



UFBA

UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA
ESCOLA POLITÉCNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA INDUSTRIAL - PEI

MESTRADO PROFISSIONAL EM ENGENHARIA INDUSTRIAL

OZANÁ ROCHA ALVES JUNIOR

**MODELAGEM E OTIMIZAÇÃO DE REDES DE
DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL PARA
PROJETOS DE NOVOS SUPRIDORES**

PEI

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA INDUSTRIAL - PEI

Salvador
2023



UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA
ESCOLA POLITÉCNICA
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA INDUSTRIAL – PEI

OZANÁ ROCHA ALVES JUNIOR

MODELAGEM E OTIMIZAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS
NATURAL PARA PROJETOS DE NOVOS SUPRIDORES

SALVADOR/BA

2023



OZANÁ ROCHA ALVES JUNIOR

MODELAGEM E OTIMIZAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS
NATURAL PARA PROJETOS DE NOVOS SUPRIDORES

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Industrial, da Universidade Federal da Bahia, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Industrial.

Orientador: Dr. Cristiano Fontes Hora

SALVADOR/BA

Ficha catalográfica elaborada pelo Sistema Universitário de Bibliotecas (SIBI/UFBA),
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Rocha Alves Júnior, Ozaná
Modelagem e Otimização de Redes de Distribuição de
Gás Natural para Projetos de Novos Supridores / Ozaná
Rocha Alves Júnior. -- Salvador - BA, 2023.
92 f. : il

Orientador: Cristiano Fontes.
Dissertação (Mestrado - Programa de Engenharia
industrial) -- Universidade Federal da Bahia, Escola
Politécnica - UFBA, 2023.


1. Gás natural. 2. Redes de distribuição. 3.
Processos de mistura. 4. Otimização dinâmica. 5.
Controle de qualidade. I. Fontes, Cristiano. II.
Título.

MODELAGEM E OTIMIZAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL PARA PROJETOS DE NOVOS SUPRIDORES

OZANÁ ROCHA ALVES JUNIOR

Dissertação submetida ao corpo docente do programa de pós-graduação em Engenharia Industrial da Universidade Federal da Bahia como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de mestre em Engenharia Industrial.


Examinada por:

Documento assinado digitalmente
 **CRISTIANO HORA DE OLIVEIRA FONTES**
Data: 05/05/2023 11:13:36-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Cristiano Hora Fontes _____
Doutor em Engenharia Química, Brasil, pela Universidade Estadual de Campinas (Unicamp), 2001.

Juan Alberto Chavez _____
Ruiz: 007.442.934-56
Assinado de forma digital por Juan Alberto Chavez Ruiz:
007.442.934-56
Dados: 2023.05.05 11:25:05 -03'00'

Prof. Dr. Juan Alberto Chavez Ruiz _____
Doutor em Química, Brasil, pela Universidade Estadual de Campinas (Unicamp), 2005.

Documento assinado digitalmente
 **JOSE GERALDO DE ANDRADE PACHECO FILHO**
Data: 05/05/2023 12:07:06-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Dr. Jose Geraldo A. Pacheco Filho _____
Doutor em Engenharia Química, Brasil, pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), 1995.

Salvador, BA - BRASIL
Janeiro/2023



“O especialista é um homem que sabe cada vez mais sobre cada vez menos, e por fim acaba sabendo tudo sobre nada.”

George Bernard Shaw

AGRADECIMENTOS

- Ao Grandioso Cientista, Supremo Criador, cujo nome é Jeová, dador de toda boa dádiva e presente perfeito, Aquele que estabeleceu maravilhosamente as leis físicas e químicas que regem o Universo;
- A minha agradabilidade, companheira, conselheira e amiga, minha esposa Noemi, que está presente em todos os projetos de minha vida, ao meu lado, me apoiando e incentivando, e tornando possível que meus sonhos se tornem realidade;
- A minha mãe, Tonha, por ter me orientado desde a minha infância, ensinando-me valores morais e espirituais que não encontraria em nenhuma instituição de ensino. Meu exemplo de vida, Doutora na escola da vida, a quem dedico esta conquista;
- Ao meu pai, por ter investido em minha educação básica, nunca ter podado minhas expectativas na juventude e pela criação baseada no amor e dedicação;
- Aos meus tios que trilharam o caminho da academia, deixando o rastro para que as próximas gerações da família pudessem seguir os seus passos. Em especial, aos doutores Antonio Carlos (tio Tonho) e Ana Lúcia (tia Aninha), por serem meus tutores e pelo incentivo prático;
- As minhas tias formadas e pós-graduadas na escola da vida, por vibrarem a cada conquista de seus filhos e/ou sobrinhos.
- Aos meus primos, mestres Luciano e Fábio, pela paciência ao esclarecer cada dúvida que tinha ao ingressar no mestrado e também pelas dicas valiosas durante minha pesquisa;
- Aos meus professores do ensino básico, técnico e de graduação. Pró Detinha e professores da Escola Adelaide do Carmo, Ramo da Videira, CEFET-BA e UFBA. Em especial, ao prof. Idelfonso por ter plantado a semente e me incentivado a cursar uma pós-graduação com foco na minha área de atuação profissional;
- Aos meus professores do mestrado. Em especial, ao meu Orientador, prof. Dr. Cristiano Fontes, que mesmo antes de minha matrícula no programa de pós-graduação já me orientava. Grato pelo respeito, parceria, compreensão, presteza, críticas sempre construtivas e pertinentes. Grato pela sua paixão e entusiasmo pela pesquisa que é contagiante;
- A Eduardo Gertrudes pela cooperação técnica e intercâmbio de conhecimento sempre enriquecedor;
- Aos meus colegas, gestores, e a Bahiagás pelo apoio e incentivo à minha pesquisa.



Resumo da Dissertação apresentada ao PEI/UFBA como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Industrial.

MODELAGEM E OTIMIZAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL PARA PROJETOS DE NOVOS SUPRIDORES

Ozaná Rocha Alves Junior

Janeiro/2023

Orientador: Prof. Dr. Cristiano Hora Fontes

RESUMO – A abertura do mercado e a possibilidade da participação de diversos supridores em redes de distribuição de Gás Natural (GN) elevaram o nível de complexidade associado ao controle de qualidade do produto final a ser disponibilizado ao mercado consumidor. Existem fornecedores que oferecem preços mais baixos, porém com um nível de qualidade inferior do combustível, o que pode contribuir para uma corrente final fora da especificação (após a mistura com outros fornecedores). Por outro lado, nem sempre é economicamente viável construir Unidades de Processamento e adquirir equipamentos analíticos para controle de qualidade do gás. Em geral, as simulações nas redes de distribuição de gás natural focam na avaliação de critérios físicos e nos aspectos associados ao equilíbrio energético. Este trabalho apresenta um modelo dinâmico de otimização, validado por estudos de caso real, para o monitoramento e controle de qualidade de um processo de mistura de gás natural que envolve diversos supridores com diferentes custos de fornecimento e diferentes níveis de qualidade (inclusive fora de especificação). Os resultados mostram a viabilidade da execução de projetos para novos supridores, bem como o fornecimento de gás natural aos clientes que o utilizam como matéria-prima e que estabelecem limites de especificação mais restritivos do que os estabelecidos pela agência reguladora. Comparando com a estratégia operacional convencional, os resultados obtidos pelo modelo de otimização proposto mostram uma redução no custo de distribuição de até 13,5% e 22,6% nos dois estudos de caso analisados, respectivamente, a saber: i) uma mistura com apenas dois fornecedores e um deles com fluxo de gás não especificado e ii) vários fornecedores, alguns fluxos de gás não especificados, misturas intermediárias ao longo da rede e uma mistura final no *header pipe*.

Palavras-chave: Gás natural; redes de distribuição; processos de mistura; otimização dinâmica; controle de qualidade.



LISTA DE FIGURAS

- Figura 1 – Reservatórios de gás natural, associado e não-associado (Vieira, et al, 2005);
- Figura 2 – Flexibilidade de fornecimento do gás natural para diversos segmentos;
- Figura 3 - Matriz Energética Mundial (IEA, 2020);
- Figura 4 – Fluxograma do mercado de gás natural no Brasil (SIM/ANP);
- Figura 5– Rede de Distribuição de Gás Natural com supridores de diversas origens;
- Figura 6– Problemas associados ao fornecimento de gás não especificado;
- Figura 7 – Variação da qualidade do gás natural de poços em uma mesma região geográfica;
- Figura 8 – Fluxograma de um processo de distribuição de gás natural (FT – Transmissor de Vazão; AT – Transmissor de Análise);
- Figura 9 – Fluxograma do algoritmo de simulação e otimização;
- Figura 10 - Composição média do preço do GN ao consumidor final (Fonte EPE);
- Figura 11 – Cromatógrafo de GN com detector de condutividade térmica (TCD);
- Figura 12 – Analisadores de umidade – Espectrômetro e capacitivo;
- Figura 13 – Cromatógrafos de enxofre eletroquímico (DE) e ionização de chama (FID);
- Figura 14 – Esquema do modelo experimental utilizado na validação;
- Figura 15 – Composição e Poder Calorífico Superior da corrente de GN dos fornecedores 1 e 2 no período de 24h;
- Figura 16 – Vazão dos Fornecedores 1 e 2 no período de 24 h;
- Figura 17 – Validação do modelo;
- Figura 18 – Erro percentual de estimativa do Poder Calorífico no período de 24h;
- Figura 19 – Variação do Poder Calorífico Superior com composições aleatórias no intervalo de incerteza de medição dos componentes;
- Figura 20 - Rede de Distribuição de Gás Natural do estudo de caso 1;
- Figura 21 - Concentração de Metano, Poder Calorífico Superior, Número de Metano e Índice de Wobbe nas correntes dos fornecedores especificado (SS) e não especificado (US) no período de 24 horas;
- Figura 22 - Concentração de Metano, Poder Calorífico, Número de Metano e Índice de Wobbe na mistura final;
- Figura 23 - Custo da distribuição de GN – Estudo de caso (1a);
- Figura 24 - Concentração de metano nas correntes dos fornecedores especificado (SS) e não especificado (US);



- Figura 25 - Custo da distribuição de GN - Estudo de caso (1b);
- Figura 26 - Fluxograma integrado de fluxo de vários fornecedores;
- Figura 27 - Concentração de metano, Poder Calorífico, Índice de Wobbe e Número de Metano (mistura A);
- Figura 28 - Vazões de entrada (mistura A);
- Figura 29 - Concentração de metano (mistura A);
- Figura 30 - Concentração de nitrogênio, Poder Calorífico, Índice de Wobbe e Número de Metano (mistura B);
- Figura 31 - Vazões de entrada (mistura B);
- Figura 32 - Concentração de nitrogênio (mistura B);
- Figura 33 - Vazão do fornecedor 7 (mistura C);
- Figura 34 - Vazões de entrada (mistura D);
- Figura 35 - Vazão (fornecedor 10, mistura E);
- Figura 36 - Concentração de nitrogênio (mistura E).



LISTA DE TABELAS

- Tabela 1 - Especificação do gás natural no Brasil (RANP 16/2008);
- Tabela 2 - Poder Calorífico Superior para os componentes de uma mistura gasosa ideal em uma base volumétrica;
- Tabela 3 - Coeficientes de Van der Waals e fatores de compressibilidade para componentes do gás natural (20°C, 101,325 kPa);
- Tabela 4 – Vazão e composição – Fornecedor 1;
- Tabela 5 – Vazão e composição – Fornecedor 2;
- Tabela 6 - Informações de custos, limites de vazão e qualidade do GN.



LISTA DE ABREVIATURAS

CNPE	Conselho Nacional de Políticas Energéticas
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GN	Gás Natural
GNC	Gás Natural Comprimido
GNL	Gás Natural Liquefeito
P2G	Power-to-gas
RANP	Resolução da Agência Nacional de Petróleo e Gás
RDGN	Rede de Distribuição de Gás Natural
SRE	Simulação de Referência Estacionária
SS	Supridor Especificado
UPGN	Unidade de Processamento de Gás Natural
US	Supridor Não Especificado



LISTA DE SÍMBOLOS

C_i	Custo de cada suprridor ($R\$/m^3$)
CT	Custo total de suprimento ($R\$/m^3$)
F_j	Vazão molar da corrente j (mol/h)
F_i	Vazão volumétrica do suprridor (m^3/h)
HDP	Ponto de Orvalho de Hidrocarboneto ($^{\circ}C$)
HV	Poder Calorífico ($kcal/m^3$)
LF_i	Límite inferior de vazão do suprridor
LQ	Límite inferior do parâmetro de qualidade
Lx_i	Límite inferior de composição da mistura ($\%mol$)
MN	Número de Metano
MON	Número de Octano Motor
N_i	Número de mols do componente i no <i>header pipe</i>
N_T	Total de número de mols no <i>header pipe</i>
PM	Massa molecular média da mistura
PQ	Parâmetros de Qualidade (HV,MN,WI)
$Q_0(t)$	Demanda do mercado consumidor (m^3)
R	Constante universal dos gases ($J/mol.K$)
t_m	Atraso no transporte (h)
UF_i	Límite superior de vazão do suprridor
UQ	Límite superior do parâmetro de qualidade
Ux_i	Límite superior de composição da mistura ($\%mol$)
WDP	Ponto de Orvalho de Água($^{\circ}C$)
WI	Índice de Wobbe ($kcal/m^3$)
WM	Massa molecular do componente i
x_i^j	Fração molar do componente i na corrente j ($\% mol$)
x_i	Composição da mistura final ($\%mol$)
$Z_{(T,P)}$	Fator de compressibilidade da mistura a $20^{\circ}C$ e 1 atm.



LISTA DE APÊNDICE

- Apêndice 1 – Cálculo da incerteza relativa de medição do Poder Calorífico;
- Apêndice 2 - Artigo publicado na revista *Energy Conversion and Management: X*

Alves, O, & Fontes, C, (2022), Modeling and optimization of natural gas distribution networks for new supplier projects, *Energy Conversion and Management: X*, 15(April), 100240, <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2022.100240>



SUMÁRIO

CAPÍTULO 1

1. INTRODUÇÃO.....	14
1.1 JUSTIFICATIVA.....	20
1.2 OBJETIVOS.....	21

CAPÍTULO 2

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E TRABALHOS DA LITERATURA.....	22
2.1 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA.....	23
2.2 PARÂMETROS DE QUALIDADE DO GÁS NATURAL.....	26
2.2.1 PODER CALORÍFICO.....	26
2.2.2 ÍNDICE DE WOBBE.....	29
2.2.3 NÚMERO DE METANO.....	30
2.2.4 PONTO DE ORVALHO DE ÁGUA E HIDROCARBONETO.....	30
2.2.5 ENXOFRE TOTAL E H ₂ S.....	31
2.3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	32

CAPÍTULO 3

3. METODOLOGIA.....	34
3.1 O MODELO DE MISTURA.....	34
3.2 O MODELO DE OTIMIZAÇÃO.....	36
3.3 PRECIFICAÇÃO DOS SUPRIDORES.....	39
3.4 MEDIÇÕES DE VARIÁVEIS NA RDGN.....	40
3.4.1 VAZÃO.....	40
3.4.2 COMPOSIÇÃO.....	41
3.5 VALIDAÇÃO DO MODELO.....	43

CAPÍTULO 4

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	50
4.1 ESTUDO DE CASO 1 - OTIMIZAÇÃO COM UMA CORRENTE DE ENTRADA NÃO ESPECIFICADA.....	50
4.2 ESTUDO DE CASO 2 - VÁRIOS FORNECEDORES EM DIFERENTES PONTOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO.....	56

CAPÍTULO 5

5. CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	68
---	----

REFERÊNCIAS.....	70
------------------	----

APÊNDICE.....	73
---------------	----

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

O gás natural é um combustível fóssil encontrado em reservatórios subterrâneos terrestres (*onshore*) e marítimos (*offshore*), composto por uma mistura de hidrocarbonetos de baixa densidade e outros gases em menores proporções, tais como o nitrogênio e o dióxido de carbono, e que submetido à temperatura ambiente e pressão atmosférica permanece no estado gasoso. Conforme ilustrado na Figura 1 o gás natural pode ser extraído a partir de reservatórios petrolíferos (gás associado, dissolvido no óleo) ou reservatórios gasíferos (gás não-associado, no qual o poço está livre de óleo ou com pequenas quantidades). São considerados como reservatórios convencionais de gás aqueles cuja extração do produto é considerada fácil, prática e econômica em um dado estágio tecnológico de desenvolvimento. No entanto, com o avanço do conhecimento geológico e da tecnologia disponível, o gás não-convencional tem representado uma parcela expressiva das fontes de suprimento, com por exemplo o gás de xisto e o gás do pré-sal. Após a extração, o gás natural é fornecido como combustível ou matéria-prima para o consumidor final na forma canalizada por meio de sistema de distribuição com tubulações subterrâneas.



Figura 1 – Reservatórios de gás natural, associado e não-associado (Vieira, et al, 2005)

O gás natural possui vantagens em relação a outros energéticos, quais sejam:

1. Meio ambiente, o gás natural gera menor emissão de gases de efeito estufa em relação a outros combustíveis fósseis, quando utilizado na geração de energia;
2. Econômica, menor custo em relação ao principal concorrente – Gás Liquefeito de Petróleo (GLP);
3. Logística, seu fornecimento é contínuo através de gasodutos, sem necessidade de reservatório e reabastecimento;
4. Segurança, o gás natural é menos denso que o ar atmosférico e por isso dissipa rapidamente em casos de vazamentos. Além disso, o limite inferior de inflamabilidade é o maior entre os hidrocarbonetos (5%), minimizando o risco de incêndio.

O gás natural é utilizado em larga escala por diversos segmentos conforme ilustrado na Figura 2. Clientes industriais, comerciais, residencial, automotivo e termoeletricas consomem o gás natural principalmente como combustível em seus processos. A possibilidade de alcançar clientes em diversas cadeias do mercado é uma outra vantagem do gás natural quando comparado a outros energéticos.

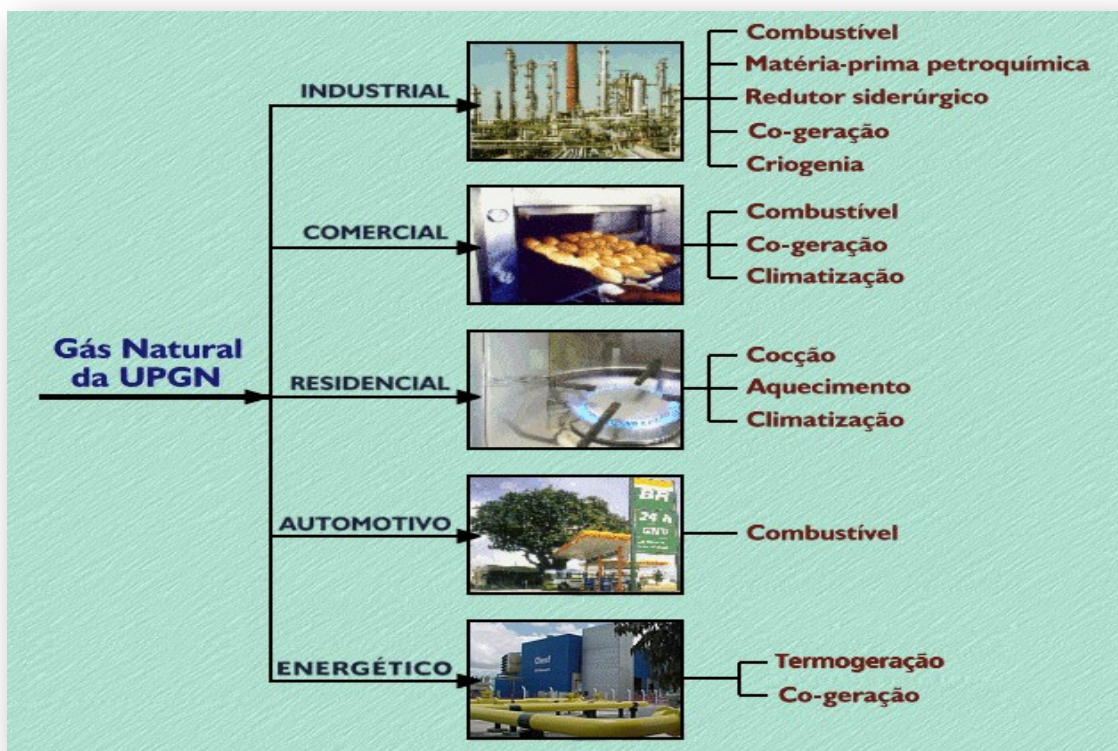


Figura 2 – Flexibilidade de fornecimento do gás natural para diversos segmentos

O mercado gás natural (GN) está se expandindo em vários países à medida que a participação desse combustível na matriz energética mundial aumenta a cada ano (Figura 3). Isso se deve, em grande parte, às vantagens ambientais decorrentes do uso de GN em relação a outros combustíveis fósseis. Além disso, estudos sugerem a injeção de hidrogênio em redes de gás natural, a partir da eletrólise da água (*power to gas* ou P2G), como alternativa para reduzir o problema do equilíbrio energético no uso de fontes de energia renovável (Chaczykowski e ZarodkieWlcz, 2017; Guandalini et al., 2017). A injeção de Hidrogênio na infraestrutura de transporte de gás natural é um modelo de negócio testado e adotado em outros países, e no Brasil pode ser um vetor importante de expansão da comercialização do Hidrogênio. No Brasil, a participação do GN na matriz energética atualmente é de 13,0%, mas há uma expectativa de crescimento devido a abertura do mercado de gás natural.

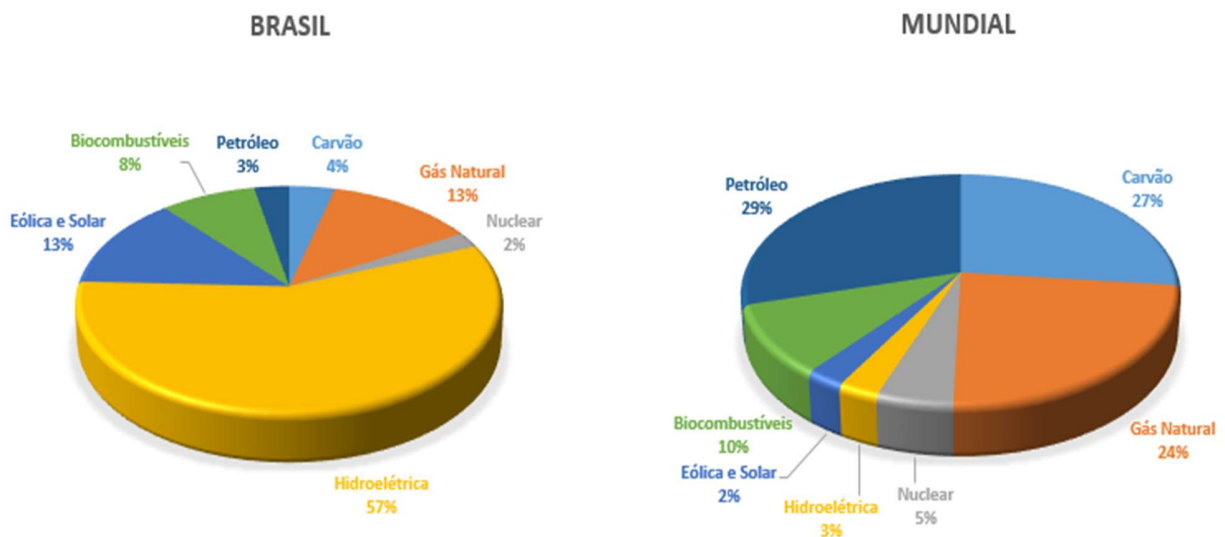


Figura 3 - Matriz Energética Brasileira (EPE,2022) e Mundial (IEA, 2020)

No Brasil, as etapas de produção, processamento, regaseificação do Gás Natural Liquefeito (GNL) e distribuição desse combustível no país eram realizadas por uma empresa estatal. No entanto, em 2016, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) publicou a Resolução nº 10, com uma nova estratégia de modelo para o mercado de gás natural, estimulando a competitividade do energético. Objetivando abrir este mercado e aumentar o consumo do gás natural, a Resolução nº 16, de 24.06.2019 do CNPE definiu novas diretrizes voltadas ao aperfeiçoamento de políticas energéticas e da livre concorrência no mercado de gás natural. A Figura 4 mostra os diversos agentes que compõe a cadeia de comercialização do gás natural no Brasil. O Autoimportador é o agente autorizado para a importação de gás natural que utiliza o produto importado como matéria-prima ou combustível em suas instalações. O Autoprodutor é o agente explorador e produtor de gás natural que utiliza parte ou totalidade de sua produção. O agente que detém a propriedade ou o direito de comercializar o gás natural, registrado e

autorizado pelos órgãos reguladores para exercer esta atividade, é denominado de Comercializador. O Transportador é a empresa autorizada que exerce a atividade de transporte de gás natural por meio de gasoduto. O Carregador é o agente que contrata o serviço de movimentação de gás natural em gasoduto de transporte, mediante autorização da agência reguladora. O Distribuidor é o agente titular de concessão do serviço de gás canalizado, responsável pela distribuição de gás no estado. O Consumidor Livre é o consumidor que tem a opção de adquirir o gás natural de qualquer agente Produtor, Importador ou Comercializador, sem a obrigatoriedade de consumir no mercado cativo com o Distribuidor. O Consumidor Cativo consome gás fornecido exclusivamente pelo Distribuidor.

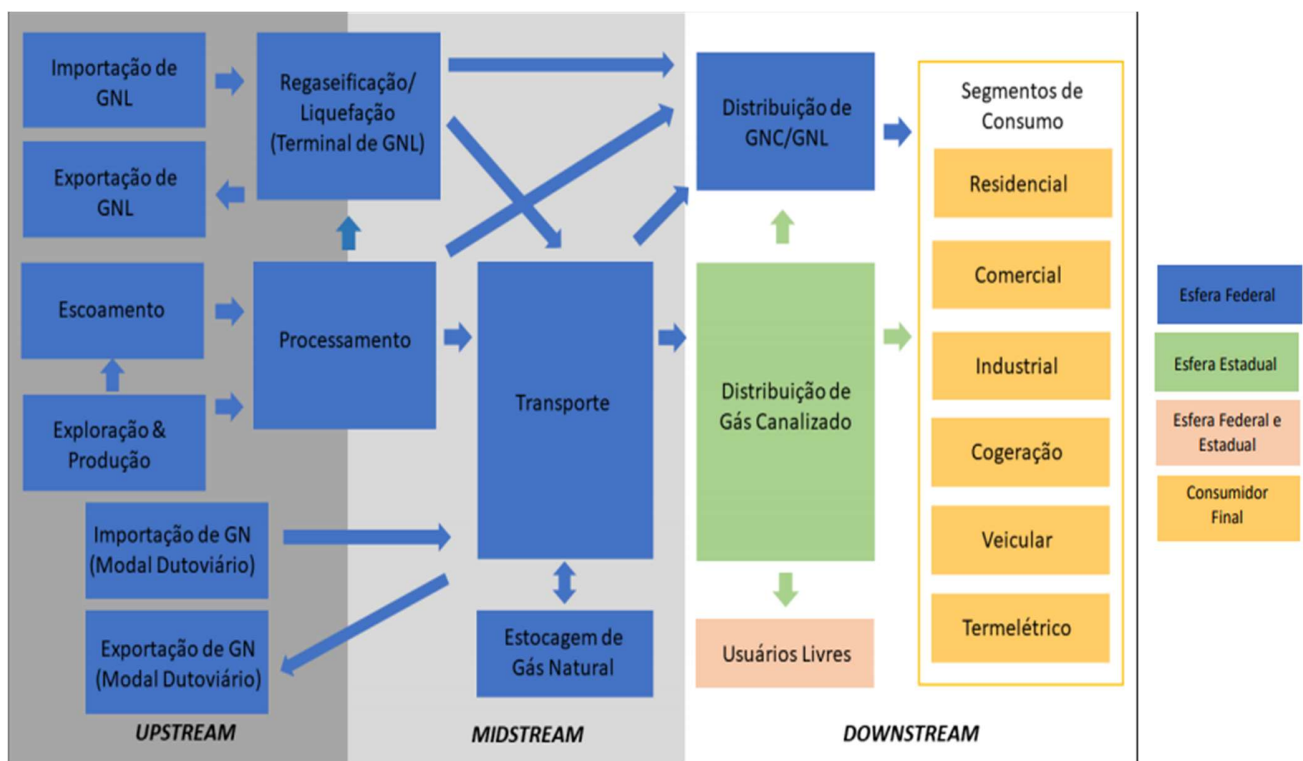


Figura 4 – Fluxograma do mercado de gás natural no Brasil (SIM/ANP)

No Brasil, para suprir a demanda nacional do gás natural, o energético é importado na forma de GNL e posteriormente regaseificado para distribuição. O Terminal de Regaseificação da Bahia (TRBA), por exemplo, tem capacidade de regaseificar e injetar 14 milhões de m³/dia no gasoduto Cacimbas-Catu (GASCAC). Além disso, GN também é importado via modal dutoviário, como por exemplo o gasoduto Brasil-Bolívia (GASBOL) que tem capacidade de escoamento contratada de aproximadamente 30 milhões de m³/dia. No entanto, mais de 70% do GN comercializado no Brasil é de origem nacional. Este valor pode variar dependendo de fatores nacionais e



internacionais, operacionais e geopolíticos. Após a abertura do mercado de gás natural, além de novos agentes na etapa *UPSTREAM*, outra etapa que foi descentralizada foi a *MIDSTREAM*. Nesta etapa o gás natural é conduzido aos distribuidores através de gasodutos de transporte. Atualmente o país tem 5 (cinco) empresas de transportes de Gás Natural. O novo marco legal do gás natural também incentivou que a empresa estatal que participava como acionista da maioria das distribuidoras de gás natural do Brasil vendesse suas ações para outros acionistas. O novo mercado de gás natural tem estimulado a presença do consumidor livre, ou seja, a possibilidade de o consumidor final comprar a molécula do gás natural diretamente do produtor e contratar separadamente os serviços de transporte e distribuição. Por sua vez, os requisitos para o cliente ser habilitado como consumidor livre depende da regulamentação de cada estado da União. O Estado da Bahia tem sido pioneiro na proposição de regras e diretrizes para o novo mercado nacional de gás natural. A Resolução da AGERBA nº 23, de 16.04.2020, regulamentou o **Serviço de Movimentação de Gás Canalizado** e propiciou condições gerais para o ambiente competitivo, estimulando investimentos no setor. A Bahia é o primeiro Estado a ter uma Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) privada fornecendo gás natural a uma concessionária de distribuição deste combustível.

Para atender os clientes do mercado cativo e do mercado livre, o Distribuidor analisa a viabilidade operacional de sua rede e confirma a capacidade de movimentar os volumes de gás programado. Este processo de programação de volume de gás também é conhecido como Nominação. Com a maior oferta de supridores e de consumidores conectados à rede de distribuição de gás natural, aumentam os desafios e as oportunidades para o ajuste entre o perfil da oferta e da demanda, assim como a flexibilidade operacional da rede através da ampliação das alternativas de atendimento ao mercado consumidor. Este novo modelo de mercado, somado a uma rede integrada de gasodutos, possibilita a comercialização do gás natural com agentes de diferentes regiões.

Na programação de volume de gás natural que o cliente solicita diariamente para o Distribuidor, a Quantidade Diária Contrata (QDC) comercialmente não é necessariamente a Quantidade Diária Solicitada (QDS) pela área operacional. Quando a QDS está acima da QDC o Distribuidor analisa a viabilidade operacional e confirma a capacidade de movimentar os volumes de gás requisitados pelo cliente considerando a disponibilidade de fornecimento adicional dos supridores. Além disso, quando a Quantidade Diária Retirada (QDR) pelo cliente difere, acima de uma margem de aceitação contratual, da Quantidade Diária Programada (QDP) isto implica em penalidade de programação. Além das penalidades de falha de programação, outras penalidades que podem ser previstas em contratos de movimentação do gás natural são (1) Take-or-Pay: cláusula contratual na qual o comprador assume a obrigação de pagar por uma certa quantidade de gás contratada, independente de ter-se utilizado dele ou não; (2) Ship-or-Pay: cláusula incluída nos contratos de transporte de gás natural, segundo a qual o consumidor final ou a concessionária, para quem está sendo feito o transporte, é obrigado a pagar pelo transporte do gás mesmo no caso de o gás não ser transportado; (3) Penalidade de gás fora de especificação: aplicada quando o supridor injeta na RDGN gás fora da especificação da agência reguladora.



Visando atender a peculiaridade de cada relação contratual e atender as particularidades de cada cliente, os principais modelos de comercialização de fornecimento são:

- **Firme Inflexível:** estabelece um compromisso de comercialização com pagamento por quantidades mínimas contratadas por parte do cliente e a respectiva garantia de entrega por parte do fornecedor;
- **Firme Flexível:** por este contrato, o consumidor bi-combustível se dispõe a utilizar um combustível alternativo por determinado período de tempo. Dessa forma, o serviço energético do consumidor pode ser satisfeito a partir de outras fontes de energia;
- **Interruptível:** neste modelo, o suprimento de gás natural pode ser interrompido apenas pelo fornecedor, de acordo com as condições negociadas previamente em contrato. A responsabilidade pela substituição do combustível alternativo fica a cargo do cliente, e por isso o preço do gás natural para o consumidor interruptível tende a ter um desconto em relação ao preço que seria praticado em um contrato padrão do tipo Firme Inflexível;
- **Preferencial:** nesta modalidade, o consumidor detém a prerrogativa de interromper o fornecimento. É interruptível apenas pelo cliente, estando o fornecedor obrigado a providenciar o suprimento de gás disponível quando demandado. O preço do gás neste contrato será composto por dois componentes, um referente ao custo associado à manutenção da capacidade e outra relativa à energia. Além disso, o contrato detalhará a antecedência e as condições de nominação do gás.

O Distribuidor faz a gestão de capacidade da sua rede de distribuição de gás natural com o objetivo de otimizar e maximizar a utilização da capacidade técnica e de detectar futuros pontos de congestionamento e saturação. O local físico onde ocorre a transferência de gás natural do Produtor ou Transportador para o Distribuidor é definido como Estação de Transferência de Custódia. Neste local o Distribuidor possui equipamentos de filtragem, vasos separadores, válvulas reguladoras de pressão e/ou vazão, sistemas de medição de vazão e equipamentos analíticos.

Vale destacar que a concessão estadual do Distribuidor se refere ao Serviço de Movimentação do Gás Canalizado. Tendo em vista que o gás natural é um composto com predominância de metano que permanece em estado gasoso nas condições normais de temperatura e pressão, o mesmo assemelha-se ao biometano, outro energético que também pode ser fornecido na forma canalizada por meio da rede de distribuição de gás natural. A resolução ANP N° 886 de 22.09.2002 que estabelece a especificação para aprovação do controle de qualidade do biometano, oriundo de aterros sanitários e de estações de tratamento de esgoto, destinado ao uso veicular, residencial, industrial e comercial, em território nacional, converge com os parâmetros de qualidade que são exigidos na comercialização do gás natural (Tabela 1).



Tabela 1 - Especificação do gás natural no Brasil (RANP 16/2008)

LIMITE DE ESPECIFICAÇÃO - BRASIL*				
COMPONENTE/PARÂMETRO	SIMBOL	UNIDADE	Mínimo	Máximo
Metano	C1	%mol	85,00	-
Etano	C2	%mol	-	12,00
Propano	C3	%mol	-	6,00
Butano +	C4+	%mol	-	3,00
Inerte (Nitrogênio+Dióxido de Carbono)	N ₂ + CO ₂	%mol	-	8,00
Dióxido de carbono	CO ₂	%mol	-	3,00
Poder calorífico	HV	kcal/m ³	8337,00	10270,00
Número de metano	MN	-	65,00	-
Índice de Wobbe	WI	kcal/m ³	11124,00	12799,00
Ponto de Orvalho de Água	WDP	°C	-	-39,0
Ponto de Orvalho de Hidrocarboneto	HDP	°C	-	15,0
Sulfeto de Hidrogênio	H ₂ S	mg/m ³	-	13,0
Enxofre Total	St	mg/m ³	-	70,0

* Região Nordeste

1.1 JUSTIFICATIVA

Muitos fornecedores de pequeno ou médio porte demonstraram interesse em fornecer gás natural na rede de distribuição, mas, em muitos casos, o combustível não é especificado e o volume de gás a ser fornecido não justifica a construção de uma Unidade de Processamento de Gás Natural. Além disso, a aquisição de equipamentos analíticos para controle de qualidade não é viável devido ao alto investimento necessário. A principal contribuição deste trabalho está associada a duas questões básicas que envolvem aspectos técnicos e comerciais de mercado. A primeira questão refere-se à escassez de trabalhos (na literatura aberta) relacionados ao monitoramento da qualidade do GN em redes de distribuição que considerem fornecedores fora de especificação e de baixo custo. Essa ausência justifica o objetivo do trabalho, ou seja, o desenvolvimento e validação de um modelo flexível de otimização, baseado em critérios econômicos, capaz de ser implementado em tempo real, envolvendo fornecedores especificados e não especificados com diferentes perfis de custos. A segunda refere-se às demandas associadas à abertura do mercado e à quebra do monopólio do gás natural, especialmente no Brasil. A existência de fornecedores de baixo custo, com combustível não especificado e sem disponibilidade de uma unidade de processamento de GN deve realmente ser levada em consideração no monitoramento e controle da qualidade do GN nas redes de distribuição.

