 2023. p. 107-124.

BRASIL. **Secretaria de Comunicação Social. COP29: compromissos do Brasil marcam avanço global na luta contra a mudança do clima.** Disponível em: <https://www.gov.br/secom/pt-br/assuntos/noticias/2024/11/cop29-compromissos-do-brasil-marcam-avanco-global-na-luta-contr-a-mudanca-do-clima>. Acesso em: 3 abr. 2025.

CLEMENTINO, WEDJA DA SILVA. **Análise de condicionantes para injeção do biometano na rede de distribuição de gás canalizado.** 2021. Tese de Doutorado. Dissertação de mestrado, Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas, Programa de Planejamento de Sistemas Energéticos. Campinas.

Coelho, S.; Garcilasso, V. P.; Ferraz Junior, A. D. N.; Santos, M. M. dos; Joppert, C. L. **Tecnologia de produção e uso de biogás e biometano.** São Paulo: IEE - USP, 2018.

COELHO, Suani Teixeira (Coord.). **Tecnologias de produção e uso de biogás e biometano.** São Paulo: IEE, 2018.

EMENIKE, Scholastica N.; FALCONE, Gioia. A review on energy supply chain resilience through optimization. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 134, p. 110088, 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). **Balanço Energético Nacional 2024: ano base 2023.** Rio de Janeiro: EPE, 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2024>. Acesso em: 3 abr. 2025.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Balanço energético nacional 2021: ano base 2020.** Rio de Janeiro: EPE, 2021.

FERRAZ JUNIOR, A. D. N.; Etchebehere, C.; Perecin, D.; Teixeira, S.; Woods, J. **Advancing anaerobic digestion of sugarcane vinasse: current development, struggles and future trends on production and end-uses of biogas in Brazil.** *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 157, 2022.

Ferraz Junior, A. D. N.; Etchebehere, C.; Perecin, D.; Teixeira, S.; Woods, J. Advancing anaerobic digestion of sugarcane vinasse: current development, struggles and future trends on production and end-uses of biogas in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 157, 2022.

IEA – International Energy Agency. **World Energy Outlook 2021**. Paris: IEA Publications, 2021.

JOFRE, A. F., RIPOLL, F. X. **Los gases renovables. Un vector energético emergente**. Fundación Naturgy, ed.1, 2019.

KOUGIAS, P.G., TREU L., BENAVENTE, D.P., BOE, K., CAMPANARO, S., ANGELIDAKI, I. **Ex-situ biogas upgrading and enhancement in different reactor systems Bioresour. Technol.**, p. 429-437, v. 225, 2017.

LAVIGNE DE LEMOS, Geraldo; FRANK OLIVEIRA CARDOSO, Maxiane; DE MEDEIROS COSTA, Hirdan Katarina. **Biogás e biometano no Brasil: panorama e perspectivas**. Desenvolvimento e Meio Ambiente, [S. l.], v. 63, 2024.

MME – Ministério de Minas e Energia; EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Nacional de Energia – PNE 2050**. Brasília: MME – Ministério de Minas e Energia; EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2020.

MOKHATAB, S.; POE, W. A.; MAK, J. Y. **Handbook of natural gas transmission and processing: principles and practices**. 3 ed. USA: Gulf Professional Publishing, 2015.

MONTEIRO, Jorge Venâncio de F. **Gás natural aplicado á indústria e ao grande comercio**. São Paulo: Editora Blucher, 2010. *E-book*. p.53. ISBN 9788521217053. Disponível em: <https://app.minhabiblioteca.com.br/reader/books/9788521217053/>. Acesso em: 16 nov. 2025.

PECORA, V. **Implementação de uma unidade demonstrativa de geração de energia elétrica a partir do biogás de tratamento do esgoto residencial da USP: estudo de caso**. Dissertação (mestrado) — Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia. Universidade de São Paulo. São Paulo, 2006.

