

OTIMIZAÇÃO DA OPERAÇÃO DA REDE DE GÁS NATURAL PARA SUPRIMENTO  
DAS TERMELÉTRICAS POR PROGRAMAÇÃO NÃO-LINEAR

FELIPE SOUSA CHAVES

PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE  
ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE  
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS  
PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Aprovada por:

---

Prof<sup>a</sup>. Carmen Lucia Tancredo Borges, D.Sc  
(Orientador)

---

Prof. Sergio Sami Hazan, Ph.D

---

Eng. Renato Haddad Simões Machado

RIO DE JANEIRO – RJ - BRASIL

JANEIRO DE 2010

## **Dedicatória**

Dedico este projeto à minha família: minha mãe, Fátima, meu pai, José, minhas irmãs Mariana e Gabriela, minha afilhada e prima Juliana, minha avó Rosa e minha namorada Nina. O apoio de todos foi mais que essencial, foi necessário.

Obrigado!

## **Agradecimentos**

Agradeço a Deus e a minha família pelo apoio e pela oportunidade.

Agradeço aos meus amigos de infância Pedro, Gilberto, Henrique, Diego, Gustavo, Felipe, Bruno, Luis, pela amizade eterna.

Agradeço aos meus amigos de faculdade Bia, Raphael, César, Antônio, Rodrigo, Guilherme, Felipe, Carlos, Vinícius, Wallace, Miguel, Ana, Marcus, Anderson, Yuri, Ricardo, não só pela parceria intelectual como também pela descontração dentro e fora de sala.

Agradeço aos bons professores do Departamento de Engenharia Elétrica Rolim, Antônio, Lopes, Sérgio, Nemésio, Jorge, em especial a duas professoras que foram como mães para mim, me orientando sempre que pedi, Maria Karla e Carmen. Sem esquecer do professor Alessandro Manzoni que fazia parte desta banca, mas faleceu nos deixando saudades de sua amizade, sabedoria e perfeita didática. Além é claro dos funcionários do departamento, com destaque para tia Sandra, tia Kátia e tia Rosane, sempre solícitas e divertidas.

Agradeço aos companheiros de estágio Ana, Fábio, Antônio, Vizeu, Anselmo, Armindo, Rogerinho, Léo, José Maria, Arthur, Altimar, Anderson, pelas dicas e aprendizado complementar.

Agradeço ao meu Pai, que esteve sempre disposto a me ajudar na engenharia elétrica.

Agradeço aos meus outros inúmeros amigos, da escola, do intercâmbio, de todo lugar, em especial à Beatriz, certeza de amizade verdadeira.

"O que se leva da vida é a vida que se leva".

Anônimo

## **Resumo**

O texto faz uma análise do atual quadro energético brasileiro no âmbito das usinas térmicas abastecidas por gás natural, suas tendências políticas, ambientais e econômicas relacionadas ao modelo energético adotado no passado e suas reflexões no atual momento. Devido à presença de reservas de gás natural no território brasileiro, ao aumento da eficiência de usinas à gás com ciclo combinado e à necessidade de diversificação da matriz de geração de energia elétrica brasileira, espera-se o crescimento da geração termelétrica no país. Nesse aspecto, é proposta uma metodologia voltada à estabelecer os custos mínimos de produção, importação e transporte do gás, bem como a máxima geração pelas usinas térmicas de uma rede interligada.

A metodologia matemática adotada para a resolução do modelo é a programação não-linear e esta será comparada a outras no tocante à rapidez e a exatidão.

Palavras-chave: Fluxo de gás, Despacho de termelétricas, programação não-linear.

## **Abstract**

The text makes an analysis of the Brazilian current scenario of energy, giving emphasis to thermoelectric generation supplied by natural gas, its inclining politics, effects on environment and economy, connected to the energetic model adopted in the past and current reflections. Due the presence of natural gas reserves in Brazilian territory, the increasing efficiency of thermoelectric factories that use combined cycle and the need of diversification on Brazilian electrical energy generation, the growth of thermoelectric generation is expected. In this view, it is suggested in this work a method focused in establishing the minimal costs of production, importation and transportation of the gas and the maximal generation from thermoelectric factories connected to the network.

The mathematical method adopted for the resolution of the model is the non-linear programming and it will be compared with others in the question of fastness and accuracy.

## ÍNDICE

CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO .....	1
1.1 Revisão Bibliográfica.....	2
1.2 Organização do texto .....	3
CAPÍTULO II - O GÁS NATURAL .....	4
2.1 Introdução .....	4
2.2 Definição de gás natural .....	4
2.3 Características e vantagens do gás natural .....	5
2.3.1 Segurança .....	6
2.3.2. Qualidade .....	7
2.3.3. Flexibilidade .....	8
2.3.4. Independência.....	9
2.3.5. Diversificação da Origem .....	9
2.3.6. Disponibilidade .....	11
2.3.7. Discrção.....	12
2.3.8. Economia .....	12
2.3.9. Ecologia.....	13
2.4 Finalidades e Aplicações do Gás Natural.....	13
2.5 História e Cenário Atual do gás natural.....	14
2.5.1 Cenário Mundial .....	15
2.5.2 Introdução do gás natural no Brasil .....	17
2.6 Cenário Energético Brasileiro atual .....	18
2.7 Perspectivas futuras .....	20
CAPÍTULO III - CARACTERÍSTICAS DAS REDES .....	24
3.1 Introdução .....	24
3.2 Visão Geral da Cadeia de Gás Natural .....	24
3.2.1 Transporte do Gás Natural.....	26
3.3 GASBOL – Gasoduto Bolívia-Brasil .....	27
3.4 Termelétricas: características técnico-econômicas.....	28
3.4.1 Termelétricas de ciclo simples .....	29

3.4.2	Termelétricas de ciclo combinado .....	30
3.4.3	Cogeração de Energia .....	31
3.5	Considerações sobre a expansão .....	33
3.6	Geração Termelétrica a partir do gás natural .....	34
3.7	Considerações sobre Gasodutos e Compressores .....	36
3.7.1	Características dos Gasodutos .....	36
3.7.2	Características dos Compressores .....	37
3.8	Controle de Fluxo e pressão em gasodutos .....	37
CAPÍTULO IV - MODELAGEM MATEMÁTICA .....		39
4.1	Formulação do problema .....	39
4.2	Formulação do problema .....	40
4.2.1	Modelo Básico .....	40
4.2.2	Modelo para atendimento da demanda elétrica .....	46
4.2.3	Modelo para atendimento específico da demanda não elétrica .....	48
4.2.4	Modelo combinado .....	49
4.3	Funções Objetivo .....	51
4.3.1	Modelo para minimização de custos .....	51
4.3.2	Modelo para maximização da geração .....	52
4.4	Solução Inicial .....	53
4.5	A programação não linear aplicada ao caso .....	54
CAPÍTULO V - ESTUDO DE CASOS .....		56
5.1	A rede de teste brasileira .....	56
5.1.1	Brasileira 1: Minimização de Custos .....	61
5.1.2	Brasileira 2: Geração Mínima .....	63
5.1.3	Brasileira 3: Take-or-pay .....	65
5.1.4	Brasileira 4: Maximização da Potência Elétrica Gerada .....	67
5.1.5	Brasileira 5: Demanda máxima fixa .....	70
5.2	A rede de teste belga .....	71
5.2.1	Belga 1: Minimização de Custos .....	75
5.2.2	Belga 2: Maximização da importação de gás .....	78
5.2.3	Belga 3: Minimização de custos sem compressores .....	81
5.2.4	Belga 4: Maximização da importação de gás sem a utilização de compressores .....	84

5.2.5 Belga 5: Suprimento infinito .....	87
5.2.6 Belga 6: Demanda Global de gás .....	91
5.2.7 Belga 7: Demanda Global reduzida .....	94
5.3 Rede belga modificada .....	97
5.3.1 Belga modificada 1: Minimização de custos .....	99
5.3.2 Belga Modificada 2: Maximização da potência elétrica gerada.....	104
CAPÍTULO VI - CONCLUSÃO .....	107
6.1 Trabalhos Futuros.....	108
CAPÍTULO VII - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	109
APÊNDICE 1 - OTIMIZAÇÃO POR PROGRAMAÇÃO NÃO-LINEAR .....	112
1.1 Método dos multiplicadores de Lagrange.....	113
1.2 Programação Quadrática Seqüencial - PQS.....	114



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - As 20 maiores reservas de Petróleo.....	10
Figura 2 - Produção de gás natural por continentes.....	10
Figura 3 - Reservas Regionais Provadas de Gás Natural.....	11
Figura 4 - Evolução das Reservas Mundiais de Petróleo e Gás Natural.....	12
Figura 5 - Evolução da distribuição geográfica das reservas provadas mundiais de gás natural.....	16
Figura 6 – Evolução da demanda recente de gás natural no Brasil.....	20
Figura 7 – Mapa de Gasodutos no Brasil.....	23
Figura 8 - Representação esquemática da cadeia produtiva da indústria de gás natural [2].....	26
Figura 9 – Competitividade entre gasodutos e GNL para transporte a longas distâncias.....	27
Figura 10 – Localização das termelétricas no Brasil [1].....	28
Figura 11 – Fluxograma de turbina à gás ciclo simples [1].....	29
Figura 12 – Fluxograma de uma termelétrica a ciclo combinado [1].....	31
Figura 13 – Configuração topping [1].....	32
Figura 14 – Configuração bottoming [1].....	32
Figura 15 – Influências dos sistemas de Gás Natural e Termoelétrico entre si.....	35
Figura 16 – Junção da operação dos sistemas a gás natural e elétrico.....	39
Figura 17 - Derivação do modelo básico.....	40
Figura 18 – Dinâmica do gás em um nó.....	41
Figura 19 – Exemplo de rede de gás.....	41
Figura 20 – Modelo básico de transmissão e consumo de gás.....	42
Figura 21 - Modelo matemático para atendimento da demanda elétrica.....	48
Figura 22 - Modelo matemático para atendimento da demanda não elétrica.....	49
Figura 23 - Modelo matemático para atendimento da combinação de demanda elétrica e não elétrica.....	51
Figura 24 - Problema de minimização para aproximação inicial.....	54
Figura 25 - Estrutura da função FMINCON do Matlab.....	56
Figura 26 – Mapa da Rede Brasileira testada.....	57
Figura 27 – Resultados da primeira simulação.....	61
Figura 28 – Resultados da segunda simulação.....	63

Figura 29 – Resultados da terceira simulação.....	66
Figura 30 – Resultados da quarta simulação.....	68
Figura 31 – Resultados da quinta simulação.....	70
Figura 32 – Rede de gás da Bélgica [14].....	72
Figura 33 - Representação dos compressores nos ramos da rede belga.....	81
Figura 34 - Nós com geração térmica da rede belga modificada.....	99
Figura 35 - Exemplo de mínimos locais (círculo cortado).....	113

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 – Significado das variáveis do modelo.....	43
Tabela 2 - Significado dos símbolos das funções relacionadas ao gás.....	45
Tabela 3 - Significado dos símbolos das funções relacionadas a demanda elétrica.....	47
Tabela 4 – Limites superiores de produção, importação e geração.....	58
Tabela 5 – Limites superiores e inferiores de pressão de cada nó da rede brasileira.....	58
Tabela 6 – Valores característicos dos gasodutos da rede brasileira.....	59
Tabela 7 – Custos de produção e importação da rede brasileira.....	59
Tabela 8 – Custos de transporte da rede brasileira.....	59
Tabela 9 – Custos de Geração da rede brasileira.....	60
Tabela 10 – Fluxo na rede de gasodutos em m <sup>3</sup> /s para o caso Brasileira 1.....	62
Tabela 11– Geração termelétrica em MW para o caso Brasileira 1.....	62
Tabela 12 – Fluxo na rede de gasodutos em m <sup>3</sup> /s para o caso Brasileira 2.....	64
Tabela 13– Geração termelétrica em MW para o caso Brasileira 2.....	64
Tabela 14 – Comparação entre os custos finais dos casos Brasileira 1 e 2.....	65
Tabela 15 – Limites inferiores de geração para as termelétricas do caso Brasileira 3.....	65
Tabela 16 – Fluxo na rede de gasodutos em m <sup>3</sup> /s para o caso Brasileira 3.....	66
Tabela 17 – Geração termelétrica em MW para o caso Brasileira 3.....	67
Tabela 18 – Comparação entre os custos finais dos casos Brasileira 1 e 3.....	67
Tabela 19– Fluxo na rede de gasodutos em m <sup>3</sup> /s para o caso Brasileira 4.....	69
Tabela 20 – Geração termelétrica em MW para o caso Brasileira 4.....	69

Tabela 21 – Fluxo na rede de gasodutos em m <sup>3</sup> /s para o caso Brasileira 5.....	71
Tabela 22– Geração termelétrica em MW para o caso Brasileira 5.....	71
Tabela 23 – Características dos nós da rede belga.....	73
Tabela 24 – Características dos gasodutos da rede belga.....	74
Tabela 25 – Importação de gás da rede belga.....	74
Tabela 26 – Capacidade de estocagem de gás para nós da rede belga.....	75
Tabela 27 – Demanda de gás para o caso belga.....	75
Tabela 28 – Fluxo resultante nos ramos para o caso belga 1.....	76
Tabela 29 – Suprimentos, demandas e pressões otimizados para o caso belga 1...72	72
Tabela 30 – Fluxo resultante nos ramos para o caso belga 2.....	77
Tabela 31 – Suprimentos, demandas e pressões otimizados para o caso belga 2...79	79
Tabela 32 – Fluxo resultante nos ramos para o caso belga 3.....	80
Tabela 33 – Suprimentos, demandas e pressões otimizados para o caso belga 3...83	83
Tabela 34 – Fluxo resultante nos ramos para o caso belga 4.....	85
Tabela 35 – Suprimentos, demandas e pressões otimizados para o caso belga 4...86	86
Tabela 36 – Restrições alteradas para o caso belga 5.....	88
Tabela 37 – Fluxo resultante nos ramos para o caso belga 5.....	89
Tabela 38 – Suprimentos, demandas e pressões otimizados para o caso belga 5...90	90
Tabela 39 – Fluxo resultante nos ramos para o caso belga 6.....	92
Tabela 40 – Suprimentos, demandas e pressões otimizados para o caso belga 6...93	93
Tabela 41 – Fluxo resultante nos ramos para o caso belga 7.....	95
Tabela 42 – Suprimentos, Demandas e Pressões nos nós para o caso belga 7.....	96
Tabela 43 – Custos de transporte da rede belga modificada.....	97
Tabela 44 – Aplicação do gás nos nós da rede belga modificada.....	98
Tabela 45 – Custo de geração da rede belga modificada.....	98
Tabela 46 – Características da rede para o caso belga modificada 1.....	100
Tabela 47 – Fluxo resultante o caso belga modificada 1.....	101
Tabela 48 – Suprimentos, demandas e pressões otimizados para o belga modificada 1.....	102
Tabela 49 – Geração termelétrica para o caso belga modificada 1.....	103
Tabela 50 – Fluxo resultante o caso belga modificada 2.....	104
Tabela 51 – Suprimentos, demandas e pressões otimizados para o caso belga modificada 2.....	105
Tabela 52 – Geração termelétrica para o caso belga modificada 2.....	105

## **SIGLAS**

CNTP – Condições normais de temperatura e pressão  
GASBOL – Gasoduto Brasil-Bolívia  
GLP – Gás liquefeito de petróleo  
GNC – Gás natural comprimido  
GNL – Gás natural liquefeito  
PNE – Plano Nacional de Energia  
MW – Mega Watts  
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico  
PDE – Plano decenal de expansão de energia  
PPNL – Problema de Programação Não-Linear  
PQS – Programação quadrática sequencial  
RELAM – Refinaria de Mataripe-BA  
SIN – Sistema Interligado Nacional  
City Gates – Entrada de gás para suprimento residencial

## Capítulo I - Introdução

As utilizações do gás natural são diversificadas, tais como: calefação, cozimento de alimentos, combustível para automóveis e termelétricas, e em aplicações industriais. Em virtude da crise do petróleo no início dos anos 70, o gás natural veio se tornar uma fonte de energia economicamente competitiva e estratégica, participando atualmente com cerca de um quarto do consumo mundial de energia [28].

O gás natural possui diversas vantagens em relação a outros combustíveis, como: diminuir ou eliminar o custo de estocagem; não ser corrosivo e, logo, postergar os investimentos com troca de equipamentos além de reduzir os custos de manutenção; ter combustão completa; fácil de manusear; alto rendimento energético; não ser tóxico; por ser mais leve que o ar, não se acumular no ambiente como ocorre com o gás liquefeito de petróleo; ser uma fonte de energia relativamente abundante, com maior diversificação da origem do que o petróleo; entre os combustíveis fósseis é o de queima mais limpa, produzindo apenas água e gás carbônico (CO<sub>2</sub>); sua emissão de CO<sub>2</sub> é 30% menor do que a de outros combustíveis fósseis.

No Brasil, o gás natural tem uma participação de cerca de 7% na matriz energética. A meta do governo é aumentar a fatia do gás natural para 12% até 2010. A diferença da participação do gás natural na matriz energética do Brasil e do mundo deve-se a predominância de geração hidrelétrica no Brasil [2].

O desenvolvimento da indústria de gás natural resultou em um processo natural de integração entre os setores de eletricidade e gás. No Brasil, este processo de integração iniciou-se no final da década de 90, notadamente com a construção do gasoduto Brasil-Bolívia (GASBOL) e das primeiras usinas termelétricas a gás natural conectadas ao sistema interligado nacional.

Para o Brasil, a adoção do gás natural, com a conseqüente diversificação da matriz energética nacional, implica na redução da dependência de derivados de petróleo e na redução da dependência das hidroelétricas.