O cenário envolvendo redes de distribuição de gás e petróleo tendo-se fontes/fornecedores com diferentes perfis de composição é denominado de "Problema de Pooling" (Ríos-Mercado e



Borraz-Sánchez, 2015). Neste caso, os fluxos são misturados em uma série de “piscinas” cuja qualidade final do gás deve satisfazer as necessidades dos consumidores. Os trabalhos são focados principalmente em redes de petróleo e assumem que os atributos de qualidade da corrente final são obtidos pela combinação linear dos atributos de qualidade dos fornecedores (Audet et al., 2004, Alfaki e Haugland, 2013). Este trabalho considera uma Rede de Distribuição de Gás Natural (RDGN), a qual está interligada a diversos fornecedores que injetam GN com qualidades distintas (inclusive com corrente não especificada) em pontos diversos da Rede. Neste cenário, considerando que cada supridor apresenta preços e condições contratuais diferentes, a vazão ótima de cada um deles pode ser obtida minimizando-se o custo total de fornecimento ao mercado consumidor. Além disso, as restrições de qualidade do energético devem ser plenamente atendidas conforme Resolução do órgão regulador.

1.2 OBJETIVOS

O trabalho proposto foca especificamente na rede de distribuição de gás natural sem a manipulação de outras fontes integradas de energia. É proposto um modelo inovador de otimização dinâmica, validado por estudos de caso real. O modelo foi projetado para monitorar e realizar o controle de qualidade de um processo de mistura de fluxo de gás natural, que envolve diversos fornecedores com diferentes níveis de qualidade (inclusive correntes de GN fora de especificação) e preços. O modelo de otimização proposto considera o caráter dinâmico do processo de mistura em pontos específicos (*pipe header*) e entradas em diferentes pontos da rede. O modelo deve ser capaz de definir os melhores fluxos dos fornecedores a cada instante, com base em critérios econômicos, garantindo a especificação da corrente final a ser fornecida ao mercado consumidor.

Este trabalho está estruturado da seguinte forma. O capítulo 2 apresenta as premissas consideradas, fundamentação teórica e revisão bibliográfica. O capítulo 3 apresenta o modelo de mistura a ser aplicado em uma rede de distribuição genérica, o modelo de otimização com restrições e validação do modelo. O capítulo 4 apresenta os resultados simulados e a comparação com dados históricos de um processo real, considerando dois estudos de caso, a saber: i) uma mistura com apenas dois fornecedores e um deles com fluxo de gás não especificado e ii) vários fornecedores, alguns fluxos de gás não especificados, misturas intermediárias ao longo da rede e uma mistura final no *header pipe*. O capítulo 5 conclui com as considerações finais destacando as contribuições deste trabalho.



CAPÍTULO 2

FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E TRABALHOS DA LITERATURA

Uma Rede de Distribuição de Gás Natural (RDGN) pode incluir vários pontos de mistura. Cada ponto de mistura, por sua vez, tem uma quantidade específica de fluxos de entrada e estão localizados em diferentes posições ao longo da rede, causando impactos na mistura final (*header pipe*) com diferentes atrasos ou tempos mortos. A Figura 5 ilustra um exemplo de layout de suprimento de gás natural com origens diversificadas, contemplando estocagem subterrânea de gás natural (Operador 9 e 10). Os distúrbios/ perturbações estão associados a mudanças nas composições e vazões dos fornecedores e dão origem ao comportamento transitório da rede. Nesta figura notamos que o gás natural movimentado de forma canalizada para o mercado consumidor pode ser de origem *onshore* (à esquerda – Operador 1, 2, 5 e 10) ou *offshore* (à direita – Operador 3,4, 6, 7, 8 e 9). O energético pode ser extraído em território nacional ou importando, via navio GNL (Operador 6 e 7) ou GASBOL (Operador 5), para complementar a demanda. Além disso, conforme ilustra a Figura 7, existem clientes que podem atuar como Consumidor Livre ou Consumidor Cativo (UTE 2 e UTE 3), ou seja, podem consumir o gás natural da RDGN do Distribuidor ou diretamente do supridor. Embora a concessão de transporte e distribuição seja setORIZADA por região, verifica-se que a malha integrada possibilita que o Transportador e o Distribuidor sejam supridos por diferentes operadores visando a oferta do gás natural para o mercado consumidor.

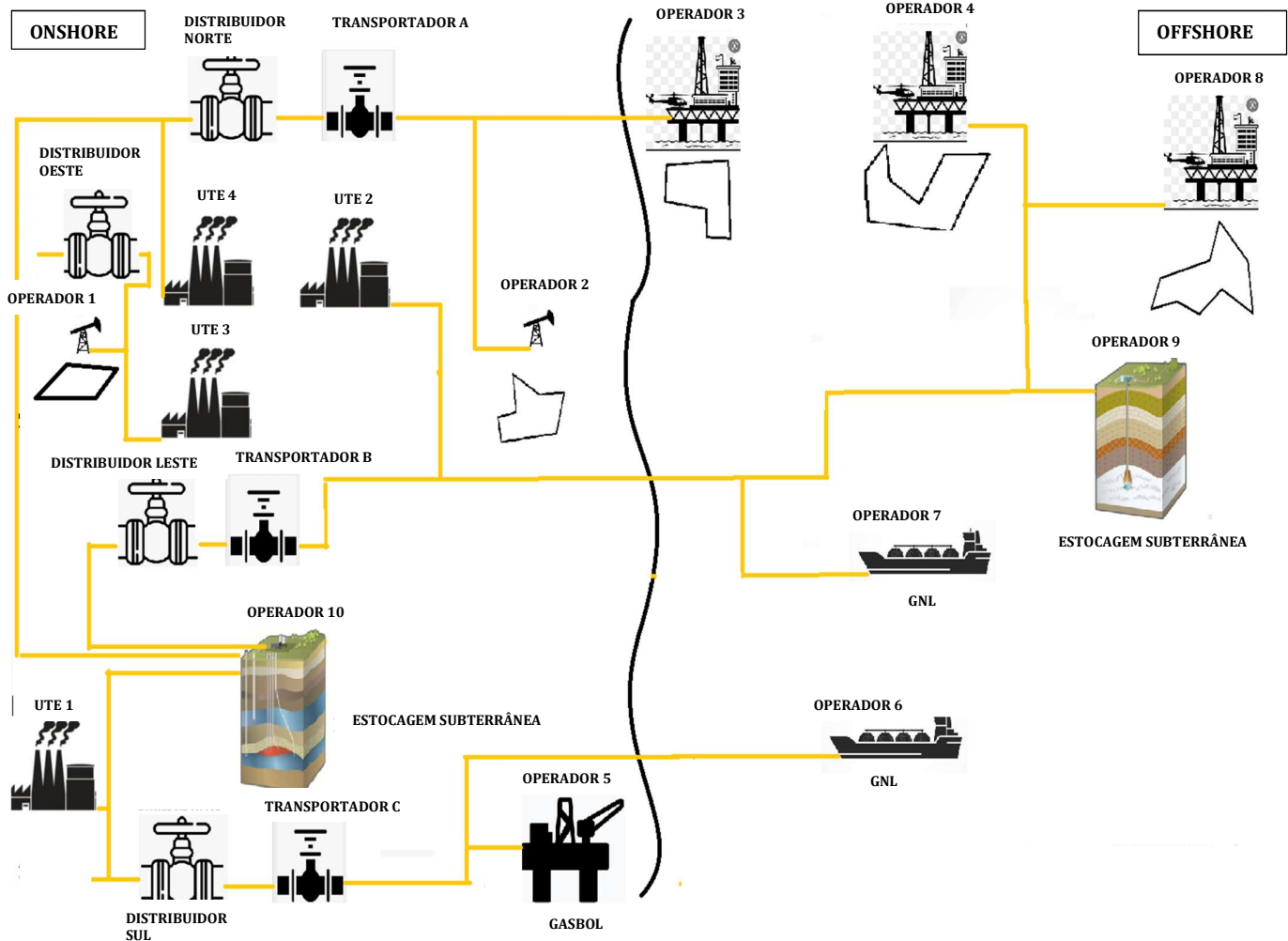


Figura 5- Rede de Distribuição de Gás Natural com fornecedores de diversas origens

2.1 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

Com o estímulo à livre concorrência, as Distribuidoras tendem a considerar ofertas de fornecedores do combustível com preços mais baixos tendo-se, nestes casos, o risco de recebimento do energético fora de especificação, em especial quanto ao ponto de orvalho e compostos sulfurosos. Na Figura 6 observamos os principais problemas associados ao fornecimento de gás não especificado (formação de enxofre elementar, ácidos corrosivos, condensado de água e hidrocarbonetos, hidratos etc.). No setor de distribuição de gás natural existe um paradigma em muitas Distribuidoras de que a responsabilidade da garantia da qualidade do combustível cabe exclusivamente aos fornecedores. No entanto, o contrato de distribuição firmado entre as Distribuidoras e seus clientes assegura que o energético deve

atender às especificações conforme a resolução ANP n° 16, de 17.06.2008 (Tabela 1). Portanto, as concessionárias de gás canalizado têm a responsabilidade de assegurar a qualidade do combustível distribuído.

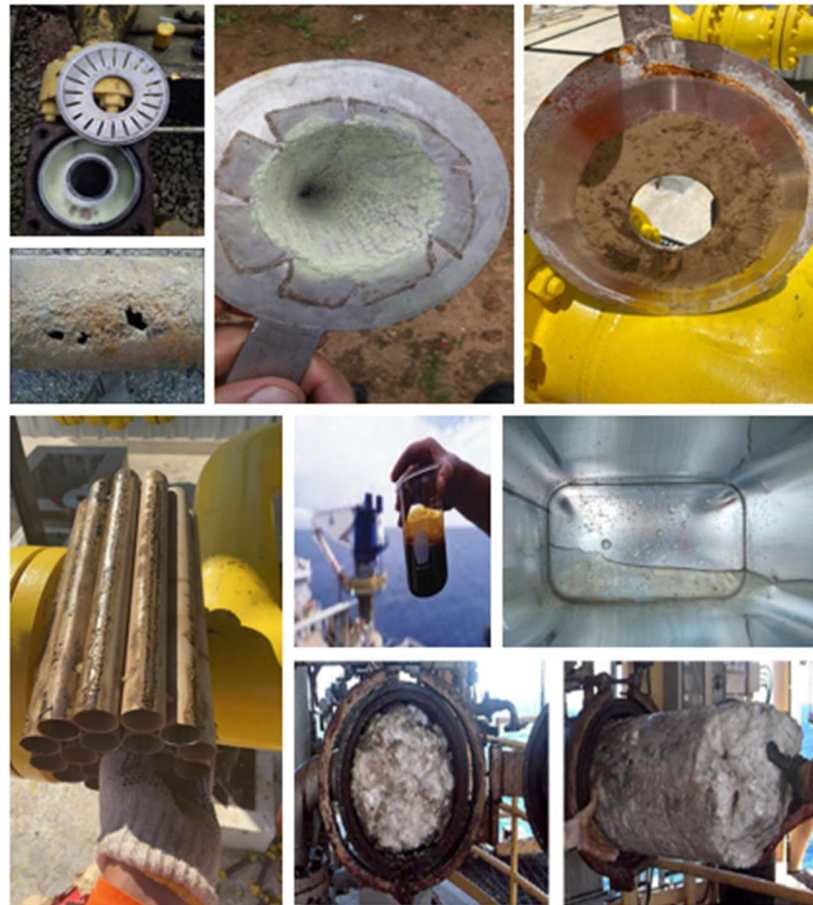


Figura 6– Problemas associados ao fornecimento de gás não especificado

As agências reguladoras estabelecem requisitos para a qualidade do gás natural no Brasil e em outros países que utilizam essa fonte de energia em larga escala. Há uma similaridade entre os parâmetros de qualidade nos diferentes países (Karpash et al., 2010) que também se justifica pela alta atividade de importação e exportação desse combustível. Por outro lado, as especificações também devem considerar aspectos regionais e as características do consumidor final. Conforme podemos observar na Figura 7, reservatórios de GN *onshore* ou *offshore* na mesma região geográfica podem ter características bastante diferentes, exigindo o monitoramento analítico da composição de gás natural, seus contaminantes e outros parâmetros tais como o Índice Wobbe (WI), densidade absoluta e poder calorífico superior (HV). O uso de cromatógrafos de gás natural para determinar a composição e posteriormente o poder calorífico desempenha um papel importante no mercado deste combustível nos estágios da cadeia produtiva (UPGN's,

transportadoras e distribuidoras). A Figura 7 mostra a variação da composição identificada por um cromatógrafo de gás natural instalado no campo. Observamos que no período de 3 dias houve alteração acentuada na concentração de metano, etano, propano e nitrogênio neste ponto de recebimento. Isto ocorreu devido a mudança de alinhamento de poços de uma mesma região geográfica realizada pelo supridor por uma imposição operacional. Conforme a resolução da agência reguladora, a comercialização e o transporte de gás natural de especificações diferentes daquela indicada pelo Regulamento Técnico (Tabela 1) são permitidos desde que respeitadas as condições de entrega acordadas entre todas as partes envolvidas e os limites de emissão de poluentes fixados pelo órgão ambiental competente. No caso observado esta exceção é aplicada visto que se trata de um Autoprodutor que consome gás não conforme em sua totalidade.

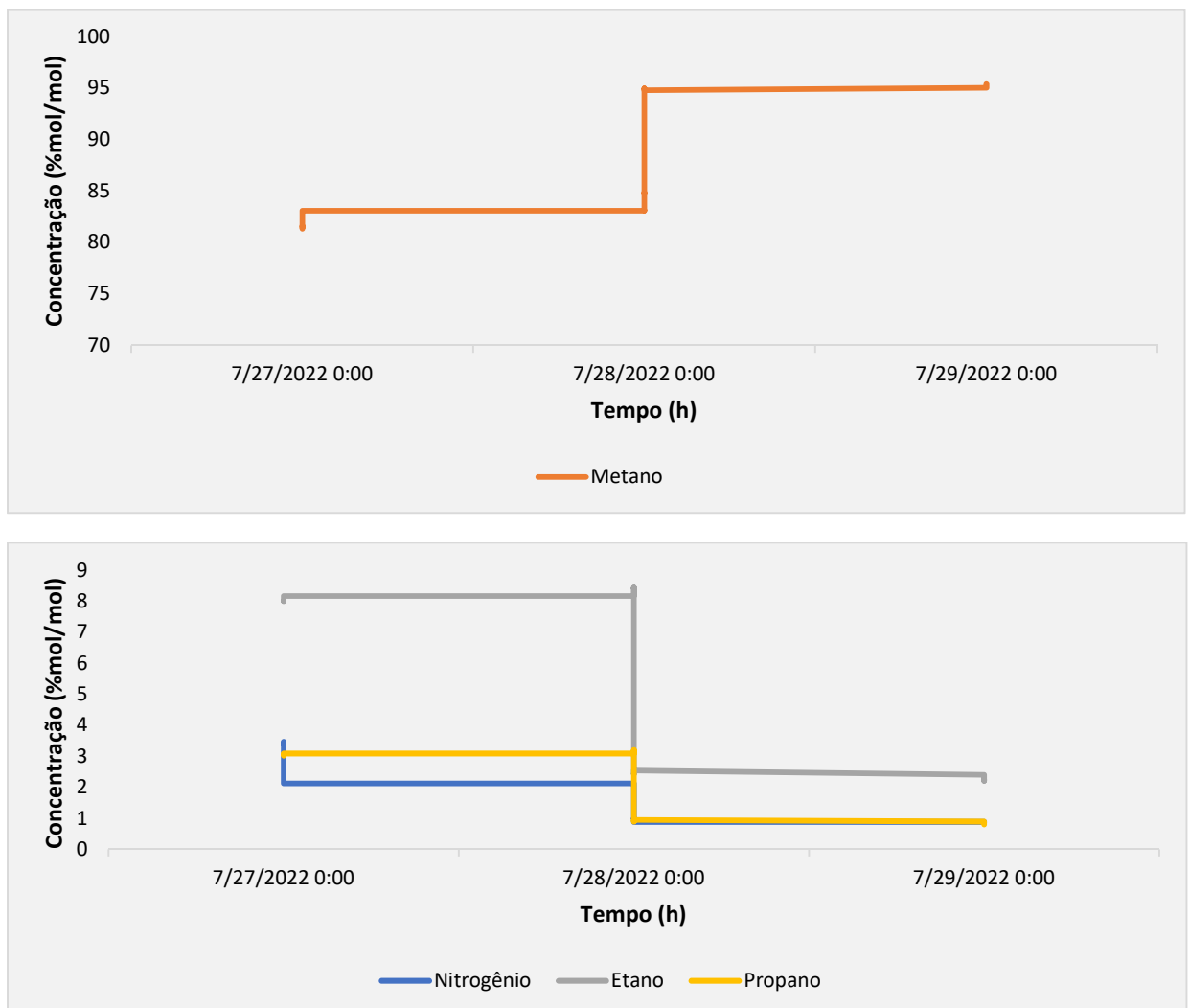


Figura 7 – Variação da qualidade do gás natural de poços em uma mesma região geográfica

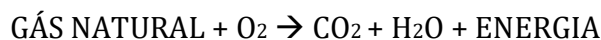


2.2 PARÂMETROS DE QUALIDADE DO GÁS NATURAL

Os limites de especificação do gás natural devem ser observados para atender os diversos segmentos de consumidores do energético. Alguns consumidores utilizam o gás natural como matéria-prima, por exemplo, na produção de etileno, metanol, fertilizantes, redutor siderúrgico etc. Porém, a grande maioria do mercado consumidor utiliza o GN como fonte de combustível nas caldeiras, fornos, termoelétricas etc. Nestes casos, propriedades como Poder Calorífico, Número de Metano e Índice de Wobbe são parâmetros que devem ser controlados. Assim sendo, independente do destino final (matéria-prima ou combustível) as restrições na composição e/ou parâmetros são fundamentais para estabilidade e rendimento dos processos que utilizam o gás natural. Outras propriedades devem ser monitoradas para garantir o controle de qualidade do energético, quais sejam: Ponto de Orvalho de Água, Ponto de Orvalho de Hidrocarboneto, Enxofre Total e Sulfeto de Hidrogênio.

2.2.1 PODER CALORÍFICO

O Poder Calorífico é a quantidade de energia liberada, na forma de calor, na combustão completa de uma quantidade definida de gás com o ar, à pressão constante e com todos os produtos de combustão retornando à temperatura e pressão iniciais dos reagentes. Para efeito de faturamento e na Resolução ANP 16/2008 é considerado o Poder Calorífico Superior, ou seja, é considerado que toda a água formada pela reação de combustão encontra-se na forma líquida.



A comercialização do GN na maioria dos países é realizada em base energética e não em base volumétrica. No Brasil é realizada uma conversão para corrigir o volume medido considerando o poder energético do gás natural. Os contratos normalmente são firmados considerando a entrega de uma corrente com o valor de referência do poder calorífico superior (HV) de 9400 kcal/m^3 . No entanto, visto que o poder calorífico, assim como outras propriedades dependem da composição do GN, o volume final faturado ao cliente é corrigido multiplicando o volume medido pelo fator HV ($HV_{\text{medido}}/HV_{\text{referência}}$). Por exemplo, se um cliente consumiu 10000 m^3 de GN e o poder calorífico superior medido foi de 9000 kcal/m^3 , aplicando-se o fator HV (neste caso 0,957), o volume será corrigido para 9574 m^3 . O poder calorífico é a propriedade mais destacada do gás natural. Isto porque, é a propriedade que quantifica o potencial energético do combustível e conseqüentemente tem impacto direto no faturamento quando a medição volumétrica é corrigida em função do poder calorífico de referência.

O poder calorífico superior (HV) em base molar (kcal/mol) e em base de mássica (kcal/kg) (eq.s 1 e 2, respectivamente) da mistura é dado por:



$$HV_n = \sum_{j=1}^c x_j^o \cdot HV_{nJ} \quad (1)$$

$$HV_m = \sum_{j=1}^c x_j^o \cdot \frac{WM_j}{WM} \cdot HV_{mJ} \quad (2)$$

HV_{nJ} e HV_{mJ} são o poder calorífico superior do componente j em bases molares e mássica, respectivamente, WM_j é a massa molecular do componente j e WM é a massa molecular da mistura e x_j é a fração molar do componente j . O poder calorífico superior em base volumétrica (Tabela 1) é dado por (assumindo condições de gás ideal):

$$HV_v = HV_n \cdot \frac{p}{RT} \quad (3)$$

HV_v é o poder calorífico superior em base volumétrica ($kcal/m^3$) da mistura na temperatura de combustão e medição ($20^\circ C$). p é a pressão na condição de medição ($1 atm$) e R é a constante geral dos gases. Para condições não ideais:

$$HV_{v*} = \frac{HV_v}{Z} \quad (4)$$

$Z_{(T,P)}$ é o fator de compressibilidade a $20^\circ C$ e $1 atm$.

O poder calorífico superior de referência (HV_{v*}) para substância pura é baseado em condições de temperatura e pressão equivalentes a $20^\circ C$ e $1 atm$, respectivamente, em uma base seca. De acordo com a norma técnica utilizada neste trabalho (ABNT NBR 15213), o poder calorífico superior do gás real em base volumétrica é obtido através a eq. 4. O poder calorífico superior de cada componente nas condições de referência e medição utilizadas neste trabalho é apresentado na Tabela 2.

Tabela 2 - Poder Calorífico Superior para os componentes de uma mistura gasosa ideal em uma base volumétrica

COMPONENTE	kcal/m ³ *
Metano	8854
Etano	15514
Propano	22058
i-Butane	28509
n-Butane	28599
neo-Pentane	34933
i-Pentane	35076
n-Pentane	35143
Hexano	41697

*Condições de medição e referência de combustão $20/20^\circ C$.



Na condição de temperatura a 20°C e pressão 1 atm, o fator de compressibilidade obtido em todas as composições esteve próximo da unidade. Isso está coerente com a indicação de compressibilidade dos componentes do gás natural apresentados na Tabela 3, notamos que o metano, principal componente do gás natural apresenta compressibilidade de 0,9981 (20°C, 101,325 kPa). Para cálculo do fator de compressibilidade recorreremos ao modelo de equação de estado de Van der Waals:

$$p = \frac{nRT}{v-nb} - a \frac{n^2}{v^2} \quad (5)$$

a e b são os coeficientes de Van der Waals. O coeficiente a corresponde a intensidade das interações atrativas contribuindo para compressão, e o coeficiente b representa as interações repulsivas das moléculas que contribuem para a expansão do gás. As forças repulsivas são significativas somente quando as moléculas estão submetidas a pressões elevadas, e portanto, estão quase em contato. Por outro lado, as forças intermoleculares atrativas têm alcance relativamente grande e são efetivadas em distâncias de vários diâmetros intermoleculares. Assim, em pressões moderadas, como é o caso da rede de distribuição objeto desta pesquisa, as forças atrativas dominam as forças repulsivas. O fator de compressibilidade Z mede o grau de não idealidade dos gases reais:

$$Z = \frac{V_m}{V_m^0} \quad (6)$$

V_m (m³/mol) é o volume molar do gás real e V_m^0 (m³/mol) é o volume molar do gás ideal. Assim, em pressões muito baixas, todos os gases têm Z aproximadamente igual a 1 e portanto, comportam-se como um gás ideal. Em pressões elevadas, todos os gases têm Z maior que 1, indicando que as forças repulsivas são dominantes. Em pressões intermediárias, a maioria dos gases tem Z menor que 1, indicando que as forças atrativas são dominantes. O volume molar do gás real (eq. 6) é obtido através da própria equação de Van der Waals que compreende uma equação cúbica no volume. Embora as raízes de uma equação do terceiro grau possam ser obtidas analiticamente, em geral recorre-se à resolução numérica. Neste trabalho, as raízes da equação cúbica foram determinadas numericamente a partir dos valores de a e b dos componentes do gás natural (Tabela 3). Neste caso, se recorre a regras de mistura para obter os coeficientes de Van der Waals do GN a partir de seus componentes. Conforme (Poling & Prausnitz, 2011), as propriedades de uma mistura de fluidos são resultantes das propriedades de seus componentes puros e respectivas composições. Devido a diferentes respostas de gases e líquidos provocadas por mudanças na pressão e composição existem diferentes regras de mistura. Neste trabalho foi adotada a estimativa direta da interação binária de Van der Waals.



Tabela 3 - Coeficientes de Van der Waals e fatores de compressibilidade para componentes do gás natural (20°C, 101,325 kPa)

Componentes	a (L ² .atm/mol ²)	b (L/mol)	Z
Metano	2,283	0,04278	0,9981
Etano	5,562	0,06380	0,9920
Propano	8,779	0,08445	0,9834
Butano	14,66	0,12260	0,9682
Pentano	19,26	0,14600	0,9450
Hexano	24,71	0,17350	0,9190
Nitrogênio	1,408	0,39130	0,9997
Dióxido de carbono	3,640	0,04267	0,9947
Oxigênio	1,378	0,03183	0,9993

2.2.2 ÍNDICE DE WOBBE

Como foi supracitado o gás natural é um combustível que apresenta características importantes para um energético, como por exemplo: baixo custo, facilidade de transporte, variedades de utilização em diversos segmentos e menos poluente do que outros combustíveis fósseis após a combustão. Do ponto de vista de poder energético, os hidrocarbonetos presentes no gás natural contribuem positivamente, em especial os mais pesados, devido a liberação de energia resultante da quebra das ligações dos hidrocarbonetos no processo de combustão. Em contrapartida, os inertes (nitrogênio e dióxido de carbono) não favorecem o aumento do poder energético do gás e quanto maior a quantidade destes componentes no gás, menor será a energia química disponível para o processo.

O Índice de Wobbe é um indicador da intercambialidade dos gases combustíveis. Ou seja, no que se refere a potência de um queimador, gases com o mesmo índice de Wobbe apresentam o mesmo desempenho energético. Essa propriedade é definida como o quociente do poder calorífico superior (em uma base volumétrica em condições de referência especificadas) e a raiz quadrada da densidade relativa (sob as mesmas condições de pressão e temperatura). Então o índice de Wobbe avalia a quantidade de energia (em base volumétrica) que é possível passar por um determinado orifício do queimador. Esta propriedade é muito importante para comparar o impacto no processo de combustão quando a composição do gás natural é alterada ou quando ocorre a mudança para outro combustível. Isto explica a necessidade de adequação nos bicos injetores dos fogões quando ocorre a mudança de GLP para GN em instalações residenciais, por exemplo. Existem fóruns no âmbito nacional que avaliam a necessidade de estabelecer limites mínimos e/ou máximos na composição dos hidrocarbonetos, uma vez que o impacto final destas variações pode ser monitorado através do acompanhamento de parâmetros como o próprio Índice de Wobbe.



O Índice de Wobbe ($kcal/m^3$) de uma mistura gasosa é calculado a partir de seu poder calorífico superior em base volumétrica.

$$WI = \frac{HV_v^*}{\sqrt{d}} \quad (7)$$

d é a densidade relativa do gás a 20 °C e 1 atm.

2.2.3 NÚMERO DE METANO

O número de metano indica a capacidade antidetonante do gás natural. O poder antidetonante é a capacidade do combustível resistir à câmara de combustão, sem detonar, submetido aos níveis de temperatura e pressão do motor. Com o objetivo de ter uma representação do poder antidetonante dos combustíveis gasosos, foi estabelecido o número de metano - NM que utiliza como referência o metano puro (NM=100). O número de metano é calculado a partir da composição do gás.

O número de metano (NM) é uma função do Número de Octano motor (MON):

$$NM = 1.445 \cdot (MON) - 103.42 \quad (8)$$

onde

$$MON = 137.78 \cdot z_1^o + 29.948 \cdot z_2^o - 18.1963 \cdot z_3^o - 167.062 \cdot z_4^o + 181.233 \cdot z_5^o + 26.994 \cdot z_6^o$$

$z_1^o, z_2^o, z_3^o, z_4^o, z_5^o, z_6^o$ são as frações molares de metano, etano, propano, butano, dióxido de carbono e nitrogênio, respectivamente.

2.2.4 PONTO DE ORVALHO DE ÁGUA E HIDROCARBONETO

O Ponto de Orvalho da água (*Water Dew Point*, WDP) é a temperatura na qual o gás deve ser resfriado para ficar saturado de água líquida. Esta propriedade é de extrema importância no processo de transporte e distribuição do GN visto que a água causa a formação de ácidos corrosivos, comprometendo a integridade física do gasoduto e, sob determinadas condições de pressão e temperatura, pode causar a obstrução do gasoduto devido à formação de hidratos. A Resolução ANP nº 16/2008 define como especificação o ponto de orvalho do GN de -39 °C na região norte e nordeste e -45 °C nas demais regiões, considerando em ambos os casos a pressão de 1 atm.



O Ponto de Orvalho de Hidrocarbonetos (*Hydrocarbon Dew Point*, HDP) é a temperatura na qual se inicia a condensação dos hidrocarbonetos, quando o gás natural é resfriado a uma pressão constante. Esta propriedade está associada à concentração de hidrocarbonetos pesados no GN. A presença de condensado na rede pode afetar sistemas de medição, danificar analisadores industriais, saturar elementos filtrantes nas estações de gás e até mesmo fazer com que o fornecimento seja interrompido.

No Brasil, o monitoramento do HDP não é necessário se as concentrações de propano, butano e mais pesados forem inferiores a 3,00 % *mol* e 1,50 % *mol*, respectivamente. Quando um dos limites for superado, é necessário analisar o gás natural por cromatografia estendida para obter a temperatura máxima na qual existem duas fases em equilíbrio, conhecida como ponto de temperatura cricondentherm (PTC). A máxima temperatura do envelope de fases é definida por meio de equações de estado.

A extensão do território brasileiro é a quinta maior do planeta, atrás somente da Rússia, Canadá, Estados Unidos e China. Este fato associado a outras questões geográficas influencia na grande diversidade climática do país, o que impõe ao órgão regulador a definição de parâmetros diferenciados para o ponto de orvalho de água e hidrocarboneto em cada região. Considere, por exemplo, que a temperatura máxima observada para o ponto de orvalho na curva líquido-vapor, numa composição específica de GN ao longo de um intervalo de pressão é de aproximadamente 12°C (PTC). Conforme a Resolução nº 16/2008, caso o PTC seja inferior ao HDP especificado em mais que 5°C, pode-se atribuir ao HDP o valor do PTC. Na região nordeste e norte do Brasil o HDP especificado é 15°C e nas demais regiões é 0°C. No caso exemplificado, como o valor de PTC encontrado foi 12°C, em nenhuma das regiões do Brasil seria possível atribuir ao HDP o valor do PTC. Assim, quando o PTC não atende aos limite máximo de 10°C, para as regiões nordeste e norte, e -5°C para as regiões sul e sudeste, o HDP deve ser determinado pelo método gravimétrico, conforme ISO 6570.

2.2.5 ENXOFRE TOTAL E H₂S

Os compostos sulfurosos são encontrados naturalmente no GN. Sulfeto de Hidrogênio e Sulfeto de Carbonila são os mais comuns. Além disso, são adicionados ao GN odorantes que são compostos à base de enxofre (tetrahidrotiofeno, tercbutilmercaptana etc). Na Resolução ANP nº 16/2008, o Enxofre Total é definido como o somatório dos compostos de enxofre presentes no gás natural.

A presença de enxofre no GN deve ser objeto de atenção no controle de qualidade de distribuição do energético, isto porque esses compostos acima do limite especificado, podem contribuir para a formação de ácidos corrosivos, formação de enxofre elementar e conseqüentemente obstrução de elementos filtrantes das estações e grelhas de válvulas de controle. A Resolução ANP nº 16/2008 define o limite máximo de 70,0 mg/m³ de Enxofre Total em todo território nacional e estabelece o limite de Sulfeto de Hidrogênio de 13,0 mg/m³ na região nordeste e de 10,0 mg/m³ nas demais regiões. Admite-se o limite máximo de 150 mg/m³



de Enxofre Total para o gás a ser introduzido no início da operação de redes novas ou em trechos que apresentem rápido decaimento do teor de odorante no início da retomada operacional após manutenção.

2.3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

No caso específico da distribuição de GN, alguns trabalhos sugerem que a qualidade deste combustível deve ser monitorada a jusante de cada injeção de novos fluxos e que os usuários associados a cada mistura sejam pré-definidos. Essas ações são importantes para estimar a qualidade final do gás e também para determinar o poder calorífico superior da mistura final que será utilizado para o faturamento de cada cliente (Chaczykowski e ZarodkieWicz, 2017; Guandalini et al., 2017).

Muitos trabalhos envolvendo redes de distribuição de gás natural se concentram na avaliação de critérios físicos associados à integridade do gasoduto, capacidade operacional, perdas de processos, aspectos hidráulicos/estruturais, como o efeito da demanda de consumo sobre a pressão da rede (Dyachenko, SA, et al., 2017; Herrán-González, A. et al., 2009; Woldeyohannes, AD, e Majid, MAA, 2011; Dell'Isola et al., 2020; Ficco et al., 2022). Também existem alguns trabalhos que estudam o decaimento (estabilidade) do odorante. Visto que o gás natural é inodoro, é adicionada ao mesmo uma substância química com poder odorífero para possibilitar a identificação em caso de vazamento. Existem vários *blends* que buscam alinhar poder odorífero e estabilidade (capacidade do odorante em não reagir com contaminantes da RDGN como umidade, óxido de ferro, etc.). Estas características são essenciais para um odorante de qualidade. No Brasil a responsabilidade da odoração do gás natural é da Distribuidora. A maioria das Concessionárias utilizam uma mistura 70%/30% de Tetrahidrotiofeno (THT) e Terbutilmercaptana (TBM), respectivamente. Os odorantes são compostos à base de enxofre e, portanto, sua adição deve respeitar o limite estabelecido pelo órgão regulador de 70,0 mg/m³. Além do risco de vazamento do gás natural, outro objeto de atenção é a confiabilidade operacional do processo e a prevenção de falhas em componentes (válvulas reguladoras e de segurança) dos gasodutos de gás natural. Trabalhos recentes relacionados a este problema utilizaram a modelagem baseada em lógica difusa (Nourian e Mousavi, 2019) e abordagem multidimensional (Viana et al., 2021) que avalia múltiplas perspectivas de risco e determina diferentes ações de mitigação. Para esta análise, cenários associados a um grupo de parâmetros foram definidos de acordo com requisitos operacionais e técnicos.

Outros trabalhos analisam o efeito da qualidade do gás no equilíbrio energético, especialmente quando a injeção de hidrogênio é usada (Ríos-Mercado e Borraz-Sánchez, 2015; Chaczykowski e ZarodkieWicz, 2017; Guandalini et al., 2017; Cheli et al., 2021). Um trabalho recente (Gaykema et al., 2021) analisa a substituição completa de GN por hidrogênio em redes de distribuição de GN. O hidrogênio verde vem se consolidando como um combustível alternativo à combustíveis fósseis contribuindo para o processo de descarbonização. Alguns trabalhos mostram avanços recentes e a viabilidade técnico-econômica na produção de biometano (Malode et al., 2021; Skorek-Osikowska et al., 2020). Produtos de base biológica, como o biometano, com



características semelhantes à GN, representam uma alternativa viável para a produção de energia mais limpa e mais barata integrada à rede de distribuição. O modelo desenvolvido neste trabalho também pode viabilizar a operação e logística da injeção de hidrogênio e biometano em uma RDGN. Neste caso, especial atenção deve ser dada ao Índice de Wobbe a qual é uma propriedade capaz de avaliar a intercambialidade dos combustíveis.