POVEDA, M. M. R. **Análise econômica e ambiental do processamento da vinhaça com aproveitamento energético**. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Energia (PPGE) do Instituto de Energia e Ambiente (IEE) da Universidade de São Paulo (USP). São Paulo, 2014.

RYCKEBOSCH, E., DROUILLON, M., VERVAEREN H. **Techniques for transformation of biogas to biomethane Biomass Bioenergy**, p. 1633-1645, 35, 2011.

SERPA, Fabiane. Gás Natural: Cenário da Produção e Processos de Tratamento. **Recursos Naturais: Energia de Biomassa Florestal**, 2021.

SUN, Q., LI, H., YAN, J., LIU, L., YU, Z., & YU, X. **Selection of appropriate biogas upgrading technology-a review of biogas cleaning, upgrading and utilisation. Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 51, p. 521–532. 2015.

VAZ, Célio Eduardo Martins; MAIA, João Luiz Ponce; SANTOS, Walmir Gomes dos. **Tecnologia da indústria do gás natural**. 1. ed. São Paulo: Blucher, 2008. *E-book*. Disponível em: <https://plataforma.bvirtual.com.br>. Acesso em: 27 mar. 2025.
WEREKO-BOBBY, C. Y.; HAGEN, E. B. Biomass conversion and technology. Editora John Wiley & Sons. P. 2-224. New York, 2000.

YANG, G., ZHANG, P., ZHANG, G., WANG, Y., YANG A. **Degradation properties of protein and carbohydrate during sludge anaerobic digestion Bioresour. Technol.**, 192, p. 126-130, 2015.

ZHANG Y., WANG X.C., CHENG Z., LI Y., TANG J. **Effect of fermentation liquid from food waste as a carbon source for enhancing denitrification in wastewater treatment Chemosphere**, 2016.

ZHOU, K., CHAEMCHUEN, S., VERPOORT, F. **Alternative materials in technologies for Biogas upgrading via CO2 capture Renew Sustain Energy Rev**, v. 79, p. 1414-1441, 2017.