Atualmente, a capacidade instalada de usinas termelétricas a gás natural no Brasil é de 9.300 MW, sendo esperada uma expansão de cerca de 4.600 MW até 2016, de acordo com os estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE

2007/2016 [1], e de cerca de 8.000 MW no horizonte 2015/2030, de acordo com os estudos do Plano Nacional de Energia - PNE 2030 [2]. Esta integração dos setores de gás natural e eletricidade impõem desafios para o planejamento tanto da operação quanto da expansão destes dois setores.

O Brasil conta com reservas conhecidas de mais de 600 bilhões de m<sup>3</sup>, uma produção diária estimada de 80 milhões de metros cúbicos nos próximos anos, e rede de transporte (gasodutos) com mais de 7600 km.

O consumo de gás natural influencia grandemente a operação dos gasodutos devido à sua baixa capacidade de estocagem. Como as usinas termelétricas são um dos principais consumidores, pode-se esperar que a operação das usinas influencie na operação do sistema de gás. Por outro lado, as restrições operacionais da rede de gás, devidas a manutenções ou demandas excessivas, podem impor limites na geração termelétrica. Neste contexto é proposto um modelo que trabalha com a operação desses dois sistemas: sistema de geração termelétrica e sistema de transmissão de gás.

Será visto no presente trabalho que as restrições e equações que regem a dinâmica do gás pelos gasodutos e transformação do gás em energia elétrica são de característica não linear e, para solucionar o problema, foram utilizadas noções de programação não linear.

## **1.1 Revisão Bibliográfica**

Este trabalho possui quatro referências principais. Começando pela motivação e rede de teste brasileira, baseia-se no artigo apresentado por Mello e Ohishi, *An Integrated Dispatch Model of Gas Supply and Thermoelectric Generation With Constraints on the Gas Supply* e o projeto de conclusão de curso de Jesus [17], *Despacho de usinas termelétricas considerando a produção e transmissão de gás natural*.

Em relação ao modelo matemático e à rede de teste belga, o trabalho baseia-se em dois artigos de DE WOLF e SMEERS [14,15]: *The gas transmission problem solved by an extension of the Simplex algorithm*; e *Mathematical Properties of Formulations of the Gas Transmission Problem*, submitted to publication.

Enquanto os dois primeiros buscam o mesmo objetivo, o despacho termelétrico ótimo através de programação linear, os dois últimos buscam primordialmente analisar a eficácia do método.

Em meio essas duas idéias, surge este trabalho para continuar dando ênfase ao despacho de gás e despacho termelétrico, mas inovando com a ferramenta da programação não linear, no sentido de melhorar o resultado ótimo das simulações.

A contextualização do gás natural é muito importante por variar de forma intensa. Nesse sentido, o site *Gasnet* foi de grande ajuda, pois reúne um acervo constantemente atualizado de artigos relacionados ao gás natural, às termelétricas e aos gasodutos, tanto em âmbito nacional quanto internacional.

## **1.2 Organização do texto**

Este texto tem duas missões diferentes: mostrar as características e vantagens da utilização do gás natural como fonte de energia elétrica e apresentar a metodologia da programação não linear aplicada à otimização do fluxo de gás na rede de termelétricas e gasodutos. Sendo assim, a tese pode ser dividida em duas partes. Os capítulos 2 e 3 formam uma delas e os capítulos 4, 5 e 6, outra.

O capítulo 2 tem como objetivo apresentar o gás natural, explicitando seus prós, a disseminação no mundo e suas formas de utilização.

No capítulo 3, é mostrado o comportamento da rede de gás brasileira e são apresentadas as usinas termelétricas a gás natural de ciclo combinado.

O capítulo 4 introduz a origem do problema a ser resolvido, bem como a formulação matemática feita para o despacho termelétrico.

No apêndice, mostra-se a ferramenta matemática utilizada para a resolução do problema do capítulo 4.

Finalmente, o capítulo 5 apresenta os estudos de caso em diferentes redes de teste de modo a validar a metodologia e as premissas adotadas.

Conclui-se o texto com comentários e conclusões acerca dos resultados obtidos no capítulo 6 e das tendências futuras do gás natural. São expostas, ainda, sugestões de propostas de trabalhos sucessores.

No final do projeto estão presentes as referências bibliográficas.

## **Capítulo II - O gás natural**

### **2.1 Introdução**

Este Capítulo mostrará resumidamente a definição de gás natural, suas principais vantagens e características comparado a outros combustíveis ou sobre outras formas de geração de energia, suas aplicações e como o gás natural está inserido no contexto atual, além das suas perspectivas futuras no Brasil.

### **2.2 Definição de gás natural**

O gás natural é uma substância em estado gasoso nas condições ambiente de temperatura e pressão. Qualquer processamento desta substância, seja compressão, expansão, evaporação, variação de temperatura, liquefação ou transporte exige um tratamento termodinâmico como qualquer outro gás.

Outra definição é a da lei número 9.478/97 (Lei do Petróleo), que define o gás natural "a porção do petróleo que existe na fase gasosa ou em solução no óleo, nas condições originais de reservatório, e que permanece no estado gasoso em CNTP (condições normais de temperatura e pressão)"

A composição do gás natural bruto é função de uma série de fatores naturais que determinaram o seu processo de formação e as condições de acumulação do seu reservatório de origem.

O gás natural é encontrado em reservatórios, tanto em terra quanto no mar, tal qual o petróleo, sendo considerável o número de reservatórios que contém gás natural associado ao petróleo. Nestes casos, o gás recebe a designação de gás natural associado. Quando o reservatório contém pouca ou nenhuma quantidade de petróleo o gás natural é dito não associado.

As maiores ocorrências de gás natural no mundo são de gás não-associado e, assim, mais interessante do ponto de vista econômico devido ao grande acúmulo de propano e de hidrocarbonetos mais pesados.



## 2.3 Características e vantagens do gás natural

Devido à predominância do metano na composição do gás natural, todas as análises físicas e termodinâmicas podem ser realizadas como se este fosse o único gás presente na mistura, sem comprometimento dos resultados.

As características mais importantes do gás natural são sua densidade inferior à do ar, seu baixo ponto de vaporização e o limite de inflamabilidade em mistura com o ar, superior a outros gases combustíveis.

i. Densidade – o gás natural é o único gás cuja densidade relativa é inferior à 1,0, sendo portanto mais leve que o ar. Este fato tem importância decisiva para segurança;

ii. Ponto de Vaporização – é o ponto em que ocorre a mudança de fase do estado líquido para o estado gasoso em uma certa combinação de temperatura e pressão. À pressão atmosférica a vaporização do gás natural ocorre à temperatura de  $-162\text{ °C}$ ;

iii. Limites de Inflamabilidade – os limites de inflamabilidade podem ser definidos como as percentagens mínima e máxima de gás combustível em composição com o ar, a partir das quais a mistura não irá inflamar-se e permanecer em combustão. O limite inferior representa a menor proporção de gás em mistura com o ar que irá queimar sem a aplicação contínua de calor de uma fonte externa. Em proporções menores ao limite inferior a combustão cessa quando interrompida a aplicação de calor. O limite superior é a proporção de gás na mistura a partir da qual o gás age como diluente e a combustão não pode se auto-propagar. Para o Gás Natural, os limites de inflamabilidade inferior e superior são, respectivamente, 5% e 15% do volume.

O gás natural tem muitas vantagens, principalmente quando comparado com outros combustíveis fósseis. No entanto, existem desvantagens como o fato das energias solar, eólica ou das marés serem consideradas mais limpas (embora ainda mais caras) do que a geração à gás natural.

Além disso, a infra-estrutura para transporte do gás natural do local de produção até as usinas de geração termelétrica demanda grandes investimentos na instalação de gasodutos e equipamentos como bombas, compressores, válvulas de controle e separadores.

Outro exemplo é a energia gerada por hidrelétricas, que tem um custo menor de operação, embora demandem mais tempo e dinheiro para investimentos de infraestrutura do que as usinas termelétricas, e dependem de afluência hídrica para sua produção.

### 2.3.1 Segurança

Considerando as formas de energias mais viáveis, o gás natural é a energia mais segura, e os índices de mortes e acidentes são mais baixos que quaisquer outras fontes. A indústria de gás é também a menos perigosa, pois não opera sistemas de altas temperaturas, como refinarias. Os processos de limpeza do gás são simples e sem complexidade e não aplica altas tensões ou correntes elétricas.

O fato da densidade relativa ao ar atmosférico ser inferior à 1 significa que o gás natural é mais leve que o ar. Assim, sempre que alguma quantidade de gás natural for colocada livre no meio ambiente esta subirá e ocupará as camadas superiores da atmosfera. Em ambientes internos o gás natural não provoca acúmulos nas regiões inferiores, sendo suficiente para garantir sua dissipação a existência de orifícios superiores de ventilação e evacuação;

Ainda por sua densidade, o gás natural não provoca asfixia, ocorrida quando um gás qualquer ocupa o espaço do ar atmosférico ao nível do ser humano, impedindo que este respire oxigênio. A asfixia é a privação de oxigênio e independe da toxicidade do gás em questão. Como o gás natural não se acumula nas camadas inferiores e se dissipa rapidamente, não oferece esse risco.

O gás natural não é quimicamente tóxico. Sua ingestão ou inalação acidental não provoca danos à saúde. As substâncias componentes do gás natural são inertes no corpo humano, não causando intoxicação.

O limite de inflamabilidade inferior é alto, isto significa que para atingir as condições de auto-sustentação da combustão se faz necessária uma quantidade significativa de gás natural em relação à quantidade total de ar em um ambiente. Assim, na ocorrência de um escapamento de gás natural em um ambiente interior, as probabilidades de manutenção da combustão após a iniciação por uma fonte externa (interruptor de luz, brasa de cigarro) são muito reduzidas. Isto porque o gás é leve e se dissipa, dificultando atingir o limite de inflamabilidade inferior, e como

também o limite inferior é elevado, afastam-se ainda mais as chances de ser atingido.

Assim, verifica-se que a promoção de uma mistura ar-gás natural nas condições adequadas à combustão auto-sustentada é difícil de ocorrer aleatória e acidentalmente e depende da intervenção humana para se realizar.

Considerando-se que o gás natural não se acumula em ambientes internos, que as condições de inflamabilidade não são facilmente atingidas e que nestas condições a velocidade de propagação da combustão do gás natural é a menor entre os gases combustíveis, a ocorrência de explosões por escapamento de gás é praticamente nula.

Além disso, tratando-se de gás natural que é sempre transportado e armazenado puro, sem contato com o ar, a ocorrência de processos explosivos só é possível nas manobras de partida e parada do sistemas quando o ar está presente nas tubulações e vasos. A aplicação de um gás inerte, como o nitrogênio, para realizar a purga do ar é suficiente para eliminar os riscos.

Constata-se, portanto, que não ocorrerão catástrofes ecológicas com a destruição de um gasoduto ou de um navio metaneiro.

A contribuição do metano para o aquecimento global como gás de efeito estufa deve ser sempre considerada e os lançamentos deste gás na atmosfera devem ser evitados. Entretanto, os volumes em questão não provocam impactos ambientais.

### 2.3.2. Qualidade

A alta qualidade do gás natural como energético é decorrente de suas propriedades químicas e físicas. Como o produto comercial é limpo de impurezas e com baixo índice de compostos sulfurosos, os gases resultantes de sua combustão podem entrar em contato direto com produtos e processos sem contaminá-los, e a evacuação dos gases de exaustão pode ser realizada com o máximo aproveitamento do calor (temperaturas em torno de 100 °C) sem o risco de formação de ácidos e a conseqüente corrosão dos trocadores de calor e das chaminés.

Por outro lado, seu estado gasoso propicia um nível de controle nos processos de combustão que permite garantir a elevada qualidade de produtos e processos mais sofisticados.

Em alguns casos particulares a promoção de uma atmosfera oxidante ou redutora (sem oxigênio livre) no ambiente de processos é desejada e a aplicação de uma chama oxidante e redutora a gás atende a necessidade.

### 2.3.3. Flexibilidade

A flexibilidade é intrínseca ao gás natural. A combinação dele com o ar atmosférico é a condição suficiente para promover o atendimento energético a qualquer potência, não existindo a necessidade de sistemas auxiliares. A alimentação de gás, via gasoduto ou tanques (pressurizado ou liquefeito), é suficiente para proporcionar o atendimento da demanda energética e oferecer uma ampla faixa de variação de potência com o mesmo equipamento e a mesma qualidade.

Isto confere aos sistemas a gás flexibilidade muito superior de instalação, localização, operação e potência. Um mesmo gasoduto a qualquer pressão, um mesmo tanque criogênico de qualquer capacidade, pode abastecer qualquer consumo e qualquer equipamento diretamente utilizando uma simples válvula redutora de pressão ou um vaporizador.

Ao compará-lo à eletricidade verificamos que esta obriga a ter uma única tensão e única frequência, sistemas de alimentação com 2 a 4 cabos, sem armazenagem, uma regularidade de consumo, proteção contra harmônicos, parasitas, etc., e uma restrição de localização à proximidade da rede, que tem suas linhas de transmissão aéreas.

Comparando aos derivados do petróleo vemos que estes precisam ter um ciclo próprio, sua manipulação exige elevação de temperatura, injeção de ar, injeção de vapor, pressurização, etc., todos sistemas auxiliares que restringem e limitam as aplicações.

Os combustíveis sólidos possuem agentes limitadores de escolha, seja pela necessidade dos sistemas de manipulação, seja pela proximidade à fonte. Outros energéticos renováveis como o solar, vento e água oferecem limitações naturais de potência e disponibilidade.

Assim comparando, pode-se dizer que o gás natural é um produto fácil de aplicar, que queima no estado natural, sem precisar de auxiliares e é uma energia eficiente e com boa disponibilidade ao consumidor.

#### 2.3.4. Independência

O gás natural apresenta um grande nível de independência dos espaços, das distâncias, dos meios de transporte e das vulnerabilidades geopolíticas para todas as condições de uso.

Uma canalização de gás natural pode ser aérea (leve) ou enterrada, no fundo do mar, de um lago ou em qualquer rua da cidade e sob qualquer muro de edifício. Nas instalações com tanques de armazenagens, estes podem ser enterrados ou alocados sem dificuldades, existindo tanques horizontais e verticais. Neste sentido o gás é independente no espaço, pois não precisa de dutovia, atravessa os campos embaixo das culturas e é armazenado sem ocupar áreas significativas.

Os centros de consumo não estão limitados às regiões próximas às fontes de exploração de gás pois gasodutos de 4.500 km já operam e podem transportar continentes e oceanos (se for mais econômico que o liquefeito - GNL). O GNL já é transportado em todos os oceanos tendo origem e destino em países bastante distantes. O GNL é transportado da Austrália até a Espanha (8.600 milhas). Assim, o gás natural é independente das distâncias.

É também independente dos meios de transporte e de vias pois no estado gasoso pode ser deslocado em gasodutos e na forma liquefeita pode ser deslocado via caminhão, trem ou navio.

#### 2.3.5. Diversificação da Origem

O fato de haver uma grande variedade das fontes de origem do gás natural, torna o mesmo especial quando comparado a outros energéticos. Enquanto as reservas mundiais de petróleo estão concentradas no Oriente Médio (64 %), como pode ser visto na Figura 1, o que permite à OPEP controlar os preços, as reservas mundiais de gás natural são mais distribuídas ao redor do mundo, como pode ser visto na Figura 2.

## MAIORES RESERVAS DE PETRÓLEO

Em bilhões de barris

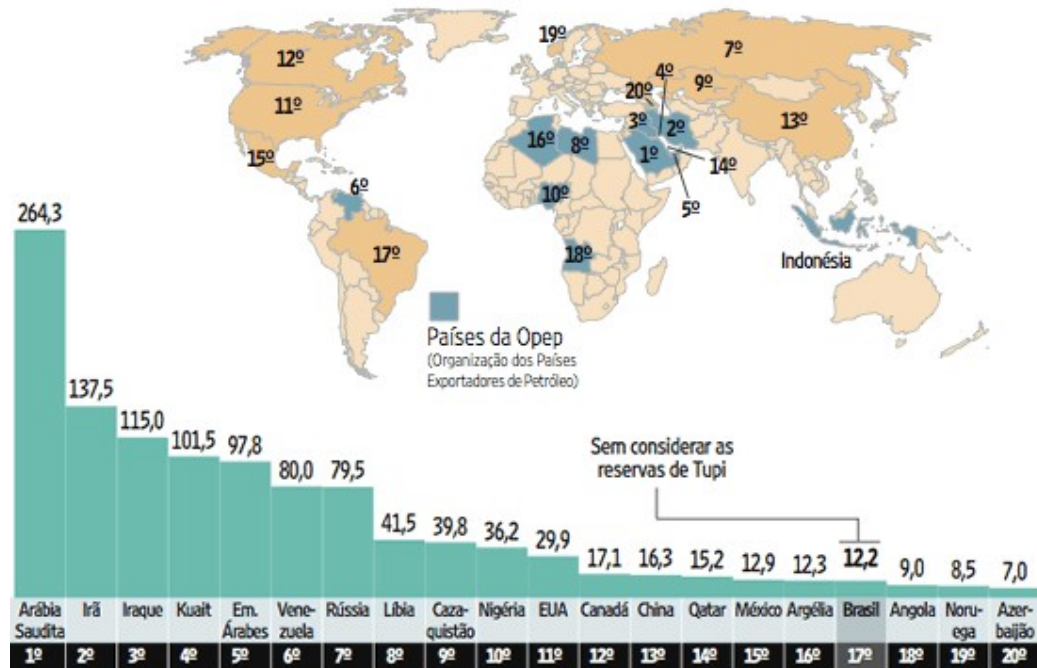


Figura 1 - As 20 maiores reservas de Petróleo

Fonte: Folha de São Paulo, 2008

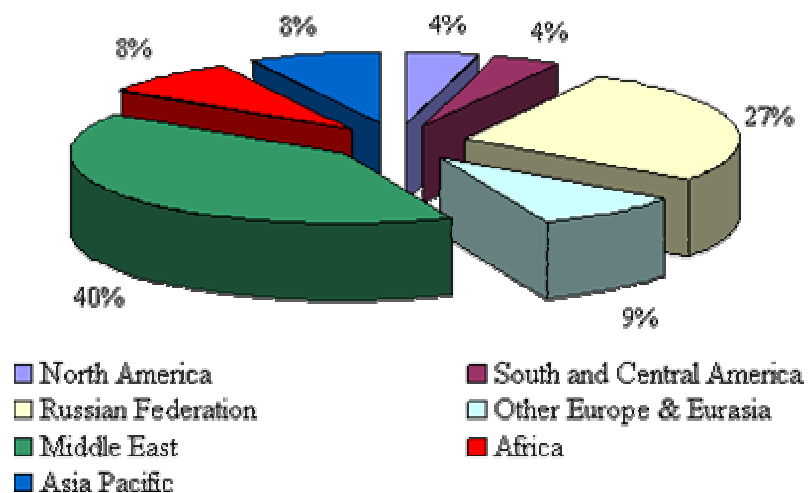


Figura 2 - Produção de gás natural por continentes

Fonte: Brittanica, 2004

Qualquer país como o Brasil pode ter acesso a mais de 10 fontes diferentes, como pode ser visto na Figura 3, através de gasodutos ou GNL importado, garantindo um mercado competitivo, reservas diversificadas e pouco dependentes

de crises internacionais e políticas. Estas características conferem ao mercado mundial de gás natural estabilidade de preços e garantia de fornecimento mesmo durante conflitos políticos.