Modelos de otimização relacionados à cadeia de produção e consumo de gás natural se concentram na redução dos custos de fornecimento de energia em sistemas integrados às Redes de Distribuição de Gás Natural (RDGN) os quais envolvem outras fontes (por exemplo, energia eólica e solar). No entanto, esses trabalhos não estão especificamente associados à otimização de custos de uma rede de distribuição de gás natural por meio de ajustes na própria rede, os quais, por sua vez, deveriam considerar as características específicas de seus fornecedores. ZhaGN et al. (2020) propõem uma estratégia dinâmica de conversão e gestão de energia em um sistema integrado de eletricidade e gás natural que considera as metas de custo econômico e pico de deslocamento de carga. Ma et al. (2017) apresentam um modelo genérico de despacho ideal considerando os custos ambientais e operacionais da rede integrada (GNV e eletricidade). O modelo proposto pelos autores visa maximizar o consumo de energia renovável e minimizar o custo total da distribuição de energia. Conforme destacado por Sabo et al. (2011), trabalhos relacionados ao consumo de energia (gás ou eletricidade) apresentam modelos determinísticos e estocásticos para a previsão do consumo de gás natural. Um modelo de otimização para nominação (programação) do volume de GN é fundamental em especial no novo mercado de gás natural com diversos supridores, preços e condições contratuais distintos. Ao contrário de outros produtos que podem ser estocados e comercializados posteriormente em função da cotação e outros fatores, o GN é extraído e já direcionado para o mercado consumidor via GNL ou gasodutos. Assim, a programação de volume de GN por parte dos consumidores e distribuidores é essencial para o balanceamento da RDGN, ou seja, garantir que o volume de gás natural retirado da rede para consumo dos clientes seja equivalente ao volume injetado pelos supridores. Diversos fatores tornam a nominação do volume de GN um desafio para os operadores (paradas emergenciais de grandes clientes, alteração no consumo devido a feriados e finais de semana, condições climáticas, preço do GN e outros energéticos concorrentes etc). Deste modo, modelos determinísticos e estocásticos são ferramentas importantes para garantir a maior exatidão entre o volume programado e o retirado, reduzindo assim custos com penalidades de programação previstas em contratos.



CAPÍTULO 3

METODOLOGIA

O modelo proposto neste trabalho considera os seguintes pressupostos que estão consistentes com a realidade operacional dos estudos de caso e com outros trabalhos similares (Osiadacz A, e Chaczykowski M., 2001; Elaoud, S., Hafsi, Z., e Hadj-taieb, L., 2017).

- Sistema isotérmico que implica que o modelo é essencialmente baseado em equilíbrios de massa (ou molar).
- Ausência de reação química.
- Mistura perfeita no *header pipe* de tal forma que a composição do *header pipe* seja igual à composição de seu fluxo de saída.
- Volume constante da mistura no *header pipe*.
- A densidade de cada corrente de GN depende de sua respectiva composição.
- A dinâmica de mistura em qualquer ponto (sem *header pipe*) é praticamente instantânea (hipótese quase estável). Apenas em misturas realizadas dentro de um volume significativo (por exemplo, *header pipe*) o comportamento transitório é assumido.
- Condições ideais de gás. O fator de compressão calculado através da equação Van der Waals foi adotado como critério para avaliar a condição ideal de gás em cada seção da rede, incluindo o *header pipe*. A menor compressão, estimada a partir de medição de composição, pressão e temperatura, foi de aproximadamente 0,91, o que justifica a adoção do comportamento ideal do gás.

3.1 O MODELO DE MISTURA

A Figura 8 ilustra uma RDGN composta de diversos supridores distribuídos ao longo da malha que injetam GN com composições e vazões distintas. Conforme mostra a Figura 8 essas injeções podem acontecer nos *header pipes*, dentro das Estações de Transferência de Custódia, ou podem ser injetadas direto no gasoduto. A combinação de origens distintas de GN resulta em uma mistura final com uma composição específica à jusante a qual, portanto, deve ser analisada/monitorada por cromatógrafos.

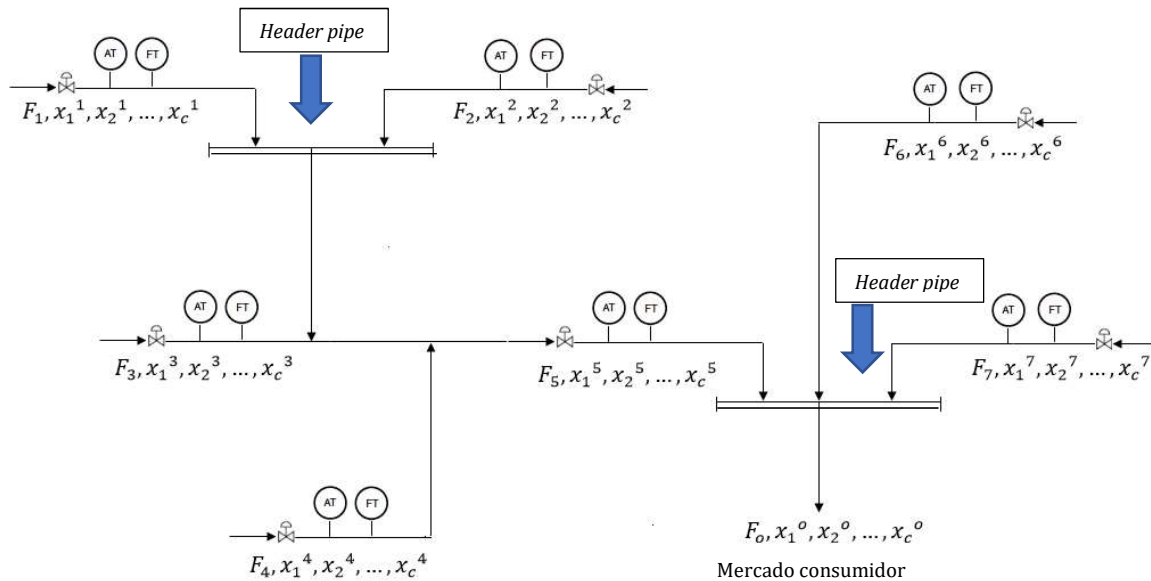


Figura 8 – Fluxograma de um processo de distribuição de gás natural (FT – Transmissor de Vazão; AT – Transmissor de Análise).

Considerando n correntes de entrada em um *header pipe*, cada um com C componentes e uma corrente de saída, temos o seguinte balanço molar por componente:

$$\frac{dN_i}{dt} = \left(\sum_{j=1}^n x_i^j \cdot F_j \right) - x_i^o \cdot F_o \quad i = 1, \dots, c - 1 \quad (9)$$

x_i^j é a fração molar (%mol/mol) do componente i na corrente de entrada j , F_j é a vazão molar total (mol/h) da corrente j , N_i é o número de moles do componente i dentro do *header pipe*, x_i^o é a fração molar do componente i na corrente de saída (igual à fração do componente no *header pipe*) e F_o é a vazão molar da corrente de saída.

O balanço molar global é dado por:

$$\frac{dN_T}{dt} = \sum_{j=1}^n F_j - F_o \quad (10)$$

N_T é o número total de moles dentro do *header pipe*. A densidade (kg/m^3) e a massa molecular médio da mistura gasosa (g/mol) dependem da composição no *header pipe* ($x_1^o, x_2^o, \dots, x_c^o$)



Das equações (9) e (10) tem-se:

$$\frac{d(N_t \cdot x_i^o)}{dt} = N_t \cdot \frac{dx_i^o}{dt} + x_i^o \cdot \frac{dN_t}{dt} = \left(\sum_{j=1}^n x_i^j \cdot F_j \right) - x_i^o \cdot F_o \quad (11)$$

A equação (12) fornece a composição da mistura no *header pipe* (e na corrente de saída) em cada instante de tempo:

$$\frac{dx_i^o}{dt} = \frac{\left(\sum_{j=1}^n x_i^j \cdot F_j \right) - x_i^o \cdot \sum_{j=1}^n F_j}{N_t} \quad (12)$$

O número total de moles é obtido a partir da massa molecular médio da mistura (PM), do volume do *header pipe* (V , constante e especificado) e da densidade da mistura (ρ).

$$N_t = \frac{M_t}{PM} = \frac{\rho \cdot V}{PM} \quad (13)$$

Assumindo-se condições isotérmicas e isobáricas no *header pipe*, é razoável considerar o número total de moles da mistura gasosa constante (conforme equação do gás ideal), o que implica na igualdade entre a soma das vazões molares de entrada e a vazão molar de saída ($F_o = \sum_{j=1}^n F_j$, eq. 10). Por sua vez, a massa total da mistura gasosa irá variar na medida em que a massa molecular será determinada pela composição da mistura.

Como ilustrado na Figura 8, uma RDGN típica compreende pontos de mistura e suprimentos de diferentes posições a montante do *header pipe*. Isso implica na existência de diferentes atrasos de transporte (t_m , medidos em s) que devem ser considerados em um problema dinâmico tanto para otimização quanto para fins de controle. O atraso no transporte é dado por:

$$t_m = \frac{V_T}{F_v} \quad (14)$$

Onde V_T é o volume (m^3) associado com o comprimento do gasoduto (da fonte de suprimento até o ponto da mistura) e F_v é a taxa de vazão volumétrica (m^3/h) da corrente de gás na tubulação. A vazão volumétrica pode ser obtida diretamente da vazão molar ou mássica usando a massa molecular médio e a densidade da mistura de gás. Por sua vez, se considerarmos uma condição de gás ideal, a densidade da mistura pode ser obtida a partir da massa molecular médio usando a respectiva equação de estado.

3.2 O MODELO DE OTIMIZAÇÃO

Uma RDGN com n_s fornecedores deve levar em conta a existência de fornecedores com correntes GN com especificação garantida (custo mais alto) e fornecedores de baixo custo que podem contemplar correntes de GN fora de especificação. Nesse cenário, periodicamente um modelo de otimização deve definir as vazões de todos os fornecedores com base nas últimas



medições de suas respectivas composições. Por sua vez, as vazões a serem aplicadas devem garantir a especificação do produto final (*header pipe*) e minimizar o custo total de fornecimento da RDGN.

O modelo genérico de otimização compreende as equações 15 a 21.

- Minimização do custo total da oferta:

$$\min_{F_i(t)(i=1,\dots,n_s)} CT = \int_0^T (\sum_{i=1}^{n_s} C_i \cdot F_i(t)) \cdot dt \quad (15)$$

sujeito a

- O modelo:

$$x_i^o(t) = f(F_i(t), x_i^j) \quad i = 1, \dots, c ; \quad j = 1, \dots, n_s \quad (16)$$

- Limites de parâmetros de qualidade, vazão de fornecedores e composição final da corrente de GN:

$$LQ \leq PQ(t) \leq UQ \quad (17)$$

$$LF_i \leq F_i(t) \leq UF_i \quad i = 1, \dots, n_s \quad (18)$$

$$Lx_i \leq x_i^o(t) \leq Ux_i \quad i = 1, \dots, c \quad (19)$$

- Demanda do mercado consumidor

$$\sum_{i=1}^c F_i(t) = Q_0(t) \quad (20)$$

$$\sum_{i=1}^c x_i^o(t) = 1 \quad (21)$$

CT é o custo de fornecimento da rede de distribuição ao longo de um período de tempo T , com base nas vazões e custos de cada fornecedor (C_i , $i = 1, \dots, n_s$). A restrição de igualdade 16 refere-se ao modelo genérico da RDGN que deve contemplar mistura em um ou mais *header pipes* (Eq. 12), pontos de mistura à montante do header pipe e outros pontos de mistura ao longo da rede. A restrição 20 refere-se aos limites de especificação impostos a cada um dos parâmetros de qualidade, ou seja, Poder Calorífico ($kcal/m^3$), Índice de Wobbe ($kcal/m^3$) e Número de Metano. As restrições 18 e 19 referem-se aos limites operacionais de vazão de cada fornecedor e limites de composição do produto final (Tabela 1). A restrição 20 refere-se ao cumprimento de uma certa demanda (Q_0) de GN para o mercado consumidor que, por sua vez, é variável no tempo. O custo de cada fornecedor (C_i , $U\$/m^3$) não segue uma regra pré-definida e é estabelecido através de práticas comerciais. Os limites máximos e mínimos de fluxo de fornecimento são estabelecidos com base nos requisitos operacionais e/ou contratuais. A Figura 9 apresenta o processo/ algoritmo de otimização. Como mostrado pelo modelo de otimização proposto, o

modelo dinâmico do processo (eq. 16) é usado de forma integrada com o algoritmo de otimização, como uma restrição de igualdade não linear. Em cada intervalo de tempo, o otimizador determina os melhores fluxos de fornecedor através de sucessivas iterações. Por sua vez, a cada iteração, o modelo de processo é simulado para prever as composições das misturas finais e as respectivas especificações. As iterações continuam até que seja atingido um mínimo local para o custo total da oferta, sendo atendidas as restrições (Tabela 1).

O problema/modelo de otimização descrito nas equações 15 a 21 compreende n_s variáveis de decisão contínuas (vazões dos fornecedores) e o modelo do processo compreende c variáveis de estado que constituem as frações molares de cada componente nas misturadas obtidas em cada *header pipe*.

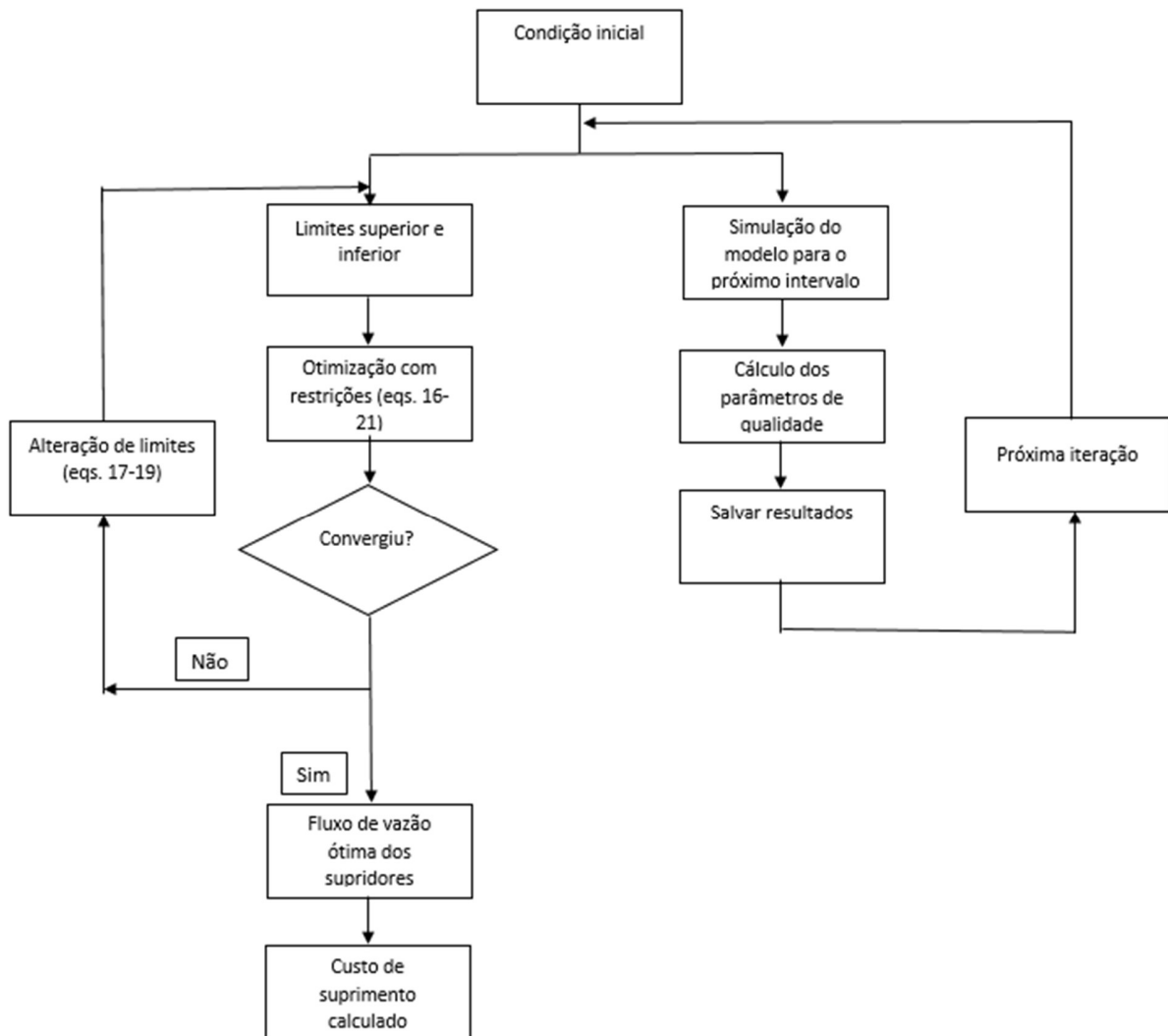


Figura 9 – Fluxograma do algoritmo de simulação e otimização

3.3 PRECIFICAÇÃO DOS SUPRIDORES

Neste trabalho, o custo de fornecimento foi considerado a partir do modelo econômico do energético. As etapas de exploração (Upstream), transporte (Midstream) e distribuição (Downstream) que compõem a comercialização do gás natural compreendem os recursos de Despesas de Capital e Despesas Operacionais, as quais afetam o preço de venda para o consumo final. O preço final do combustível também é influenciado pelas margens dos comerciantes, impostos governamentais e pela relação oferta-demanda. Existem diferentes métodos usados para precificar o gás natural, mas os fornecedores de GN geralmente combinam um preço base e uma cláusula de indexação. Os contratos de longo prazo utilizam os índices de preços do gás para determinar o planejamento de preços durante um período estabelecido e geralmente apresentam preços mais competitivos do que contratos de médio e curto prazo. A figura 10 mostra que o valor da molécula, que inclui todas as atividades necessárias para que o tratamento e processamento do gás natural, é o componente com maior contribuição no preço final. No entanto, como também pode ser observado na Figura 10, existem outros fatores que contribuem para o preço final do gás natural, o que justifica a discrepância do preço da molécula na saída da UPGN e do preço comercializado para o consumidor final. De acordo com a figura 10, o preço do gás natural no Brasil é composto por 4 parcelas: (1) preço da molécula; (2) tarifa de transporte; (3) margem de distribuição; e (4) impostos, tributos, contribuições e outras obrigações.

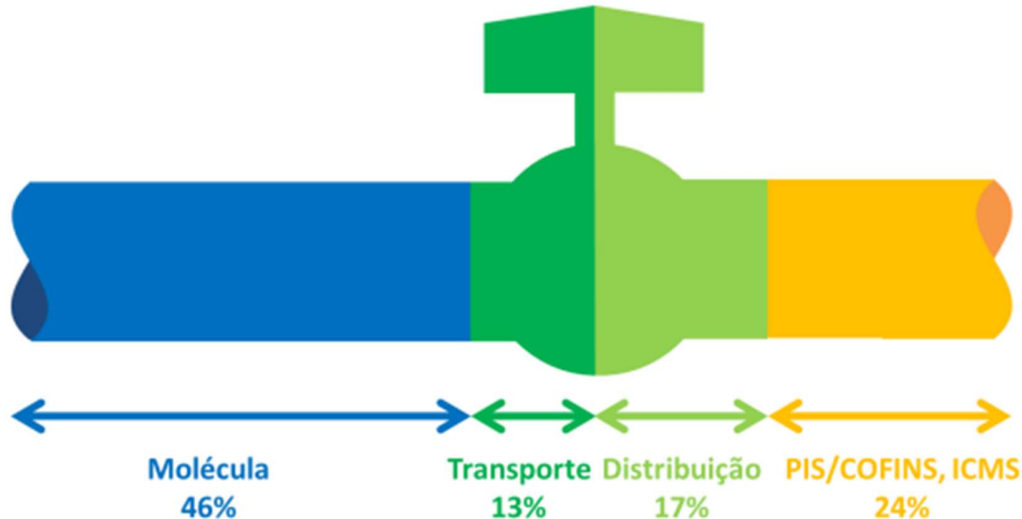


Figura 10 - Composição média do preço do GN ao consumidor final (Fonte EPE)

Com a abertura do mercado de gás natural no Brasil e conseqüentemente a competitividade dos supridores, o Distribuidor tem a possibilidade de comercializar molécula de gás natural com preços mais baixos. Vários fatores influenciam no preço comercializado, como por exemplo, o tipo de campo de extração. As características dos poços determinarão a complexidade do projeto e o investimento necessário para tratamento e processamento do gás natural extraído. Outro fator



importante é a origem da molécula, mercado nacional ou mercado externo, gasoduto ou GNL. Geralmente o preço da molécula está associado a índices que refletem o cenário internacional. Outro custo considerável refere-se à movimentação do gás natural e geralmente é composto por duas parcelas: Transporte e Distribuição. No Brasil a Transportadora é regulada pela agência nacional, enquanto a Distribuidora é regulada pela agência estadual. Neste trabalho foi usado como referência os preços praticados no mercado de gás natural no estado da Bahia que é referência nacional por conta do portfólio diversificado de fornecedores.

3.4 MEDIÇÕES DE VARIÁVEIS NA RDGN

Para a modelagem e simulação da rede de distribuição foi necessário coletar dados operacionais da rede tais como pressão, temperatura, composição e vazão de cada corrente à montante e a jusante do *header pipe* (tubo coletor) de mistura. No caso de se considerar a dinâmica da mistura devido à capacitância do *header pipe*, as dimensões geométricas deste último foram coletadas e foram definidas as condições iniciais da composição. As perturbações no sistema estão associadas a variações nas composições e nas vazões das correntes dos fornecedores, sendo estes, portanto, dados de entrada para a simulação do modelo a cada intervalo de tempo. Por sua vez, a corrente de um determinado supridor pode se misturar com correntes de outros fornecedores diretamente no gasoduto ou em *header pipes* intermediários, a montante do *header pipe* final.

3.4.1 VAZÃO

A vazão mássica de uma corrente de gás é medida de forma indireta através da queda de pressão (pressão diferencial) da corrente de gás em uma placa de orifício (elemento primário de medição):

$$Fm = C\varepsilon \frac{1}{\sqrt{1-\beta^4}} \pi \frac{d^2}{4} \sqrt{2\rho\Delta P} \quad (22)$$

C é o coeficiente de descarga, ε é o fator de expansão (ambos calculados a partir de informações de pressão, diâmetro e composição da corrente), β é a relação entre o diâmetro do orifício e o diâmetro do tubo, d é o diâmetro (m) do orifício nas condições de operação, ρ é a densidade (kg/m^3) do gás nas condições de operação e ΔP é a diferença de pressão (Pa) medida nas tomadas de pressão do elemento primário.

A vazão de gás é comumente expressa em base volumétrica Fv (m^3/h):

$$Fv = \frac{Fm}{\rho r} \quad (23)$$

Onde Fm é a vazão mássica (kg/h) e ρr é a densidade de referência do gás (kg/m^3). A vazão volumétrica é definida como o volume do gás que passa por um elemento primário por unidade de tempo, considerando o gás nas condições de referência ($T=20^\circ\text{C}$ e $P=101\,235$ Pa). As condições de referência podem variar a depender da região.

Na modelagem e simulação optamos por utilizar a vazão em base molar F , visto que o cromatógrafo apresenta a composição do gás natural em % molar.

$$F = \frac{F_m}{MM} \cdot 1000 \quad (24)$$

F é a vazão molar (mol/h), F_m é a vazão mássica (kg/h), e MM é a massa molecular (g/mol) da mistura gasosa.

Esses cálculos são realizados por computadores de vazão, que são equipamentos capazes de converter a vazão mássica ou molar em vazão volumétrica, após processar em tempo real dados de pressão e temperatura de operação e corrigir o volume volumétrico medido nas condições de operação para as condições de referência (20°C e 1 atm), haja visto que é a condição contratual.

3.4.2 COMPOSIÇÃO

Neste trabalho foram utilizadas medições de cromatógrafos de gás natural para a determinação da composição molar dos hidrocarbonetos e inertes, cromatógrafos de sulfurosos para determinação do enxofre total e sulfeto de hidrogênio e analisadores de umidade a LASER e óxido de alumínio.

- Caracterização do gás natural

As frações molares (%mol/mol) dos componentes do gás natural (C1 – C6, N2 e CO2) foram determinadas nas Estações de Transferência de Custódia. Com base nesta composição foram calculadas as propriedades físico-químicas (Poder Calorífico Superior, Índice de Wobbe, Número de Metano), com limites estabelecidos pela Resolução ANP nº 16, de 17.06.2008. Foram utilizados cromatógrafos de gás natural com princípio de detecção do tipo DCT - Detector Condutividade Térmica (Figura 11).



Figura 11 – Cromatógrafo de GN com detector de condutividade térmica (TCD)

- Determinação de umidade

Foram realizadas medições nas Estações de Transferência de Custódia com analisadores portáteis de umidade para a determinação da concentração de água no gás natural e da temperatura de Ponto de Orvalho. Os analisadores utilizados são baseados no princípio de detecção tipo TDL - Laser, e capacitivo - óxido de alumínio (Figura 12).



Figura 12 – Analisadores de umidade – Espectrômetro e capacitivo

- Determinação de compostos sulfurosos - Ácido sulfídrico (H_2S), odorantes (THT e TBM)

Foram realizadas medições nas Estações de Transferência de Custódia com cromatógrafos de enxofre para a determinação do enxofre total e sulfeto de hidrogênio no gás natural. Foram adotados equipamentos com princípio de detecção DE - eletroquímico e FID - ionização de chama (Figura 13).



Figura 13 – Cromatógrafos de enxofre eletroquímico (DE) e ionização de chama (FID)

3.5 VALIDAÇÃO DO MODELO

Para a validação do modelo foi considerado uma mistura no *header pipe* de duas correntes especificadas com composições distintas. As Tabelas 4 e 5 apresentam as vazões molares e composição molar em cada instante de tempo de cada um dos supridores. Este cenário compreende um sistema isotérmico, isobárico em regime transiente, e sem a ocorrência de tempo morto (atraso de transporte) associado às correntes de entrada.

Conforme ilustrado na Figura 14 o *header pipe* utilizado na validação do modelo possui 26,4 m de comprimento e 16" de diâmetro, o que equivale a um volume hidráulico de 3,42 m³. Dados de composição do gás natural no *header pipe* foram medidos em campo durante um período de 24 horas a partir da tomada de amostragem instalada à jusante da mistura. Apenas a composição da mistura no instante inicial foi utilizada como condição inicial para simulação do modelo. Nos intervalos de tempo seguintes, a condição inicial para a simulação do modelo foi obtida a partir do resultado final de composição predito para o intervalo imediatamente anterior. O fator de compressibilidade calculado através da equação de Van Der Waals e com base na composição inicial foi de 0,94, o que justifica a hipótese do comportamento próximo do gás ideal. O processo de mistura envolveu ainda outras condições operacionais:

- Temperatura de tubulação e pressões iguais a 26,5 °C e 25,0 kgf/cm², respectivamente;
- Metano, etano e nitrogênio foram considerados os principais componentes para a avaliação de mudanças na composição e no poder calorífico superior (parâmetro principal);
- A composição e vazão de entrada foram obtidos a partir das médias horárias das respectivas medições;

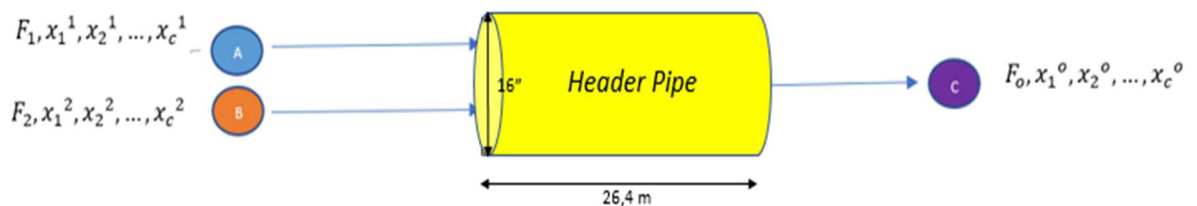


Figura 14 – Esquema do modelo experimental utilizado na validação



Tabela 4 – Vazão e composição – Fornecedor 1

Tempo (h)	Vazão (mol/h)	Composição Molar Fornecedor 1 (%mol)										
		N2	CO2	C1	C2	C3	IC4	NC4	NEOC5	IC5	NC5	C6+
0:00	816095	4,00	0,64	88,52	5,66	0,68	0,12	0,16	0,00	0,05	0,06	0,10
1:00	850974	3,94	0,65	88,49	5,72	0,70	0,12	0,16	0,00	0,05	0,06	0,10
2:00	707147	3,84	0,66	88,57	5,70	0,72	0,12	0,17	0,00	0,05	0,06	0,10
3:00	634393	3,86	0,65	88,80	5,49	0,70	0,11	0,16	0,00	0,05	0,06	0,10
4:00	682572	4,47	0,58	88,58	5,16	0,69	0,12	0,17	0,00	0,06	0,06	0,10
5:00	677371	4,22	0,60	88,68	5,27	0,72	0,12	0,17	0,00	0,05	0,06	0,10
6:00	620125	4,76	0,53	88,75	4,67	0,73	0,13	0,18	0,00	0,06	0,07	0,11
7:00	460932	4,56	0,55	88,72	4,87	0,73	0,13	0,18	0,00	0,06	0,07	0,13
8:00	192428	4,43	0,57	88,76	5,02	0,70	0,12	0,17	0,00	0,06	0,06	0,11
9:00	32999	4,18	0,57	88,77	5,23	0,73	0,12	0,17	0,00	0,06	0,06	0,11
10:00	52915	4,14	0,58	88,66	5,36	0,73	0,12	0,17	0,00	0,06	0,06	0,11
11:00	102408	3,79	0,63	88,42	5,95	0,73	0,11	0,15	0,00	0,05	0,06	0,11
12:00	206223	3,82	0,63	88,54	5,82	0,72	0,11	0,15	0,00	0,05	0,06	0,10
13:00	220060	5,00	0,49	88,65	4,53	0,72	0,14	0,19	0,00	0,07	0,08	0,12
14:00	200067	4,02	0,60	88,58	5,61	0,69	0,11	0,16	0,00	0,05	0,06	0,11
15:00	209936	4,34	0,56	88,55	5,30	0,72	0,12	0,17	0,00	0,06	0,07	0,12
16:00	263124	3,96	0,62	88,43	5,91	0,63	0,10	0,14	0,00	0,05	0,06	0,10
17:00	273044	4,21	0,58	88,55	5,50	0,67	0,11	0,15	0,00	0,05	0,06	0,11
18:00	352868	4,14	0,58	88,66	5,42	0,71	0,11	0,16	0,00	0,05	0,06	0,10
19:00	318363	4,01	0,59	88,77	5,42	0,73	0,11	0,16	0,00	0,05	0,06	0,10
20:00	291359	4,21	0,60	88,70	5,28	0,71	0,12	0,16	0,00	0,06	0,06	0,11
21:00	301542	3,80	0,64	88,66	5,76	0,68	0,10	0,14	0,00	0,05	0,05	0,10
22:00	323407	3,65	0,66	88,58	6,11	0,59	0,09	0,12	0,00	0,04	0,05	0,10
23:00	312758	4,65	0,54	88,74	4,89	0,65	0,12	0,17	0,00	0,06	0,07	0,11



Tabela 5 – Vazão e composição – Fornecedor 2

Tempo (h)	Vazão (mol/h)	Composição Molar Fornecedor 2 (%mol)										
		N2	CO2	C1	C2	C3	IC4	NC4	NEOC5	IC5	NC5	C6+
0:00	536937	1,04	0,18	85,78	8,39	3,00	0,48	0,73	0,01	0,15	0,15	0,08
1:00	539302	1,04	0,18	85,78	8,39	3,00	0,48	0,73	0,01	0,15	0,15	0,08
2:00	543796	1,04	0,18	85,78	8,39	3,00	0,48	0,73	0,01	0,15	0,15	0,08
3:00	544695	1,04	0,18	85,78	8,39	3,00	0,48	0,73	0,01	0,15	0,15	0,08
4:00	542571	1,04	0,18	85,78	8,39	3,01	0,48	0,73	0,01	0,15	0,15	0,08
5:00	533446	1,04	0,18	85,78	8,39	3,00	0,48	0,73	0,01	0,15	0,15	0,08
6:00	529253	1,04	0,18	85,78	8,39	3,01	0,48	0,73	0,01	0,15	0,15	0,08
7:00	526512	1,04	0,18	85,95	8,37	2,96	0,46	0,69	0,00	0,14	0,14	0,07
8:00	525303	1,04	0,18	86,02	8,37	2,94	0,45	0,67	0,00	0,13	0,13	0,06
9:00	528365	1,04	0,18	86,02	8,37	2,94	0,45	0,67	0,00	0,13	0,13	0,06
10:00	533685	1,04	0,18	86,01	8,37	2,95	0,46	0,67	0,00	0,13	0,13	0,06
11:00	536200	1,04	0,18	86,02	8,37	2,94	0,46	0,67	0,00	0,13	0,12	0,06
12:00	543650	1,04	0,18	86,00	8,37	2,95	0,46	0,68	0,00	0,13	0,13	0,06
13:00	542583	1,04	0,18	85,85	8,40	3,00	0,47	0,71	0,00	0,14	0,14	0,07
14:00	545209	1,04	0,18	85,83	8,39	3,00	0,48	0,72	0,01	0,14	0,14	0,07
15:00	546361	1,04	0,18	85,84	8,39	2,99	0,48	0,71	0,00	0,14	0,14	0,07
16:00	543796	1,04	0,18	85,83	8,39	3,00	0,48	0,72	0,01	0,14	0,14	0,07
17:00	542408	1,04	0,18	85,82	8,39	3,00	0,48	0,72	0,01	0,14	0,14	0,07
18:00	540857	1,04	0,18	85,85	8,39	2,99	0,48	0,72	0,01	0,14	0,14	0,07
19:00	537100	1,04	0,18	85,87	8,38	2,98	0,47	0,71	0,00	0,14	0,14	0,07
20:00	537835	1,04	0,18	85,84	8,39	2,99	0,48	0,72	0,01	0,14	0,15	0,07
21:00	537998	1,04	0,18	85,78	8,39	3,01	0,48	0,73	0,01	0,15	0,15	0,08
22:00	533346	1,04	0,18	85,78	8,39	3,01	0,48	0,73	0,01	0,15	0,15	0,08
23:00	532527	1,04	0,18	85,79	8,39	3,00	0,48	0,73	0,01	0,15	0,15	0,08

O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos de baixa densidade e outros componentes, sendo necessário determinar os principais componentes que devem ser analisados de modo a conseguir identificar claramente alteração na origem do gás em função da mudança de composição. O metano, etano e nitrogênio foram os componentes de referência considerados

para a avaliação qualitativa que indica alteração na composição e consequentemente no poder energético do gás (HV). Na Figura 15 verifica-se alterações significativas na composição molar do etano e do nitrogênio do Fornecedor 1 (acompanhadas de alterações no poder energético), enquanto as composições permaneceram constantes no Fornecedor 2. A Figura 16 apresenta o comportamento das vazões dos respectivos fornecedores ao longo do período analisado.