ANEXO A – DADOS DE CROMATOGRAFIA GASOSA PARA O GÁS NATURAL E
O BIOMETANO

Amostras	N2	CO2	C1	C2=	C2	C3	IC4	NC4	NEOC5	IC5	NC5	C6+	C6s	C7s	C8s	C9s	C10s
GN1	0,698	1,585	91,863	0,000	5,722	0,083	0,013	0,019	0,000	0,007	0,004	0,005	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
GN2	0,701	1,578	91,819	0,000	5,717	0,114	0,018	0,027	0,000	0,012	0,007	0,006	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
GN3	0,701	1,576	91,783	0,000	5,717	0,140	0,022	0,034	0,000	0,011	0,008	0,007	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
GN4	0,696	1,603	91,790	0,000	5,734	0,113	0,018	0,027	0,000	0,008	0,006	0,006	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
GN5	0,696	1,598	91,803	0,000	5,731	0,109	0,017	0,026	0,000	0,008	0,006	0,006	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
GN6	0,697	1,592	91,792	0,000	5,729	0,120	0,019	0,028	0,000	0,010	0,006	0,006	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
GN7	0,702	1,574	91,804	0,000	5,701	0,137	0,021	0,032	0,000	0,012	0,008	0,007	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
GN8	0,715	1,515	91,564	0,000	5,666	0,346	0,053	0,083	0,000	0,024	0,017	0,017	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
GN9	0,706	1,515	91,301	0,000	5,652	0,521	0,083	0,127	0,000	0,041	0,028	0,026	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
GN10	0,709	1,506	91,131	0,000	5,617	0,663	0,105	0,157	0,000	0,046	0,033	0,032	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
GN11	0,712	1,522	91,503	0,000	5,631	0,401	0,064	0,096	0,000	0,029	0,020	0,020	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
GN12	0,710	1,513	91,273	0,000	5,604	0,572	0,091	0,138	0,000	0,041	0,029	0,028	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
GN13	0,711	1,525	91,281	0,000	5,624	0,547	0,087	0,132	0,000	0,039	0,028	0,027	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
GN14	0,718	1,486	91,355	0,000	5,612	0,523	0,084	0,127	0,000	0,041	0,028	0,026	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
GN15	0,714	1,501	91,340	0,000	5,604	0,526	0,085	0,129	0,000	0,044	0,029	0,027	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
GN16	0,725	1,434	91,227	0,000	5,543	0,672	0,108	0,166	0,000	0,051	0,037	0,036	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
GN17	0,729	1,442	91,336	0,000	5,554	0,591	0,094	0,144	0,000	0,047	0,032	0,031	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
GN18	0,732	1,431	91,228	0,000	5,524	0,677	0,107	0,165	0,000	0,061	0,040	0,036	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
GN19	0,714	1,519	91,314	0,000	5,618	0,526	0,084	0,127	0,000	0,041	0,028	0,028	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
GN20	0,721	1,483	91,241	0,000	5,612	0,597	0,095	0,144	0,000	0,044	0,032	0,031	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
GN21	0,718	1,501	91,162	0,000	5,620	0,632	0,101	0,153	0,000	0,047	0,033	0,033	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
GN22	0,707	1,543	91,138	0,000	5,662	0,598	0,098	0,147	0,000	0,044	0,032	0,031	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
GN23	0,712	1,514	91,102	0,000	5,637	0,654	0,106	0,160	0,000	0,048	0,034	0,033	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
GN24	0,718	1,493	91,203	0,000	5,602	0,620	0,099	0,152	0,000	0,048	0,034	0,032	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
GN25	0,723	1,474	91,378	0,000	5,601	0,520	0,083	0,127	0,000	0,040	0,028	0,027	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
GN26	0,728	1,447	91,455	0,000	5,573	0,503	0,080	0,123	0,000	0,037	0,027	0,026	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
GN27	0,712	1,475	91,173	0,000	5,600	0,653	0,105	0,160	0,000	0,052	0,036	0,034	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
GN28	0,710	1,511	91,263	0,000	5,614	0,569	0,091	0,139	0,000	0,042	0,030	0,030	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
GN29	0,733	1,489	91,128	0,000	5,601	0,656	0,105	0,163	0,000	0,053	0,036	0,035	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
GN30	0,715	1,504	91,142	0,000	5,625	0,635	0,102	0,158	0,000	0,052	0,036	0,033	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
GN31	0,717	1,506	91,370	0,000	5,638	0,485	0,078	0,119	0,000	0,036	0,026	0,025	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
BIO1	0,872	1,779	97,348	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000
BIO2	0,568	1,949	97,482	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000
BIO3	0,472	1,966	97,561	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000
BIO4	0,558	1,691	97,750	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000
BIO5	0,815	1,746	97,438	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000
BIO6	0,362	1,558	98,080	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
BIO7	0,182	1,978	97,839	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000
BIO8	0,138	1,795	98,066	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
BIO9	0,136	1,747	98,117	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000
BIO10	0,129	1,694	98,176	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,002	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000
BIO11	0,140	1,781	98,079	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
BIO12	0,145	1,747	98,108	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
BIO13	0,144	1,779	98,077	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
BIO14	0,163	1,653	98,183	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
BIO15	0,166	1,577	98,257	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000
BIO16	0,401	1,678	97,921	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
BIO17	0,346	1,620	98,033	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
BIO18	0,218	1,543	98,239	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
BIO19	0,234	1,768	97,998	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
BIO20	0,402	1,776	97,822	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
BIO21	0,855	1,577	97,567	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
BIO22	1,018	1,681	97,300	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000
BIO23	0,680	1,703	97,617	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000
BIO24	0,716	1,559	97,725	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
BIO25	0,477	1,607	97,916	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
BIO26	0,426	1,630	97,943	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
BIO27	0,404	1,545	98,051	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
BIO28	0,689	1,566	97,745	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
BIO29	0,846	1,596	97,558	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
BIO30	0,785	1,640	97,575	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
BIO31	0,562	1,660	97,778	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000