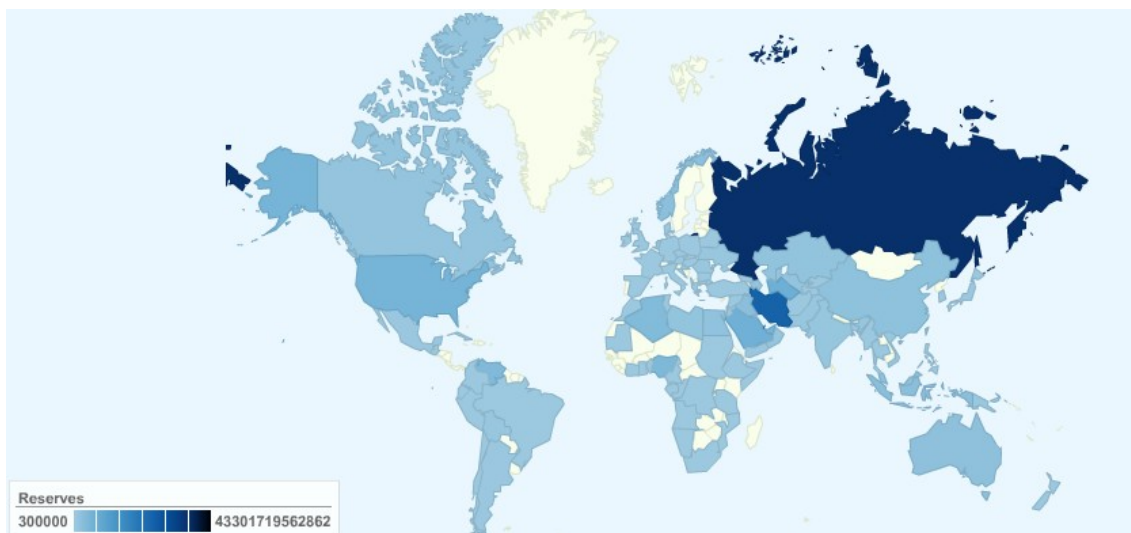


Figura 3 - Reservas Regionais Provadas de Gás Natural

Total 18.226 109 m<sup>3</sup>

Fonte: Brittanica, 2004

### 2.3.6. Disponibilidade

Com o crescimento das reservas mundiais de gás natural, que pode ser vista na Figura 4 e comparada ao petróleo, verifica-se o crescimento acelerado da disponibilidade de gás natural no mundo. Considerando os volumes das reservas próximas ao Brasil apresentadas na Figura 3, conclui-se que um consumidor inteligente, com a criação de armazenagem estratégica e a realização de contratos no mercado de abastecimento "spot", terá o gás está sempre disponível em qualquer vazão e pressão.

Assim, a disponibilidade do combustível pode ser garantida ao mercado interno. A utilização de tanques de armazenagem de gás comprimido, GNL ou GLP nos consumidores finais, quando imprescindível, garantem essa disponibilidade.

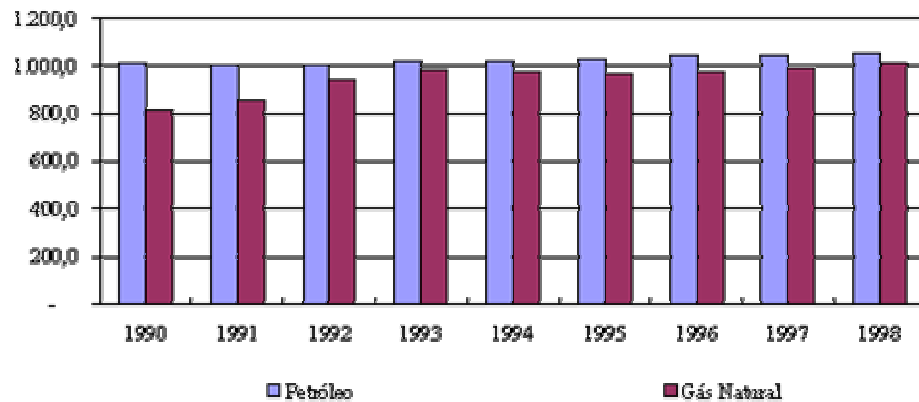


Figura 4 - Evolução das Reservas Mundiais de Petróleo e Gás Natural  
 Fonte: Anuário Estatístico 2004 - ANP

### 2.3.7. Discrição

A discrição é um fato que provoca uma total desinformação sobre o gás. Por ser o gás inodoro e invisível nas condições normais, o transporte e a distribuição são feitas por canalizações subterrâneas, o transporte líquido de massa é feito por navios e os terminais metaneiros são muito concentrados, com tanques enterrados e as armazenagens subterrâneas são a mais de 500 metros de profundidade.

Por outro lado, sua intensidade energética é muito elevada tanto que um gasoduto de transporte de médio porte (GASBOL) equivale a quase 10 usinas Angra II, e 16 linhas de transmissão de alta tensão (380 kW), sendo a sua discrição absoluta se comparado a esses dois exemplos.

### 2.3.8. Economia

O gás natural é em geral uma energia mais barata porque é um combustível sem mercados cativos, tanto do lado da oferta quanto do lado da demanda. Suas características físico-químicas privilegiam o desenvolvimento tecnológico e favorecem o alcance de maiores eficiências. Além do custo real, o gás natural sempre oferece uma razão preço/qualidade muito inferior à dos outros energéticos, principalmente quanto maior for a qualidade desejada e o valor agregado do produto. Portanto, o gás natural é uma energia mais econômica.



Hoje em dia, quando os consumidores estão mais sensíveis ao "valor relativo" do que a um valor líquido absoluto, os benefícios em termos de qualidade oferecidos pelo gás natural tornam-no a escolha econômica natural.

Além de realizar processos de alta eficiência, desde a combustão até na aplicação, o gás natural independe de equipamentos diversos de preparação e transporte da energia o que reduz os custos de instalação e de operação dos sistemas de atendimento.

### 2.3.9. Ecologia

O gás natural está entre os energéticos que tem menor potencialidade para impactar o meio ambiente. Seu estado natural gasoso e sua baixa densidade proporcionam uma rápida dissipação na atmosfera sem impregnar organismos minerais, vegetais ou animais. A ausência de compostos sulfurosos e nitrogenados em sua composição proporciona uma combustão livre da emissão de SO<sub>x</sub> (gás que contribui para a chuva ácida) e com a menor taxa de emissão de NO<sub>x</sub> (gás que ataca a camada de ozônio) entre os combustíveis. Como é um combustível no estado gasoso sua combustão se processa da forma mais completa e a emissão de CO é baixíssima.

## 2.4 Finalidades e Aplicações do Gás Natural

O gás natural é empregado diretamente como combustível, tanto em indústrias, casas e automóveis. Alguns dos gases de sua composição são eliminados porque não possuem capacidade energética (nitrogênio ou CO<sub>2</sub>) ou porque podem deixar resíduos nos condutores devido ao seu alto peso molecular em comparação ao metano (butano e mais pesados).

- Combustível: A sua combustão é mais limpa e dá uma vida mais longa aos equipamentos que utilizam o gás e menor custo de manutenção.
- Automotivo: Utilizado para motores de ônibus, automóveis e caminhões substituindo a gasolina e o álcool, pode ser até 70% mais barato que outros combustíveis e é menos poluente.
- Industrial: Utilizada em indústrias para a produção de metanol, amônia e uréia.

As desvantagens do gás natural em relação ao butano são: mais difícil de ser transportado, devido ao fato de ocupar maior volume, mesmo pressurizado, também é mais difícil de ser liquefocado, requerendo temperaturas da ordem de  $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Algumas jazidas de gás natural podem conter mercúrio associado. Trata-se de um metal altamente tóxico e deve ser removido no tratamento do gás natural. O mercúrio é proveniente de grandes profundidades no interior da terra e ascende junto com os hidrocarbonetos, formando complexos organo-metálicos.

Atualmente estão sendo investigadas as jazidas de hidratos de metano nas quais se estima haver reservas energéticas muito superiores às atuais de gás natural.

## **2.5 História e Cenário Atual do gás natural**

Um dos primeiros registros históricos de uso econômico ou socialmente aproveitável do gás natural, aparece na China dos séculos XVIII e XIX. Os chineses utilizaram locais de escape de gás natural mineral para construir auto-fornos destinados à cerâmica e metalurgia de forma ainda rudimentar.

O gás natural passou a ser utilizado em maior escala na Europa no final do século XIX, com a invenção do queimador Bunsen, em 1885, que misturava ar com gás natural e com a construção de um gasoduto à prova de vazamentos, em 1890.

As técnicas de construção de gasodutos eram incipientes, não havendo transporte de grandes volumes a longas distâncias, conseqüentemente, era pequena a participação do gás em relação ao óleo e ao carvão. Entre 1927 e 1931 já existiam mais de 10 linhas de transmissão de porte nos Estados Unidos, mas sem alcance interestadual. No final de 1930 os avanços da tecnologia já viabilizavam o transporte do gás para longos percursos. A primeira edição da norma americana para sistemas de transporte e distribuição de gás (ANSI/ASME B31.8) data de 1935.

O grande crescimento das construções pós-guerra, que durou até 1960, foi responsável pela instalação de milhares de quilômetros de gasodutos, dado os avanços em metalurgia, técnicas de soldagem e construção de tubos. Desde então, o gás natural passou a ser utilizado em grande escala por vários países, dentre os quais podemos destacar os Estados Unidos, Canadá e Japão, além da grande

maioria dos países Europeus. Isso se deve principalmente as inúmeras vantagens econômicas e ambientais que o gás natural apresenta.

### 2.5.1 Cenário Mundial

Até 1970 as reservas provadas de gás natural no mundo estavam concentradas em poucas regiões. A antiga União Soviética e a América do Norte concentravam 48,6% das reservas gasíferas globais. Essas eram também as duas principais zonas produtoras de gás natural do planeta. Parte importante e crescente do suprimento de gás da Europa provinha da África.

Em 1970, Ásia e América Latina apenas marginavam o mundo do gás. Nesta última região, apenas Argentina, México e Venezuela eram vistos como países com boas promessas de gás natural.

No final do ano 2000, as reservas provadas de gás no mundo atingiram a marca de 160 trilhões de m<sup>3</sup> (Figura 5) e, desde 1970, a maior parte do crescimento das reservas ocorreu em países menos desenvolvidos, especialmente nos países da antiga União Soviética e do Oriente Médio. Esta região, dona de reservas gasíferas gigantescas que nunca puderam ser aproveitadas devido às distâncias que a separam dos principais centros consumidores na Europa, Estados Unidos ou Ásia, surgiu como um pólo exportador gasífero do mundo, rivalizando com a supremacia da Rússia, principalmente por meio do desenvolvimento de cadeias de Gás Natural Liquefeito (GNL) para exportação.

Por outro lado, África, Ásia e América Latina fizeram grandes progressos e chegaram mesmo a ultrapassar a América do Norte em quantidade de reservas provadas. Hoje existe uma grande concentração de reservas no Oriente Médio, na Europa e na Eurásia.

Na última década, grandes descobertas no Oriente Médio tornaram esta região a mais representativa em reservas, posição antes ocupada pela Europa/Eurásia. No Oriente Médio as reservas de gás concentram-se no Irã (15,3%) e no Qatar (14,4%). Na região denominada “Europa & Eurásia”, as maiores reservas provadas se localizam na Rússia, com 27% do total mundial, seguida do Cazaquistão, aproximadamente 1,7% do total mundial [1].

Na Ásia, a partir do desenvolvimento das primeiras cadeias de GNL visando ao transporte de gás da Indonésia e da Malásia para o Japão, Coréia do Sul e Taiwan,

observa-se um grande interesse em desenvolver uma indústria de gás natural asiática envolvendo vários países produtores e exportadores.

Na América do Sul, Venezuela, Bolívia e Argentina concentram a maior parte das reservas da região. A Argentina transformou-se em um grande produtor e consumidor de gás natural. Apesar de relativamente pequenas quando comparadas ao total mundial, as reservas de gás natural no Cone Sul (aproximadamente 1% do total mundial em 2004) sofreram incrementos significativos nos últimos anos, com destaque para Bolívia e Brasil. Já na Argentina, a taxa de crescimento das reservas ficou em -0,2% a.a. [1]. O Chile, muitas vezes, nem aparece nas estatísticas referentes às reservas de gás natural no mundo devido ao pequeno e decrescente volume de reservas provadas existentes no país. Os outros dois países do Cone Sul, Paraguai e Uruguai não contam com reservas do produto.

Na África, a detenção de reservas provadas mundiais de gás natural é reduzida, destacando-se países como Nigéria e Argélia, com 2,8% e 2,5%, respectivamente, do total mundial.

A região da “Ásia-Pacífico” possui apenas 7,9% das reservas mundiais, concentradas na Austrália, na Indonésia e na Malásia [1].

A região da América do Norte representa em torno de 7% das reservas provadas mundiais de gás natural, concentradas nos Estados Unidos.

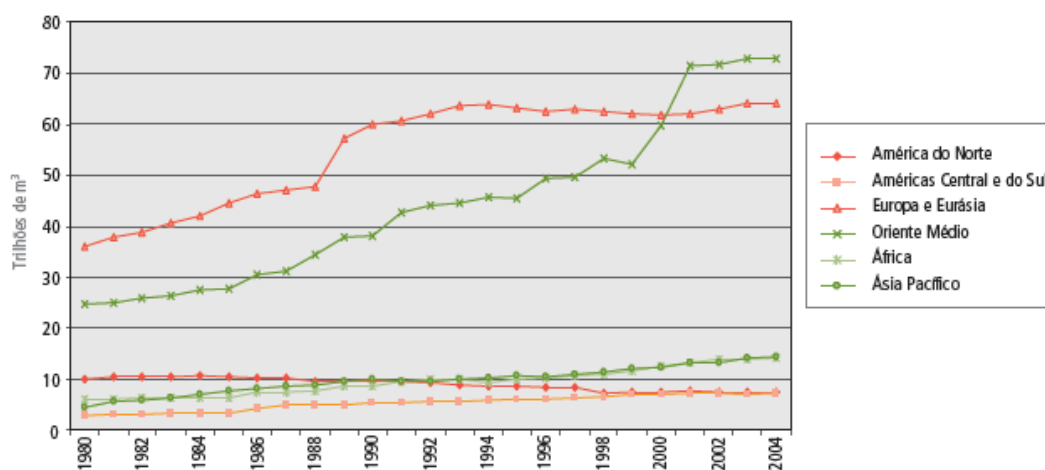


Figura 5 - Evolução da distribuição geográfica das reservas provadas mundiais de gás natural

Fonte: [1].

## 2.5.2 Introdução do gás natural no Brasil

A utilização do gás natural no Brasil começou modestamente por volta de 1940, com as descobertas de óleo e gás na Bahia, atendendo a indústrias localizadas no Recôncavo Baiano. Após alguns anos, as bacias do Recôncavo, Sergipe e Alagoas destinavam o gás quase em sua totalidade para a fabricação de insumos industriais e combustíveis para a RELAM e o Pólo Petroquímico de Camaçari.

Com a descoberta da Bacia de Campos as reservas provadas praticamente quadruplicaram no período 1980-95. O desenvolvimento da bacia proporcionou um aumento no uso da matéria-prima, elevando em 2,7% sua participação na matriz energética nacional.

Com a entrada em operação do Gasoduto Brasil-Bolívia em 1999, com capacidade de transportar 30 milhões de metros cúbicos de gás por dia (equivalente a metade do atual consumo brasileiro), houve um aumento expressivo na oferta nacional de gás natural. Este aumento foi ainda mais acelerado depois do apagão elétrico vivido pelo Brasil em 2000-2001, quando o governo optou por reduzir a participação das hidrelétricas na matriz energética brasileira e aumentar a participação das termelétricas movidas à gás natural.

Nos primeiros anos de operação do gasoduto, a elevada oferta do produto e os baixos preços praticados, favoreceram uma explosão no consumo tendo o gás superado a faixa de 10% de participação na matriz energética nacional.

Nos últimos anos, com as descobertas nas bacias de Santos e do Espírito Santo as reservas Brasileiras de gás natural tiveram um aumento significativo. Existe a perspectiva de que as novas reservas sejam ainda maiores e a região subsal ou "pré-sal" tenha reservas ainda maiores.

Apesar disso, o baixo preço do produto e a dependência do gás importado, são apontados como um dos inibidores de novos investimentos. A insegurança provocada pelo rápido crescimento da demanda e interrupções intermitentes no fornecimento boliviano após o processo de estatização do gás na Bolívia levaram a Petrobrás a investir mais na produção nacional e na construção de infra-estrutura de portos para a importação de GNL.