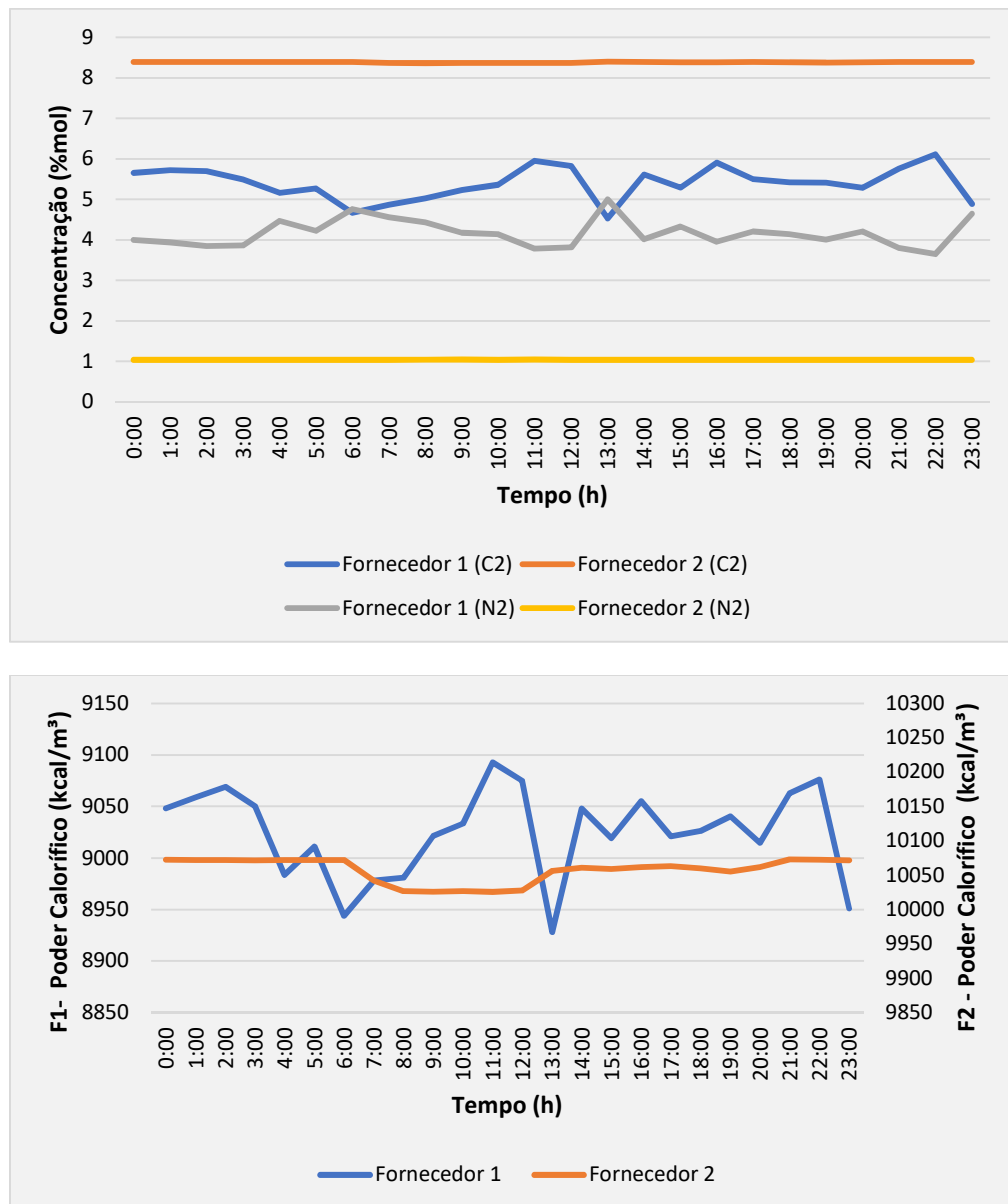


Figura 15 – Composição e poder Calorífico Superior da corrente de GN dos fornecedores 1 e 2 no período de 24h

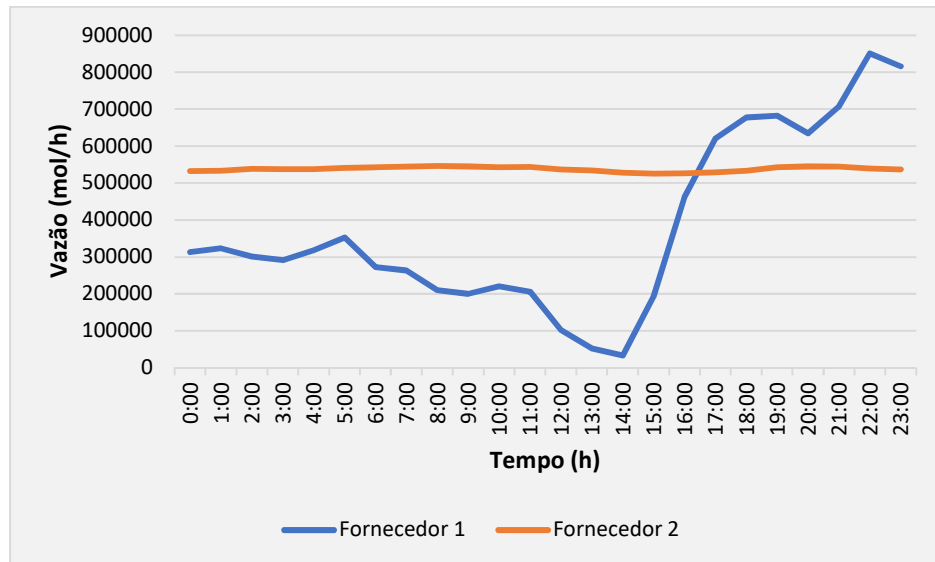


Figura 16 – Vazão dos Fornecedores 1 e 2 no período de 24 h

Os resultados de simulação do modelo foram comparados com as medidas obtidas por meio de um cromatógrafo em linha. A Figura 17 apresenta as composições (medida e simulada) de metano, etano, nitrogênio e o poder calorífico da mistura final, este último calculado a partir da composição do gás (medida e predita pelo modelo).

O Poder calorífico superior (HV) é importante para a avaliação energética do gás e a definição do faturamento para o cliente. A Figura 18 apresenta o erro percentual de estimativa do HV (erro de modelagem) a cada hora. Para o mesmo período de 24 horas, a média entre os erros percentuais absolutos foi de 0.84% (erro percentual absoluto máximo de 1.89%). Buscamos avaliar o impacto deste desvio tomando-se como referência a incerteza associada à medição de composição da mistura gasosa. Neste sentido, a partir de uma composição de referência (composição do gás padrão conforme certificado de ensaio do fabricante), foram geradas aleatoriamente 100 novas composições, respeitando-se os limites de incerteza de medição para cada componente (Apêndice 1). Por sua vez, foi obtido o erro percentual entre o HV calculado para cada composição aleatória e o HV associado à composição de referência (Figura 19). O erro percentual absoluto médio foi de 0.79% e o erro percentual absoluto máximo foi de 2.70%. Desta forma, é razoável admitir que os erros de modelagem associados à estimativa do HV estão consistentes com o intervalo de incerteza relacionado à medição da mistura gasosa.

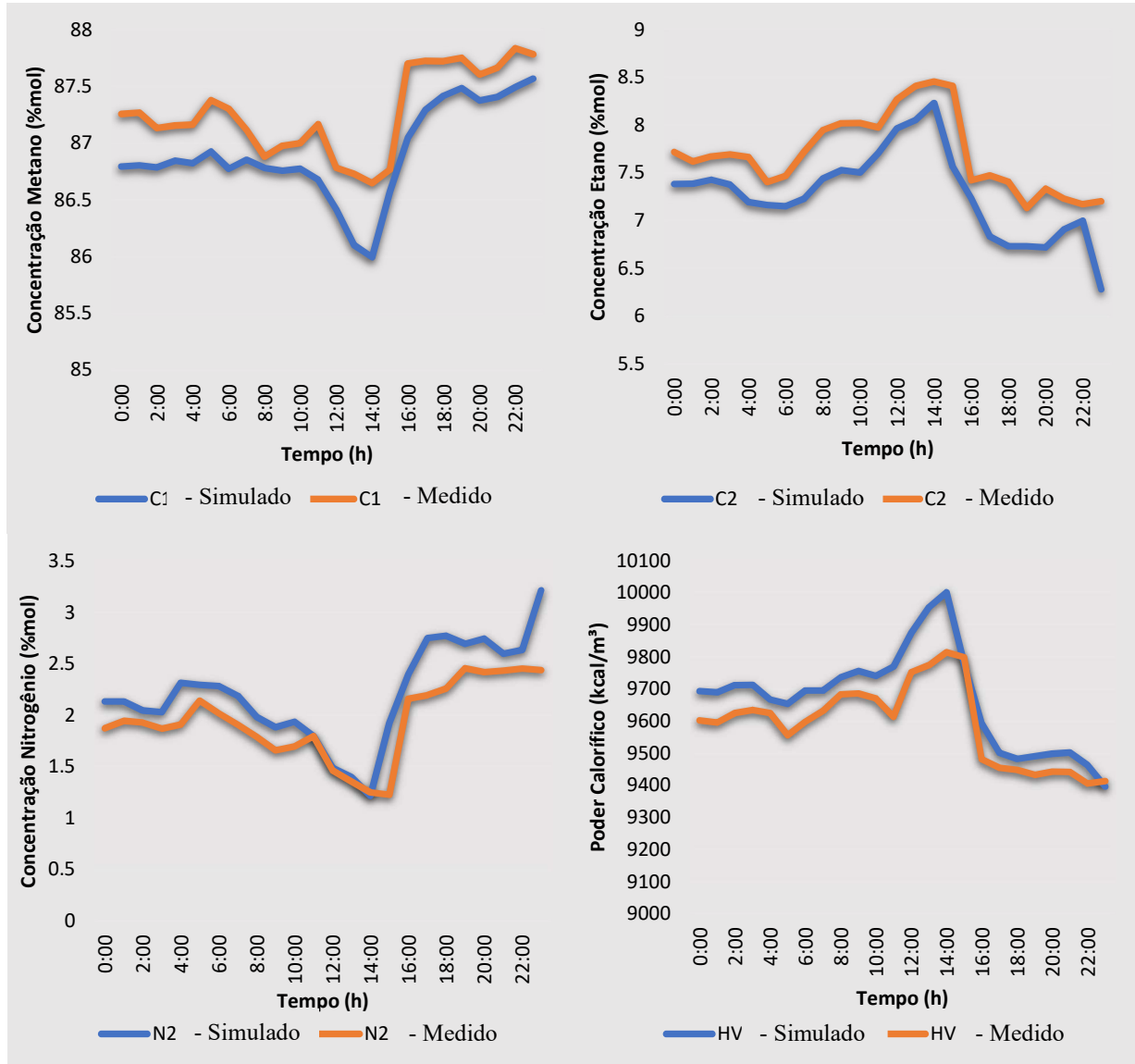


Figura 17 – Validação do modelo

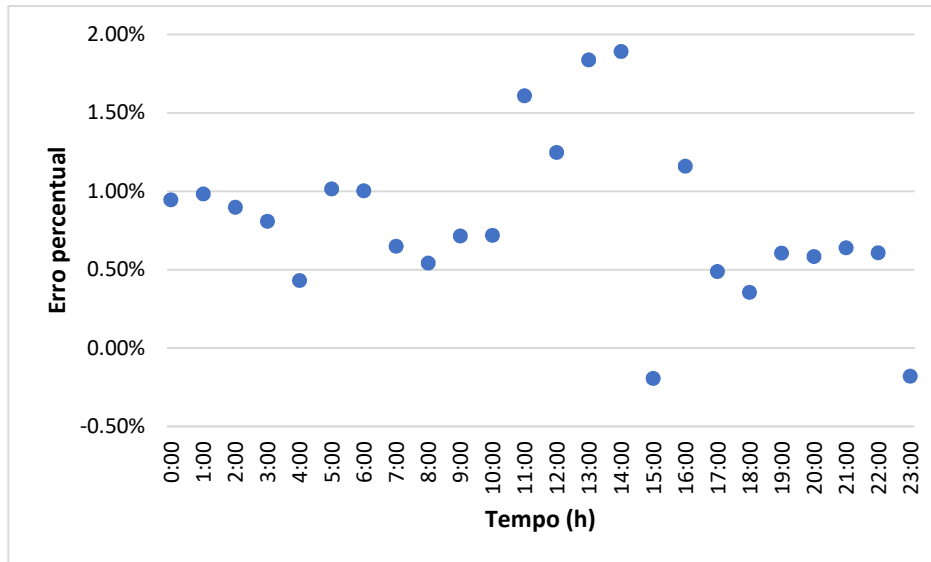


Figura 18 – Erro percentual de estimativa do Poder Calorífico no período de 24h

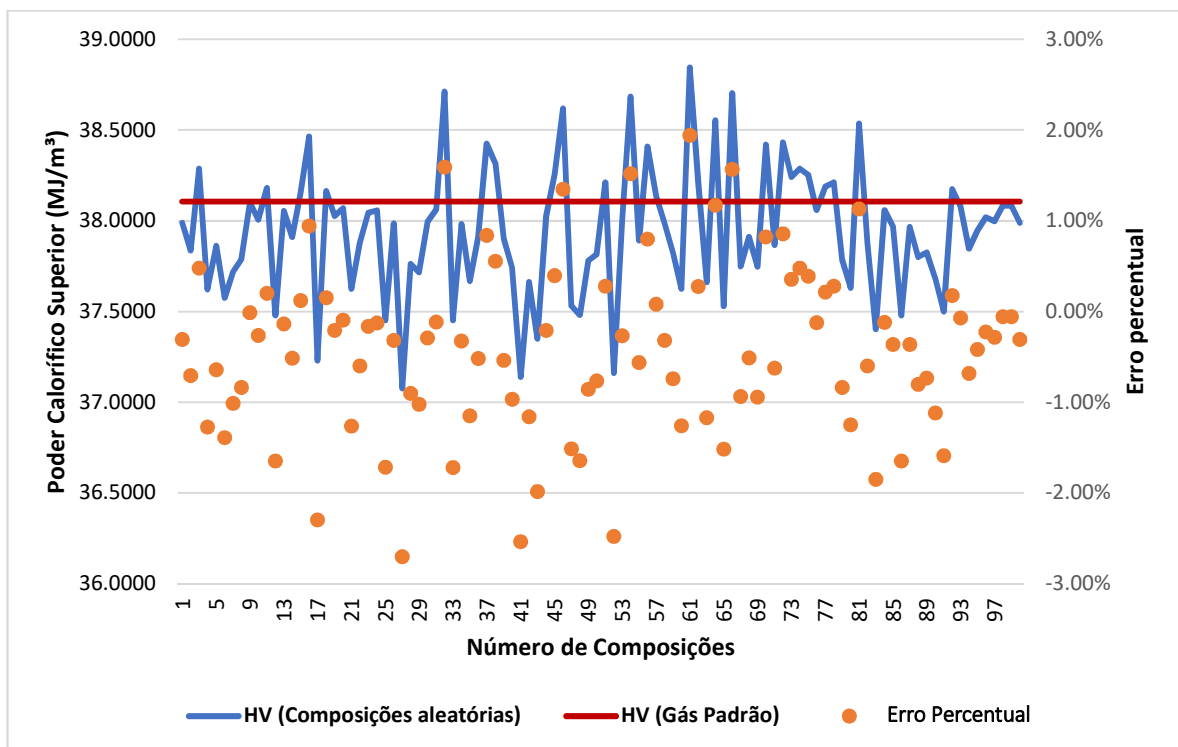


Figura 19 – Variação do Poder Calorífico Superior com composições aleatórias dentro do intervalo de incerteza de medição dos componentes



CAPÍTULO 4

RESULTADOS E DISCUSSÃO

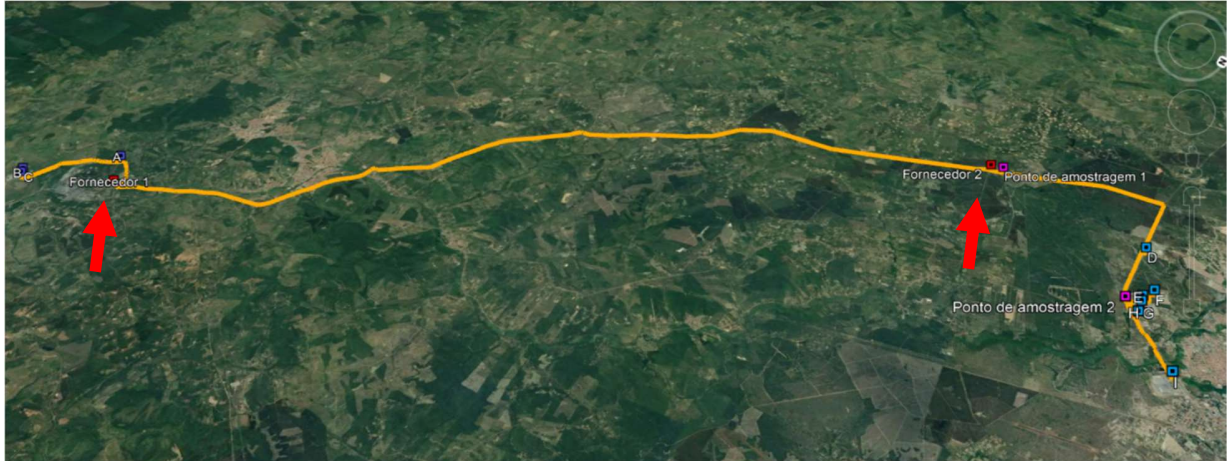
Os dados e informações considerados nos estudos de caso analisados foram baseados no histórico operacional da Companhia de Gás da Bahia (BahiaGás, Bahia, Brasil). A BahiaGás é uma empresa responsável pela distribuição de gás natural em todo o Estado da Bahia e pioneira no Brasil na distribuição de GN com a participação de diversos fornecedores.

O problema de otimização proposto, juntamente com o modelo, foi resolvido considerando dois cenários diferentes: i) mistura com dois fornecedores e um deles com um fluxo de gás não especificado; ii) vários fornecedores em diferentes pontos da rede de distribuição, alguns deles com fluxo especificado e outros não especificados.

Todos os estudos de casos compreenderam um período total (T , eq. 15) igual a 24 horas com uma solução ótima (vazões dos supridores) a cada hora. Os resultados obtidos por meio da otimização foram comparados com dados históricos (fluxos e composições de cada fornecedor) em um dia normal de operação. A composição molar média no intervalo de uma hora foi estimada a partir dos resultados do cromatógrafo obtidos a cada intervalo de 5 minutos.

4. 1 ESTUDO DE CASO 1 - OTIMIZAÇÃO COM UMA CORRENTE DE ENTRADA NÃO ESPECIFICADA

A possibilidade de fornecimento de fluxos de gás não especificados para a rede de distribuição deve ser considerada no cenário atual do mercado de gás. Isso significa que a empresa responsável pelo recebimento e distribuição de GN deve ter um sistema de monitoramento e controle capaz de identificar este tipo de anomalia de modo a evitar o fornecimento de produto não especificado ao consumidor final. O sistema deve, preferencialmente, selecionar uma ação de controle ideal entre as alternativas viáveis que podem minimizar o custo total de distribuição.



REPRESENTAÇÃO DO SISTEMA

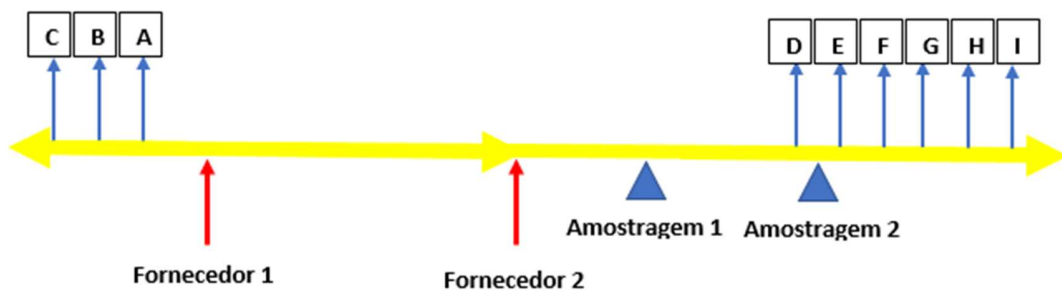


Figura 20 – Rede de Distribuição de Gás Natural do estudo de caso 1



A Figura 20 (a) mostra a diretriz da rede de distribuição da região considerada. Apenas o Fornecedor 1 (SS) injeta gás para os clientes da região oeste (A,B,C) e, portanto, para estes consumidores não há mistura. Como o sistema de medição do Fornecedor 1 fornece a vazão total, é necessário descontar as vazões dos clientes A, B e C para a obtenção da vazão do Fornecedor 1 que efetivamente será considerada no processo de mistura. O ponto de amostragem 1 é o local mais próximo à jusante da mistura para realizar monitoramento e validação do modelo e está localizado a aproximadamente 0,31 km. Na Figura 20 (b) observamos o trecho de interesse no estudo de caso (região leste) nos quais os clientes D, E, F, G, H e I que são os consumidores da mistura. No ponto de amostragem 2 existe um cromatógrafo que monitora a composição da mistura. Entretanto, devido à distância (9,31 km) do ponto de mistura, uma eventual não conformidade encontrada estaria associado a um elevado atraso de transporte. Por outro lado, verifica-se que o cliente D está à montante do ponto de amostragem 2 (e não seria contemplado no controle da qualidade). Desta forma, a aplicação do modelo de otimização proposto seria uma alternativa viável e adequada para a garantia da qualidade do energético distribuído para todos os clientes da região leste que recebem a mistura nesta RDGN.

Este primeiro estudo de caso consiste em uma mimetização da Figura 20 e compreende duas correntes, Fornecedor 1 especificada (SS) e o Fornecedor 2 não especificada (US). Ao contrário da Figura 20, na qual as correntes de fornecedores são injetadas diretamente na RDGN, este estudo de caso considera a dinâmica de mistura destas correntes. A composição de ambas as correntes e a demanda por gás natural são coletadas a cada hora. De acordo com a estratégia de controle atual, o Distribuidor (BahiaGás) define previamente um intervalo de vazão para o fornecedor não especificado que estabelece a sua vazão a cada intervalo de hora. Este intervalo é baseado em uma Simulação de Referência Estacionária (SRE) e dados históricos (consumo e qualidade do gás dos fornecedores). Além disso, este intervalo limita a vazão da corrente do fornecedor US em 30% da vazão de demanda.

Por outro lado, os dados reais obtidos a partir do cromatógrafo indicam que no período analisado o fornecedor não especificado apresentou um gás de qualidade inferior aos dados de composição considerados na SRE. A Figura 21 mostra a concentração de metano, o Poder Calorífico, o Número de Metano e o Índice de Wobbe nas duas correntes de fornecedores, mostrando que uma delas (US) permaneceu fora de especificação durante todo o período de 24 horas. Por volta das 14h, houve uma mudança na composição da corrente US e uma pequena melhoria em sua qualidade. Por sua vez, a corrente do fornecedor SS permaneceu sem alterações significativas durante todo o período analisado.

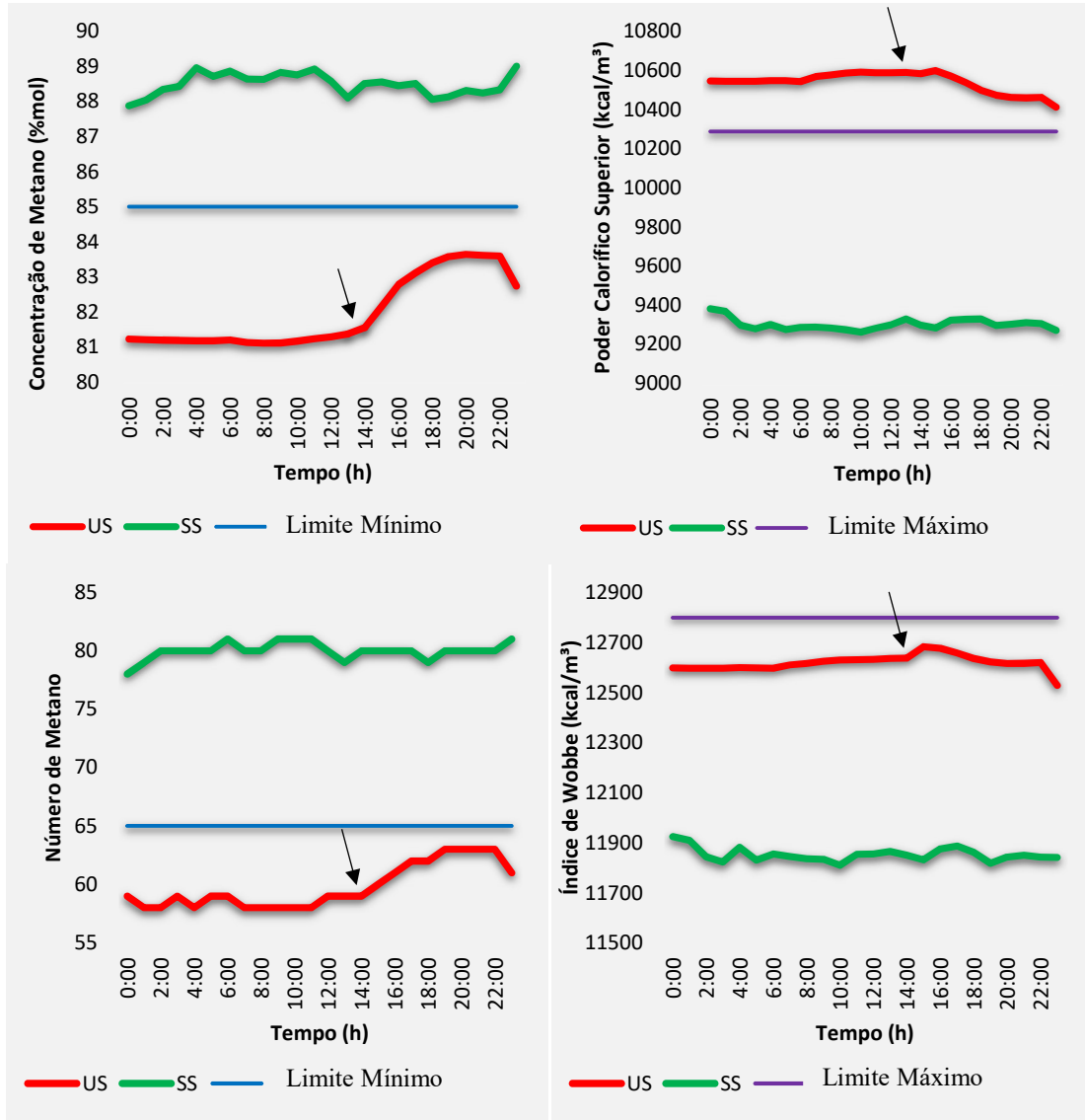


Figura 21 – Concentração de Metano, Poder Calorífico Superior, Número de Metano e Índice de Wobbe nas correntes dos fornecedores especificado (SS) e não especificado (US) no período de 24 horas.

A Figura 22 apresenta os resultados obtidos com o modelo de otimização proposto (eq.s 15 a 21), atualizando-se a composição dos fornecedores a cada hora. Há uma diferença na qualidade da mistura resultante ao comparar as duas estratégias. A primeira refere-se à estratégia atual (não otimizada) que se baseia no histórico de consumo e qualidade do gás natural dos fornecedores. A segunda refere-se à estratégia otimizada que é capaz de definir as melhores vazões dos fornecedores a cada instante, garantindo a especificação da mistura final e minimizando o custo de distribuição. A composição da mistura final obtida com a estratégia

proposta atende integralmente aos requisitos de qualidade estabelecidos pela agência reguladora, apesar de um dos fornecedores apresentar GN não especificado ao longo de todo o período.

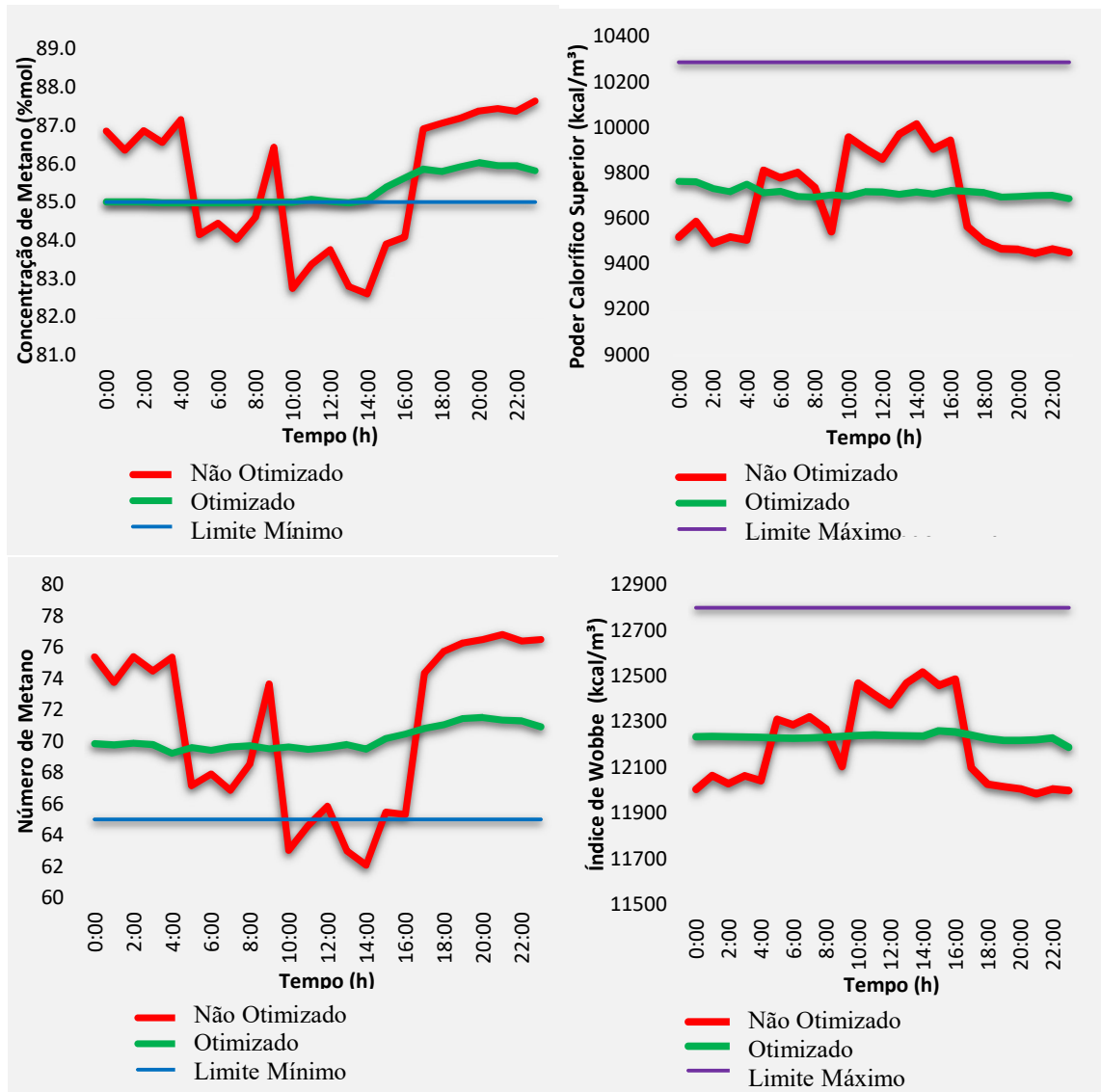


Figura 22 – Concentração de metano, Poder Calorífico, Número de Metano e Índice de Wobbe na mistura final.

Além do produto final em conformidade com a especificação do mercado consumidor, a otimização do processo reduziu o custo diário de distribuição. A Figura 23 mostra que, na maioria das vezes, foi possível aumentar a vazão do fornecedor US para valores próximos a 50% da demanda total (acima do limite de 30% estabelecido pela estratégia atual). No período de 5h às 18h, foi necessário aumentar a vazão do fornecedor SS (fornecedor de maior custo) para atender aos critérios de qualidade da mistura final. O custo diário de distribuição foi reduzido em 2,54%,

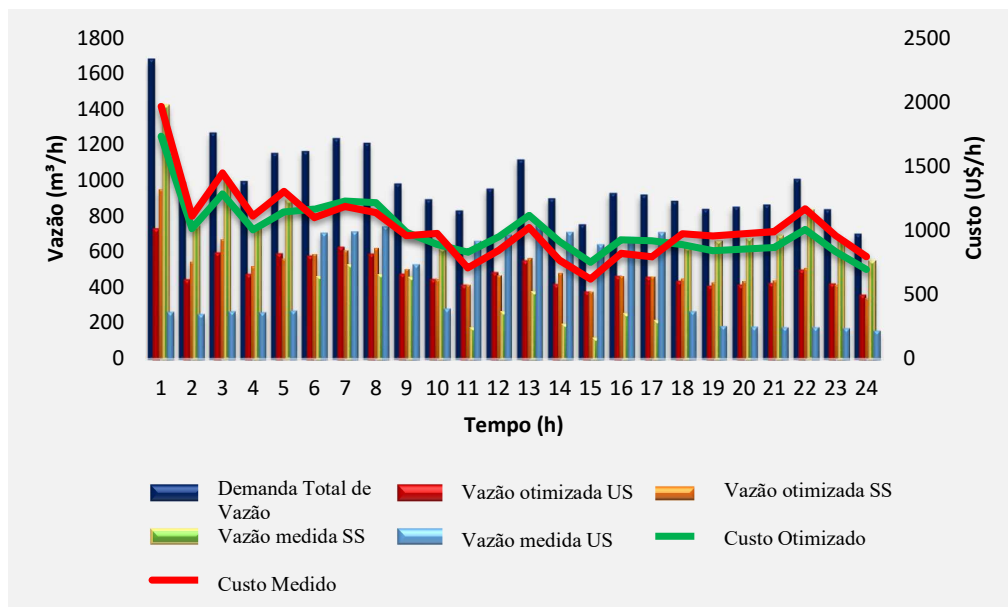


Figura 23 – Custo da distribuição de GN (1a)

Outro teste envolveu o mesmo perfil de consumo/demanda no período de 24h e considerou outra composição do fornecedor não especificado (US), também baseada em dados históricos. Neste caso, a corrente US apresentou uma melhor qualidade tanto na concentração de metano que estava dentro do limite estabelecido pela agência reguladora (Figura 24), bem como os outros parâmetros de qualidade. A Figura 25 mostra que neste novo cenário os resultados obtidos com a estratégia proposta levaram a uma redução de 13,47% no custo diário de distribuição.

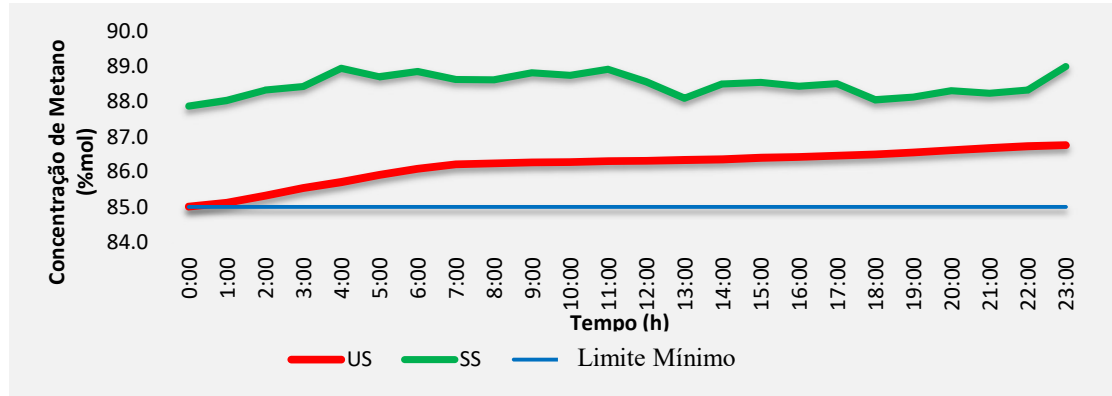


Figura 24 – Concentração de metano nas correntes dos fornecedores especificado (SS) e não especificado (US).

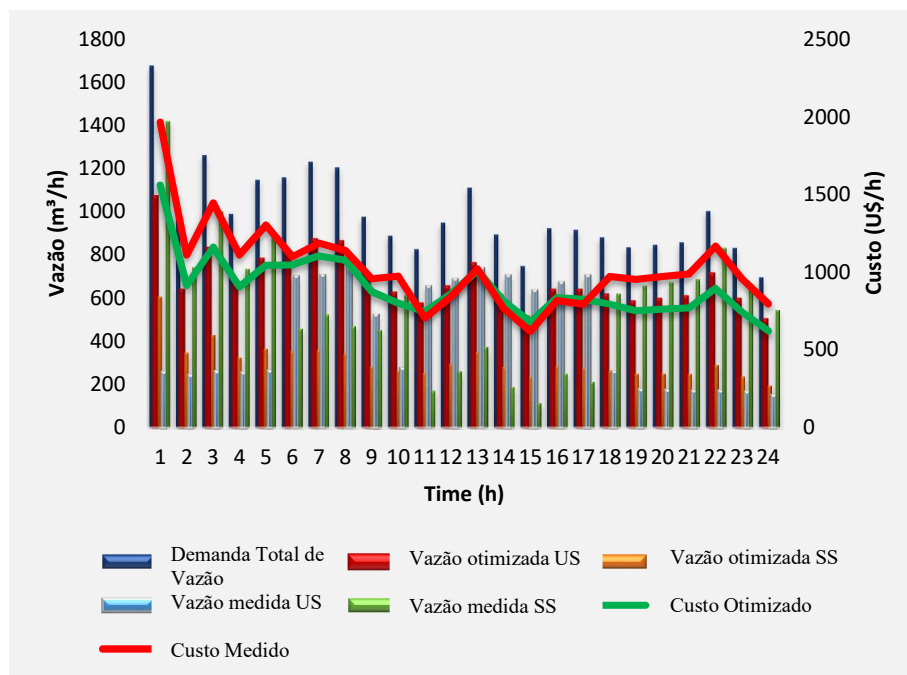


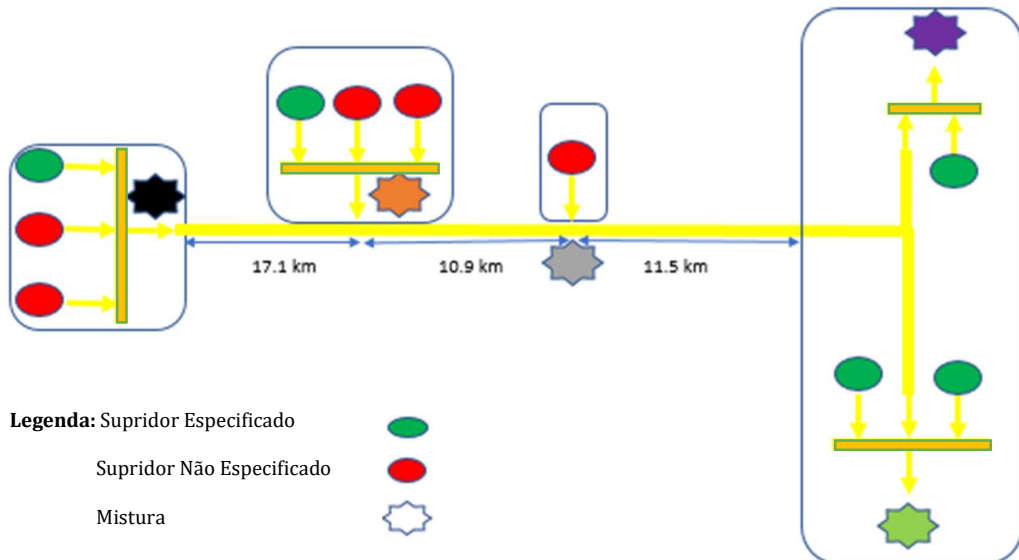
Figura 25 - Custo da distribuição de GN (1b)

4. 2 ESTUDO DE CASO 2 - VÁRIOS FORNECEDORES EM DIFERENTES PONTOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Este estudo de caso compreende um cenário típico no mercado de distribuição de GN. Foram considerados 10 fornecedores distribuídos espacialmente ao longo do RDGN (Figura 26), A Tabela 3 apresenta o custo e a capacidade de cada fornecedor. O gasoduto está sujeito a uma temperatura média de 27,5°C e não há nenhuma mudança significativa de pressão ao longo da

rede, As válvulas de alimentação são ajustadas para manter uma pressão constante da rede aproximadamente $25,0 \text{ kgf/cm}^2$. A composição de cada fornecedor (no período de tempo) é medida utilizando cromatógrafos em linha ou análise laboratorial. O fornecedor mais distante está a uma distância de 39,5 km do ponto final de distribuição. Toda a rede de tubulações tem o mesmo diâmetro (16 in), A dinâmica de algumas misturas é considerada de acordo com o respectivo volume do *header pipe*. Outras misturas são realizadas diretamente na rede de distribuição e não possuem dinâmicas significativas. Os pontos A, B, C, D, E (Figura 26b) representam diferentes misturas de GN cujas composições são resultado da mistura de dois ou mais fornecedores.