Apesar do preço relativamente menor do metro cúbico de gás importado da Bolívia, a necessidade de diminuir a insegurança energética do Brasil levou a Petrobrás a decidir por uma alternativa mais cara porém mais segura: a construção

de terminais de importação de GNL no Rio de Janeiro e em Pecém, no Ceará. Ambos os terminais permitem ao Brasil importar de qualquer país praticamente o mesmo volume de gás que hoje o país importa da Bolívia.

Para ampliar ainda mais a segurança energética do Brasil, a Petrobrás pretende, simultaneamente, ampliar a capacidade de importação de gás construindo novos terminais de GNL no sul e sudeste do país até 2012, e ampliar a produção nacional de gás natural nas reservas da Santos.

## **2.6 Cenário Energético Brasileiro atual**

O gás natural foi a fonte primária de energia cuja participação mais cresceu na matriz energética brasileira durante esta década, de 3,7% em 2000 passou para 10% em 2008. O início deste crescimento ocorreu graças principalmente à inauguração, no governo FHC, do gasoduto Brasil-Bolívia e à privatização das distribuidoras estaduais também naquele governo.

Em 2003, já no governo Lula, a Petrobras criou o Programa de Massificação do Gás Natural para incentivar o consumo do energético. O principal elemento do programa foi o congelamento dos preços do gás nacional e do boliviano, que a essa altura já representava 50% do total de gás ofertado no país. Diante deste sinal de preço, as distribuidoras estaduais, em particular a Comgás e a CEG, investiram maciçamente na expansão de suas redes para atender novos clientes. A demanda de gás na indústria cresceu a altas taxas e difundiu-se o uso veicular do gás natural.

Em 2006, entretanto, os níveis dos reservatórios das hidrelétricas começaram a cair e a economia do país apresentava perspectiva de crescimento, demandando mais energia elétrica. Isso levou o governo a ordenar o despacho das termelétricas a gás. No entanto não havia gás suficiente para atender o consumo da geração elétrica e o industrial.

No final de 2007, esse problema voltou a ocorrer. Através de uma resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) foi autorizado a despachar as termelétricas a óleo antes das usinas a gás, violando o critério de despacho por ordem de mérito econômico utilizado na operação do sistema elétrico.

Em fevereiro de 2008, com a finalização do gasoduto Cabiúnas-Vitória, as térmicas a gás do Rio de Janeiro puderam ser acionadas, trazendo um maior grau

de conforto para o sistema elétrico, mas, mesmo assim, as térmicas a óleo permaneceram ligadas praticamente durante todo o ano.

Com a chegada da crise econômica em outubro de 2008, as condições do mercado brasileiro de gás natural se inverteram e se passou de situação de escassez para uma de sobra de gás. O volume de gás natural comercializado em abril de 2009 sofreu uma queda de 35% em relação ao do mesmo mês do ano anterior. Em resposta, tanto as importações de gás boliviano como a produção doméstica de gás foram reduzidas para um patamar de 20 milhões m<sup>3</sup>/dia cada, totalizando uma oferta total de gás natural de 41 milhões de m<sup>3</sup>/dia em fevereiro de 2009 e 44 milhões de m<sup>3</sup>/dia em Novembro de 2009. Além da crise econômica que influenciou a queda do consumo de gás na indústria, corroboraram para essa situação a redução do fornecimento às térmicas, já que os reservatórios das hidrelétricas estavam cheios, e a perda de competitividade do gás em relação ao óleo combustível, devido à queda do preço do barril do petróleo.

Além disso, apesar das crescentes descobertas de jazidas de gás natural, hoje em dia, nas condições brasileiras, melhor do que exportar o gás natural é vendê-lo no mercado interno, segundo a consultoria da Gas Energy. Um exemplo é que no caso de exportar a US\$ 6/milhão de BTU (com resultado líquido de US\$ 5), melhor será colocar o insumo no mercado industrial interno, com fator de utilização de 95% do tempo, em que se obtém um ganho de US\$ 6,7/milhão de BTU.

Isso se deve ao fato de que a distribuição nos city gates por empresas como CEG continua cara. E, adicionado a isso, devido independência entre os despachos elétrico e de gás, as termelétricas têm sido e deverão ser pouco acionadas.

As usinas térmicas devem passar 2010 com baixíssimos níveis de operação, já que o período seco teve um nível de chuvas bem superior à média histórica, segundo dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Em setembro, por exemplo, o volume de água que chegou aos reservatórios equivaleu a 183% da média.

Os reservatórios das hidrelétricas do Sudeste e Centro-Oeste, consideradas o "pulmão" do setor elétrico, fecharam setembro com níveis de armazenamento de 70,31%, média bem superior à dos anos anteriores (em 2008, estava em 57,90%).

Entretanto, o uso do gás natural para fins industriais vem crescendo. Por exemplo, em setembro de 2009, o volume diário de gás natural vendido para uso industrial na região Sul do Estado de São Paulo, atendida pela distribuidora Gas

Natural São Paulo Sul, chegou a 1,351 mil m<sup>3</sup>, pouco mais que o registrado no mesmo mês de 2008 (1,339 mil m<sup>3</sup>), quando deflagrou a crise econômica.

A adesão das indústrias ao último leilão de gás da Petrobras demonstrou que o setor industrial está reagindo e que a demanda está reprimida pelo preço de custo do gás nos city gates.

Em relação aos gasodutos, o número e porte das entidades dedicadas ao estudo do setor cresceu bastante. Já existia a EDI - Engenharia de Dutos e Instalações da Petrobras, e agora se adicionam o CT-Dut - Centro de Tecnologia de Dutos, o CREDUTO - Centro Nacional de Reparo de Dutos, operando desde 2007, e o CNCO - Centro Nacional de Controle Operacional, supervisionando 12mil km de malha de tubulações. As empresas que oferecem novas tecnologias de construção, operação e manutenção de gasodutos estão em quantidade considerável.

Esse novo cenário traz a oportunidade de rever pontos da política nacional de gás natural.

## 2.7 Perspectivas futuras

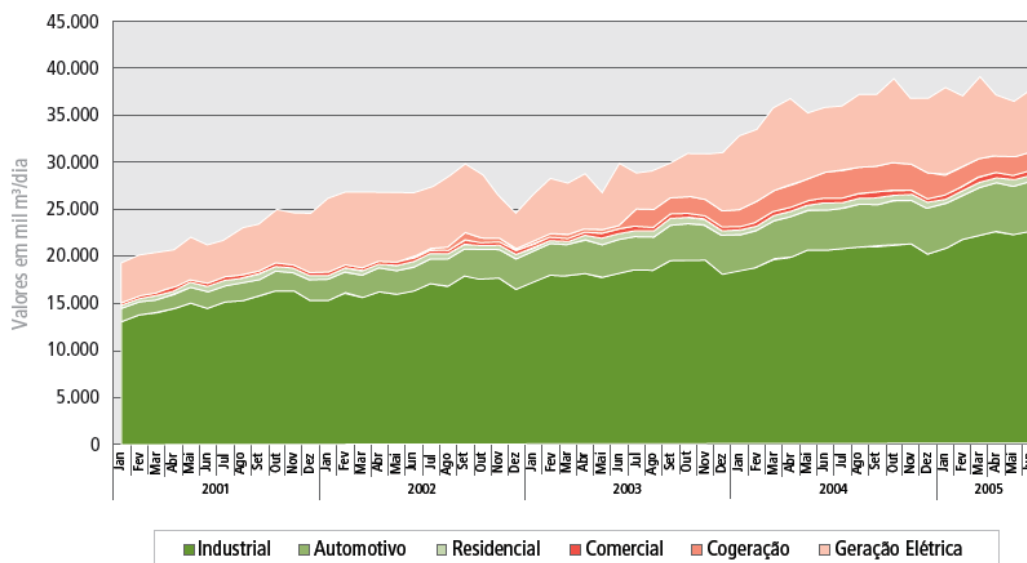


Figura 6 – Evolução da demanda recente de gás natural no Brasil

As perspectivas de maior oferta futura de gás natural no Brasil localizam-se no Espírito Santo, Bacia de Campos e, principalmente, Bacia de Santos. Embora os



estudos ainda não estejam concluídos, as condições de reservatório, a profundidade dos poços e os desafios tecnológicos não permitem prever um cenário de baixos custos de desenvolvimento das reservas da Bacia de Santos.

A situação do Brasil, tanto em relação à produção quanto em relação à demanda, é muito embrionária. A comprovação de reservas internas, a disponibilidade de reservas em países vizinhos (Bolívia, Peru, Venezuela) e a tendência de formação de um mercado global de gás natural podem garantir uma oferta crescente, em linha com o potencial de crescimento do mercado.

Um exemplo da produção de gás brasileira é que a Petrobras e a British Gas (BG) assinaram acordo para desenvolvimento do primeiro terminal flutuante de gás natural liquefeito do mundo. O projeto, chamado de Gás Natural Liquefeito Embarcado (GNLE), tem como objetivo escoar o gás do pré-sal da Bacia de Santos. O cronograma inicial prevê que o terminal iniciará as operações em julho de 2015, com capacidade para liquefazer 14 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia.

De acordo com o ONS, considerando-se a premissa de crescimento do PIB de 2 % em 2009 e 4,1% ao ano, no período 2010-2013, a carga de energia do SIN evolui de 51,875 MWmed em 2008 para 65.417 MWmed em 2013, o que representa um aumento médio de 5,6% ao ano. Ainda nesse aspecto, a capacidade instalada do SIN deverá evoluir dos 98.713 MW existentes em 31/12/2008 para 126.725 MW em 31/12/2013. A hidroeletricidade continuará como a principal fonte de geração de energia, mas a participação das fontes termoelétricas convencionais, como carvão, gás e óleo, aumentará, nos próximos 5 anos, de 11.895 MW (12,1%) para 25.267 MW (19,9%).

Enquanto não se atinge essa porcentagem, uma solução para melhorar a previsibilidade para o suprimento de gás é a adoção de níveis mínimos de geração para as térmicas. Essa geração mínima também iria garantir um retorno mais rápido do investimento dos geradores, o que afetaria a formulação do preço final da energia. Há uma discussão dentro do setor de gás sobre qual seria a melhor proposta para o setor elétrico, que seria a proposta do setor de gás para inserção ótima das usinas térmicas

No que diz respeito aos gasodutos, parece que essa é uma prática em grande expansão. Conferências como a Rio Pipeline e a 5ª Conferência de Gasodutos realizadas em 2009 trouxeram muitas novidades ao setor.

Segundo um levantamento recente, o Brasil tem cerca de 7,5mil km de gasodutos de transporte em funcionamento, se incluirmos o Urucu-Manaus, em início de operação no início de dezembro de 2009. Em construção, são 1,8mil km, metade dos quais relativos ao Gascac (Cabiunas, RJ, a Catu, BA)..

A expansão dos mercados é condição necessária para o desenvolvimento de reservas de gás, assim como investimentos em infra-estrutura. Por outro lado, o preço é um importante sinalizador para os agentes econômicos nas decisões de produção e consumo, devendo ser coerente com o custo de oportunidade do produtor e do consumidor.

Com relação ao consumo final, a expectativa é de um crescimento sustentável, a taxas menores que as apresentadas nos últimos anos (média 10,3% ao ano, nos últimos 15 anos). Este fato é justificável por serem mais reduzidos os ganhos com a substituição de outros energéticos pelo gás natural. Ainda assim, estima-se que, para os próximos 25 anos, este crescimento tenha uma taxa média anual de 6,3%.



- Em operação
- Em estudo
- Em construção
- Projetados
- Bolívia-Brasil

Figura 7 – Mapa de Gasodutos no Brasil

## **Capítulo III - Características das Redes**

### **3.1 Introdução**

Este capítulo resume as características da geração de energia elétrica através de termelétricas a gás com ciclo combinado e como a rede de gás se relaciona com a rede elétrica.

Além de insumo básico da indústria gasoquímica, o gás natural tem se mostrado cada vez mais competitivo em relação a vários outros combustíveis, tanto no setor industrial como no de transporte e na geração de energia elétrica. Nesse último caso, a inclusão do gás natural na matriz energética nacional, conjugada com a necessidade de expansão do parque gerador de energia elétrica e com o esgotamento dos potenciais hidráulicos mais viáveis do país, tem despertado o interesse de analistas e empreendedores em ampliar o seu uso na geração termelétrica.

O desenvolvimento da geração termelétrica é relativamente recente. Começou após a segunda guerra mundial, tendo sido mundialmente difundido desde os últimos 20 anos. Novas tecnologias sobre a queima do gás nas turbinas têm crescido bastante devido às vantagens comparativas a outras energias.

### **3.2 Visão Geral da Cadeia de Gás Natural**

A cadeia produtiva de gás natural é composta pelas seguintes etapas :

1. Exploração: envolvendo todo o conjunto de tarefas destinadas à determinação da existência ou não de reservas de gás natural. As características deste elo da cadeia produtiva do gás natural são os elevados investimentos demandados, bem como o risco associado à atividade de prospecção. É nesta etapa que se realizam os estudos de viabilidade técnica e comercial do desenvolvimento dos poços produtores;

2. Exploração: compreendendo o grupo de atividades relacionadas ao projeto das instalações necessárias à exploração comercial do poço, isto é, envolvendo as atividades de perfuração, completação e recompletação dos poços;

3. Produção: envolvendo as atividades de obtenção do gás natural e seu processamento primário, para separação entre as frações gasosas e o óleo, no caso de campos de produção de gás associado;

4. Processamento: engloba todas as atividades relacionadas ao tratamento do gás natural para remoção de impurezas;

5. Transporte e armazenamento: sequência de operações destinadas ao deslocamento do gás natural processado (gás natural “seco”) do ponto de produção ao ponto de consumo. Em termos de alternativas tecnológicas tradicionais para esta etapa, estas envolvem gasodutos, liquefação de gás natural (GNL) e o gás natural comprimido (GNC), utilizando o modal rodoviário; e

6. Distribuição: a partir do city gate, onde o gás natural é a alta pressão, é feita a distribuição do gás canalizado aos consumidores finais, através da redução da pressão do gás aos níveis mais adequados ao consumo. Esta responsabilidade cabe às companhias distribuidoras locais de gás e, no caso do Brasil, é uma atividade concedida pelo estado, como estabelece a constituição federal brasileira em seu artigo 25<sup>1</sup>.

A seguir, a figura 9 representa de cadeia produtiva da indústria do gás natural.

---

1 Este artigo encontra-se no capítulo III, referente aos estados da federação e especificamente para a atividade de distribuição do gás natural, o seguinte texto se aplica:

“Art. 25. (...)”

§ 1º - São reservadas aos Estados as competências que não lhes sejam vedadas por esta Constituição.

§ 2º Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação.”  
(Texto alterado pela Emenda Constitucional nº 5, de 15/08/95).”

(...)”

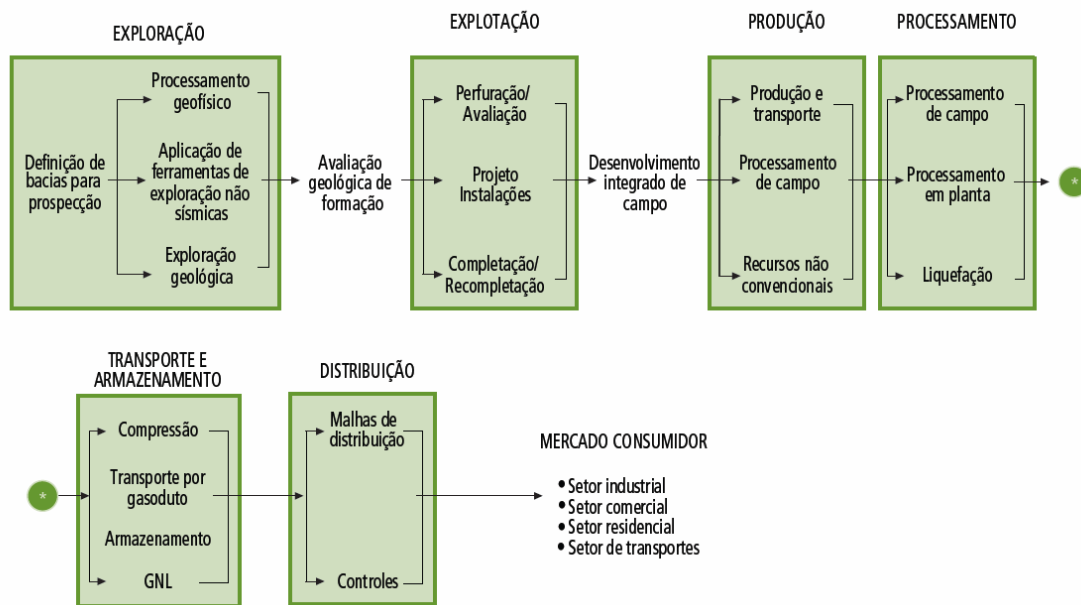


Figura 8 - Representação esquemática da cadeia produtiva da indústria de gás natural [2]

### 3.2.1 Transporte do Gás Natural

O transporte de gás através de gasodutos é o meio mais difundido de escoamento de gás natural, sendo normalmente a alternativa mais econômica para o transporte de grandes volumes de gás em regime de fornecimento contínuo. Outra aplicação de gasodutos de transporte, embora não principal, envolve o seu uso como sistema de armazenamento de gás natural, pois as linhas de transporte retêm uma parcela do gás natural transportado. A economicidade de um gasoduto depende de fatores como o volume de oferta (que determina o diâmetro da tubulação), o número de estações de recompressão utilizadas e o tipo de terreno atravessado. Quanto aos custos operacionais, estes variam fortemente de acordo com o número de estações de recompressão e dos custos de mão-de-obra envolvidos, além do fator de utilização do gasoduto.

Usualmente, os custos unitários associados ao investimento em tubulações de transporte e distribuição de gás são referenciados a unidades como US\$/m.pol, podendo ser decompostos em custo de material, correspondente ao aço, obras civis,

compreendendo a preparação do terreno, e diversos, compondo despesas complementares à instalação do gasoduto.

A figura abaixo ilustra a preferência de utilização de tipo de transporte de um certo volume de gás natural a partir da distância percorrida.

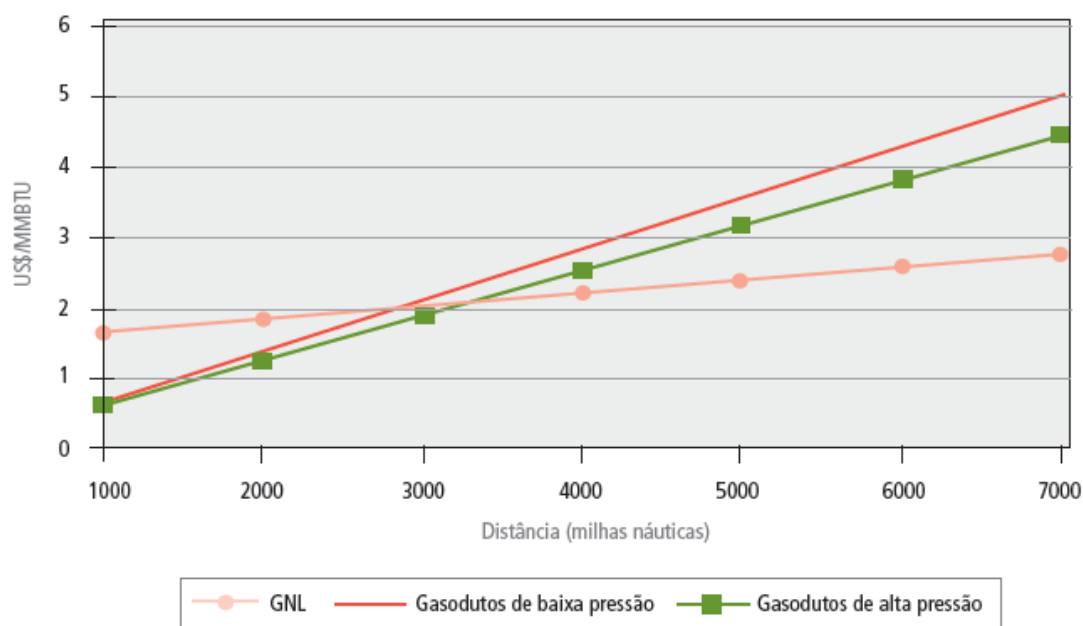


Figura 9 – Competitividade entre gasodutos e GNL para transporte a longas distâncias

Fonte: [1]

### 3.3 GASBOL – Gasoduto Bolívia-Brasil

Atualmente o maior projeto de importação de gás natural implantado no país, o gasoduto Bolívia-Brasil liga as reservas de Rio Grande (Bolívia) a Porto Alegre (RS), passando em cinco estados brasileiros (Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul), num total de 2.593 km de extensão de tubos de transporte no território brasileiro. Em termos de projetos de importação, também no Sul do país, além do gasoduto de suprimento de gás natural à termelétrica na cidade de Uruguaiiana (RS), destaca-se o projeto de extensão do GASBOL até a cidade de Porto- Alegre, totalizando 615 km de extensão, visando o fornecimento de insumo para geração de eletricidade no estado do Rio Grande do Sul e servir de elemento de interligação entre as bacias gasíferas da Argentina, Brasil e Bolívia.

### 3.4 Termelétricas: características técnico-econômicas

As tecnologias de geração termelétrica a gás natural no Brasil podem ser divididas em três grupos: usinas de ciclo simples, que utilizam a combustão interna para a geração de energia elétrica, usinas de ciclo combinado, que consistem na acoplagem de sistemas térmicos a vapor e gás, e usinas de cogeração, caracterizadas como produção combinada de energia eletromecânica e calor.

Na região Sudeste está localizada a maior parte da capacidade instalada e o maior potencial de expansão, considerando as usinas em construção e as outorgadas, onde o gás de processo representa as usinas que utilizam como combustível o gás de refinaria, de alto forno, o siderúrgico, ou outro efluente gasoso.

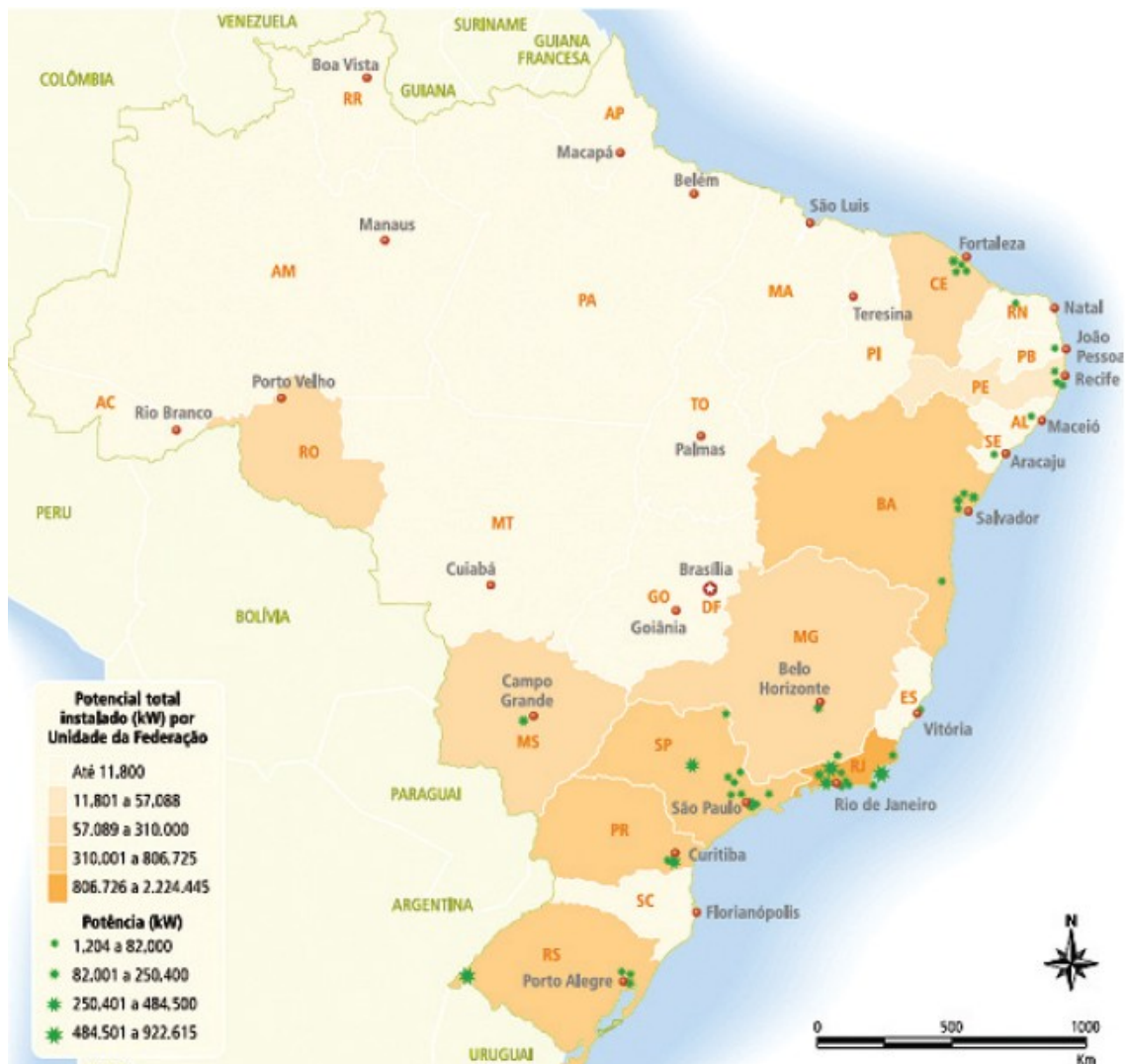


Figura 10 – Localização das termelétricas no Brasil [1]



### 3.4.1 Termelétricas de ciclo simples

As turbinas a gás são máquinas motrizes de combustão interna, pela qual é produzida a energia elétrica. A geração se baseia no ciclo Brayton e consiste na compressão do ar atmosférico para entrada no sistema de combustão, onde é misturado com o combustível, resultando em gases com alta temperatura que acionam o compressor e a turbina para gerar a energia elétrica. Os gases provenientes da combustão se expandem através da turbina e são descarregados na atmosfera, caracterizando o ciclo aberto, conforme a Figura 11.

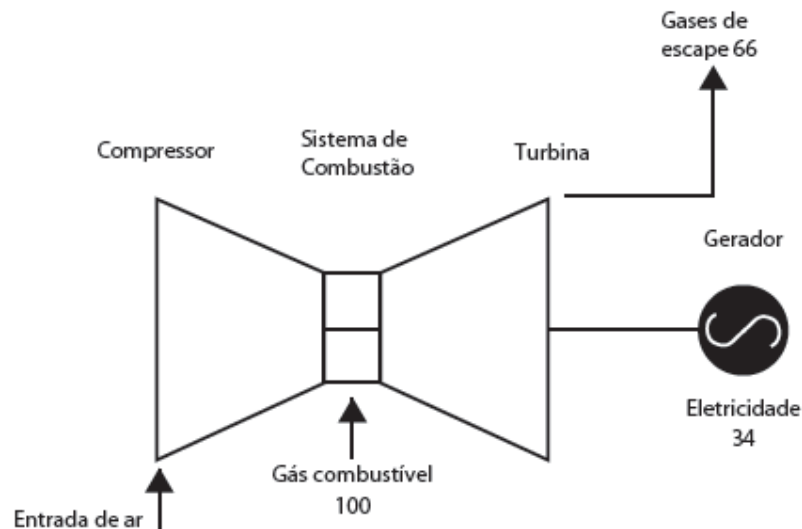


Figura 11 – Fluxograma de turbina à gás ciclo simples [1]

As turbinas a gás em ciclo simples estão em estágio maduro de desenvolvimento, apresentando alta confiabilidade e uma eficiência cerca de 38% nas mais modernas. Além disso, as centrais térmicas que utilizam esta tecnologia apresentam uma série de vantagens, como o baixo custo de investimento, o curto prazo de entrega dos equipamentos, o curto período de construção, a segurança na operação e a flexibilidade operacional. Por outro lado, o número de fabricantes de turbinas ainda é reduzido e nenhum é brasileiro e o preço do gás natural é relativamente alto e atrelado ao dólar. Uma outra desvantagem das termelétricas de ciclo simples é a sua baixa eficiência em relação a outras tecnologias, como as de ciclo combinado.

### 3.4.2 Termelétricas de ciclo combinado

A tecnologia de ciclo combinado é relativamente recente. O princípio do funcionamento é a utilização conjunta dos ciclos Brayton e Rankine, e consiste na utilização de turbinas a gás e a vapor, de modo que a energia térmica contida na descarga de alta temperatura dos gases na turbina a gás seja aproveitada para a geração de vapor.

Enquanto a eficiência das mais modernas turbinas a gás pode chegar a cerca de 38%, as unidades de ciclo combinado apresentam eficiência até superior a 50%. A elevada eficiência das térmicas em ciclo combinado faz com que esta tecnologia seja bastante atrativa, pois quando o combustível é o principal componente do custo total, como no caso do gás natural, a eficiência se torna fundamental.

A Figura 12 ilustra uma de instalação de ciclo combinado. Nesta configuração, o ar é comprimido e em seguida levado para o sistema de combustão para ser misturado com o combustível. Com a combustão, os gases se expandem e acionam a turbina a gás gerando parte da energia elétrica do ciclo. Os gases seguem para uma caldeira de recuperação (HRSG) a 550°C e geram vapor para mover uma outra turbina, que gera aproximadamente metade da energia elétrica produzida pela turbina a gás.

O vapor resultante da turbina é condensado e reconduzido à caldeira de recuperação concluindo assim o ciclo Rankine.

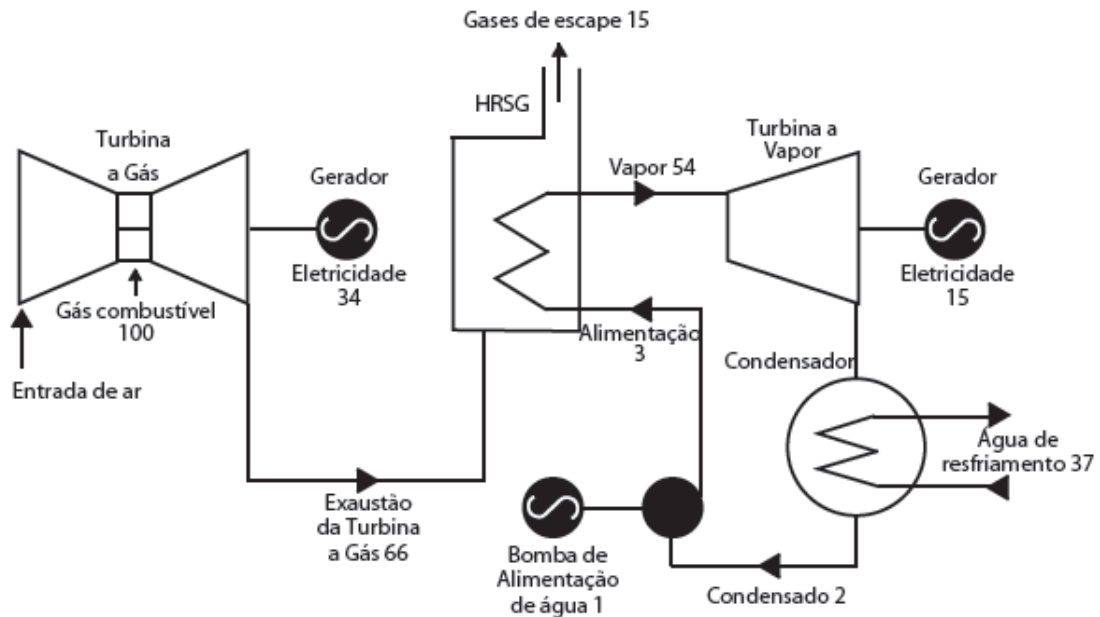


Figura 12 – Fluxograma de uma termelétrica a ciclo combinado [1]

Em virtude do aumento da oferta de gás natural no Brasil, da alta dos preços do petróleo e dos avanços tecnológicos, o ciclo combinado vem sendo visto como uma alternativa competitiva para expansão do setor elétrico.

De acordo com [9], o preço médio turn-key (preço de entrega em perfeitas condições) do kW instalado das usinas de ciclo combinado é dependente da potência da usina, variando de US\$ 700/kW (usinas de 100 MW) a US\$ 300/kW (usinas de 700 MW). Os valores considerados para operação e manutenção (O&M) em plantas de ciclo combinado estão na faixa de 2,5 a 4,0 US\$/MWh.

### 3.4.3 Cogeração de Energia

A cogeração de energia pode ser definida como o processo de produção combinada de calor útil e energia mecânica, geralmente convertida total ou parcialmente em energia elétrica, a partir da energia química disponibilizada por um ou mais combustíveis.

A configuração dos sistemas de cogeração pode ser classificada como topping e bottoming. Na primeira configuração o combustível é queimado primeiramente em uma máquina térmica para produção de energia mecânica ou elétrica e o calor

rejeitado é utilizado sob a forma de calor útil em um processo. O calor fornecido pode ser usado em processos variados para aquecimento e refrigeração, conforme pode ser visto na Figura 13.

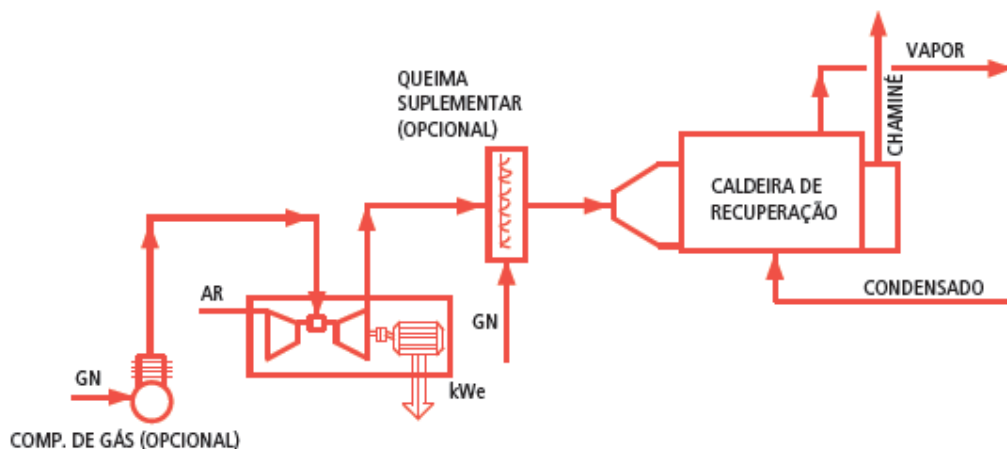


Figura 13 – Configuração topping [1]

Na configuração bottoming a energia térmica rejeitada de processos industriais, normalmente através de gases de exaustão provenientes de reações químicas, fornos, fornalhas ou mesmo de uma máquina térmica, é aproveitada em caldeiras recuperadoras para gerar vapor. Este vapor é utilizado como fluido de acionamento em um turbogerador para produzir energia mecânica, como pode ser visto na Figura 14.