Caso de Estudo - RDGN



Esquema integrado - RDGN

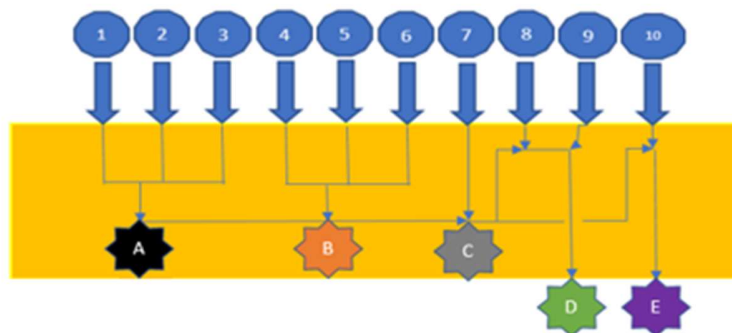


Figura 26 - Fluxograma integrado de fluxo de vários fornecedores



A Tabela 6 mostra que o custo da oferta diminui com o decréscimo da qualidade do gás. Os limites mínimos e máximos de fluxo estão associados a fatores como capacidade de entrega do fornecedor, intervalos do sistema de medição, penalidades de entrega (take-or pay ou shape-or-pay), intervalos de operabilidade da UPGN e estabilidade de pressão na rede de distribuição, entre outros.

As seguintes suposições, com base em um cenário real, foram consideradas neste estudo de caso:

a) Os fornecedores 1 e 4 fornecem gás especificado após o processamento do energético extraído de campos *on-shore* na região e, portanto, a qualidade do gás é estável.

b) Os fornecedores 2, 3, 5 e 7 fornecem gás não especificado extraído de poços de gás *on-shore* na região. Alguns deles têm UPGN em construção, mas ainda fornecem gás não processado.

c) O fornecedor 6 fornece gás natural de vários poços via transporte rodoviário (caminhão de Gás Natural Comprimido, GNC).

d) O fornecedor 8 processa gás natural de campos *off-shore* da região, mas pode fornecer gás com uma composição diferente do normalmente fornecido (qualidade típica do fornecedor).

e) O Fornecedor 10 fornece gás natural especificado de diferentes regiões do país por meio de uma rede integrada e apresenta mudanças significativas na composição da GN dentro dos limites de especificação (Tabela 1).

f) O Fornecedor 9 é integrado ao Terminal de Regaseificação de Aratu (Camaçari-Bahia) e fornece gás importado (Gás Natural Liquefeito, GNL). O Fornecedor 9 tem o maior custo e tem o papel de fornecedor de contingência para clientes industriais, comerciais e automotivos em caso de falha dos demais fornecedores integrados à rede de distribuição.

g) A estratégia operacional convencional considera o limite de 50% de vazão máxima de cada fornecedor, exceto para o fornecedor 6 cuja a faixa de vazão definida é 66,7% da sua capacidade máxima.

O cenário apresentado mostra que a região geográfica considerada no estudo de caso tem acesso a todas as alternativas para recebimento de GN para distribuição (*on-shore*, *off shore*, GNL e GNC),

Todas as misturas (A, B, C, D, E, Figura 26) devem estar em conformidade com os limites de especificação (Tabela 1) e, portanto, em condições de atender ao mercado consumidor. A vazão de gás (mistura E) atende clientes que utilizam o gás natural como matéria-prima em seu processo de produção e, portanto, a mistura final deve ter um máximo de nitrogênio de 1,35 % *mol* (o limite máximo estabelecido pela agência reguladora é de 8,00% *mol*).



Tabela 6 - Informações de custos, limites de vazão e qualidade do GN

FORNECEDOR	CUSTO (U\$/m ³)	VAZÃO MÍN (m ³ /h)	VAZÃO MÁX (m ³ /h)	Qualidade do gás
1	2,14	416,67	6250,00	ESPECIFICADO
2	1,50	1250,00	4166,67	NÃO ESPECIFICADO
3	1,25	416,67	5000,00	NÃO ESPECIFICADO
4	1,90	6250,00	20833,33	ESPECIFICADO
5	1,49	6250,00	20833,33	NÃO ESPECIFICADO
6	1,60	416,67	7500,00	NÃO ESPECIFICADO
7	1,35	416,67	2083,33	NÃO ESPECIFICADO
8	2,15	4166,67	30000,00	ESPECIFICADO
9	2,65	0,00	62500,00	ESPECIFICADO
10	2,10	8333,33	3333,33	ESPECIFICADO

Como mostrado na Figura 26, a mistura A é o resultado dos fornecedores 1, 2 e 3. Apenas o fornecedor 1 (SS) fornece o gás especificado. De acordo com a Figura 27, no período analisado, o fornecedor 2 (US) e o fornecedor 3 (US) apresentaram descumprimento em relação à concentração de metano, Poder Calorífico Superior e Número de Metano.

A Figura 27 mostra as vazões de acordo com a estratégia operacional convencional (sem otimização) e as vazões obtidas pelo modelo proposto para os fornecedores 1, 2 e 3. Devido às restrições de fluxo e qualidade impostas na otimização, a vazão do fornecedor 2 não é maximizada e a vazão do fornecedor 1 não é minimizada em seus respectivos limites contratuais (4166,67 m³/h e 416,67 m³/h, respectivamente) pois isso resultaria em uma mistura fora de especificação. Por outro lado, a otimização aumentou a vazão do fornecedor 1 até o limite necessário para manter a mistura especificada. Essa mudança foi mais acentuada das 10h às 14h devido à diminuição da qualidade do gás do fornecedor 2 no mesmo período (Figura 27). A Figura 29 mostra que a concentração de metano na mistura A cumpre integralmente o limite estabelecido pela agência reguladora. Isso vale para os outros parâmetros de qualidade. Na estratégia operacional convencional a mistura A também cumpre com a especificação, mas tem um custo de distribuição mais elevado, como será visto posteriormente,

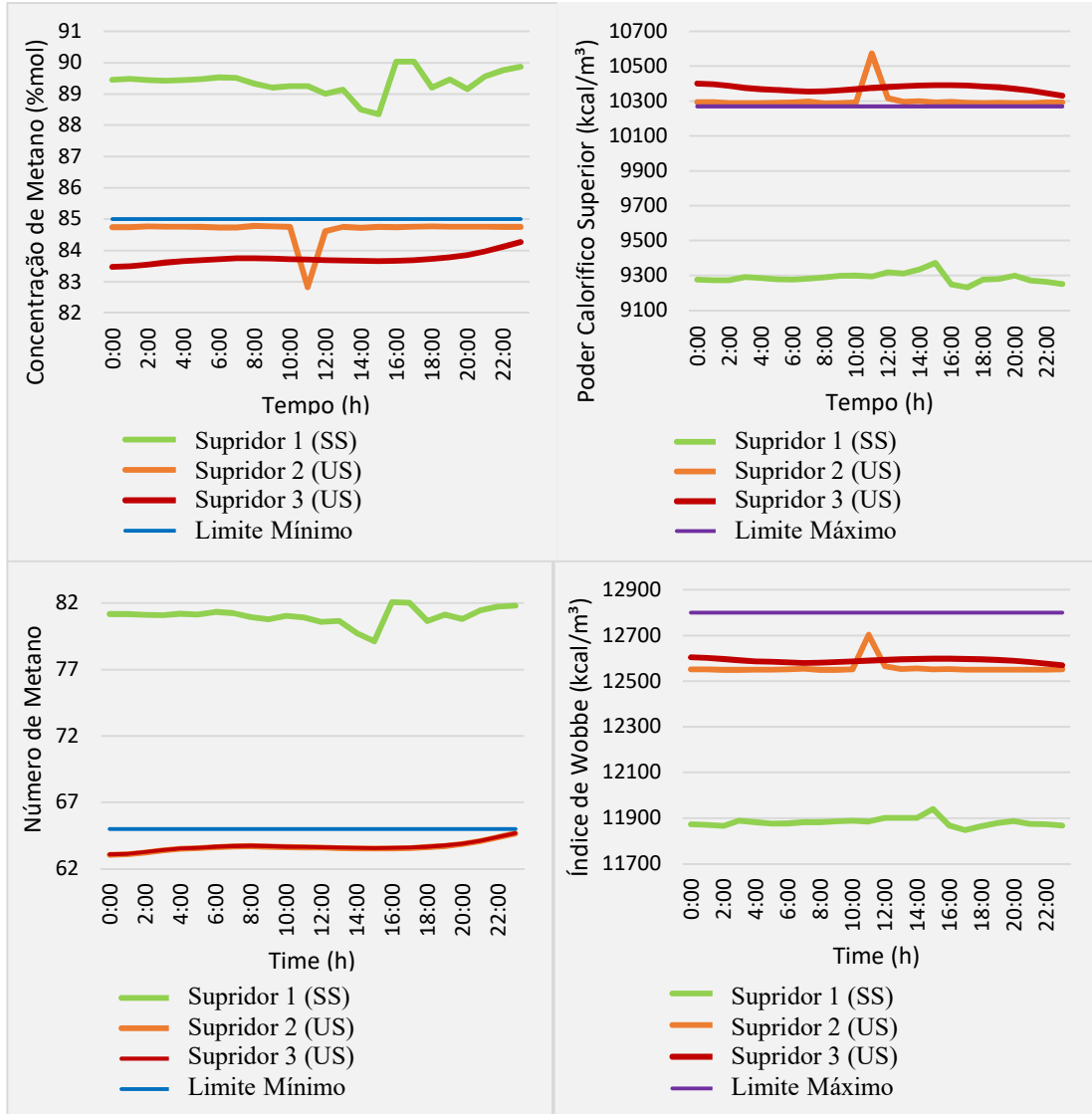


Figura 27 – Concentração de metano, Poder Calorífico, Índice de Wobbe e Número de Metano (mistura A)

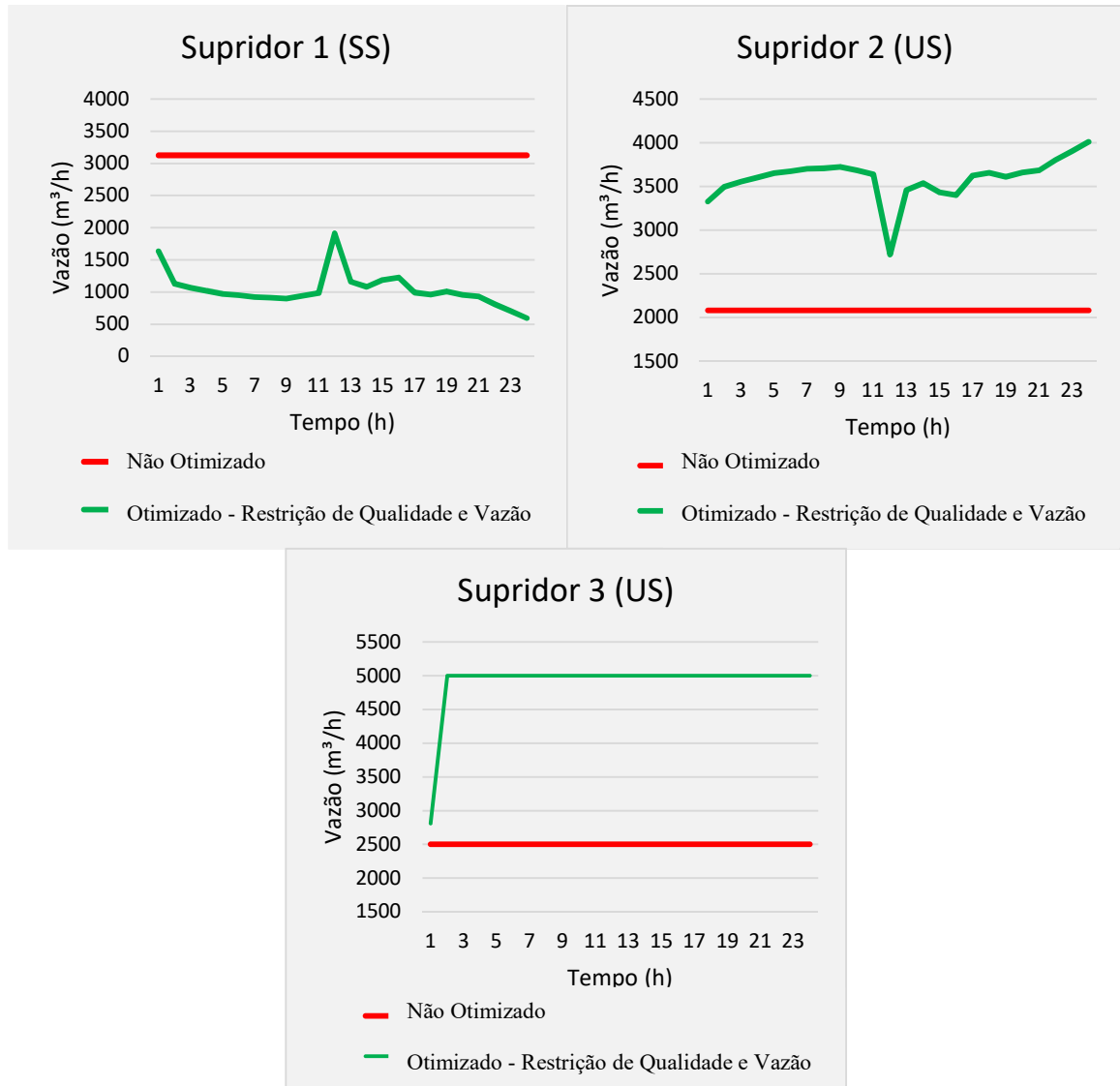


Figura 28 – Fluxos de entrada (mistura A)

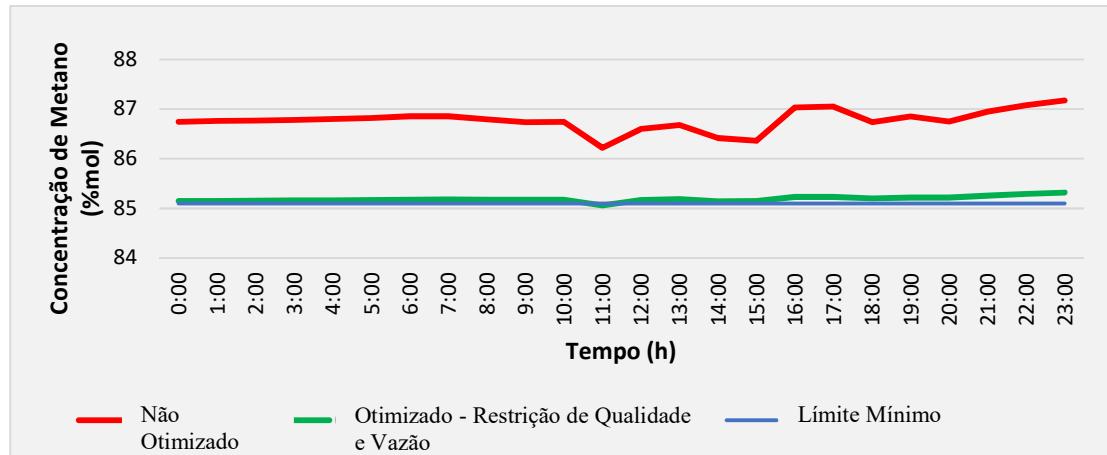


Figura 29 – Concentração de metano (mistura A)

Na mistura B, os fornecedores 5 e 6 injetam gás não processado na rede de distribuição e o fornecedor 4 é o único que tem previsão contratual para atender aos requisitos da agência reguladora. No entanto, no período analisado, o supridor 5 forneceu GN dentro dos limites de especificação, apesar da suposição de gás não conforme. A Figura 31 mostra que o otimizador aumentou a vazão do fornecedor 5 para o limite contratual (20833,00 m³/h) já que nessa mistura este fornecedor tem o menor custo. De acordo com a Figura 30, o componente mais crítico para a qualidade da mistura B é o nitrogênio, devido ao fornecedor 6, cujo gás no intervalo de 0:00h às 12:00h, apresentou concentração de nitrogênio acima do limite máximo de 8,00 mol % para inertes (total de nitrogênio e dióxido de carbono). Este desvio de especificação fez com que outros parâmetros de qualidade (HV e WI) relacionados a este mesmo fornecedor também não estivessem em conformidade com a especificação. A Figura 32 mostra que a concentração de nitrogênio na mistura B atende à especificação em ambas as estratégias (com e sem otimização). Por outro lado, a estratégia proposta (com otimização) apresentou perfis de vazão dos fornecedores 4, 5 e 6 diferentes da estratégia convencional. Isso é atribuído à característica integrada do modelo de otimização que considera o custo global de distribuição e não apenas à produção da mistura B. Considerando que o fornecedor 4 tem o menor custo entre os fornecedores especificados, este também desempenha um papel importante nas outras misturas à jusante, o que justifica o comportamento dinâmico da vazão deste supridor na abordagem proposta (Figura 31).

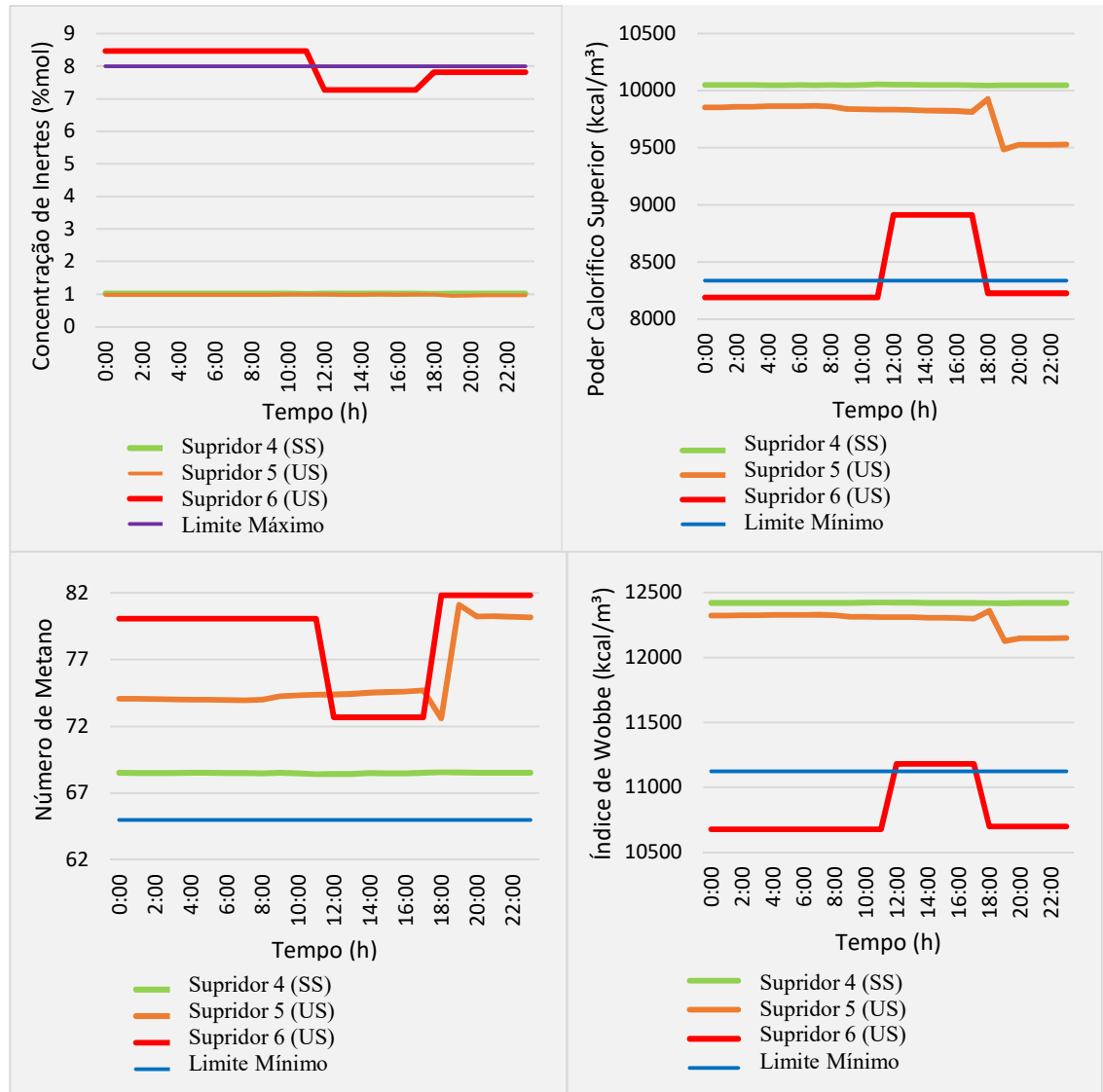


Figura 30 – Concentração de inertes (nitrogênio e dióxido de carbono), Poder Calorífico, Índice de Wobbe e Número de Metano (mistura B)

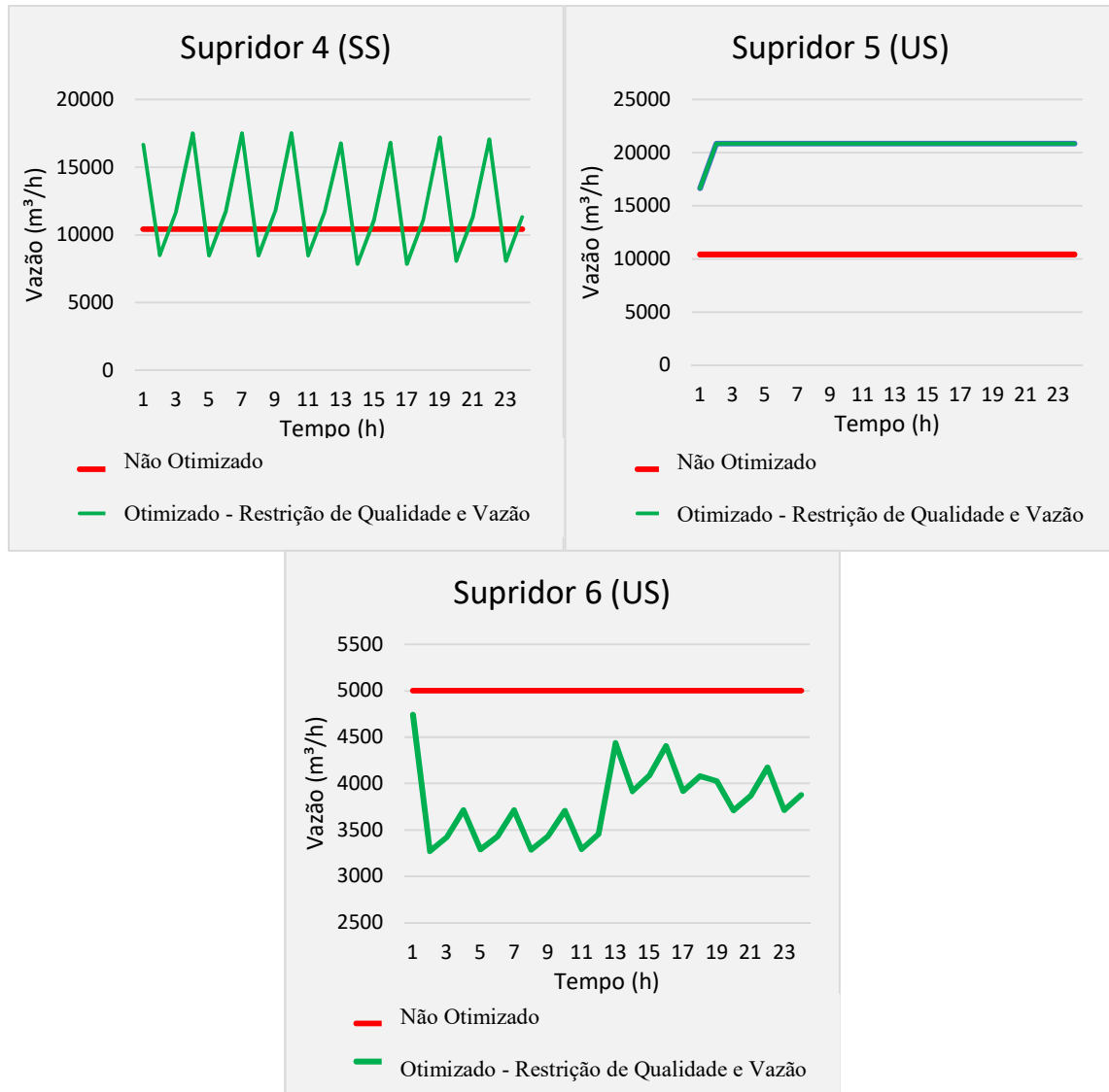


Figura 31 – Fluxos de entrada (mistura B)

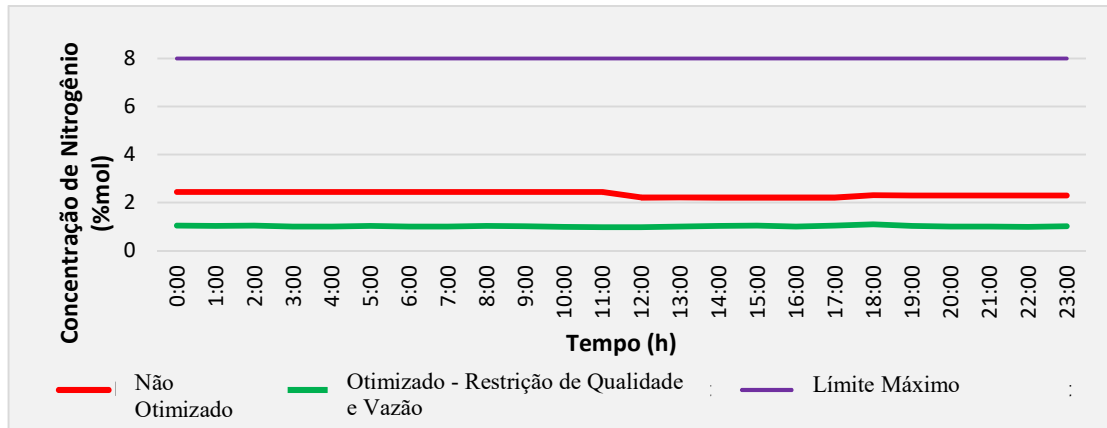


Figura 32 - Concentração de nitrogênio (mistura B)

A mistura C é o resultado das misturas A e B e fornecedor 7 (Figura 26). A Figura 33 mostra que o modelo de otimização sugere o aumento do rendimento do fornecedor 7, em quase todo o período, o que se justifica pelo ganho econômico.

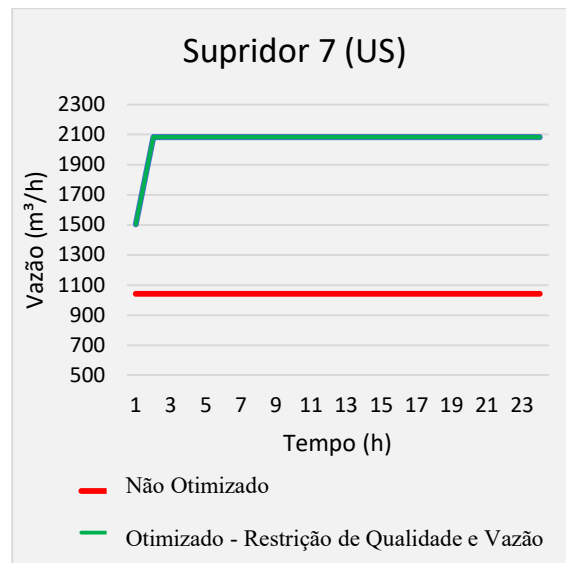


Figura 33 – Fluxo do fornecedor 7 (mistura C)

A mistura D está associada à maior demanda do mercado consumidor pois são os clientes do Complexo Petroquímico de Camaçari (Bahia). Isso estabelece a necessidade de usar o fornecedor 9 (GNL especificado, fornecedor de maior custo) que pode suprir a demanda requisitada, se necessário. É desejável que a demanda seja totalmente suprida através da mistura C (menor custo) e do fornecedor 8, que também é especificado apesar das mudanças frequentes da composição. No período analisado, não houve necessidade de utilização do fornecedor 9

(Figura 34). Também foi possível reduzir o suprimento do fornecedor 8, na estratégia com otimização, ao seu limite mais baixo, minimizando o custo de distribuição.

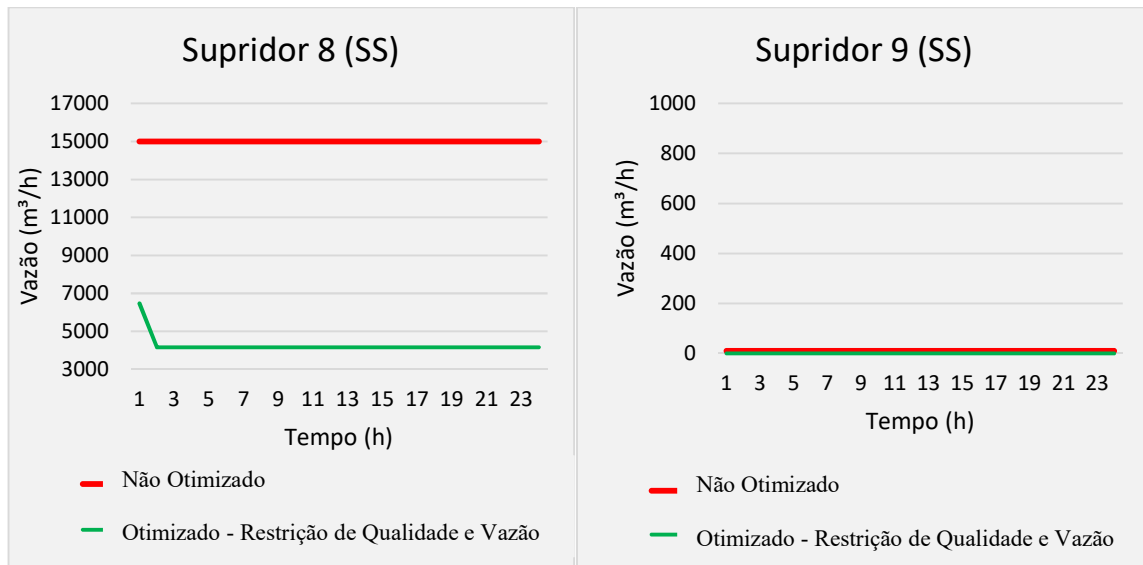


Figura 34 – Vazões de entrada (mistura D)

A mistura E compreende um caso em que os limites de qualidade do GN são mais restritivos do que os limites estabelecidos pela agência reguladora. Isso ocorre porque o cliente desta mistura utiliza o GN como matéria-prima, sendo necessária uma concentração de nitrogênio inferior a 1,35% *mol*. Apesar de um aumento inicial na vazão do fornecedor 10 (um dos fornecedores de maior custo), a fim de atender às restrições de qualidade, esta vazão permaneceu um valor abaixo do valor definido pela estratégia convencional durante todo o período (Figura 35). No início do período, a mistura C apresentou uma concentração de nitrogênio de aproximadamente 1,62% *mol* e foi necessário aumentar a vazão dos fornecedores com baixa concentração deste componente para que a mistura E atendesse aos requisitos (Figura 36).

Os resultados obtidos pelo modelo de otimização proposto mostram uma redução no custo total de distribuição de 22,65%, o que representa uma economia de U\$ 760296,05 para o período analisado (24h). Foi possível garantir a qualidade do produto em conformidade com o estabelecido pela agência reguladora, atender aos requisitos mais rigorosos de clientes específicos, bem como os limites contratuais de vazões mínima e máxima dos fornecedores.

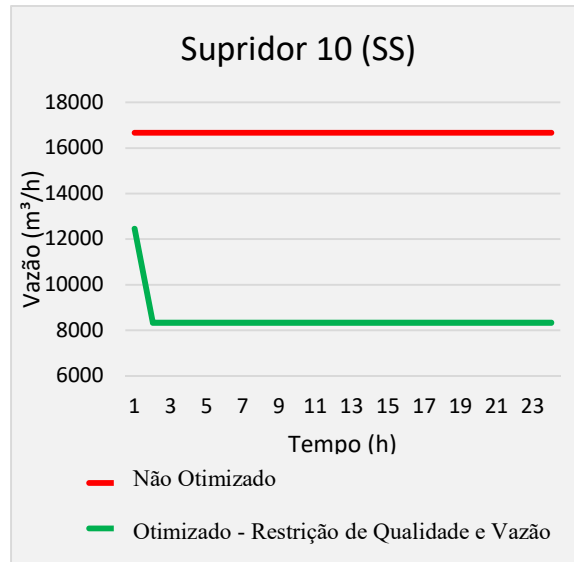


Figura 35 – Fluxo (fornecedor 10, mistura E)

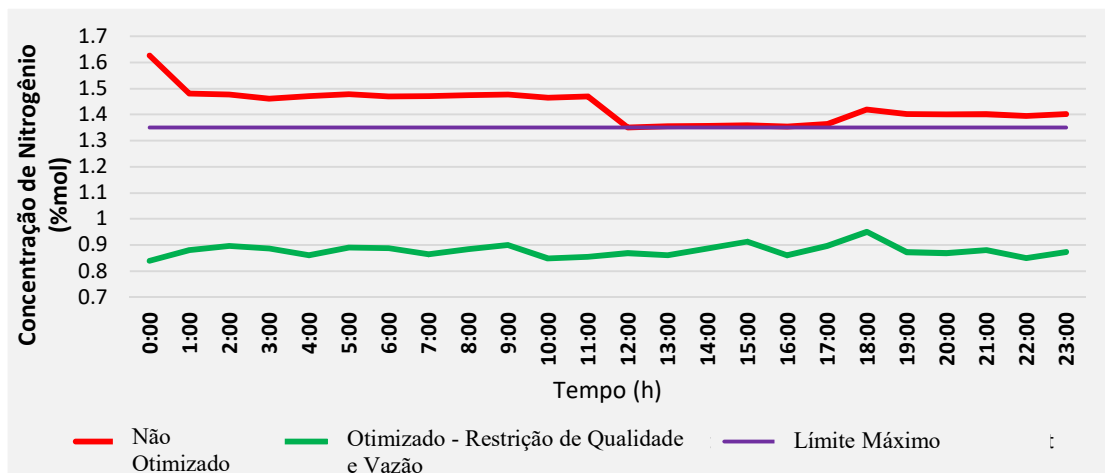


Figura 36 - Concentração de nitrogênio (mistura E),

Os resultados mostram que o principal objetivo do trabalho foi plenamente alcançado. Em ambos os estudos de caso, foram consideradas redes de distribuição envolvendo cadeias de fornecedores não especificados e, no segundo caso, distribuídos espacialmente ao longo da rede. A redução do custo total da oferta foi efetivamente obtida, considerando o atual cenário operacional como referência. As restrições do modelo foram atendidas, garantindo-se também a atendimento às demandas estabelecidas pelo mercado consumidor. Os modelos de otimização e do processo foram implementados utilizando o Matlab em um Intel Core i7-6500U, 8 Gb de RAM e 2,5 GHz, O tempo para obter os melhores fluxos dos fornecedores em cada intervalo de tempo foi de cerca de 1,5 min, o que mostra a viabilidade de implementação da estratégia proposta em tempo real.