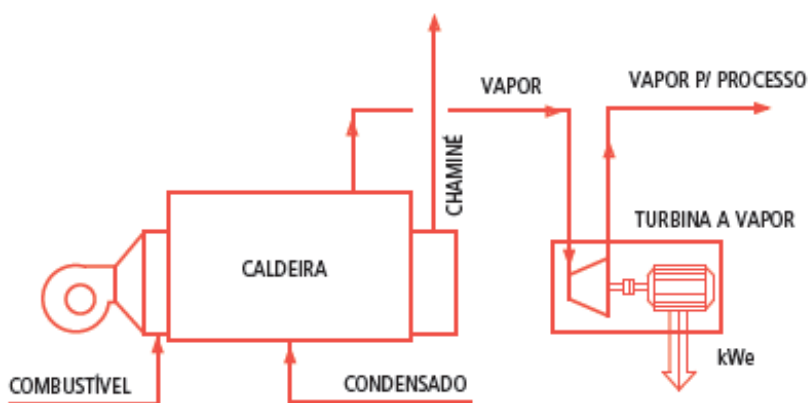


Figura 14 – Configuração bottoming [1]

As turbinas ou os motores a gás são bastante utilizados nas configurações topping que são os sistemas de cogeração de emprego mais amplo e difundido. Nesta configuração, o calor dos gases de descarga de uma turbina pode ser empregado para geração de vapor, para geração de água quente, para uso direto em processos industriais e para uso em sistemas de refrigeração por absorção.

A cogeração (topping) tem um forte potencial de penetração no setor de serviços, como shopping centers, hospitais e hotéis, na indústria química e de alimentos e bebidas. O potencial da indústria química no Brasil pode chegar a 1.401 GW, o dos hospitais pode chegar a 497 MW e os hotéis, na região Sudeste, podem chegar a 67,8 MW de acordo com [1].

A viabilidade técnico-econômica de uma planta de cogeração pode variar bastante, dependendo do escopo do fornecimento do projeto e das características do local de instalação, como a área geográfica e as condições do mercado. De um modo geral, um projeto de cogeração economicamente atraente depende do fator de utilização dos equipamentos, da correta adequação entre as quantidades energéticas fornecidas pela instalação e consumidas pelo processo.

### **3.5 Considerações sobre a expansão**

As usinas termelétricas podem desempenhar um papel importante na expansão do sistema elétrico brasileiro, pois apresentam baixo custo de investimento, o período de construção é curto e a entrega dos equipamentos é rápida.

Entretanto, uma avaliação da possibilidade de expansão das referidas térmicas deve levar em consideração um leque de variáveis bem mais abrangentes. A inserção de tais usinas pode representar ganhos de confiabilidade no sistema e flexibilidade operacional, já que podem flutuar o nível de geração mais facilmente que hidrelétricas. Além disso, a proximidade dos centros consumidores também traz uma vantagem em relação às hidrelétricas, pois reduzem a necessidade de investimento em transmissão e reduzem as perdas no sistema.

Neste ponto, as usinas de cogeração podem apresentar ganhos ainda maiores, pois estão juntas aos centros consumidores e apresentam todas as vantagens da geração distribuída.

Por outro lado, o número de fabricantes de turbinas é relativamente pequeno e nenhum deles é brasileiro, além disso, o custo do gás natural é relativamente alto e atrelado ao dólar, o que pode reduzir a atratividade dos investidores.

A disponibilidade do combustível também tem representado uma preocupação importante para os potenciais investidores, tanto que tem-se estudado a construção de usinas bi-combustíveis. A idéia é evitar que as térmicas deixem de operar por falta de combustível. Dessa maneira, tais usinas poderiam operar com gás natural e outros combustíveis, como derivados de petróleo ou mesmo biomassa.

### **3.6 Geração Termelétrica a partir do gás natural**

Existem duas condições principais que influenciam o potencial do gás natural para geração termelétrica: o uso concorrente do gás (usos múltiplos) e a disponibilidade de oferta. Isso se deve, principalmente a baixa capacidade de estocagem dos gasodutos.

A primeira condição determina que a disponibilidade de gás para geração de eletricidade estará fortemente vinculada à demanda de outros setores de consumo, onde o uso de gás surge como alternativa energeticamente eficiente: setor energético, residencial, comercial/público, industrial e transportes. No caso do setor industrial, deve-se considerar também o uso do gás natural para fins não energéticos, como ocorre no caso da indústria química e siderúrgica. A estimativa do potencial se fará, portanto, dentro de uma necessária visão integrada da matriz energética brasileira.

Quanto à oferta de gás natural, deve-se considerar que se trata de uma fonte primária que pode ser tanto produzida domesticamente, como importada, via gasodutos ou na forma liquefeita. Assim, a disponibilidade de gás dependerá essencialmente do grau de esforço exploratório e de produção de gás natural no país e da disponibilidade de projetos internacionais de oferta de gás natural (gasodutos) ou do fortalecimento da tendência na forma de GNL.

A avaliação do potencial de geração termelétrica a gás natural envolverá um exercício prospectivo de cenários que considerem aspectos econômicos e regulatórios, assim como o contexto mundial de oferta de gás natural.

Como as usinas termelétricas são um dos principais consumidores, pode-se esperar que a operação das usinas influencie na operação do sistema de gás

natural. Por outro lado, as restrições operacionais da rede de gás, devidas às manutenções ou demandas excessivas, podem impor limites na geração termelétrica (Figura 15). Neste contexto, os modelos que integram a operação dos dois sistemas são importantes para o planejamento e a operação do sistema elétrico e de suprimento de gás.

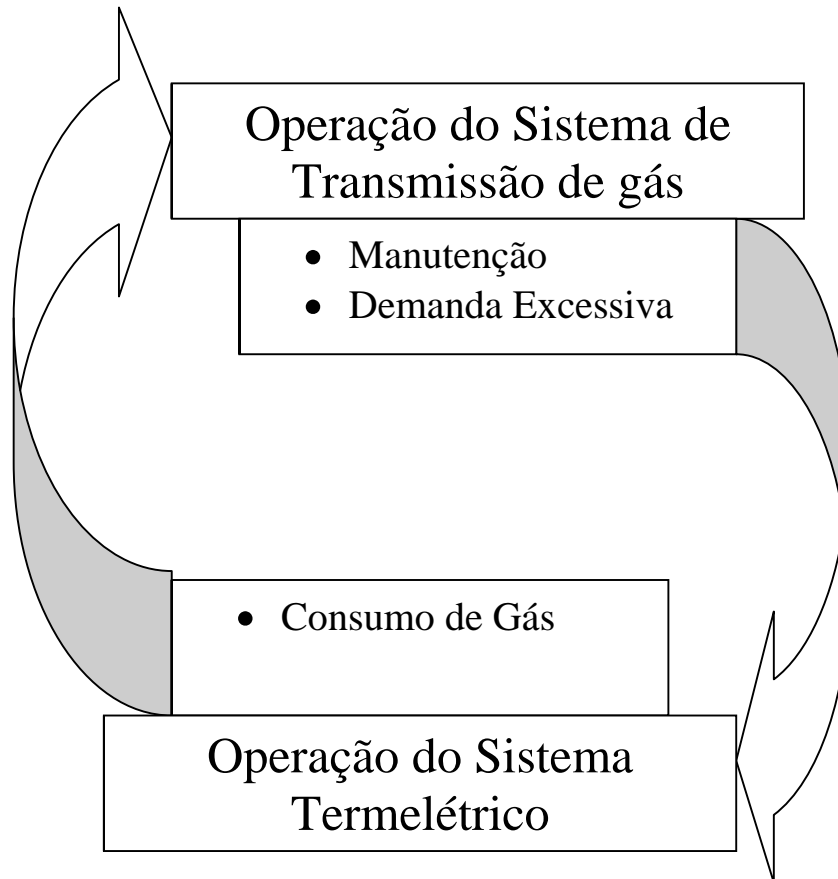


Figura 15 – Influências dos sistemas de Gás Natural e Termoelétrico entre si

Em relação à transformação de um fluxo de gás natural (em  $\text{m}^3/\text{s}$  ou  $\text{m}^3/\text{dia}$ ) em potência elétrica (MW), característica importante de uma usina termelétrica, tem-se que isso depende das seguintes principais características:

- Construção da turbina à gás;
- Tipo de gás consumido (baixo ou alto poder calorífico);
- Temperatura ambiente;
- Consumo médio de  $\text{kJ/kWh}$ ;

- Eficiência do ciclo.

Sendo determinadas tais características, tem-se por [27], que essa conversão pode, ainda, ser variada de acordo com uma equação de terceiro grau. Dependendo da quantidade de fluxo de gás natural na entrada do ciclo, a curva de potência elétrica de saída varia de forma não linear. Ou seja, a eficiência do ciclo muda de acordo com a potência de entrada.

Ainda por [27], conclui-se que se pode aproximar essa equação de terceiro grau por uma de primeiro grau e, assim, definir apenas uma constante de conversão de  $\text{m}^3/\text{s}$  para MW. Tais equações serão explicitadas na subseção 4.2.2.

Entretanto, para uma análise mais detalhada, o levantamento da curva característica de geração elétrica a partir de diferentes quantidades de fluxo de gás na entrada do ciclo seria de boa importância para o modelo de minimização de custos, visto que o despacho termelétrico varia de forma intensa.

### **3.7 Considerações sobre Gasodutos e Compressores**

#### **3.7.1 Características dos Gasodutos**

Os dutos de uma rede de transmissão de gás natural são compostos por peças de seção circular, cilíndricas e geralmente compostas por aço, sendo conectadas entre si para se obter uma linha contínua pela qual o gás escoar. A espessura do gasoduto é dimensionada para suportar a pressão existente e o diâmetro para atender a vazão de projeto da linha. Toda a tubulação deve ser preservada por um sistema de proteção catódica para evitar a corrosão, além de um revestimento anticorrosivo externo.

Uma gama de parâmetros relacionada à linha ou ao próprio gás natural transportado influencia diretamente nas variáveis pressão e fluxo ao longo do sistema e devem ser considerados. Exemplos de parâmetros de maior importância são o coeficiente de atrito, a gravidade específica do gás, o fator de transferência e a temperatura.

Quando o gás escoar por um trecho reto de tubulação, sofre uma perda de energia chamada perda de carga distribuída que é diretamente proporcional ao fator de atrito. Normalmente é utilizado um revestimento nas paredes internas de pintura



epóxi com o objetivo de diminuir o fator de atrito e assim diminuir as perdas de carga.

### 3.7.2 Características dos Compressores

Os compressores são estruturas mecânicas industriais de grande porte distribuídas ao longo dos gasodutos com a finalidade de elevar a energia do gás natural pelo aumento da pressão, para que esta atinja um determinado nível necessário para a sua transmissão compensando assim perdas provenientes do próprio consumo e pelo atrito com a parede interna do duto. Os tipos de compressores que podem ser utilizados em gasodutos basicamente são os à jato, dinâmicos e os volumétricos do tipo alternativo.

A escolha do tipo de compressor a ser utilizado depende das condições de operação do gasoduto e seus aspectos econômicos

## 3.8 Controle de Fluxo e pressão em gasodutos

O controle das características de pressão e fluxo de um gasoduto exige um complexo sistema de aquisição e monitoramento dos dados, efetuando medições de inúmeras variáveis, análises e atuações automáticas nos atuadores e máquinas primárias da rede.

Para que o sistema não entre em situação de insegurança que possa vir a causar um colapso na rede, são necessárias estratégias de operação e controle de proteção. Desta maneira, os estudos das características do sistema e dos seus fenômenos correlacionados são importantes tanto para definição de uma estratégia de controle que possibilite um bom desempenho quanto para a construção de modelos que permitam representá-lo adequadamente em análises diversas.

Por toda a linha existem estações que realizam as funções necessárias para o transporte, integrando a ação de válvulas, compressores, motores, etc. Existem basicamente três tipos de estações:

- Estação de compressão: Provida de compressores, acionadores e válvulas que compensam as perdas cargas do gás promovendo o aumento da pressão do fluido.

- Estação de entrega: Permite a entrega ao consumo do gás transportado. É dotada de válvulas que permitem a redução de pressão a níveis específicos de operação.
- Estação de Medição: Possuem medidores que medem os valores das variáveis para análises e cálculos diversos.

Cada tipo de estação possui um modo de atuação dentro do sistema. Assim, a análise deve ser focada em cada tipo de estação, além de alguns dispositivos isolados.

No caso deste projeto, apenas as estações de compressão serão analisadas no momento da simulação dos casos.

## Capítulo IV - Modelagem Matemática

Neste capítulo será apresentado um modelo matemático que considera um conjunto de usinas termelétricas a gás natural supridas por um sistema de gasodutos que por sua vez podem ser supridos de gás por outros gasodutos (importação de gás) ou por poços (produção de gás). O que se deseja, primordialmente, é minimizar os custos de geração de energia elétrica, transporte e produção e/ou aquisição de gás natural. As exigências (restrições que são dados de entrada) do sistema, tais como satisfação da demanda de carga elétrica, limites da pressão do fluxo de gás natural na rede de gasodutos e restrições contratuais são representadas na formulação. Alternativamente pode-se colocar como função objetivo a maximização da potência gerada.

### 4.1 Formulação do problema

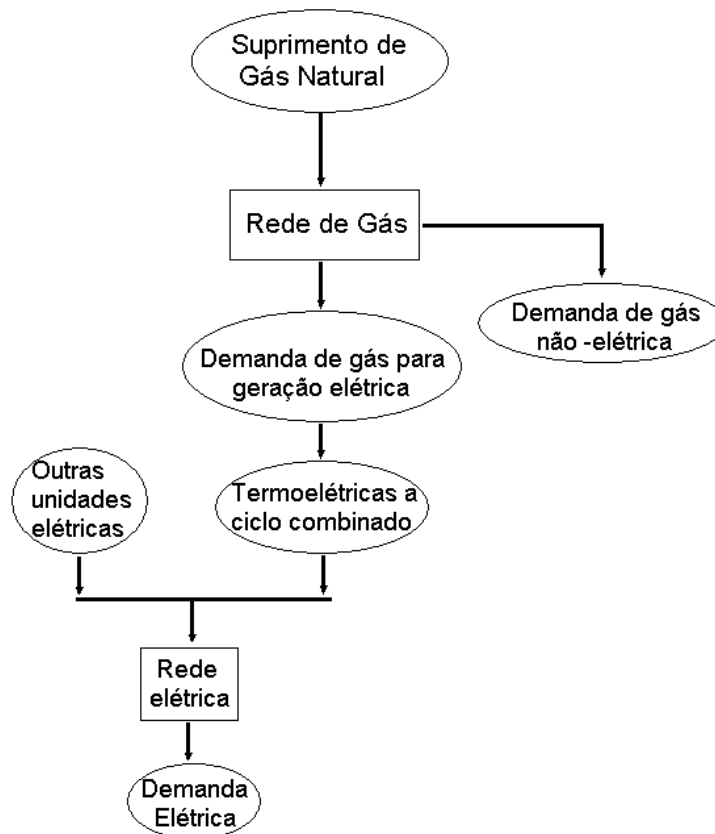


Figura 16 – Junção da operação dos sistemas a gás natural e elétrico

Serão apresentadas as três formulações de problema que foram utilizadas nos estudos de caso do próximo capítulo. Dependendo da configuração da rede e dos tipos e números de restrições, a programação do método muda.

No entanto, existem equações da rede e restrições básicas que estão presentes em todo e qualquer problema de fluxo de gás. E, sendo assim, a figura 17 mostra de que maneira as restrições se encaixam em cada problema.

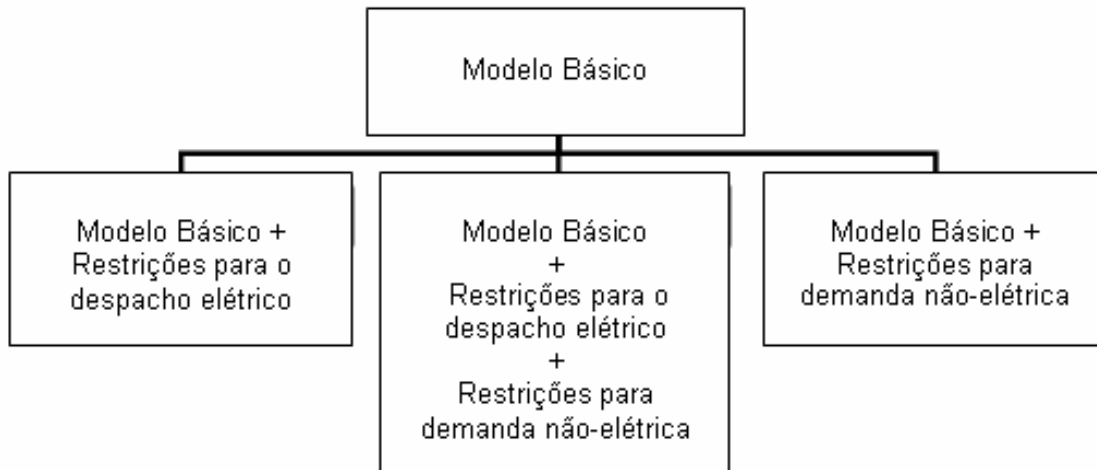


Figura 17 - Derivação do modelo básico

## 4.2 Formulação do problema

### 4.2.1 Modelo Básico

Um nó pode ser composto pelas seguintes injeções ou drenagem de gás: importação ou produção de gás, consumo de gás para finalidade de geração de energia elétrica, consumo de gás para fins não-elétricos e fluxos da rede.

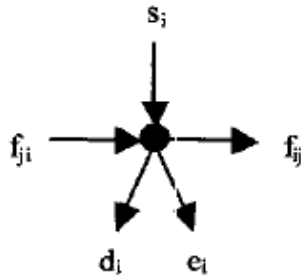


Figura 18 – Dinâmica do gás em um nó

Difícilmente haverá todas as características mencionadas acima em um nó. Nós de passagem, por exemplo, são apenas compostos de  $f_{ij}$  e  $f_{ji}$ , que são o fluxo de gás entrando e o fluxo de gás saindo pelo nó.

Abaixo, um exemplo onde  $n_1, n_2$  e  $n_3$  são nós produtores,  $n_4$  e  $n_5$  são nós de passagem e  $n_6, n_7$  e  $n_8$  são nós consumidores. Analogamente à lei dos nós para o fluxo de potência elétrica em [4], cria-se uma lei dos nós para o sistema de gasodutos.

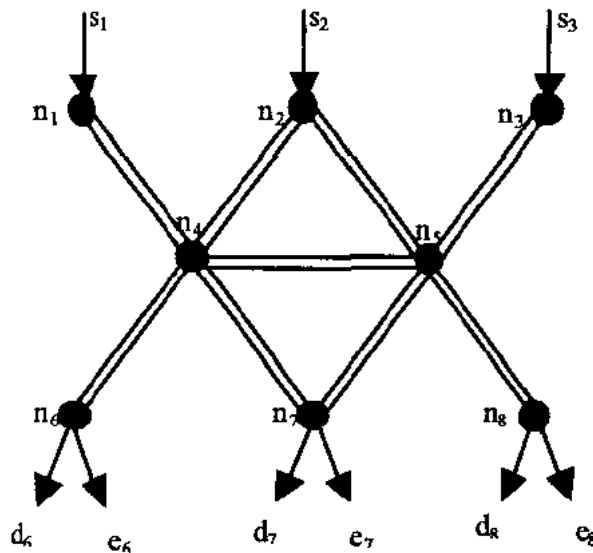


Figura 19 – Exemplo de rede de gás

Para este caso, no nó 6, por exemplo, tem-se que o fluxo de gás do nó 4 ao nó 6 deve ser igual ao consumo de gás no nó 6. Lembrando que não estão sendo consideradas eventuais perdas.

O modelo de despacho integrado da transmissão e consumo de gás natural pode ser matematicamente formulado como na Figura 20, enquanto a Tabela 1 mostra o significado das variáveis utilizadas no modelo matemático.

$$P_{i,\min} \leq p_i \leq P_{i,\max} \quad (1)$$

$$s_i + \sum_j f_{ji} = \sum_j f_{ij} + d_i + e_i \quad (2)$$

$$\text{sign}(f_{ij}) f_{ij}^2 = C_{ij}^2 (p_i^2 - p_j^2) \quad (3)$$

$$f_{ij}^2 \leq -C_{ij}^2 (p_i^2 - p_j^2) \quad (4)$$

$$f_{ij,\min} < f_{ij} < f_{ij,\max} \quad (5)$$

$$S_{i,\min} \leq s_i \leq S_{i,\max} \quad (6)$$

Figura 20 – Modelo básico de transmissão e consumo de gás

Tabela 1 – Significado das variáveis do modelo

símbolo	significado
$s_i$	Suprimento de gás fornecido por um nó i supridor ou importador em m <sup>3</sup> /s ou m <sup>3</sup> /dia
$d_i$	Demanda de gás para fins não elétricos no nó i, em m <sup>3</sup> /s ou m <sup>3</sup> /dia
$e_i$	Demanda de gás para geração de potência elétrica, em m <sup>3</sup> /s ou m <sup>3</sup> /dia
$f_{ij}$	Fluxo de gás do nó i para o nó j, em m <sup>3</sup> /s ou m <sup>3</sup> /dia
$p_i$	Pressão no nó i, em bars
$C_{ij}^2$	Constante que depende da composição do gás natural e do comprimento, diâmetro e rugosidade do ramo ij da rede de gasodutos.
$p_{i,máx}$	Limite superior de pressão para o nó i, em bars
$p_{i,min}$	Limite inferior de pressão para o nó i, em bars
$f_{ij,min}$	Limite inferior de fluxo no ramo do nó i para o nó j, em m <sup>3</sup> /s ou m <sup>3</sup> /dia
$f_{ij,máx}$	Limite superior fluxo no ramo do nó i para o nó j, em m <sup>3</sup> /s ou m <sup>3</sup> /dia
$s_{i,min}$	Limite inferior de suprimento de gás fornecido por um nó i supridor ou importador em m <sup>3</sup> /s ou m <sup>3</sup> /dia
$s_{i,máx}$	Limite superior de suprimento de gás fornecido por um nó i supridor ou importador em m <sup>3</sup> /s ou m <sup>3</sup> /dia

As equações descritas acima são obrigatórias dentro da resolução de problemas de fluxo de gás. Existem outras, no entanto, mencionadas abaixo que podem ser inseridas.

A equação (1) define os limites inferior e superior de pressão em cada um dos nós da rede.

A equação (2) é a lei dos nós equivalente para o caso de fluxo de gás.

A equação (3) é a restrição quadrática que define a relação entre pressão e fluxo para nós passivos, ou seja, sem compressores.

A função *sign* contida na equação (3) coleta o sinal do fluxo, definindo, assim, seu sentido:

$$sign(x) = \begin{cases} 0, & \text{se } x = 0 \\ 1, & \text{se } x > 0 \\ -1, & \text{se } x < 0 \end{cases}$$

(7)

Por exemplo, se é definido o fluxo do nó 5 para o nó 6 como positivo, o resultado após simulação é nesse sentido se  $f_{56} > 0$ . Caso contrário, se o resultado da simulação fornecer  $f_{56} < 0$ , então o gás percorre o sentido de 6 para 5. A função *sign* faz com que se evite declarar para o programa duas vezes o mesmo ramo.

A equação (4) representa a restrição referente aos nós ativos, ou seja, com compressores.

Os compressores são equipamentos responsáveis por aumentar a pressão em locais que o gás necessita estar com pressão maior, garantir um fluxo maior do que o permitido em um ramo ou forçar caminhos do gás na rede. Em síntese, nos resultados dos estudos de caso, os compressores ignorarão a restrição de fluxo máximo e forçarão passar um volume maior de gás em um ramo, mas com as pressões permanecendo dentro de seus limites.

A equação (5) refere-se às restrições físicas dos gasodutos. São os limites máximos e mínimos de fluxo de gás em um ramo que parte do nó *i* para o nó *j*. Geralmente o limite inferior é zero, mas para o caso em que exista compressões no ramo, pode-se querer que exista um fluxo mínimo diferente de zero. O fluxo máximo pode ser calculado por:

$$\text{Onde, } f_{ij,máx} = \sqrt{C_{ij}^2 \cdot (P_i^2 - P_j^2)} \quad (8)$$

Se  $f_{ij} > 0$ , o fluxo de gás vai do nó *i* para o nó *j*. Se  $f_{ij} < 0$ , o fluxo de gás vai do nó *j* para o nó *i*. Este termo introduz uma variável binária no modelo, e torna sua formulação um problema combinatorial.

Cada constante  $C_{ij}$  presente nas Equações (3) e (4), pode ser computada da seguinte forma [10]:

$$C_{ij} = 96,074830 \cdot 10^{-15} \frac{D_{ij}^5}{\lambda_{ij} z \bar{T} L_{ij} \delta} \quad (9)$$

$$\text{Onde } \frac{1}{\lambda_{ij}} = \left[ 2 \log \left( \frac{3.7 D_{ij}}{\varepsilon} \right) \right]^2. \quad (10)$$

A Tabela 2, abaixo, mostra o significado dos símbolos  $D_{ij}$ ,  $z$ ,  $T$ ,  $L$ ,  $d$ , e  $\varepsilon$  e suas unidades e/ou valores típicos para o problema [11].



Tabela 2 - Significado dos símbolos das funções relacionadas ao gás

Constante	Significado	Unidade / Valor
$D_{ij}$	Diâmetro interior do ramo $ij$ do gasoduto	mm
$z$	Fator de compressibilidade do gás	0.8 (adimensional)
$T$	Temperatura do gás	281,15K
$L$	Comprimento do ramo $ij$ do gasoduto	Km
$d$	Densidade do gás relativa ao ar	0,6106
$e$	Rugosidade absoluta do ramo do gasoduto	0,05 mm

Analogamente, para a restrição (6), a letra  $s_i$ , que representa importação/produção ou consumo de gás, segue a mesma dinâmica do fluxo. Se  $s_i > 0$  no nó  $i$ , então este é um nó produtor ou importador de gás (supridor). Se  $s_i < 0$  no nó  $i$ , então este é um nó consumidor de gás, seja para fins elétricos ou não elétricos.

O problema apresentado na Figura 19 é um problema de otimização não-linear misto. A dificuldade na resolução está nas Equações (3) e (4) devido aos termos binários e as relações não lineares.

Essa é uma formulação básica do problema. Outras restrições, tanto do sistema de gasodutos quanto do sistema de geração termelétrica podem ser incluídas no modelo matemático proposto. Por exemplo, pode-se considerar as perdas nos gasodutos e representar restrições da rede elétrica usando os limites de geração. Pode-se também obter um modelo mais geral que pode incluir, por exemplo, outros tipos de usinas termelétricas, usinas hidrelétricas e o sistema de transmissão de energia elétrica.

Segue nas subseções a seguir 3 exemplos de restrições adicionais que serão simuladas no capítulo seguinte: o modelo para atendimento a cargas específicas de gás, modelo para a demanda termelétrica e um modelo mesclando demandas elétricas globais e demandas não-elétricas pontuais.

#### 4.2.2 Modelo para atendimento da demanda elétrica

Imaginando uma rede de gasodutos em que existam apenas nós que demandam gás para gerar energia elétrica, tem-se a adição das seguintes equações de restrições para complementar o modelo:

$$g_{i,mín} < g_i < g_{i,máx} \quad (11)$$

$$\sum_{i \in T} g_i(e_i) = D \quad (12)$$

$$Pgcc = \mu(e) * LHV * e \quad (13)$$

$$Pgcc = k_3 e^3 + k_2 e^2 + k_1 e \quad (14)$$

A equação (11) mostra os limites de geração das usinas situadas em cada nó  $i$ . Dependendo do caso, a geração mínima pode ser diferente de zero. Por exemplo, existem custos mínimos fixos de manutenção da usina para até uma certa potência gerada.

A equação (12) representa a demanda total de potência elétrica  $D$  requerida pelo sistema. Diferente do sistema de distribuição secundário de gás natural (a partir dos city gates, entradas do gás na cidade), que fornece gás para um local específico, o sistema de transmissão em alta tensão está, na maioria das vezes, interligado. Sendo assim, visando o custo mínimo de geração e transporte de gás, é natural associar a demanda total como a soma da geração elétrica de cada usina termelétrica do sistema.

A equação (13) descreve a relação entre a potência elétrica gerada por uma usina termelétrica e a quantidade de gás recebida por ela. Essa é uma relação não linear e, segundo [5], pode ser aproximada para a forma da equação (14).

Ainda nesse rumo, será feita outra simplificação nessa equação. Através de consultas a órgãos e bibliografias, constata-se que essa é uma relação que depende de inúmeros fatores como localização, altitude, clima e tipo de gás. Para as redes de teste do presente trabalho, foi definido, como em [17] e [18], que para cada unidade de MW produzido, uma boa aproximação é definir a necessidade de  $0.05 \text{m}^3/\text{s}$  ou  $4320 \text{m}^3/\text{dia}$  de gás, ou seja:

$$Pgcc = k_1 e \quad (15)$$

para  $k=20 \text{ MW.s/m}^3$  ou  $k= 0,0023148 \text{ MW.dia/10}^6\text{m}^3$

Assim, as equações 13 e 14 são substituídas pela equação 15.

Nas equações anteriores,  $g$  representa a geração elétrica no nó  $i$ ,  $D$  a demanda elétrica e  $T$  o conjunto de nós que geram potência elétrica. Os limites inferiores e superiores dessas variáveis dependem da capacidade, do custo mínimo de funcionamento, de itens contratuais, etc.

Tabela 3 - Significado dos símbolos das funções relacionadas à demanda elétrica

símbolo	Significado
$Pg_{cc}$	Potência gerada por um ciclo combinado em MW
$\mu$	Eficiência do ciclo combinado
LHV	constante de aquecimento com valor de $35.07 \text{ MW}/(\text{m}^3/\text{s})$
$e$	fluxo de gás da termelétrica utilizado na geração de potência elétrica, em $\text{m}^3/\text{s}$ ou $\text{m}^3/\text{dia}$
$K_i$	constante dependente do ciclo combinado

O modelo mencionado acima foi utilizado para a resolução da rede brasileira simplificada que pode ser vista no próximo capítulo, seção 5.1.

Em resumo, o modelo para atendimento da demanda elétrica é descrito pelas equações da figura 21.

$$\begin{aligned}
P_{i,\min} &\leq p_i \leq P_{i,\max} \\
s_i + \sum_j f_{ji} &= \sum_j f_{ij} + d_i + e_i \\
\text{sign}(f_{ij}) f_{ij}^2 &= C_{ij}^2 (p_i^2 - p_j^2) \quad \backslash \text{ou} \\
f_{ij}^2 &\leq -C_{ij}^2 (p_i^2 - p_j^2) \quad / \\
f_{ij,\min} &< f_{ij} < f_{ij,\max} \\
s_{i,\min} &\leq s_i \leq s_{i,\max} \\
g_{i,\min} &< g_i < g_{i,\max} \\
\sum_{i \in T} g_i(e_i) &= D \\
Pg_{cc} &= k_1 e
\end{aligned}$$

Figura 21 - Modelo matemático para atendimento da demanda elétrica

#### 4.2.3 Modelo para atendimento específico da demanda não elétrica

As redes simuladas do capítulo V são de alta pressão. Isso equivale a um sistema de transmissão de alta tensão em engenharia elétrica no sentido de que, para o sistema elétrico, o mais importante são as demandas de cada subestação.

De que maneira a subestação vai fornecer essa energia para redes de distribuição primárias e secundárias é uma análise mais específica.

Assim, analogamente, pode-se imaginar para o caso do fluxo de gás uma rede ramificada de alta pressão que distribui gás para diversos pontos do sistema e esses pontos demandarão quantidades específicas de gás, seja para quaisquer tipos de finalidade.

Ainda, vale lembrar que a demanda não elétrica do gás natural é requisitada para indústrias e consumidores nas cidades e, diferente do sistema de geração elétrica, o sistema de distribuição de gás não é tão interligado, com uma

confiabilidade mais baixa. Por isso, simular a demanda específica de cada cidade ou lugar para fins não elétricos é importante.

Continuando a ter como base o modelo descrito em 4.2.1, adiciona-se a seguinte restrição aos nós consumidores do problema:

$$s_i + d_i = 0 \quad (16)$$

Esta especifica para cada nó sua demanda de gás não elétrica, onde  $d_i$  é a demanda de gás em  $m^3/s$  ou  $m^3/dia$ . Lembrando que um nó consumidor teria um “suprimento negativo” de gás.

Em resumo, o modelo para atendimento da demanda não elétrica é composto pelas equações da figura 22.

$$\begin{array}{l}
 P_{i,\min} \leq p_i \leq P_{i,\max} \\
 s_i + \sum_j f_{ji} = \sum_j f_{ij} + d_i + e_i \\
 \text{sign}(f_{ij}) f_{ij}^2 = C_{ij}^2 (p_i^2 - p_j^2) \quad \backslash \text{ou} \\
 f_{ij}^2 \leq -C_{ij}^2 (p_i^2 - p_j^2) \quad / \\
 f_{ij,\min} < f_{ij} < f_{ij,\max} \\
 s_i + d_i = 0
 \end{array}$$

Figura 22 - Modelo matemático para atendimento da demanda não elétrica

#### 4.2.4 Modelo combinado

O modelo combinado mescla os modelos anteriores 4.2.2 e 4.2.3. Ou seja, é feito para uma rede que possui nós que demandam gás para fins não elétricos, nós que demanda gás para finalidade de geração termelétrica e nós que possuem essas duas características.

Dessa maneira, partindo novamente do modelo básico, adicionam-se as seguintes restrições:

$$s_i + d_i + e_i = 0 \quad \text{ou} \quad s_i = -d_i - e_i \quad (17)$$

$$\sum_{i \in T} g_i(e_i) = D \quad (18)$$

$$s_i \leq -d_i \quad (19)$$

Onde a equação (17) representa que a demanda de gás de um nó (ou “suprimento negativo”) equivale a soma das demandas elétricas ou não elétricas de cada nó.

A equação (18) equivale a equação (12) e dá uma característica de demanda global para o gás com a finalidade de geração termelétrica.

E a equação (19) que faz com que a demanda de gás para fins não elétricos, nos nós que possuem demandas elétricas e não elétricas, seja garantida.

Em resumo, o modelo para atendimento da combinação de demanda elétrica e demanda não elétrica é composto pelas equações da figura 23.

$$\begin{aligned}
P_{i,\min} &\leq p_i \leq P_{i,\max} \\
s_i + \sum_j f_{ji} &= \sum_j f_{ij} + d_i + e_i \\
\text{sign}(f_{ij}) f_{ij}^2 &= C_{ij}^2 (p_i^2 - p_j^2) \quad \backslash \text{ou} \\
f_{ij}^2 &\leq -C_{ij}^2 (p_i^2 - p_j^2) \quad / \\
f_{ij,\min} &< f_{ij} < f_{ij,\max} \\
s_{i,\min} &\leq s_i \leq s_{i,\max} \\
g_{i,\min} &< g_i < g_{i,\max} \\
\sum_{i \in T} g_i(e_i) &= D \\
Pg_{cc} &= k_1 e \\
s_i &\leq -d_i
\end{aligned}$$

Figura 23 - Modelo matemático para atendimento da combinação de demanda elétrica e não elétrica

### 4.3 Funções Objetivo

Tendo o modelo programado, a próxima etapa é modelar a função objetivo de acordo com o que se quer no problema. Para o caso do fluxo de gás, é interessante a função objetivo para minimização do custo e a função objetivo para maximização da geração elétrica, consumo de gás ou produção de gás.

#### 4.3.1 Modelo para minimização de custos

Para o caso da minimização de custos, a função a ser minimizada é:

$$\sum_{i \in T} c_i(g_i) + \sum_{i \in D} b_i(s_i) + \sum_{ij \in D} t_{ij}(f_{ij}) \quad (20)$$

Onde  $c_i$  representa o custo relacionado à geração da usina termelétrica presente no nó  $i$ ,  $b_i$  representa o custo de importação ou produção de gás (suprimento) e  $t_{ij}$  é o custo de transporte do nó  $i$  para o nó  $j$ . Será visto posteriormente que essa é uma relação linear. A função do custo é definida por coeficientes multiplicados pela geração, importação ou produção e fluxo.