CAPÍTULO 5

CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

No novo cenário, o controle em tempo real da qualidade do gás natural é uma necessidade para as distribuidoras que recebem a injeção de gás natural em diversos pontos da rede de distribuição de diversos fornecedores com diferentes níveis de qualidade e, inclusive, produto fora de especificação. Além disso, já se tornou uma prática no Brasil e em outros países injetar outras fontes de energia na rede de distribuição de gás natural, como biometano e hidrogênio.

Este trabalho apresenta um modelo de otimização não linear com restrições que visa minimizar o custo total de oferta em toda a RDGN ao longo de um determinado período de tempo. O modelo proposto é capaz de garantir a especificação dos fluxos finais de acordo com a demanda do mercado consumidor e com os limites de fluxo contratual dos fornecedores.

Os estudos de caso analisados apresentam os resultados obtidos pela abordagem proposta (otimização integrada ao modelo dinâmico de mistura gasosa) e pela estratégia de operação convencional, atualmente praticada pela distribuidora de GN (Companhia de Gás da Bahia). Os ganhos obtidos pelo modelo proposto mostram o pleno cumprimento das especificações exigidas pelo mercado consumidor juntamente com a redução dos custos de oferta, o que ratifica a potencialidade de uma estratégia otimizada para o controle de fornecimento de gás em uma RDGN. O segundo estudo de caso, associado a uma RDGN real em operação, mostra a viabilidade do modelo de otimização proposto, bem como sua flexibilidade de aplicação em diferentes configurações de rede. No primeiro estudo de caso analisado (dois fornecedores, um especificado e outro não especificado), os resultados de otimização proporcionaram uma redução de 13,47% no custo total de suprimento. No segundo estudo de caso, composto por diversos fornecedores distribuídos ao longo da rede, o custo total da oferta foi reduzido em 22,67%, representando uma economia de 760269,05 U\$/dia.

Além dos principais ganhos verificados (redução de custo de oferta e garantia de especificação de GN), o modelo de mistura genérica (restrição não linear de igualdade do problema de otimização) em alguns pontos da rede pode ser uma alternativa ao uso de cromatógrafos em linha, o que também proporcionaria uma redução significativa no custo fixo, considerando o alto investimento para a aquisição de equipamentos analíticos. A previsão da composição das misturas finais de GN (enviadas ao mercado consumidor) permite uma estimativa direta de outros parâmetros de qualidade do gás também monitorados pela agência reguladora. A estimativa em tempo real desses parâmetros também é exigida atualmente pelo mercado de distribuição. O modelo proposto pode ser implementado para simular e otimizar, em tempo real, uma RDGN com diferentes fornecedores e diferentes níveis de qualidade do produto. A flexibilidade do modelo também permite a incorporação de outros aspectos ao problema de otimização, interna ou cooperativa, como restrições de pressão na rede.



A contribuição deste trabalho pode ser resumida nos seguintes itens:

- De forma inovadora, este trabalho se concentra no monitoramento das especificações do gás na mistura de processos envolvendo fluxos de abastecimento não especificados.
- O trabalho apresenta um modelo de otimização não linear e restrito que visa minimizar o custo total da oferta, garantindo a especificação da composição da mistura final de acordo com a demanda do mercado consumidor e com os limites de fluxo contratual dos fornecedores.
- O modelo desenvolvido é flexível e pode ser implementado em uma plataforma de computador para simular e otimizar redes de mistura de GN sujeitas a diferentes fornecedores com diferentes níveis de qualidade e pontos de injeção distribuídos espacialmente ao longo da rede.

Sugestões para trabalhos futuros:

- Aplicação do modelo proposto em sistemas supervisório, de modo a fornecer ao operador da RDGN as melhores vazões dos fornecedores a cada intervalo de tempo, atendendo aos critérios de qualidade.
- Análise e implementação de uma estratégia de controle preditivo integrada ao modelo de otimização proposto, que seja capaz inclusive de considerar possíveis atrasos de transporte.
- Integração do modelo desenvolvido com controladores de vazão e elementos finais de controle.
- Construção de um framework genérico para a implementação do modelo proposto em diferentes redes de distribuição.
- Aprimoramento do modelo baseado em metodologias que utilizem técnicas de inteligência artificial na previsão de demanda de gás natural auxiliando na tomada de decisões.
- Avaliação dos impactos ambientais e operacionais resultante da aplicação do modelo na malha de controle de vazão dos supridores.



REFERÊNCIAS

- Akatsu, S., Tomita, S., Mori, Y. H., & Ohmura, R. (2013). Thermodynamic simulations of hydrate-based removal of carbon dioxide and hydrogen sulfide from low-quality natural gas. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 52(43), 15165–15176. <https://doi.org/10.1021/ie402010p>
- Alfaki, M., & Haugland, D. (2013). Strong formulations for the pooling problem. *Journal of Global Optimization*, 56(3), 897–916. <https://doi.org/10.1007/s10898-012-9875-6>
- Audet, C., Brimberg, J., Hansen, P., Le Digabel, S., & Mladenović, N. (2004). Pooling problem: Alternate formulations and solution methods. *Management Science*, 50(6), 761–776. <https://doi.org/10.1287/mnsc.1030.0207>
- Chaczykowski, M., & Zarodkiewicz, P. (2017). Simulation of natural gas quality distribution for pipeline systems. *Energy*, 134, 681–698. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.06.020>
- Cheli, L., Guzzo, G., Adolfo, D., & Carcasci, C. (2021). Steady-state analysis of a natural gas distribution network with hydrogen injection to absorb excess renewable electricity. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(50), 25562–25577. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.05.100>
- Dell'Isola, M., Ficco, G., Lavalle, L., Moretti, L., Tofani, A., & Zuena, F. (2020). A resilience assessment simulation tool for distribution gas networks. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 84(June), 103680. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103680>
- Dyachenko, S. A., Zlotnik, A., Korotkevich, A. O., & Chertkov, M. (2017). Operator splitting method for simulation of dynamic flows in natural gas pipeline networks. *Physica D: Nonlinear Phenomena*, 361, 1–11. <https://doi.org/10.1016/j.physd.2017.09.002>
- Elaoud, S., Hafsi, Z., & Hadj-taieb, L. (2017). Numerical modelling of hydrogen-natural gas mixtures flows in looped networks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 159(September), 532–541. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.09.063>
- Esfandiari, K., Banihashemi, M., Mokhtari, A., & Soleimani, P. (2021). Experimental investigation of influencing parameters on natural gas odor fading in gas distribution networks. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 95(March), 104191.



<https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.104191>

Ficco, G., Frattolillo, A., Zuena, F., & Dell’Isola, M. (2022). Analysis of Delta In-Out of natural gas distribution networks. *Flow Measurement and Instrumentation*, 84(December 2021), 102139. <https://doi.org/10.1016/j.flowmeasinst.2022.102139>

Gaykema, E. W., Skryabin, I., Prest, J., & Hansen, B. (2021). Assessing the viability of the ACT natural gas distribution network for reuse as a hydrogen distribution network. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(23), 12280–12289. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.11.051>

Guandalini, G., Colbertaldo, P., & Campanari, S. (2017). Dynamic modeling of natural gas quality within transport pipelines in presence of hydrogen injections. *Applied Energy*, 185, 1712–1723. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.03.006>

Herrán-González, A., De La Cruz, J. M., De Andrés-Toro, B., & Risco-Martín, J. L. (2009). Modeling and simulation of a gas distribution pipeline network. *Applied Mathematical Modelling*, 33(3), 1584–1600. <https://doi.org/10.1016/j.apm.2008.02.012>

Jianwen, Z., Da, L., & Wenxing, F. (2014). An approach for estimating toxic releases of H₂S-containing natural gas. *Journal of Hazardous Materials*, 264(March), 350–362. <https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2013.09.070>

Karpash, O., Darvay, I., & Karpash, M. (2010). New approach to natural gas quality determination. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 71(3–4), 133–137. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2009.12.012>

Nourian, R., & Mousavi, S. M. (2019). Design and implementation of an expert system for periodic and emergency control under uncertainty: A case study of city gate stations. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 66(September 2018), 306–315. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.04.007>

Ma, T., Wu, J., & Hao, L. (2017). Energy flow modeling and optimal operation analysis of the micro energy grid based on energy hub. *Energy Conversion and Management*, 133, 292–306. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.12.011>

Malode, S. J., Prabhu, K. K., Mascarenhas, R. J., Shetti, N. P., & Aminabhavi, T. M. (2021). Recent advances and viability in biofuel production. *Energy Conversion and Management: X*, 10(December 2020), 100070. <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2020.100070>

Osiadacz A. J. and Chaczykowski M. Comparison of isothermal and non-isothermal pipeline



- gas flow models. *Chemical Engineering Journal*, 81(1):41–51, 2001.
[https://doi.org/10.1016/S1385-8947\(00\)00194-7](https://doi.org/10.1016/S1385-8947(00)00194-7)
- Poling, B. E., & Prausnitz, J. M. (2011), Sciencedirect_articles_08Jan2016_02-19-13,101, In *Solutions* (Issue C),
- Ríos-Mercado, R. Z., & Borraz-Sánchez, C. (2015). Optimization problems in natural gas transportation systems: A state-of-the-art review. *Applied Energy*, 147, 536–555.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.03.017>
- Sabo, K., Scitovski, R., Vazler, I., & Zekić-Sušac, M. (2011). Mathematical models of natural gas consumption. *Energy Conversion and Management*, 52(3), 1721–1727.
<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2010.10.037>
- Skorek-Osikowska, A., Martín-Gamboa, M., & Dufour, J. (2020). Thermodynamic, economic and environmental assessment of renewable natural gas production systems. *Energy Conversion and Management: X*, 7, 100046.
<https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2020.100046>
- Viana, F. F. C. L., Alencar, M. H., Ferreira, R. J. P., & De Almeida, A. T. (2021). Multidimensional risk classification with global sensitivity analysis to support planning operations in a transportation network of natural gas pipelines. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 96(October). <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.104318>
- Woldeyohannes, A. D., & Majid, M. A. A. (2011). Simulation model for natural gas transmission pipeline network system. *Simulation Modelling Practice and Theory*, 19(1), 196–212. <https://doi.org/10.1016/j.simpat.2010.06.006>
- Zhang, B., Hu, W., Li, J., Cao, D., Huang, R., Huang, Q., Chen, Z., & Blaabjerg, F. (2020). Dynamic energy conversion and management strategy for an integrated electricity and natural gas system with renewable energy: Deep reinforcement learning approach. *Energy Conversion and Management*, 220(February), 113063.
<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113063>
- Zhang, X., Lei Da., & Feng Wenxing. (2014). An approach for estimating toxic releases of H₂S-containing natural gas. *Journal of Hazardous Materials*, 264 (July 2019), 116268.
<https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116268>



• **APÊNDICE 1 – Cálculo da incerteza relativa de medição do Poder Calorífico**

	Metano	Nitrogênio	Dióxido de Carbono	Etano	Propano	i-Butano	n-Butano	i-Pentano	n-Pentano	n-Hexano	PCS Calculado (MJ/m ³)	Erro (%)
Composição Gás Padrão (%mol)	89,6999	3,4800	0,3950	5,0100	0,9900	0,0950	0,1560	0,0528	0,0950	0,0303	38,1054	
Incerteza abs Gás Padrão (%mol)	0,8970	0,0348	0,0040	0,0501	0,0099	0,0010	0,0016	0,0011	0,0010	0,0006	-	
100 Composições geradas aleatoriamente												
Quantidade de Números Gerados	89,7666	3,4768	0,3888	5,0251	0,9757	0,0948	0,1579	0,0538	0,0945	0,0305	37,9886	-0,31%
100	89,5114	3,4925	0,3951	4,9116	0,9866	0,0953	0,1596	0,0529	0,0966	0,0314	37,8363	-0,71%
	90,6041	3,4677	0,3951	4,9803	0,9980	0,0959	0,1564	0,0526	0,0950	0,0302	38,2883	0,48%
	88,8029	3,5038	0,3980	5,0032	0,9857	0,0939	0,1553	0,0530	0,0947	0,0304	37,6213	-1,27%
Média PCS (MJ/m³)	89,3566	3,4771	0,3974	5,0285	0,9940	0,0957	0,1591	0,0532	0,0952	0,0321	37,8612	-0,64%
37,9447	88,4901	3,4793	0,3957	5,1213	0,9775	0,0952	0,1556	0,0542	0,0945	0,0292	37,5759	-1,39%
	89,0709	3,5359	0,3956	5,0081	0,9790	0,0954	0,1574	0,0520	0,0949	0,0299	37,7199	-1,01%
Desvio padrão PCS	89,1073	3,4733	0,3971	5,0740	0,9911	0,0956	0,1569	0,0535	0,0934	0,0302	37,7873	-0,83%
0,3541	89,9091	3,4960	0,3933	5,1019	0,9904	0,0965	0,1559	0,0526	0,0943	0,0297	38,1065	-0,01%
	89,8773	3,5019	0,3956	4,9722	0,9863	0,0954	0,1573	0,0522	0,0966	0,0303	38,0055	-0,26%
Incerteza relativa medição PCS	90,2652	3,5409	0,3918	4,9968	1,0066	0,0944	0,1556	0,0527	0,0962	0,0310	38,1820	0,20%
0,93%	88,3887	3,4057	0,3977	5,0170	0,9815	0,0960	0,1586	0,0520	0,0948	0,0304	37,4783	-1,65%
	90,0981	3,4699	0,3987	4,9125	0,9964	0,0946	0,1573	0,0527	0,0950	0,0296	38,0539	-0,13%
	89,5880	3,5452	0,3944	4,9931	0,9931	0,0936	0,1567	0,0508	0,0945	0,0300	37,9095	-0,51%
	90,1080	3,4994	0,3980	5,0490	1,0029	0,0945	0,1557	0,0543	0,0945	0,0297	38,1519	0,12%
	91,0351	3,5089	0,3979	5,0265	0,9850	0,0946	0,1566	0,0530	0,0951	0,0302	38,4652	0,94%
	87,8270	3,5017	0,3960	4,9442	0,9989	0,0942	0,1540	0,0528	0,0950	0,0293	37,2307	-2,30%
	90,2831	3,4764	0,3973	4,9926	0,9850	0,0957	0,1547	0,0522	0,0958	0,0308	38,1647	0,16%
	89,6279	3,5135	0,3873	5,1308	0,9970	0,0974	0,1568	0,0521	0,0959	0,0301	38,0262	-0,21%
	89,8166	3,4353	0,3907	5,1153	0,9802	0,0962	0,1585	0,0523	0,0953	0,0297	38,0698	-0,09%
	88,8038	3,4833	0,3875	4,9896	0,9911	0,0950	0,1600	0,0528	0,0950	0,0305	37,6250	-1,26%
	89,3194	3,5090	0,3903	5,0810	0,9908	0,0958	0,1587	0,0539	0,0964	0,0297	37,8769	-0,60%
	89,9031	3,5267	0,3978	5,0457	0,9648	0,0958	0,1569	0,0538	0,0943	0,0311	38,0433	-0,16%
	90,0188	3,4844	0,3840	4,9880	0,9814	0,0961	0,1524	0,0515	0,0957	0,0311	38,0574	-0,13%
	88,3578	3,4559	0,3951	4,9925	0,9901	0,0962	0,1548	0,0513	0,0936	0,0307	37,4520	-1,71%
	89,7569	3,4464	0,3952	5,0144	0,9881	0,0936	0,1560	0,0538	0,0946	0,0300	37,9852	-0,32%
	87,3820	3,4653	0,3965	4,9776	0,9816	0,0947	0,1542	0,0535	0,0954	0,0307	37,0765	-2,70%
	89,1077	3,4938	0,4033	5,0400	0,9894	0,0954	0,1566	0,0526	0,0948	0,0294	37,7627	-0,90%
	88,9194	3,5091	0,3998	5,0607	0,9953	0,0944	0,1589	0,0537	0,0954	0,0298	37,7165	-1,02%
	89,8475	3,5164	0,3991	4,9532	0,9971	0,0966	0,1581	0,0551	0,0952	0,0293	37,9948	-0,29%
	90,0482	3,4711	0,3912	4,9792	0,9748	0,0958	0,1543	0,0548	0,0952	0,0303	38,0615	-0,12%
	91,7309	3,4930	0,3937	5,0250	0,9775	0,0938	0,1549	0,0527	0,0952	0,0302	38,7119	1,59%
	88,3240	3,4999	0,3947	5,0100	0,9919	0,0930	0,1543	0,0520	0,0961	0,0298	37,4515	-1,72%
	89,6467	3,4445	0,3877	5,0632	0,9937	0,0945	0,1570	0,0535	0,0934	0,0303	37,9817	-0,32%
	88,7407	3,4431	0,3934	5,0868	0,9946	0,0957	0,1575	0,0526	0,0966	0,0305	37,6679	-1,15%
	89,6279	3,4033	0,3915	4,9793	0,9827	0,0966	0,1583	0,0512	0,0935	0,0292	37,9091	-0,52%
	90,7561	3,4405	0,3953	5,0971	1,0070	0,0946	0,1533	0,0535	0,0955	0,0302	38,4255	0,84%
	90,8155	3,4693	0,3977	4,9377	0,9781	0,0945	0,1562	0,0535	0,0936	0,0302	38,3177	0,56%
	89,3597	3,4245	0,3905	5,0949	0,9951	0,0962	0,1568	0,0528	0,0945	0,0308	37,9006	-0,54%
	89,0687	3,4897	0,3846	5,0535	0,9751	0,0935	0,1544	0,0506	0,0954	0,0301	37,7381	-0,96%
	87,4307	3,4331	0,3946	5,0426	0,9837	0,0945	0,1571	0,0522	0,0956	0,0302	37,1394	-2,54%
	89,0520	3,4199	0,3893	4,9213	0,9856	0,0960	0,1553	0,0535	0,0950	0,0301	37,6636	-1,16%
	87,9769	3,4255	0,3912	5,0248	1,0086	0,0964	0,1556	0,0525	0,0922	0,0310	37,3504	-1,98%
	89,8189	3,5023	0,4008	5,0337	0,9922	0,0940	0,1559	0,0533	0,0953	0,0307	38,0262	-0,21%
	90,2763	3,5294	0,3939	5,1297	0,9886	0,0938	0,1574	0,0554	0,0943	0,0302	38,2568	0,40%
	91,5229	3,5366	0,3966	4,9881	0,9841	0,0931	0,1546	0,0547	0,0948	0,0307	38,6192	1,35%
	88,5127	3,5260	0,3979	5,0278	0,9904	0,0954	0,1530	0,0510	0,0935	0,0311	37,5297	-1,51%
	88,3121	3,4435	0,3970	5,0584	0,9841	0,0957	0,1585	0,0527	0,0962	0,0295	37,4802	-1,64%

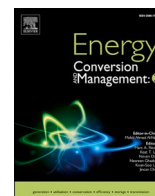


	Metano	Nitrogênio	Dióxido de Carbono	Etano	Propano	i-Butano	n-Butano	i-Pentano	n-Pentano	n-Hexano	PCS Calculado (MJ/m ³)	Erro (%)
Composição Gás Padrão (%mol)	89,6999	3,4800	0,3950	5,0100	0,9900	0,0950	0,1560	0,0528	0,0950	0,0303	38,1054	
Incerteza abs Gás Padrão (%mol)	0,8970	0,0348	0,0040	0,0501	0,0099	0,0010	0,0016	0,0011	0,0010	0,0006	-	
100 Composições geradas aleatoriamente												
89,2666	3,5232	0,3962	4,9483	1,0041	0,0968	0,1556	0,0532	0,0954	0,0304	37,7797	-0,85%	
89,2752	3,4625	0,3966	5,0199	0,9920	0,0955	0,1556	0,0536	0,0940	0,0304	37,8149	-0,76%	
90,4602	3,4762	0,3981	4,9597	0,9829	0,0957	0,1582	0,0540	0,0953	0,0306	38,2127	0,28%	
87,5655	3,4618	0,3918	4,9882	0,9932	0,0949	0,1565	0,0536	0,0931	0,0303	37,1611	-2,48%	
89,6837	3,5514	0,3955	5,0975	0,9808	0,0941	0,1563	0,0521	0,0949	0,0299	38,0039	-0,27%	
91,6668	3,4833	0,3887	5,0049	0,9883	0,0952	0,1546	0,0516	0,0948	0,0303	38,6845	1,52%	
89,4421	3,5214	0,3932	5,0522	0,9828	0,0970	0,1556	0,0528	0,0941	0,0312	37,8916	-0,56%	
90,8219	3,5207	0,3951	5,0482	0,9967	0,0954	0,1578	0,0514	0,0939	0,0302	38,4096	0,80%	
90,1346	3,4169	0,3942	5,0511	0,9748	0,0957	0,1581	0,0523	0,0936	0,0295	38,1371	0,08%	
89,7636	3,5287	0,3948	5,0188	0,9808	0,0953	0,1569	0,0534	0,0939	0,0301	37,9853	-0,32%	
89,4069	3,4668	0,3999	4,9759	0,9825	0,0938	0,1544	0,0531	0,0958	0,0299	37,8242	-0,74%	
88,8312	3,5198	0,3952	4,9749	0,9989	0,0950	0,1573	0,0512	0,0941	0,0304	37,6258	-1,26%	
92,0502	3,4365	0,3973	5,0163	0,9932	0,0948	0,1584	0,0529	0,0951	0,0306	38,8453	1,94%	
90,4658	3,5024	0,3918	4,9553	0,9912	0,0954	0,1540	0,0525	0,0954	0,0301	38,2114	0,28%	
88,9287	3,4501	0,4004	4,9659	1,0019	0,0943	0,1536	0,0537	0,0962	0,0303	37,6603	-1,17%	
91,4334	3,4514	0,3951	4,9173	0,9932	0,0954	0,1560	0,0542	0,0963	0,0301	38,5531	1,17%	
88,4690	3,4519	0,3941	5,0342	0,9895	0,0957	0,1572	0,0551	0,0945	0,0305	37,5287	-1,51%	
91,8297	3,4378	0,3957	4,9583	0,9800	0,0949	0,1552	0,0513	0,0938	0,0293	38,7035	1,57%	
89,2406	3,4341	0,3929	4,9374	0,9915	0,0950	0,1576	0,0533	0,0930	0,0311	37,7494	-0,93%	
89,7082	3,4583	0,3967	4,9316	0,9782	0,0956	0,1564	0,0548	0,0947	0,0316	37,9114	-0,51%	
89,1972	3,4647	0,3989	4,9679	0,9882	0,0940	0,1560	0,0507	0,0954	0,0309	37,7461	-0,94%	
90,8238	3,4341	0,3931	5,0786	0,9820	0,0943	0,1564	0,0545	0,0946	0,0304	38,4195	0,82%	
89,4282	3,4657	0,4000	5,0185	0,9826	0,0962	0,1562	0,0544	0,0949	0,0314	37,8678	-0,62%	
91,1247	3,4611	0,3966	4,9417	0,9739	0,0952	0,1565	0,0519	0,0948	0,0305	38,4323	0,86%	
90,6582	3,5318	0,3963	4,8916	0,9908	0,0951	0,1555	0,0534	0,0940	0,0303	38,2417	0,36%	
90,5001	3,4599	0,3899	5,0184	1,0134	0,0952	0,1561	0,0535	0,0947	0,0300	38,2880	0,48%	
90,6056	3,4956	0,3960	4,9519	0,9806	0,0947	0,1541	0,0543	0,0965	0,0296	38,2539	0,39%	
89,8963	3,5472	0,3968	5,0297	0,9950	0,0945	0,1565	0,0565	0,0959	0,0291	38,0589	-0,12%	
90,3567	3,5042	0,3926	4,9847	0,9817	0,0968	0,1569	0,0534	0,0949	0,0303	38,1873	0,21%	
90,3633	3,4835	0,3996	5,0216	0,9803	0,0961	0,1586	0,0524	0,0952	0,0299	38,2119	0,28%	
89,2147	3,5016	0,3999	5,0185	0,9814	0,0972	0,1544	0,0540	0,0960	0,0309	37,7869	-0,84%	
88,6513	3,4499	0,3977	5,0854	0,9963	0,0955	0,1575	0,0514	0,0948	0,0303	37,6304	-1,25%	
91,3607	3,4507	0,3970	4,9461	0,9908	0,0948	0,1556	0,0522	0,0951	0,0299	38,5364	1,13%	
89,4036	3,3498	0,3917	5,0643	0,9877	0,0943	0,1535	0,0512	0,0925	0,0304	37,8778	-0,60%	
88,2913	3,4955	0,3954	4,9485	1,0000	0,0932	0,1534	0,0519	0,0930	0,0296	37,4010	-1,85%	
90,0128	3,4661	0,3991	4,9890	0,9841	0,0951	0,1568	0,0526	0,0939	0,0304	38,0601	-0,12%	
89,6908	3,4173	0,3970	5,0169	0,9905	0,0948	0,1574	0,0527	0,0953	0,0308	37,9683	-0,36%	
88,4593	3,3956	0,3909	4,9720	0,9881	0,0969	0,1547	0,0515	0,0950	0,0311	37,4782	-1,65%	
89,6479	3,5374	0,3940	5,0341	0,9906	0,0963	0,1564	0,0546	0,0964	0,0301	37,9674	-0,36%	
89,3970	3,4294	0,3957	4,9481	0,9776	0,0946	0,1567	0,0516	0,0947	0,0316	37,8006	-0,80%	
89,3891	3,5068	0,3939	4,9838	0,9842	0,0958	0,1553	0,0522	0,0946	0,0308	37,8263	-0,73%	
88,9866	3,4459	0,3887	4,9668	0,9997	0,0952	0,1545	0,0535	0,0943	0,0305	37,6796	-1,12%	
88,5947	3,5130	0,3996	4,9126	1,0024	0,0934	0,1554	0,0511	0,0950	0,0317	37,5002	-1,59%	
90,2237	3,5235	0,4013	5,0392	0,9783	0,0948	0,1579	0,0547	0,0967	0,0303	38,1735	0,18%	
89,9669	3,4767	0,3954	4,9945	1,0143	0,0941	0,1580	0,0536	0,0948	0,0306	38,0783	-0,07%	
89,3664	3,4384	0,3970	5,0437	0,9720	0,0948	0,1577	0,0521	0,0953	0,0301	37,8465	-0,68%	
89,6891	3,4909	0,3888	4,9958	0,9899	0,0942	0,1569	0,0497	0,0949	0,0304	37,9464	-0,42%	
89,9216	3,4872	0,3904	4,9900	0,9764	0,0951	0,1555	0,0516	0,0964	0,0305	38,0207	-0,22%	
89,6220	3,4375	0,3792	5,1022	0,9946	0,0957	0,1543	0,0530	0,0949	0,0301	37,9980	-0,28%	
89,9413	3,4578	0,3829	5,0494	0,9892	0,0974	0,1580	0,0522	0,0955	0,0305	38,0839	-0,06%	
90,0325	3,4536	0,3877	4,9860	1,0089	0,0952	0,1543	0,0517	0,0942	0,0300	38,0842	-0,06%	
89,8551	3,5003	0,3948	4,9627	0,9927	0,0934	0,1545	0,0534	0,0934	0,0304	37,9883	-0,31%	



- **APÊNDICE 2 - Artigo publicado na revista *Energy Conversion and Management: X***

Alves, O, & Fontes, C, (2022), Modeling and optimization of natural gas distribution networks for new supplier projects, *Energy Conversion and Management: X*, 15(April), 100240, <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2022.100240>



Modeling and optimization of natural gas distribution networks for new supplier projects

O. Alves Jr.^a, C. Fontes^{b,*}

^a Companhia de Gás da Bahia (Bahia Gas Company), Brazil

^b Programa de Engenharia Industrial (Graduate Program in Industrial Engineering), Escola Politécnica (Polytechnic Institute), Universidade Federal da Bahia (Federal University of Bahia), Brazil

ARTICLE INFO

Keywords:

Natural gas
Distribution networks
Mixing processes
Dynamic optimization
Quality control

ABSTRACT

The opening of the market and the possibility of the participation of several suppliers in Natural Gas (NG) distribution networks has raised the level of complexity associated with the quality control of the final stream to be made available to the consumer market. There are suppliers that offer lower prices but supply a lower quality of fuel which can contribute to an out-of-spec final stream (after mixing the different suppliers). On the other hand, it is not always economically viable to build Processing Units and acquire analytical equipment for gas quality control. In general, simulations in natural gas distribution networks focus on the evaluation of physical criteria and energy balance. This work presents a dynamic optimization model, validated by real case studies, for the monitoring and quality control of a natural gas stream mixing process that involves several suppliers providing varying quality levels (including out of specification streams) and prices. The results show the feasibility of executing projects for new suppliers, as well as supplying natural gas to customers who use it as a raw material and who establish more restrictive specification limits than those established by the regulatory agency. Comparing with the conventional operating strategy, the results obtained by the proposed optimization model show a reduction in the cost of distribution equal to 13.5% and 22.6% in the two case studies analyzed, respectively.

Introduction

The Natural Gas (NG) market is expanding in several countries as the share of this fuel in the world energy matrix increases every year. This is largely due to the environmental advantages arising from the use of NG in relation to other fossil fuels. In addition, studies suggest the injection of hydrogen into natural gas networks, from water electrolysis (power-to-gas or P2G), as a solution to reduce the energy balance problem in the use of renewable energy sources [4,11].

Regulatory agencies establish requirements for the quality of natural gas in Brazil and in other countries which use this energy source on a large scale. There is a similarity between the quality parameters in the different countries [13] which is also justified by the high activity of import and export of this fuel. On the other hand, the specifications must also consider regional aspects and the features of the final consumer. Onshore or offshore gas or oil wells in the same geographic region may have very different features, requiring the analytical monitoring of the composition of natural gas and its contaminants and other parameters,

such as the Wobbe Index (WI), absolute density and heating value (HV). The use of natural gas chromatographs to determine its heating value plays an important role in the market for this fuel at all stages of the production chain.

The scenario involving gas and oil distribution networks with different sources/suppliers with different composition profiles is referred to as the “Pooling Problem” [18]. In this case, streams are mixed in a series of pools whose final gas quality must satisfy consumer requirements. The works are mostly focused on oil networks and assume that the quality attributes of the final stream are obtained by the linear combination of the quality attributes of the suppliers [3,2]. In the specific case of NG distribution, some works suggest that the quality of NG should be monitored downstream of each injection of new streams and that the users associated with each mixture be pre-defined. These actions are important for estimating the final quality of the gas and also for determining the heating value that will be used for billing each customer [4,11]. Many works involving natural gas distribution networks focus on the evaluation of physical criteria associated with the integrity of the gas

* Corresponding author.

E-mail addresses: ozana@ufba.br (O. Alves), cfontes@ufba.br, cfontes@ufba.br (C. Fontes).

<https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2022.100240>

Received 17 April 2022; Received in revised form 27 May 2022; Accepted 29 May 2022

Available online 3 June 2022

2590-1745/© 2022 The Author(s). Published by Elsevier Ltd. This is an open access article under the CC BY license (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

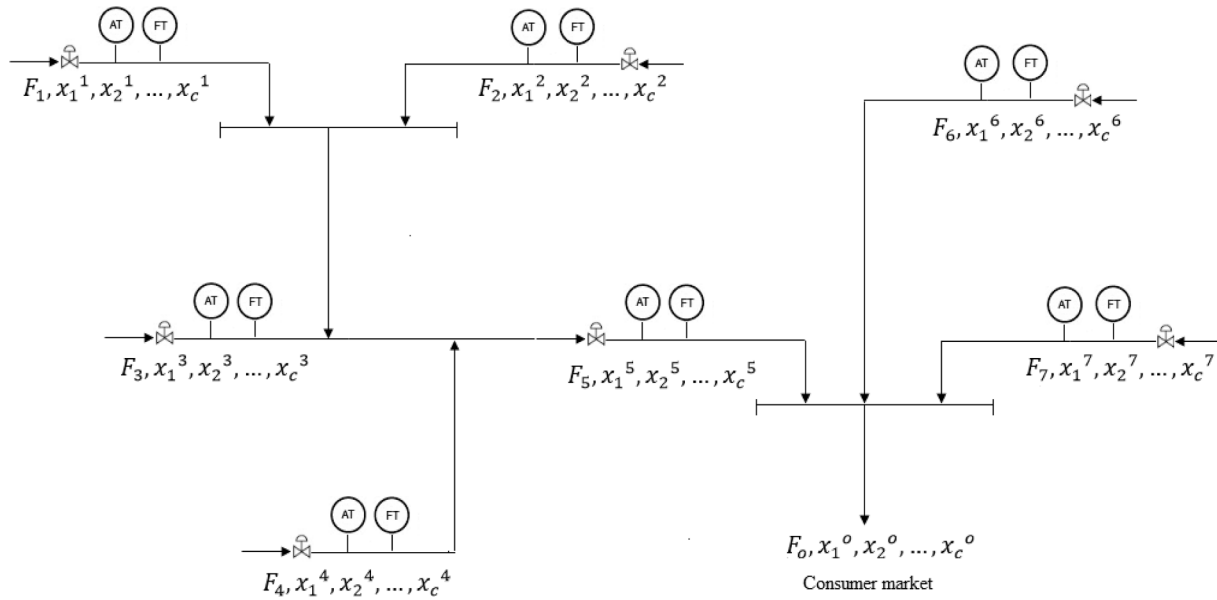


Fig. 1. Flowchart of a natural gas distribution process (FT – Flow Transmitter; AT – Analyzer Transmitter).

Table 1

Heating Value for ideal gas components on a volumetric basis.

COMPONENT	kcal/m ³ *
Methane	8.854
Ethane	15.514
Propane	22.058
i-Butane	28.509
n-Butane	28.599
neo-Pentane	34.933
i-Pentane	35.076
n-Pentane	35.143
Hexane	41.697

* Measuring and combustion reference conditions 20/20 °C.

Table 2

Specification of natural gas in Brazil (RANP 16/2008).

SPECIFICATION LIMIT – BRAZIL*				
COMPONENT/PARAMETER	SIMBOL	UNIT	Minimum	Maximum
Methane	C1	%mol	85.00	–
Ethane	C2	%mol	–	12.00
Propane	C3	%mol	–	6.00
Butane +	C4+	%mol	–	3.00
Inert (Nitrogen + Carbon Dioxide)	N2 + CO2	%mol	–	8.00
Carbon Dioxide	CO2	%mol	–	3.00
Heating Value	HV	kcal/m ³	8337.00	10270.00
Methane Number	MN	–	65.00	–
Wobbe Index	WI	kcal/m ³	11124.00	12799.00

* Northeast region.

pipeline, operating capacity, process losses (Delta In-Out), gas odor fading and hydraulic/structural aspects such as the effect of consumption demand on network pressure [7,12,22,6,9]. Other works analyze the effect of gas quality on the energy balance, especially when hydrogen injection is used [18,4,11,5]. A recent work [10] analyzes the complete replacement of NG by hydrogen in NG distribution networks. Issues related to the risk and safety in natural gas pipelines have also received attention in recent works using multidimensional approach

[21] and fuzzy logic-based modeling [14].

Optimization models related to the natural gas production and consumption chain focus on reducing energy supply costs in systems integrated to Natural Gas Distribution Networks (NGDN) which involve other sources (e.g., wind and solar energy). However, these works are not specifically associated with cost optimization of a natural gas distribution network through adjustments in the network itself, which, in turn, consider the specific features of its suppliers. Zhang et al. [23] propose a dynamic energy conversion and management strategy, in an integrated electricity and natural gas system, which considers the economic cost and peak load displacement targets. Ma et al. [15] present a generic model of optimal dispatch considering the environmental and operating costs of the integrated grid (NG and electricity). The proposed model aims to maximize the consumption of renewable energy and minimize the total cost of energy distribution. As highlighted by Sabo et al. [19], works related to energy consumption (gas or electricity) present deterministic and stochastic models for the prediction of natural gas consumption. This work specifically focuses on the natural gas distribution network without the manipulation of other integrated energy sources. Bio-based products, such as biomethane, with features similar to NG, represent a feasible alternative for the production of cleaner and cheaper energy integrated into the distribution network. Some works show recent advances and technical-economic feasibility in biomethane production [16,20]. In this paper, an innovative dynamic optimization model is proposed, validated by real case studies. The model is designed to monitor and carry out the quality control of a natural gas flow mixing process, which involves several suppliers with different quality levels (including out of specification streams) and prices. The results show the feasibility of executing NGDN projects for new suppliers, which offer operational flexibility and a reduction in the cost of supplying NG to the final consumer. In the consumer market, NG will be used not only as a source of electricity, but also thermal and mechanical energy.

In Brazil, the steps of production, processing, regasification of liquefied natural gas (LNG) and distribution of this fuel used to be carried out by a state-owned company. However, in 2016 the National Energy Policy Council (CNPE) established guidelines and energy policies aimed at promoting free competition in the commercialization of NG and in 2021, a new legal framework was established with the necessary actions to open the market. Many small or medium-sized suppliers have shown interest in supplying natural gas in the distribution network, but in most cases the fuel is not specified and the volume of gas to be supplied does

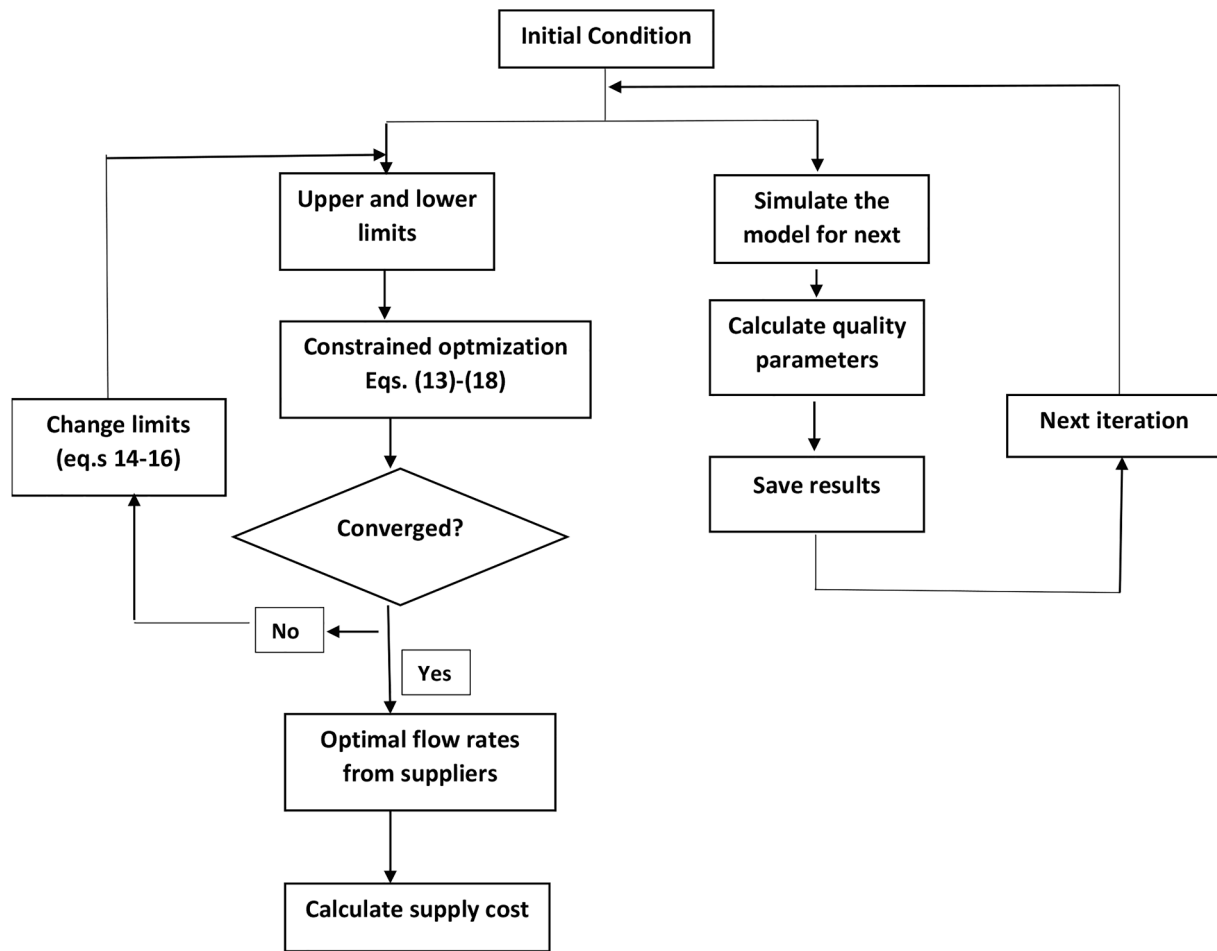


Fig. 2. Flowchart of the optimization algorithm.

not justify the construction of a Natural Gas Processing Unit (NGPU). In addition, the acquisition of analytical equipment for quality control is not feasible due to the high investment required. The main contribution of this work is associated with two basic issues which involve scientific and commercial/market features, respectively. The first issue refers to the lack of works related to monitoring the quality of NG in distribution networks that consider out-of-specification and low-cost suppliers. This absence justifies the aim of the work, i.e., the development and validation of a flexible optimization model, based on economic criteria, capable of being implemented in real time, involving specified and unspecified suppliers with different cost profiles. The second refers to the demands associated with the opening of the market and the breaking of the natural gas monopoly, especially in Brazil. This scenario justifies the main contribution of the work. The existence of low cost suppliers, with unspecified fuel and without availability of a NG processing unit should really be taken into consideration when monitoring the quality of NG in distribution networks.

Regarding the economic model adopted for natural gas, the exploration (Upstream), transportation (Midstream) and distribution (Downstream) stages that make up the commercialization of natural gas comprise Capital Expenditure and Operational Expenditure resources, which affect the sale price for final consumption. The final price of energy is also influenced by traders' margins, government taxes and the supply-demand relationship. There are different methods used for pricing natural gas, but NG suppliers generally combine a base price and an indexation clause. Long-term contracts use gas price indices to determine price planning over an established period. In this paper, the reduction in the cost of supply is associated with maximizing the purchase of NG from a supplier with unprocessed gas who has the lowest

price. However, the quality of the final mixture must be fully assured.

This work presents a generic optimization model that considers the dynamic behavior of a process of mixing natural gas streams, with inputs at different points in the network and out-of-specification supply streams. The model is capable of defining the best flows from suppliers at each instant in time, based on economic criteria, ensuring the specification of the final gas stream to be supplied to the consumer market. The results obtained show that the application of the model in the mixing process in real time is an important tool to ensure the quality of the supplied product and to optimize the cost of distribution.

The contribution of this paper can be summarized in the following items:

- In an innovative way, this work focuses on monitoring gas specifications in mixing processes involving unspecified supply streams.
- The paper presents a nonlinear, constrained optimization model which aims to minimize the total cost of supply, ensuring the specification of the final streams in accordance with the demand of the consumer market and with the contractual flow limits of the suppliers.
- The developed model is flexible and can be implemented on a computer platform to simulate and optimize NG mixing networks subject to different suppliers with different levels of quality and injection points spatially distributed along the network.

This paper is structured as follows. Section 2 presents the assumptions considered, the mixture model to be applied in a generic distribution network and the optimization model with constraints. Section 3 presents simulation results and comparison with historical data of a real

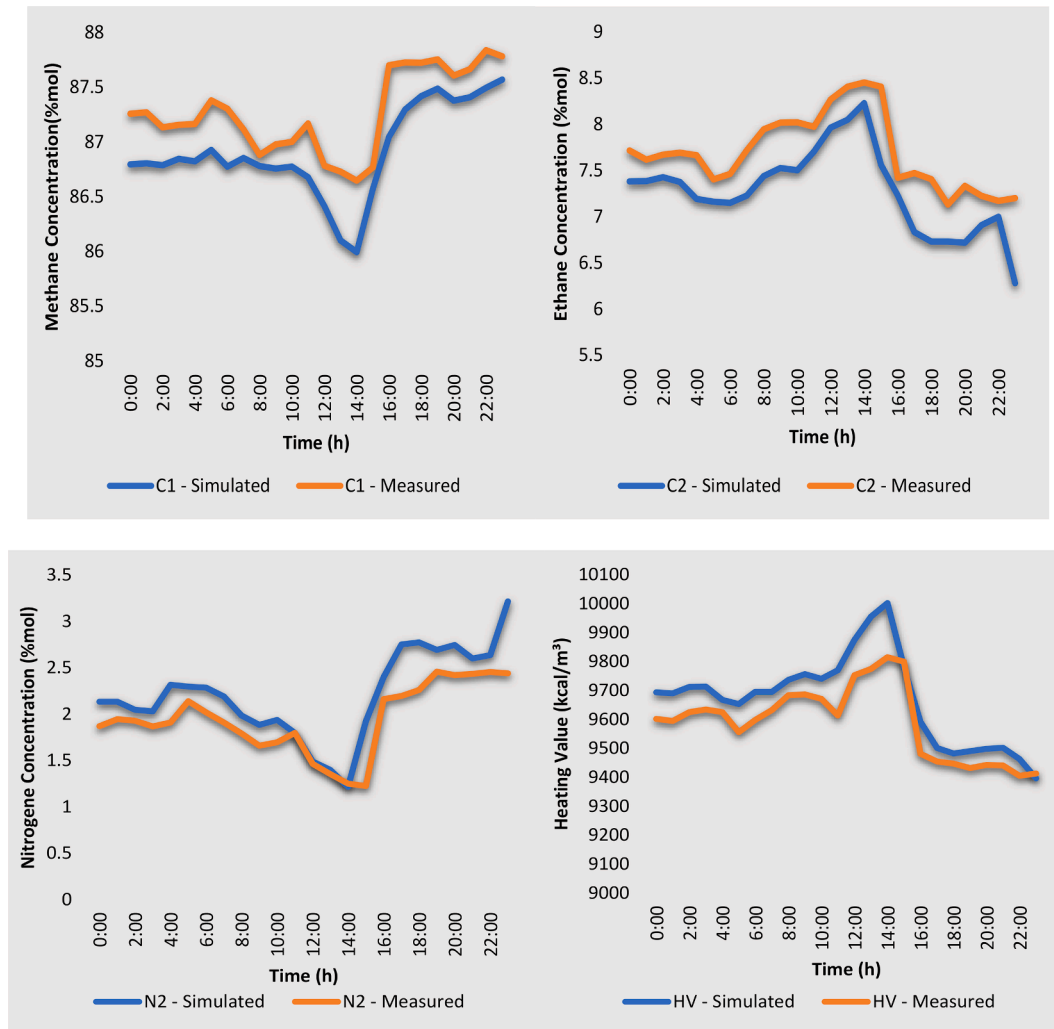


Fig. 3. Model validation and calibration.

process, considering two case studies, namely: i) a mixture with only two suppliers and one of them with an unspecified gas stream and ii) several suppliers, some unspecified gas streams, intermediate mixes along the network and a final mix in the pipe header.

The mixing model and optimization

A Natural Gas Distribution Network (NGDN) can comprise several mixing points. Each mixing point, in turn, has a specific amount of input streams and the mixing points are located at different positions along the network, causing impacts on the final mix (header pipe) with different delays or dead times. Fig. 1 illustrates an example of an NGDN layout. Disturbances are associated with changes in the compositions and flows of the suppliers and give rise to the network's transient behavior.

The model proposed in this work considers the following assumptions, which are consistent with the operational reality of the case study and with other similar works [17,8].

- Isothermal system which implies that the model is essentially based on mass (or molar) balances.
- Absence of chemical reaction.
- Perfect mixing in the header pipe such that the composition of the header is equal to the composition of its output stream.
- Constant volume of the mixture in the header pipe.
- The density of each stream depends on its respective composition.

- The mixing dynamics at any point (without header) are fast enough (quasi-steady-state hypothesis). Only in mixtures performed within a significant volume (e.g., header pipe) is transient behavior assumed.
- Ideal gas conditions. The compressibility factor calculated through the Van der Waals equation was adopted as a criterion to evaluate the ideal gas condition in each section of the network, including the header pipe. The lowest compressibility, estimated from composition, pressure, and temperature measurements, was approximately 0.91, which justifies the adoption of ideal gas behavior.

Considering in the header pipe n input streams, each with c components, and an output stream (final mix), we have the following molar balance per component:

$$\frac{dN_i}{dt} = \left(\sum_{j=1}^n x_i^j \cdot F_j \right) - x_i^o \cdot F_o \quad i = 1, \dots, c - 1 \quad (1)$$

x_i^j is the mole fraction (%mol/mol) of component i in the input stream j , F_j is the molar flow rate (mol/h) of stream j , N_i is the number of moles of component i within the header pipe. x_i^o is the molar fraction of component i in the output stream (equal to the fraction of the component in the header pipe) and F_o is the molar flow rate of the output stream (final NG stream).

The global molar balance is given by:

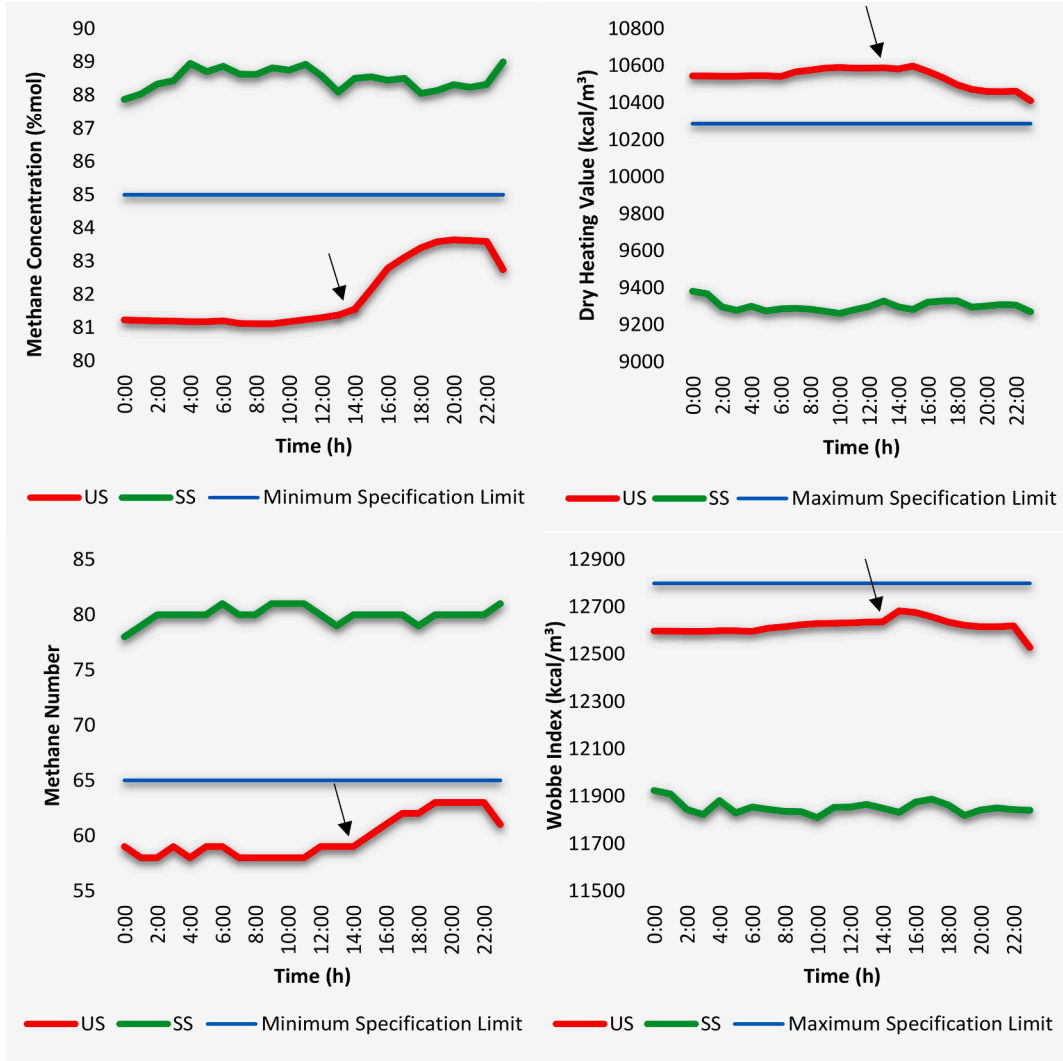


Fig. 4. Methane concentration, heating value, number of methane and Wobbe Index of specified (SS) and unspecified (US) suppliers in the 24 h period.

$$\frac{dN_T}{dt} = \sum_{j=1}^n F_j - F_o \quad (2)$$

N_T is the total number of moles within the header pipe. The density (kg/m^3) and average molecular weight (g/mol) of the final gas mixture depend on the composition in the header pipe ($x_1^o, x_2^o, \dots, x_c^o$).

From Eq. (1), we have:

$$\frac{d(N_i \cdot x_i^o)}{dt} = N_i \cdot \frac{dx_i^o}{dt} + x_i^o \cdot \frac{dN_i}{dt} = \left(\sum_{j=1}^n x_i^j \cdot F_j \right) - x_i^o \cdot F_o \quad (3)$$

From Eqs. (2) in (3), the following equation provides the composition of the mixture in the header pipe (and in the output stream) at each instant of time:

$$\frac{dx_i^o}{dt} = \frac{\left(\sum_{j=1}^n x_i^j \cdot F_j \right) - x_i^o \cdot \sum_{j=1}^n F_j}{N_i} \quad (4)$$

The total number of moles is obtained from the average molecular weight of the mixture (PM), the header volume (V , constant and specified) and the density of the mixture (ρ).

$$N_i = \frac{M_i}{PM} = \frac{\rho \cdot V}{PM} \quad (5)$$

However, if we assume isothermal and isobaric conditions in the header pipe, it is reasonable to consider the total number of moles

constant in the final stream and, $F_o = \sum_{j=1}^n F_j$.

The heating value (HV) on a molar basis (kcal/mol) and on a mass basis (kcal/mol) (Eqs. (6) and (7), respectively) of the final mixture is given by:

$$HV_n = \sum_{j=1}^c x_j^o \cdot HV_{nj} \quad (6)$$

$$HV_m = \sum_{j=1}^c x_j^o \cdot \frac{WM_j}{PM} \cdot HV_{mj} \quad (7)$$

HV_{nj} and HV_{mj} are the heating value of component j on molar and mass bases, respectively. WM_j is the molecular weight of component j . The heating value on a volumetric basis (kcal/m^3) (Table 1) is given by (assuming ideal gas conditions):

$$HV_v = HV_n \frac{p}{RT} \quad (8)$$

HV_v is the higher heating value on a volumetric basis (kcal/m^3) of the mixture at the combustion and measurement temperature (20°C). p is the pressure in the measurement condition (1atm) and R is the gas constant. For non-ideal conditions:

$$HV_{v^*} = HV_n \cdot \frac{HV_{v^*}}{Z} \quad (9)$$

$Z_{(T,p)}$ is the compressibility factor of the mixture at 20°C and 1atm . The reference heating value for pure substance is based on

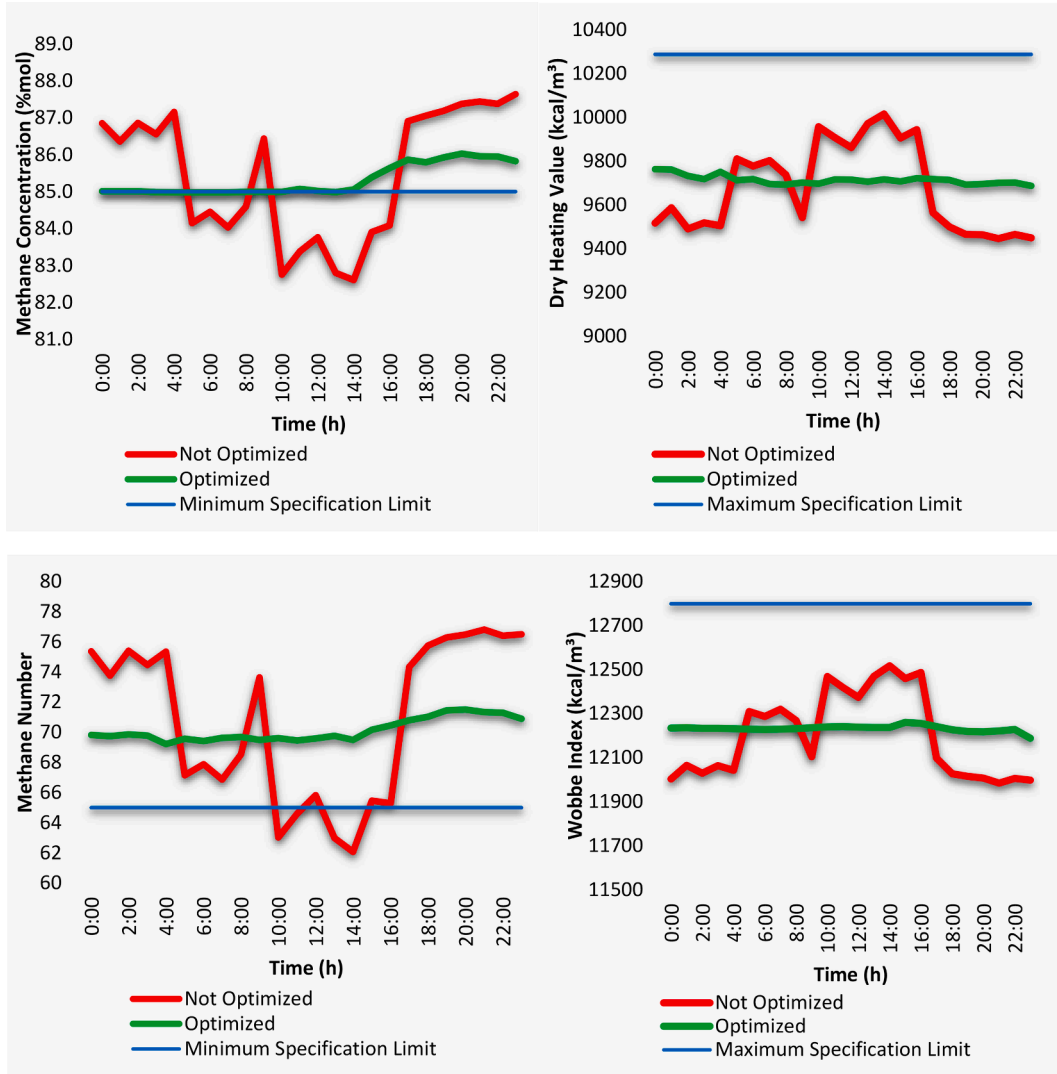


Fig. 5. Methane concentration, heating value, number of methane and Wobbe Index in the mixture in the period of 24 h without optimizing and with optimization.

temperature and pressure conditions equivalent to 20 °C and 1 atm, respectively, on a dry basis. According to the technical standard used in this work, the heating value of real gas on a volumetric basis is calculated by Eq. (9). In this condition, the compressibility factor calculated in all compositions was close to unity. The heating value in the reference and measurement conditions used in this work are shown in Table 1.

The Wobbe Index ($kcal/m^3$) of the mixture is given by:

$$WI = \frac{HV_{v^*}}{\sqrt{d}} \quad (10)$$

d is the relative density of the gas at 20 °C and 1 atm.

The methane number (MN) is a function of the Motor Octane Number (MON):

$$MN = 1.445 \bullet (MON) - 103.42 \quad (11)$$

$$MON = 137.78 \bullet z_1^o + 29.948 \bullet z_2^o - 18.1963 \bullet z_3^o - 167.062 \bullet z_4^o + 181.233 \bullet z_5^o + 26.994 \bullet z_6^o$$

$z_1^o, z_2^o, z_3^o, z_4^o, z_5^o, z_6^o$ are the molar fractions of methane, ethane, propane, butane, carbon dioxide and nitrogen, respectively.

An NGDN with a total of n_s suppliers must take into account the existence of suppliers whose NG streams have an assured specification (higher cost) and low cost suppliers whose streams do not have an

assured specification. In this scenario, at each instant of time, an optimization model must define the flows of all streams (all suppliers) based on the last measurements of their respective compositions. The flows to be applied must be such that the quality of the final stream (header pipe) complies with regulatory requirements and, at the same time, the total cost of supplying the entire network must be minimal. These requirements are embedded in the following optimization problem:

- Minimization of the total cost of supply:

$$\min_{F_i(t) (i=1, \dots, n_s)} CT = \int_0^T \left(\sum_{i=1}^{n_s} C_i \cdot F_i(t) \right) \cdot dt \quad (12)$$

subject to.

- The model:

$$x_i^o(t) = f(F_i(t), x_i^j) \quad i = 1, \dots, c; j = 1, \dots, n_s \quad (13)$$

- Limits on quality parameters, supplier flows and final stream composition:

$$LQ \leq PQ(t) \leq UQ \quad (14)$$

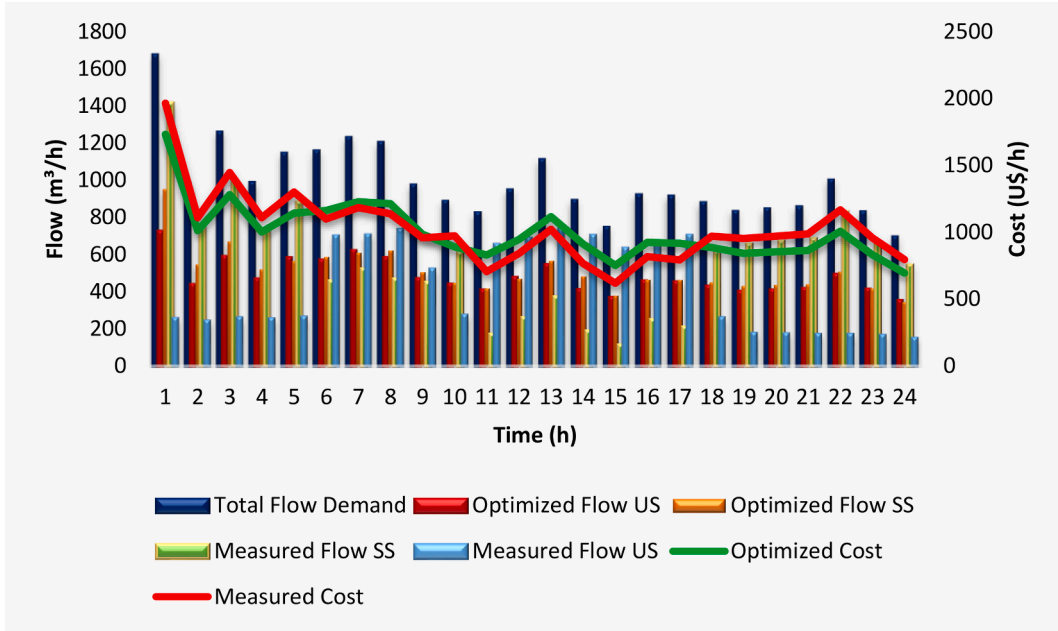


Fig. 6. Cost of the NG distribution by adjusting specified (SS) and unspecified (US) supplier flows.

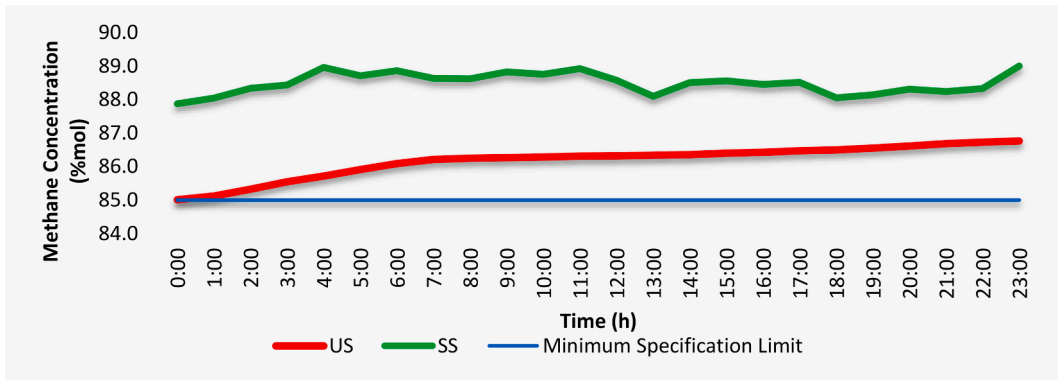


Fig. 7. Methane concentration in specified (SS) and unspecified (US) supplier streams.

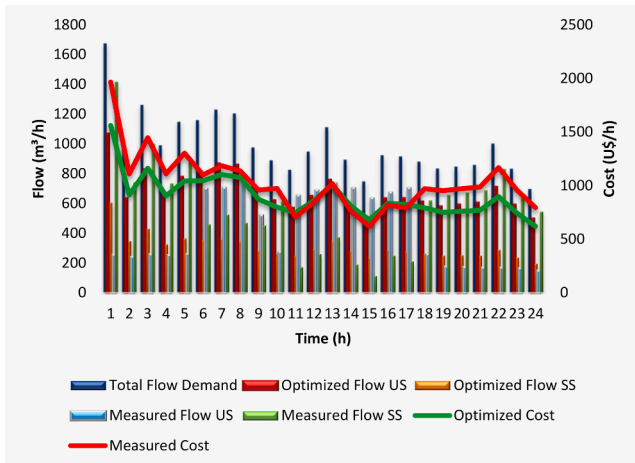


Fig. 8. Cost of the NG distribution by adjusting specified (SS) and unspecified (US) supplier flows.

$$LF_i \leq F_i(t) \leq UF_i, i = 1, \dots, n_s \quad (15)$$

$$Lx_i \leq x_i^o(t) \leq Ux_i, i = 1, \dots, c \quad (16)$$

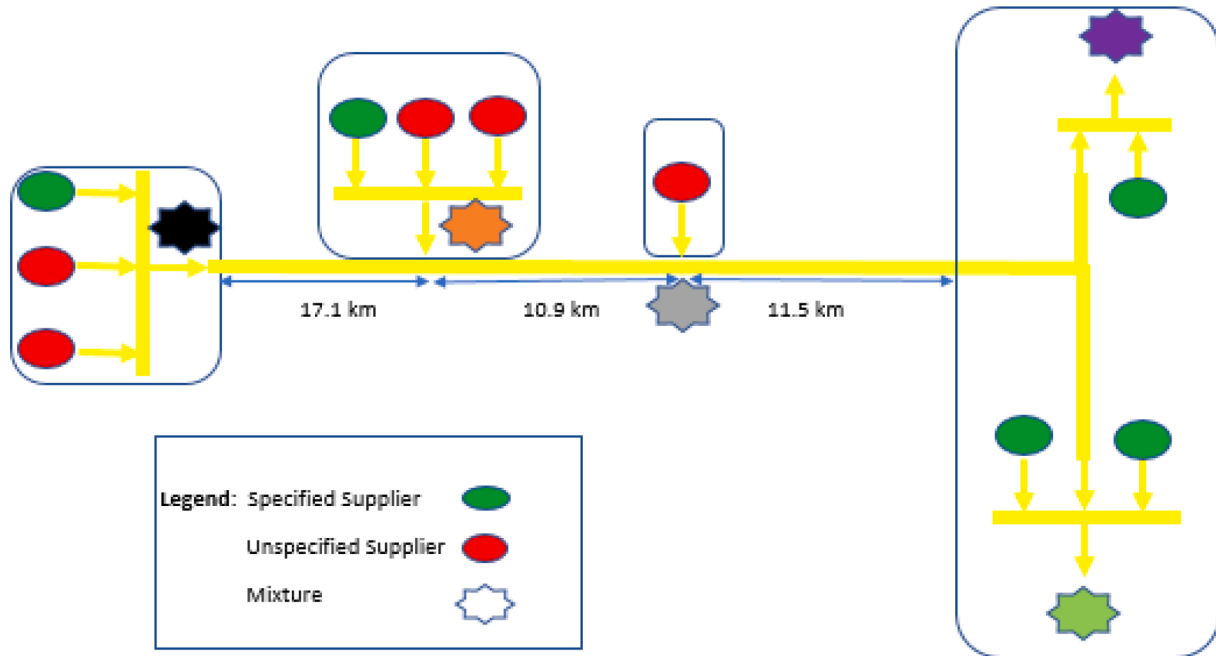
- Consumer market demand

$$\sum_{i=1}^c F_i(t) = Q_0(t) \quad (17)$$

$$\sum_{i=1}^c x_i^o(t) = 1 \quad (18)$$

CT is the supply cost of the distribution network over a period of time T , based on the flows and cost of each supplier ($C_i, i = 1, \dots, n_s$). Equality constraint 13 refers to the generic model of the NGDN which should consider the mixing in the final header pipe (Eq. (4)), upstream mixing points and other possible mixing headers along the network. Constraint 14 refers to the specification limits imposed on each of the quality parameters, namely, Heating Value ($kcal/m^3$), Wobbe Index ($kcal/m^3$) and Methane Number. Constraints 15 and 16 refer to the operational flow limits of each supplier and composition limits of the final stream (Table 2, header pipe). Constraint 17 refers to the fulfillment of a certain demand (Q_0) of NG for the consumer market which, in turn, changes

Distribution Network - Case Study



Integrated Flowchart - Distribution Network

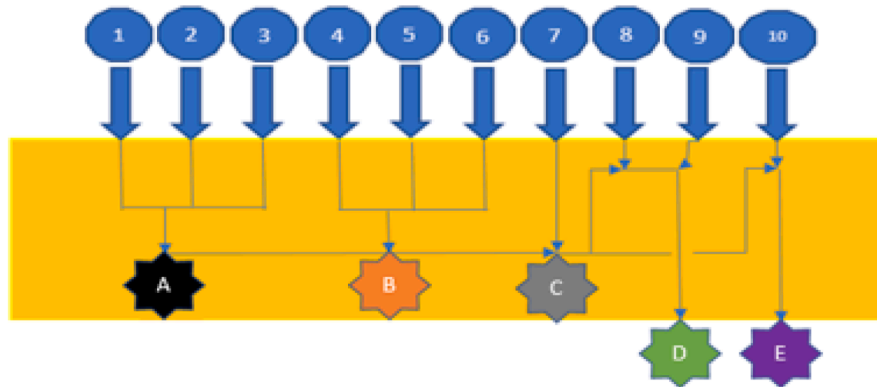


Fig. 9. (a) Natural Gas Distribution Network (b) Integrated multi-supplier flowchart.

Table 3

Cost information, flow limits and quality of NG.

SUPPLIER	COST (U \$/m ³)	FLOW MIN (m ³ /h)	FLOW MAX (m ³ /h)	Gas Quality
1	2.14	416.67	6250.00	ON SPEC
2	1.50	1250.00	4166.67	OFF SPEC
3	1.25	416.67	5000.00	OFF SPEC
4	1.90	6250.00	20833.33	ON SPEC
5	1.49	6250.00	20833.33	OFF SPEC
6	1.60	416.67	7500.00	OFF SPEC
7	1.35	416.67	2083.33	OFF SPEC
8	2.15	4166.67	30000.00	ON SPEC
9	2.65	0.00	62500.00	ON SPEC
10	2.10	8333.33	33333.33	ON SPEC

over time. The cost of each supplier (C_i , U\$/m³) does not follow a predefined rule and is established through commercial practices. Maximum and minimum supply flow limits are established based on operational and/or contractual requirements. Fig. 2 presents the

optimization process/algorithm. As shown by the proposed optimization model, the dynamic model of the process (Eq. (13)) is used in an integrated way with the optimization algorithm, as a nonlinear equality constraint. At each time interval, the optimizer determines the best supplier flows through successive iterations. In turn, at each iteration, the process model is simulated to predict the compositions of the final mixtures and the respective specifications. Iterations continue until a local minimum for the total cost of supply is reached, complying with the constraints (Fig. 2).

In addition to the 3 quality parameters considered in this work (Heating Value, Wobbe Index and Methane Number), other indicators could be included such as the Water Dew Point (WDP) since water causes the formation of corrosive acids, compromising the physical integrity of the pipeline and even clogging due to the formation of hydrates [1]. The Hydrocarbon Dew Point (HDP) is associated with the concentration of heavy hydrocarbons. The presence of condensate in the network can affect measurement systems, damage industrial analyzers, saturate filter elements and even cause the supply to stop. In Brazil, HDP monitoring is not necessary if the concentrations of propane, butane and

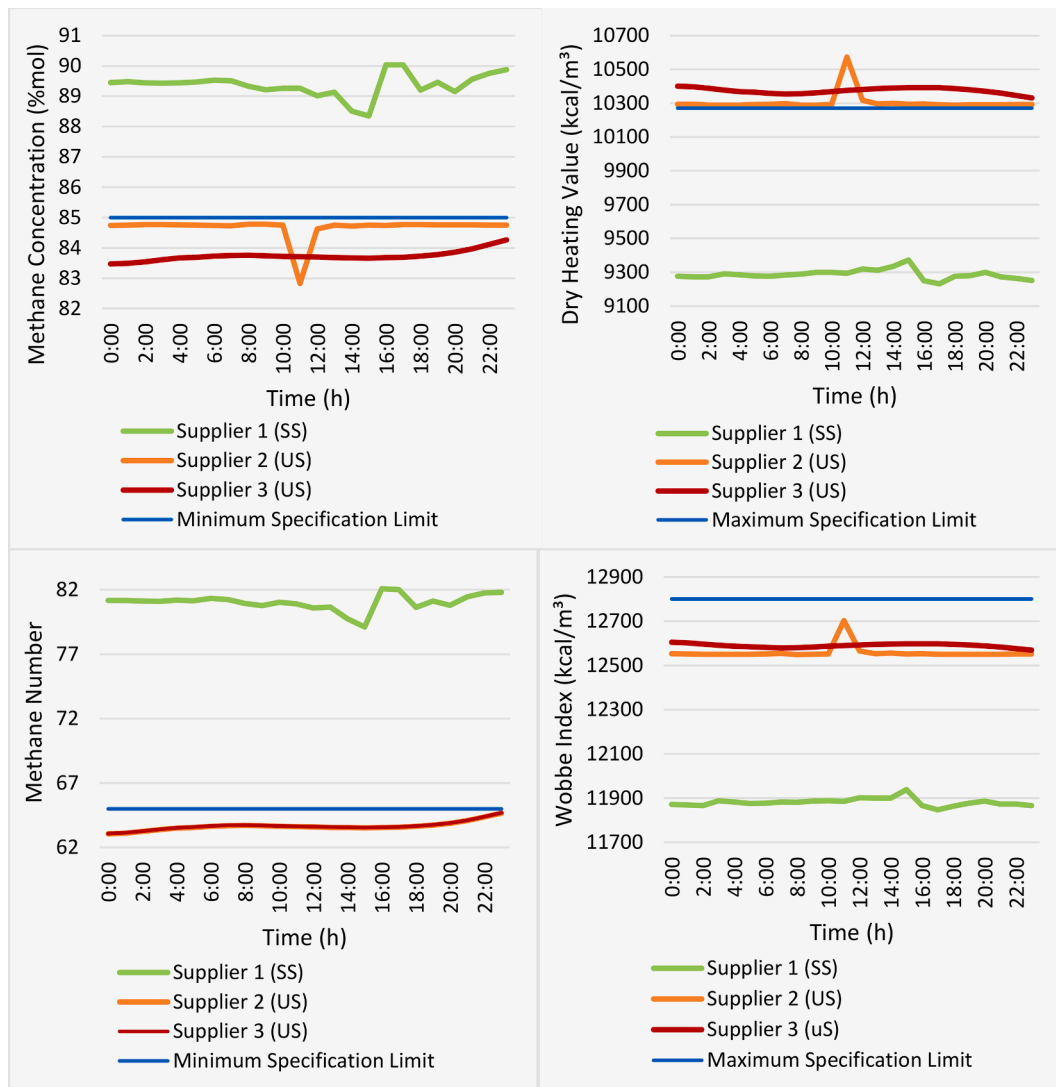


Fig. 10. Methane concentration, heating value, Wobbe Index and methane number (mixture A).

heavier are both lower than 3.00 %mol and 1.50 %mol, respectively. Monitoring the concentration of sulfur compounds, especially hydrogen sulfide [24], is necessary if sulfur-based odorants are added to natural gas. Specification limits for these quality parameters can be included as additional restrictions to the proposed optimization problem (Eqs. (12) to (18)) as they are directly associated with the composition of the gas mixture. The optimization model described in equations (12) to (18) comprises n_s continuous decision variables (supplier flows) and the dynamic process model comprises c state variables that constitute the molar fractions of each component in the final mixtures.

As illustrated in Fig. 1, a typical NGDN comprises mixing points and supplies from different positions upstream of the header pipe. This implies the existence of different transport delays that must be considered in a dynamic problem both for optimization and also for control purposes. The transport delay (t_m , measured in *mins*) is given by:

$$t_m = \frac{V_T}{F_v} \quad (19)$$

V_T is the volume (m^3) associated with the length of the pipeline (from the supply to the mixing point) and F_v is the volumetric flow rate (m^3/h) of the gas stream in this pipe section. The volumetric flow rate of the stream can be obtained directly from the molar or mass flow rate using the average molecular weight and density of the gas mixture. In turn, if we consider an ideal gas condition, the density of the mixture can be

obtained from the average molecular weight using the respective equation of state.

A model validation test was performed considering a mixture of two streams with different compositions and a header pipe 26.4 m in length and 16" in diameter. Real compositional data with meaningful changes over a 24-hour period were used. The mixing process involves other operating conditions:

- Piping temperature and pressures equal to 26.5 °C and 25.0 kgf/cm², respectively;
- Methane, ethane and nitrogen were considered the main components for the evaluation of changes in composition and heating value (main parameter);
- The composition and flow of the inlet streams were obtained from the hourly averages of the respective measurements;

The simulation results provide the fraction of the components of the mixture on a molar basis at each 1 h interval. These results were compared with measurements obtained using an in-line chromatograph. Fig. 3 presents the composition (measured and simulated) of methane, ethane and nitrogen in the final mixture and the heating value.

Considering the importance of the Heating Value (HV) for the energy evaluation of the gas and the definition of the invoice, the difference between the average daily HVs (simulated and measured) was 0.82%.

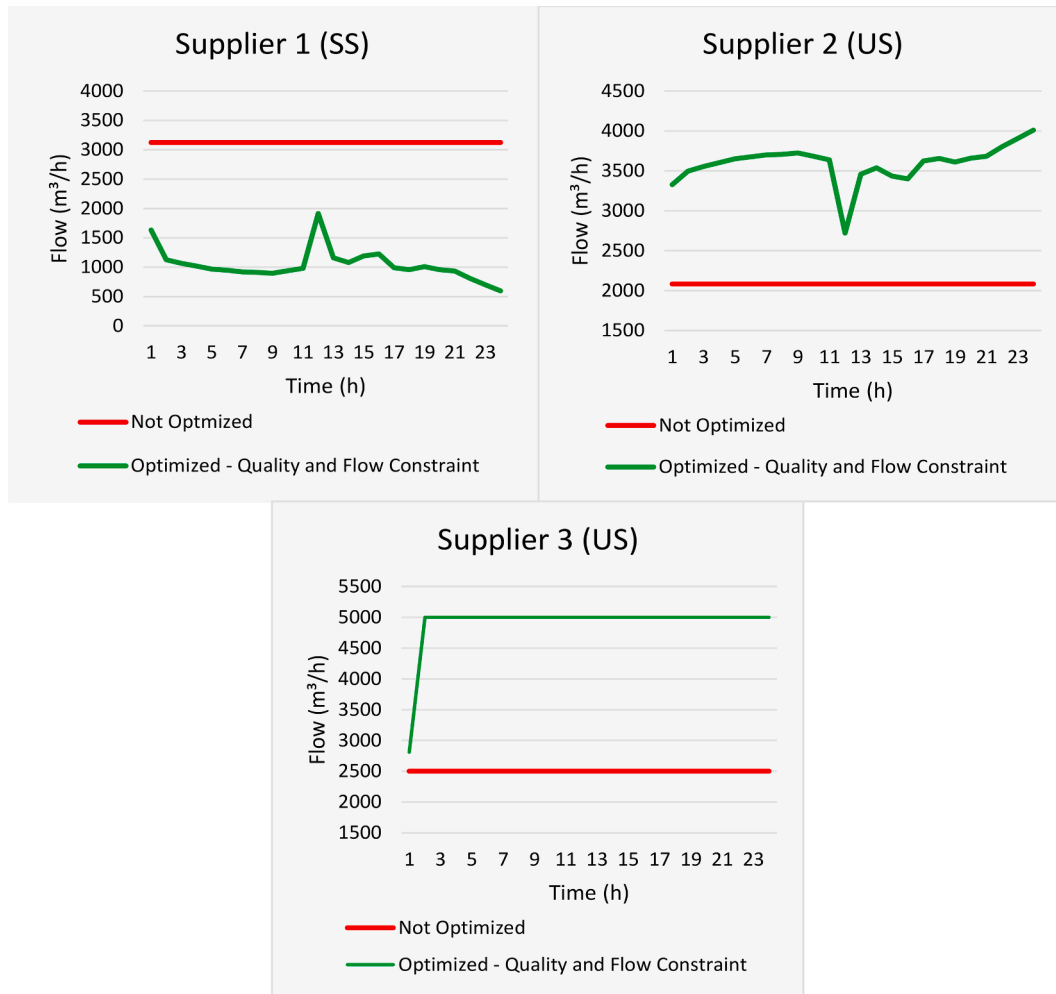


Fig. 11. Input flows (mixture A).

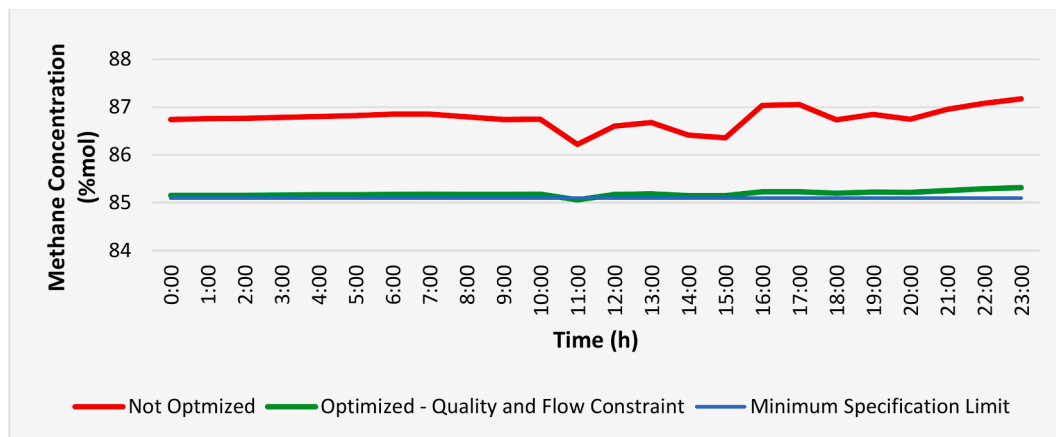


Fig. 12. Methane concentration (mixture A).

This value is within the average range of the relative uncertainty of measurement of chromatographs. In all cases the model was able to predict the dynamic behavior of the composition of the final mixture due to disturbances/changes in composition and flow in the inlet streams.

Results and discussion

The data and information considered in the analyzed case studies

were based on the operational history of the Bahiagás Company (Bahiagás, Bahia, Brazil). Bahiagás is a company responsible for the distribution of natural gas throughout the State of Bahia and a pioneer in Brazil in the distribution of NG with the participation of several suppliers.

The proposed optimization problem, together with the model, was solved considering 2 different scenarios: i) mixing with two suppliers and one of them with an unspecified gas stream ii) several suppliers at



Fig. 13. Nitrogen concentration, heating value, Wobbe Index and methane number (mixture B).

different points of the distribution network, some of them with a specified stream and others unspecified.

In all of the tests the simulation comprised a total period (T , Eq. (12)) equal to 24 h with a new optimal solution every hour. The results obtained through the optimization were compared with historical data (flows and compositions of each supplier) in a normal operation day. The mean molar composition in the one hour interval was estimated from the chromatograph results obtained at each 5 min interval.

Optimization with an unspecified input stream

The possibility of supplying unspecified gas streams to the distribution network must be considered in the current scenario of the gas market. This means that the company responsible for receiving and distributing NG must have a monitoring and control system capable of identifying this so as to avoid the supply of unspecified product to the final consumer. The system should preferably select an action of optimal control among the feasible alternatives which can minimize the total cost of distribution.

This case study considers two streams, one specified (SS) and the other not (US). These two streams are injected directly into the header pipe without any dead time. The composition of both streams and the demand for natural gas are changed every hour. According to the current control strategy, the distributor (BahiaGás Company) previously defines

a schedule for the unspecified supplier that specifies a flow rate every 1 h. This schedule is based on a Stationary Reference Simulation (SRS) and historical data (consumption and gas quality from the supplier). In addition, this schedule limits the flow of the US stream to 30% of its maximum flow.

On the other hand, the real data obtained from the on-line chromatograph indicate that in the analyzed period the unspecified supplier presented a lower quality gas than the composition data considered in the SRS. Fig. 4 shows the methane concentration, heating value, methane number and the Wobbe Index in the two supply streams, showing that one of the streams remained out of specification throughout the entire 24 h period. Around 2:00 pm, there was a change in the composition of the US stream and a small improvement in the quality of the product delivered, however, this was still not in accordance with the required specification. The SS current remained without significant changes throughout the observed period.

Fig. 5 presents the results obtained with the proposed optimization model (Eqs. (12) to (18)), updating the composition of the suppliers every hour. There is a difference in the quality of the resulting mixture when comparing the two strategies. The first refers to the current strategy (not optimized) which based on the history of consumption and quality of the natural gas of the suppliers. The second refers to the optimized strategy which is able to define the best flow rates from suppliers at every instant of time, ensuring the specification of the final



Fig. 14. Input flows (mixture B).

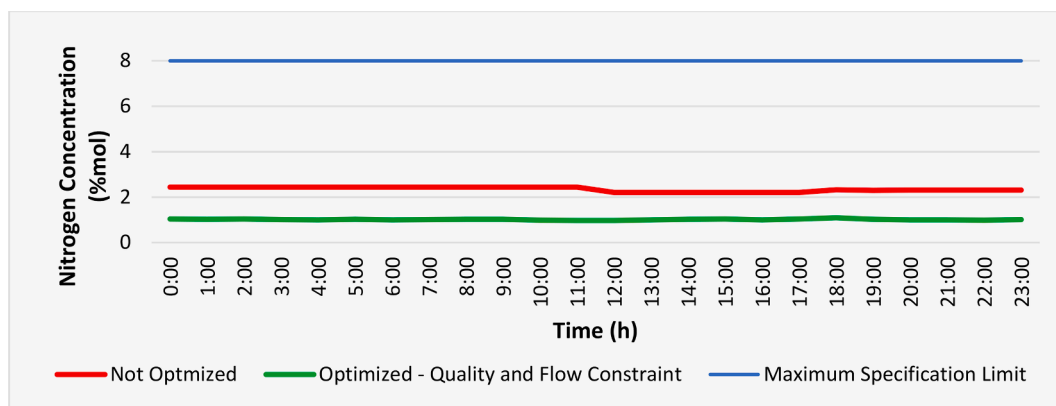


Fig. 15. Nitrogen concentration (mixture B).

gas stream and minimizing the cost of distribution. The composition of the final stream obtained with the proposed strategy fully meets the quality requirements established by the regulatory agency, despite one of the suppliers presenting unspecified NG throughout the period.

In addition to the final product complying with the specification of the consumer market, the optimization of the process reduced the daily

cost of distribution. Fig. 6 shows that most of the time, it was possible to increase the flow of the US stream to values close to 50% of its maximum flow (above the 30% limit established by the current strategy). From 5:00 am to 6:00 pm, it was necessary to increase the flow rate of the SS stream, more expensive but specified, to meet the quality criteria of the final mixture. Despite this, the daily distribution cost was reduced by

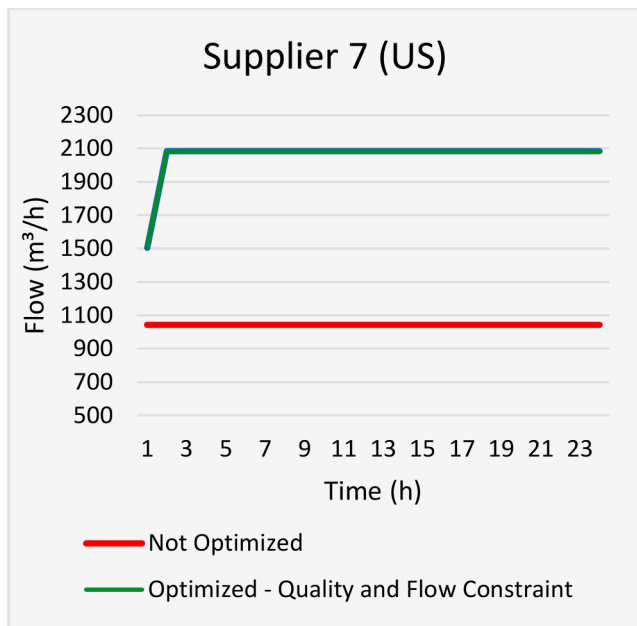


Fig. 16. Flow from supplier 7 (mixture C).

2.54%.

Another test involved the same consumption/demand profile over 24 h and considered another unspecified supplier composition, also based on historical data. In this case, the US stream presented a better quality so that the methane concentration was within the limit established by the regulatory agency (Fig. 7), as well as the other quality parameters. Fig. 8 shows that the results obtained with the proposed strategy led to a 13.47% reduction in the daily cost of distribution.

Mixing gas from several suppliers at different points in the distribution network

This case study comprises a typical scenario in the NG distribution market. We considered 10 suppliers spatially distributed along the NGDN (Fig. 9). Table 3 presents the cost and capacity of each supplier. The pipeline is subjected to an average temperature of 27.5 °C and there is no significant pressure change along the network. The supply valves are adjusted to maintain a constant network pressure at approximately 25.0kgf/cm². The composition of each supplier (over time) is measured

using in-line chromatographs or laboratory analysis. The furthest supplier is at a distance of 39.5 km from the receiving point. The entire pipe network has the same diameter (16in). The dynamics of some mixtures is considered according to the respective volume of the header pipe. Other mixtures are carried out directly in the distribution network and do not have significant dynamics. Points A, B, C, D, E (Fig. 9b) represent different NG mixtures whose compositions are the result of the mixture of two or more suppliers.

Table 3 shows that the cost of supply decreases with the deterioration in the gas quality. The minimum and maximum flow limits are associated with factors such as supplier delivery capacity, measurement system intervals, delivery penalties (take-or pay or shape-or-pay), NGPU's operability intervals and pressure stability in the distribution network, among others.

The following assumptions, based on a real scenario, were considered for this case study:

- a) Suppliers 1 and 4 deliver specified gas after processing the energy extracted from on-shore fields in the region and therefore the gas quality is stable without much change.
- b) Suppliers 2, 3, 5 and 7 deliver unspecified gas extracted from on-shore gas wells in the region. Some of these have NGPU under construction and still supply unprocessed gas.
- c) Supplier 6 delivers natural gas from several wells via road transport (Compressed Natural Gas truck, CNG).
- d) Supplier 8 processes natural gas from off-shore fields in the region and can deliver gas with a different composition than is normally supplied (typical quality of the supplier).
- e) Supplier 10 delivers specified natural gas from different regions of the country through an integrated network and presents significant changes in the composition of NG but within the quality limits (Table 3).
- f) Supplier 9 is integrated into the Aratu Regasification Terminal (Camaçari-Bahia) and delivers imported gas (Liquefied Natural Gas, LNG). Supplier 9 has the highest cost and has the role of contingency supplier for industrial, commercial and gas station customers in case of failure of the other suppliers integrated into the distribution network.
- g) The conventional operating strategy considers the limit of 50% of the maximum flow of each supplier, except for supplier 6 whose schedule defined a value of 66.7% of its maximum value.

The scenario presented shows that the geographic region considered in the case study has access to all the alternatives for receiving NG for

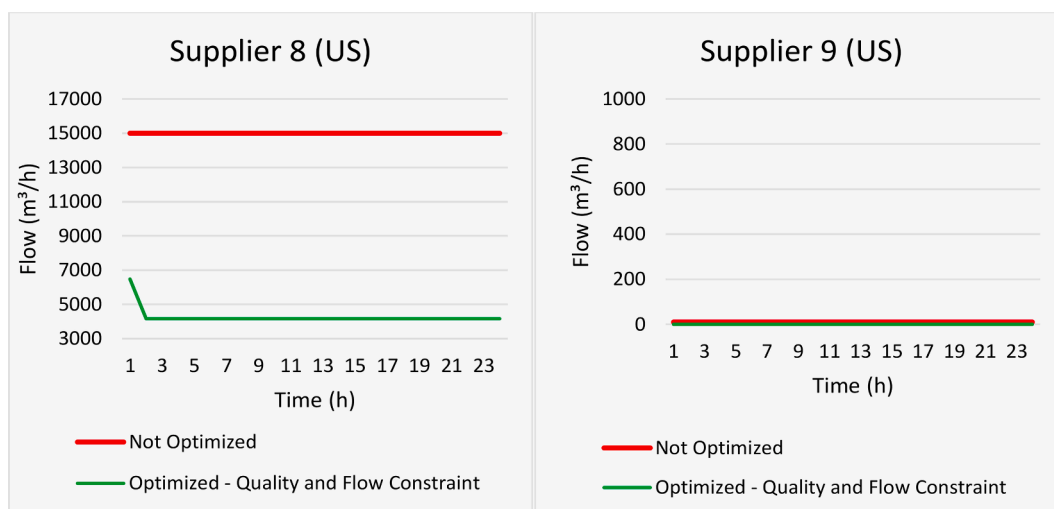


Fig. 17. Input flows (mixture D).

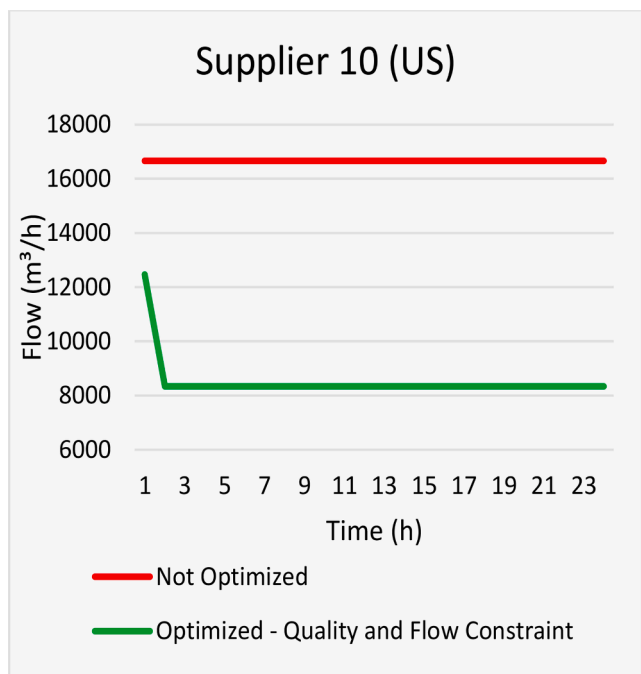


Fig. 18. Flow (supplier 10, mixture E).

distribution (on shore, off shore, LNG and CNG).

All mixtures (A, B, C, D, E, Fig. 9) must conform to specification limits (Table 2). The final gas stream (mixture E) serves customers who use natural gas as a raw material in their production processes and, therefore, the final mixture must have a maximum of 1.35 %mol of nitrogen, instead of what is established by the regulatory agency (maximum of 8.00 %mol).

As shown in Fig. 9, mixture A is the result of suppliers 1, 2 and 3. Only supplier 1 (SS) delivers the specified gas. According to Fig. 10, in the analyzed period, supplier 2 (US) and supplier 3 (US) presented non-compliance in relation to methane concentration, heating value and methane number.

Fig. 11 shows the flows according to the conventional operating strategy (without optimization) and the flows obtained by the proposed model for suppliers 1, 2 and 3. Due to the flow and quality constraints imposed in the optimization, the flow of the supplier 2 is not maximized and the flow of supplier 1 is not minimized to their respective contractual limits (4166.67 m³/h and 416.67 m³/h, respectively) as this would result in an out-of-spec mix. On the other hand, the optimizer increased the flow of supplier 1 to the limit necessary to maintain the specified

mix. This change was more pronounced from 10:00 am to 2:00 pm due to the decrease in the quality of gas from supplier 2 in the same period (Fig. 10). Fig. 12 shows that the concentration of methane in the mixture A fully complies with the limit established by the regulatory agency. The same is true for the other quality parameters. In the conventional operating strategy mixture A also complies with the specification but has a higher distribution cost, as will be seen later.

In mixture B, suppliers 5 and 6 inject unprocessed gas into the distribution network and supplier 4 is the only one that must meet the requirements of the regulatory agency. However, in the analyzed period, input 5 provided NG within the specification limits, despite the non-conforming gas assumption. Fig. 14 shows that the optimizer increased the flow of supplier 5 to the contractual limit (20833.00 m³/h) since in this mixture this supplier has the lowest cost. As shown in Fig. 13, the most critical component for the quality of mixture B is nitrogen due to supplier 6, whose gas from 0 am to 12 am presented a nitrogen concentration above the maximum limit of 8.00 mol %. This specification deviation caused other quality parameters (HV and IW) related to this same supplier to also be non-compliant. Fig. 15 shows that the nitrogen concentration meets the specification in both strategies (with and without optimization). On the other hand, the proposed strategy (with optimization) presented flow profiles of suppliers 4, 5 and 6 which were quite different from the conventional strategy. This is attributed to the integrated feature of the optimization model that considers the global cost of distribution and not just the production of mixture B. Considering that supplier 4 has the lowest cost among the specified suppliers, it also plays an important role in the other downstream mixtures, which justifies the dynamic behavior of this flow obtained in the proposed approach (Fig. 14).

Mixture C is the result of mixes A and B and supplier 7 (Fig. 9). Fig. 16 shows that the optimization model suggests increasing the throughput of supplier 7, in almost the entire period, which is justified by the economic gain.

Mixture D is the gas stream with the highest demand from the consumer market since the main customer is the Petrochemical Complex (Bahia, Brazil). This establishes the need to use supplier 9 (specified LNG, highest cost supplier) which can supply the required demand if necessary. It is desirable that the demand be fully supplied by mixture C (lowest cost) and supplier 8 which is also specified despite frequent changes in its composition. In the analyzed period, there was no need to use supplier 9 (Fig. 17) which had its supply interrupted in the conventional strategy. It was also possible to reduce the throughput of supplier 8, in the strategy with optimization, to its lower limit, minimizing the cost of distribution.

Mixture E comprises a case in which the NG quality limits are more restrictive than the limits established by the regulatory agency. This is because the customer of this stream uses NG as a raw material and

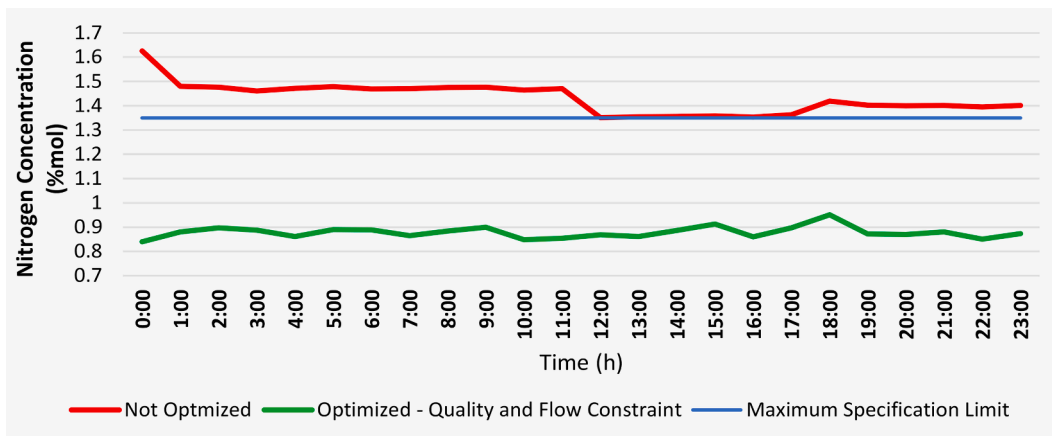


Fig. 19. Nitrogen concentration (mixture E).

requires a specification of nitrogen concentration lower than 1.35% mol. Despite an initial increase in the flow of supplier 10 (one of the highest cost suppliers), in order to meet the quality restrictions, this flow remained at a value below the value defined by the conventional strategy throughout the entire period (Fig. 18). At the beginning of the period, mixture C presented a nitrogen concentration of approximately 1.62% mol and it was necessary to increase the flow rate from suppliers with a low concentration of this component so that the mixture E complies with the requirements (Fig. 19).

The results obtained by the proposed optimization model show a reduction in the total cost of distribution of 22.65%, which represents a saving of US\$ 760,269.05 for the period (24 h) analyzed. It was possible to ensure the quality of the product as established by the regulatory agency, meet the stricter requirements of specific customers as well as the contractual limits of minimum and maximum flow from suppliers.

The results show that the main objective of the work was fully achieved. In both cases, distribution networks involving chains from unspecified suppliers were considered and, in the second case, spatially distributed along the network. The reduction in the total cost of supply was effectively obtained, considering the current operating scenario as a reference, and the model restrictions were met, ensuring the specification of the final streams that will be directed to the consumer market. The optimization and process models were implemented using Matlab in an Intel Core i7-6500U, 8 Gb of RAM and 2.5 GHz. The time to obtain the best flows from suppliers at each time interval was about 1.5 min, which shows the feasibility of implementing the proposed strategy in real time.

Conclusions

In the new scenario, real-time control of the quality of natural gas is a necessity for distributors that receive the injection of natural gas at various points in the distribution network from various suppliers with different levels of quality and even suppliers of gas out of spec. In addition, it has already become a practice in Brazil and in other countries to inject other energy sources into the natural gas distribution network, such as biomethane and hydrogen.

This paper presents a nonlinear, constrained optimization model which aims to minimize the total cost of supply across the NGDN over a given period of time. The proposed model is capable of ensuring the specification of the final streams in accordance with the demand of the consumer market and with the contractual flow limits of the suppliers.

The analyzed case studies present the results obtained by the proposed model (optimized strategy with pseudo dynamic simulation approach of the phenomenological mixture model) and by the conventional operation strategy, currently practiced by the NG distributor (Bahiagás Company). The gains obtained by the proposed model, verified by the full compliance with the specification and the reduction in supply costs, demonstrate the need for an optimized strategy to control the quality of the gas. Furthermore, the second case study, associated with a real NGDN in operation, shows the feasibility of the proposed optimization model, as well as its application flexibility in different network configurations. In the first case study analyzed (two suppliers, one specified and the other unspecified), the optimization results provided a reduction of 13.47% in the total cost of supply. In the second case study, which comprises several suppliers distributed along the network, the total cost of supply was reduced by 22.67%, representing a savings of 760,269.05 US\$/day.

In addition to the main gains verified (supply cost reduction and NG specification guarantee), the generic mixing model (non-linear constraint of equality of the optimization problem) in some points of the network can be an alternative to the use of in-line chromatographs, which would also provide a significant reduction in the fixed cost, considering the high investment for the acquisition of this analytical equipment. The prediction of the composition of the final NG mixtures (sent to the consumer market) provides a direct estimate of other gas quality parameters also monitored by the regulatory agency. The real-

time estimation of these parameters is also required by the current distribution market.

The proposed model can be implemented on a computer platform to simulate and optimize an NGDN with different suppliers and different product quality levels. The flexibility of the proposed model also allows for the incorporation of other aspects to the optimization problem, internally or cooperatively, such as pressure constraints in the network and predictive control.

CRedit authorship contribution statement

O. Alves: Conceptualization, Writing – original draft. **C. Fontes:** Conceptualization, Investigation, Supervision, Validation, Writing – review & editing.

Declaration of Competing Interest

The authors declare that they have no known competing financial interests or personal relationships that could have appeared to influence the work reported in this paper.

Acknowledgements

The authors are grateful for the financial support provided by the National Council for Scientific and Technological Development (CNPq-BRASIL) (process 304312/2021-5) and by the Bahiagas Company.

References

- [1] Akatsu S, Tomita S, Mori YH, Ohmura R. Thermodynamic simulations of hydrate-based removal of carbon dioxide and hydrogen sulfide from low-quality natural gas. *Ind Eng Chem Res* 2013;52(43):15165–76. <https://doi.org/10.1021/ie402010p>.
- [2] Alfaki M, Haugland D. Strong formulations for the pooling problem. *J Global Optim* 2013;56(3):897–916. <https://doi.org/10.1007/s10898-012-9875-6>.
- [3] Audet C, Brimberg J, Hansen P, Le Digabel S, Mladenović N. Pooling problem: alternate formulations and solution methods. *Manage Sci* 2004;50(6):761–76. <https://doi.org/10.1287/mnsc.1030.0207>.
- [4] Chaczykowski M, Zarodkiewicz P. Simulation of natural gas quality distribution for pipeline systems. *Energy* 2017;134:681–98. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.06.020>.
- [5] Cheli L, Guzzo G, Adolfo D, Carcasci C. Steady-state analysis of a natural gas distribution network with hydrogen injection to absorb excess renewable electricity. *Int J Hydrogen Energy* 2021;46(50):25562–77. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.05.100>.
- [6] Dell'Isola M, Ficco G, Lavallo L, Moretti L, Tofani A, Zuena F. A resilience assessment simulation tool for distribution gas networks. *J Nat Gas Sci Eng* 2020;84:103680. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103680>.
- [7] Dyachenko SA, Zlotnik A, Korotkevich AO, Chertkov M. Operator splitting method for simulation of dynamic flows in natural gas pipeline networks. *Physica D* 2017;361:1–11. <https://doi.org/10.1016/j.physd.2017.09.002>.
- [8] Elaoud S, Hafsi Z, Hadj-taieb L. Journal of petroleum science and engineering numerical modelling of hydrogen-natural gas mixtures flows in looped networks. *J Petrol Sci Eng* 2017;159:532–41. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.09.063>.
- [9] Ficco G, Frattolillo A, Zuena F, & Dell'Isola, M. (2022). Analysis of Delta In-Out of natural gas distribution networks. *Flow Measurement and Instrumentation*, 84 (December 2021), 102139. <https://doi.org/10.1016/j.flowmeasinst.2022.102139>.
- [10] Gaykema EW, Skryabin I, Prest J, Hansen B. Assessing the viability of the ACT natural gas distribution network for reuse as a hydrogen distribution network. *Int J Hydrogen Energy* 2021;46(23):12280–9. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.11.051>.
- [11] Guandalini G, Colbertaldo P, Campanari S. Dynamic modeling of natural gas quality within transport pipelines in presence of hydrogen injections. *Appl Energy* 2017;185:1712–23. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.03.006>.
- [12] Herrán-González A, De La Cruz JM, De Andrés-Toro B, Risco-Martín JL. Modeling and simulation of a gas distribution pipeline network. *Appl Math Model* 2009;33(3):1584–600. <https://doi.org/10.1016/j.apm.2008.02.012>.
- [13] Karpash O, Darvay I, Karpash M. New approach to natural gas quality determination. *J Petrol Sci Eng* 2010;71(3–4):133–7. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2009.12.012>.
- [14] Nourian, R., & Mousavi, S. M. (2019). Design and implementation of an expert system for periodic and emergency control under uncertainty: A case study of city gate stations. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 66(September 2018), 306–315. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.04.007>.
- [15] Ma T, Wu J, Hao L. Energy flow modeling and optimal operation analysis of the micro energy grid based on energy hub. *Energy Convers Manage* 2017;133:292–306. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.12.011>.

- [16] Malode, S. J., Prabhu, K. K., Mascarenhas, R. J., Shetti, N. P., & Aminabhavi, T. M. (2021). Recent advances and viability in biofuel production. *Energy Conversion and Management: X*, 10(December 2020), 100070. <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2020.100070>.
- [17] Osiadacz AJ, Chaczykowski M. Comparison of isothermal and non-isothermal pipeline gas flow models. *Chem Eng J* 2001;81(1):41–51. [https://doi.org/10.1016/S1385-8947\(00\)00194-7](https://doi.org/10.1016/S1385-8947(00)00194-7).
- [18] Ríos-Mercado RZ, Borraz-Sánchez C. Optimization problems in natural gas transportation systems: a state-of-the-art review. *Appl Energy* 2015;147:536–55. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.03.017>.
- [19] Sabo K, Scitovski R, Vazler I, Zekić-Sušac M. Mathematical models of natural gas consumption. *Energy Convers Manage* 2011;52(3):1721–7. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2010.10.037>.
- [20] Skorek-Osikowska A, Martín-Gamboa M, Dufour J. Thermodynamic, economic and environmental assessment of renewable natural gas production systems. *Energy Convers Manage X* 2020;7:100046. <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2020.100046>.
- [21] Viana FFCL, Alencar MH, Ferreira RJP, De Almeida AT. Multidimensional risk classification with global sensitivity analysis to support planning operations in a transportation network of natural gas pipelines. *J Nat Gas Sci Eng* 2021;96. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.104318>.
- [22] Woldeyohannes AD, Majid MAA. Simulation model for natural gas transmission pipeline network system. *Simul Model Pract Theory* 2011;19(1):196–212. <https://doi.org/10.1016/j.simpat.2010.06.006>.
- [23] Zhang B, Hu W, Li J, Cao D, Huang R, Huang Q, et al. Dynamic energy conversion and management strategy for an integrated electricity and natural gas system with renewable energy: deep reinforcement learning approach. *Energy Convers Manage* 2020;220:113063. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113063>.
- [24] Zhang, X., Lei Da., & Feng Wenxing. (2014). An approach for estimating toxic releases of H₂S-containing natural gas. *Journal of Hazardous Materials*, 264 (July 2019), 116268. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116268>.

UFBA
UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA
ESCOLA POLITÉCNICA

PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA INDUSTRIAL - PEI

Rua Aristides Novis, 02, 6º andar, Federação, Salvador BA
CEP: 40.210-630
Telefone: (71) 3283-9800
E-mail: pei@ufba.br
Home page: <http://www.pei.ufba.br>