#### 4.3.2 Modelo para maximização da geração

O incentivo para a minimização de custos é óbvio. No entanto, sabe-se que a partir de certo valor de demanda, os custos começam a ficar maiores e então outras alternativas de geração de energia poderiam ser colocadas em pauta.

Nesse aspecto, um acontecimento em janeiro de 2004 é um bom exemplo de justificativa para a análise de máxima geração.

Nesse período, uma insuficiência na geração hidrelétrica no nordeste brasileiro fez com que o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) autorizasse o despacho de 1200 MW de termelétricas a gás natural da região. Entretanto, devido ao gás natural disponível e a restrições no sistema de transporte, apenas um terço da necessidade de geração (400 MW) foi despachado. Várias foram as possíveis causas para o ocorrido, entre elas a priorização para a indústria da entrega do gás natural, devido a cláusulas de penalidades e multas em caso de não entrega do total contratado e a ausência de um gasoduto de conexão entre o nordeste e sudeste (maior região produtora de gás natural do país). Esse episódio mostrou a necessidade de uma melhor coordenação entre o planejamento da operação dos setores de gás natural e de geração termelétrica.

Um episódio similar ocorreu em dezembro de 2006 quando em testes sobre a capacidade de geração de energia a gás natural no Brasil confirmou-se as deficiências do setor e pouco mais de um terço da eletricidade solicitada foi fornecida. Seis das 13 térmicas examinadas não tiveram condições de entrar em operação por falta de combustível. Outras três geraram menos do que o previsto. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) solicitou o despacho de 4.846



megawatts (MW) médios de termelétricas a gás, mas apenas 1.756 MW médios foram entregues [12].

Para se verificar a potência máxima que poderá ser despachada por um conjunto de termelétricas através de um modelo matemático como um problema de otimização, é feita uma análise parecida como no modelo apresentado na seção anterior, mas agora o objetivo é maximizar a potência gerada. Algumas restrições mais realistas do sistema tais como limites de geração, limites de pressão nos gasodutos e contratos do tipo take-or-pay (importação mínima assegurada) podem ser representados nesta nova modelagem.

Sendo assim, as equações e restrições desse problema são os mesmos das figuras 21 ou 23, exceto pela função a ser minimizada, ou maximizada:

$$\text{Max} \sum_{i \in T} g_i(e_i) \quad (21)$$

Ou

$$\text{Mín} \sum_{i \in T} -g_i(e_i) \quad (22)$$

Da mesma forma, para o caso de uma rede que só possui cargas não elétricas, pode-se fazer a maximização do consumo.

#### 4.4 Solução Inicial

A formulação da relação de pressão e fluxo nos ramos (5) é não-convexa. DeWolf e Smeers [15] examinam condições especiais que transforma esse problema em convexo.

Entretanto, são condições que parecem muito restritas para a prática e, como mostrado em [14], o processo para eliminar a não-convexidade é dividido em 2 partes: o primeiro produz um bom ponto de partida (solução inicial) para a segunda parte, que encontra a solução final.

A convergência em programação não-linear depende crucialmente de uma boa escolha de um ponto de partida, principalmente quando o problema é não-convexo. A confirmação disso é que esse tipo de análise é largamente utilizada para o ajuste de valores de um problema e não para estabelecer, saindo do zero, a condição ótima. Deve-se ter cuidado ao rodar o fluxo de um problema não-linear pois algumas

soluções encontradas podem ser mínimos ou máximos locais. Mais uma razão para se obter um bom ponto de partida.

Em [14] é visto que a primeira parte, dedicada a encontrar um bom ponto de partida, é obtida relaxando-se os limites de pressão e eliminando os compressores no modelo completo.

Considerando-se o problema convexo a seguir, que conta apenas com as perdas de pressão ao longo dos ramos:

$$\begin{aligned} \min h(f, s) &= \sum_{(i,j) \in A} \frac{|f_{ij}| f_{ij}^2}{3C_{ij}^2} \\ \text{s.t.} \quad & \sum_{j|(i,j) \in A} f_{ij} - \sum_{j|(j,i) \in A} f_{ji} = s_i \quad \forall i \in N \\ & \underline{s}_i \leq s_i \leq \bar{s}_i \quad \forall i \in N \end{aligned}$$

Figura 24 - Problema de minimização para aproximação inicial

Pode ser mostrado por [15] que o problema acima tem uma interpretação física que sua função objetivo é a energia mecânica dissipada por unidade de tempo nos ramos.

Em virtude do sistema de gás ser projetado para operar durante longos períodos de picos de demanda, é esperado que a maioria dos compressores irão somente precisar ser operados em uma fração de tempo. Isso implica que o ponto obtido pela minimização da energia mecânica dissipada nos ramos, que é o fluxo natural quando os compressores estão desligados, seja um bom ponto de partida para o problema completo.

#### 4.5 A programação não linear aplicada ao caso

A presença de funções de natureza não linear, como visto nas figuras 20 a 23, faz necessária uma ferramenta matemática eficiente para a resolução de estudos de caso. Em paralelo a isto está o esforço computacional, que pode ser interpretado como simplificações ou número de iterações tomadas para se chegar ao resultado final, e é um fator importante para caracterizar essa ferramenta.

As teses [17] e [18] resolvem a primeira parte do estudo de casos do presente trabalho com o auxílio da programação linear. Esse método consiste de aproximações e simplificações de um problema de programação não linear (PPNL).

Para problemas simples, a programação linear é eficiente e não introduz grandes erros ao resultado. No entanto, será visto, através de comparações dos estudos de caso do próximo capítulo, que os estudos de caso resolvidos por um PPNL fornecerão resultados mais confiáveis e com menores esforços computacionais.

Pode-se citar algumas vantagens da programação não linear em relação a linear constatadas:

- Não há a necessidade de gerar e interromper vários loops para consertar valores que extrapolaram limites pré-estabelecidos.
- Número de iterações menores, mais rapidez para encontrar o resultado final;
- Desvio de mínimos ou máximos locais, devido a aproximação inicial sugerida no item 4.4;
- Melhoria da solução final, encontrando valores ótimos mais refinados.

No presente trabalho foi utilizada a ferramenta “fmincon” do Matlab que possui dois módulos: o de larga escala, com o método de Newton e o módulo de média escala, que utiliza o método de programação quadrática seqüencial (PQS ou SQP).

O algoritmo SQP implementado é caracterizado por três etapas e pode ser melhor visualizado no apêndice 1:

- 1- Atualização na aproximação da Hessiana da função de Lagrange (método Quasi-Newton);
- 2- Resolução de um subproblema QP
- 3- Busca em linha

Foi utilizado o módulo de média escala e o método Quasi-Newton, que são padrões da ferramenta “fmincon”.

## Capítulo V - Estudo de Casos

Na realidade, este projeto é um dos trabalhos futuros sugeridos em [17] no que diz respeito à utilização da programação não linear como ferramenta e na implementação de outras restrições como a inserção dos compressores. Além disso, também será mostrada a simulação para uma rede.

Serão, então, simuladas duas redes de teste distintas, uma brasileira e uma belga, com diferentes estruturas e considerações. Tal estudo vai validar a metodologia adota.

No programa MATLAB existe uma função chamada “fmincon” que resolve problemas de programação não linear de acordo com a estrutura abaixo:

$$\min_x f(x) \text{ such that } \begin{cases} c(x) \leq 0 \\ ceq(x) = 0 \\ A \cdot x \leq b \\ Aeq \cdot x = beq \\ lb \leq x \leq ub, \end{cases}$$

Figura 25 - Estrutura da função FMINCON do Matlab

### 5.1 A rede de teste brasileira

A rede na qual será testado o método de programação não linear é baseada na mesma rede utilizada em [18] e em [17], que são modelos reduzidos e simplificados da rede de transmissão de gás natural e das usinas de geração termelétrica do sudeste brasileiro, localizadas nos estados de Minas Gerais, São Paulo e Rio de Janeiro. Todos os dados utilizados foram retirados de [18].

O mapa esquemático do sistema mencionado acima pode ser visto Figura 26. O sistema completo de teste é composto de seis usinas termelétricas a gás natural com ciclos combinados (nós 4, 6, 7, 8, 9 e 10), duas plataformas de produção (nós de números 2 e 3), um nó de passagem (nó número 5) e um nó que recebe gás natural importado da Bolívia (nó número 1). Os nós são interligados através de ramos de gasodutos (traços em preto). As caixas de texto próximas de cada nó significam: pressão em bar na cor vermelha, geração elétrica em MW e importação em m<sup>3</sup>/s na cor preta e fluxo em m<sup>3</sup>/s na cor verde.

Numa primeira análise, para comparar os valores simulados nesta metodologia com outros anteriores, não foi considerada a presença de bombas compressoras na rede de gasodutos que correspondem à restrição para nós ativos.

Em compensação, os nós produtores e importadores tiveram sua pressão artificialmente aumentada para possibilitarem a entrega de fluxo nos nós mais longínquos da rede. O valor do fator de compressibilidade do gás ( $z$  na Tabela 2) também foi reduzido para compensar a não inserção de compressores na rede.

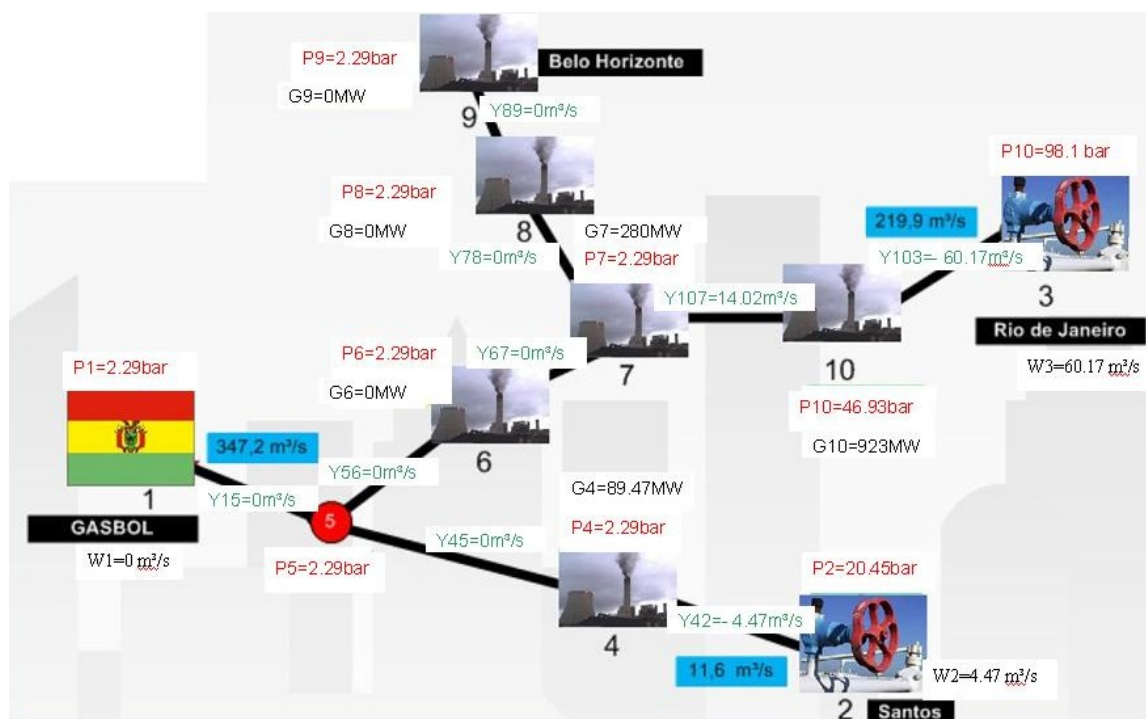


Figura 26 – Mapa da Rede Brasileira testada

A Tabela 4, a seguir, mostra a característica de cada nó e sua capacidade de acordo com sua função de gerador, produtor ou importador. O nó de número 1 representa o gás natural importado da Bolívia através do gasoduto GASBOL. A capacidade total de geração termelétrica do sistema é de 2.603,9 MW.

Tabela 4 – Limites superiores de produção, importação e geração da rede brasileira

Numeração do nó	Característica	Capacidade de máxima de produção, geração ou importação
1	Importador	347,2 m³/s
2	Produtor	11,6 m³/s
3	Produtor	219,9 m³/s
4	Termoelétrica	368 MW
5	nó de passagem	-
6	Termoelétrica	386 MW
7	Termoelétrica	596,3 MW
8	Termoelétrica	87 MW
9	Termoelétrica	225,6 MW
10	Termoelétrica	923 MW

Os limites operacionais para a pressão em cada nó da rede são apresentados na Tabela 5, abaixo.

Tabela 5 – Limites superiores e inferiores de pressão de cada nó da rede brasileira

Numeração do nó	Limite inferior (bars)	Limite superior (bars)
<b>1</b>	0	88,3
<b>2</b>	0	88,3
<b>3</b>	0	98,1
<b>4</b>	0	68,6
<b>5</b>	0	58,8
<b>6</b>	0	58,8
<b>7</b>	0	39,2
<b>8</b>	0	73,5
<b>9</b>	0	58,8
<b>10</b>	0	78,5

Foram arbitrados os sentidos do fluxo de gás natural nos ramos dos gasodutos como mostrado na Tabela 6. Se, após as iterações do método, o resultado for negativo para o fluxo em certo ramo, então significa que este está em sentido contrário ao arbitrado. Os valores  $D_{ij}$  (em polegadas),  $L_{ij}$  (em quilômetros) e  $C_{ij}^2$ , onde  $C_{ij}$  é calculado de acordo com a Equação (14), são também apresentados na tabela abaixo. Tais valores estimados foram retirados de [18].

Tabela 6 – Valores utilizados nos gasodutos da rede brasileira

nó de origem	nó de destino	$D_{ij}$ (pol)	$L_{ij}$ [km]	$C^{2ij}$ [(m <sup>3</sup> /bar . s) <sup>2</sup> ]
1	5	12,5	153	0,0451
2	4	14,0	257	0,0484
3	10	18,0	94	0,4880
4	5	12,0	64	0,0872
5	6	22,0	317	0,4100
6	7	18,0	51	0,8994
7	8	16,0	197	0,1263
8	9	16,0	149	0,1670
10	7	16,0	278	0,0895

Na tabela 7, em seguida, seguem os custos de produção e importação:

Tabela 7 – Custos de produção e importação da rede brasileira

nó de origem	custo de produção / importação
1	\$0,3146/m <sup>3</sup>
2	\$0,2245/m <sup>3</sup>
3	\$0,2090/m <sup>3</sup>

Os custos de transporte encontram-se na Tabela 8. O custo do transporte do local de produção até o nó mais próximo (1 a 5, 2 a 4 e 3 a 10) já está embutido no custo de produção.

Tabela 8 – Custos de transporte da rede brasileira

nó de origem	nó de destino	custo de transporte (\$/m <sup>3</sup> )
4	5	0,1
5	6	0,4
6	7	0,1
7	8	0,2
8	9	0,2
10	7	0,3

Os custos de geração considerados em cada unidade termelétrica são apresentados na Tabela 9.

Tabela 9 – Custos de Geração da rede brasileira

nó de origem	custo de geração (\$/MW)
<b>4</b>	0,05
<b>6</b>	0,03
<b>7</b>	0,03
<b>8</b>	0,09
<b>9</b>	0,02
<b>10</b>	0,03

Para o estudo da rede brasileira foi utilizado o modelo para atendimento da demanda elétrica, mostrado na figura 21.

É importante ressaltar que, nos primeiros estudos de caso, considerou-se zero o limite inferior de geração de energia, o que na realidade pode não ser verdade, pois o custo da geração é dividido em um custo fixo mínimo que independe, até um certo valor de geração, do quanto é gerado.

A demanda de energia elétrica foi fixada em 1293 MW nos três primeiros casos assim como em [17] e [18] de modo a verificar a coerência dos resultados. No quinto estudo de caso será utilizado um valor de demanda igual a potência máxima obtida no quarto caso (maximização da potência gerada).

Para um bom ponto inicial de partida, foi utilizada a minimização descrita em 4.4. Utilizou-se a ferramenta fmincon para este caso também que, diferente do problema do fluxo de gás em gasodutos, possui a não linearidade na função objetivo e não nas restrições. Pôde-se verificar que a utilização de um bom ponto de partida ao invés de um vetor nulo como solução inicial teve grande diferença.

Para a maioria dos casos, ao solucionar o problema partindo de um vetor inicial encontrado, a solução final foi encontrada mais rapidamente, com menos iterações. Além disso, em outros casos, essa aproximação inicial foi de crucial importância, pois desviou a solução final de mínimos locais, o que não aconteceria se o vetor nulo fosse utilizado de início.



### 5.1.1 Brasileira 1: Minimização de Custos

Introduzindo apenas a restrição de demanda máxima de 1293 MW para as termelétricas e tendo como desejo o custo mínimo para esse valor fixo de geração, tem-se a equação a ser minimizada descrita a seguir:

$\min f(x)$  onde:

$$f(x) = 0.1 * |y_{45}| + 0.4 * |y_{56}| + 0.1 * |y_{67}| + 0.2 * |y_{78}| + 0.2 * |y_{89}| + 0.3 * |x_{107}| + 0.3146 * w_1 + 0.2245 * w_2 + 0.209 * w_3 + 0.05 * g_4 + 0.03 * g_6 + 0.03 * g_7 + 0.09 * g_8 + 0.02 * g_9 + 0.03 * g_{10}$$

Como os fluxos podem ser negativos, o que significa sentido contrário ao arbitrado, os valores entram em módulo na função.

Os resultados do modelo rodado em MATLAB são mostrados na figura 27:

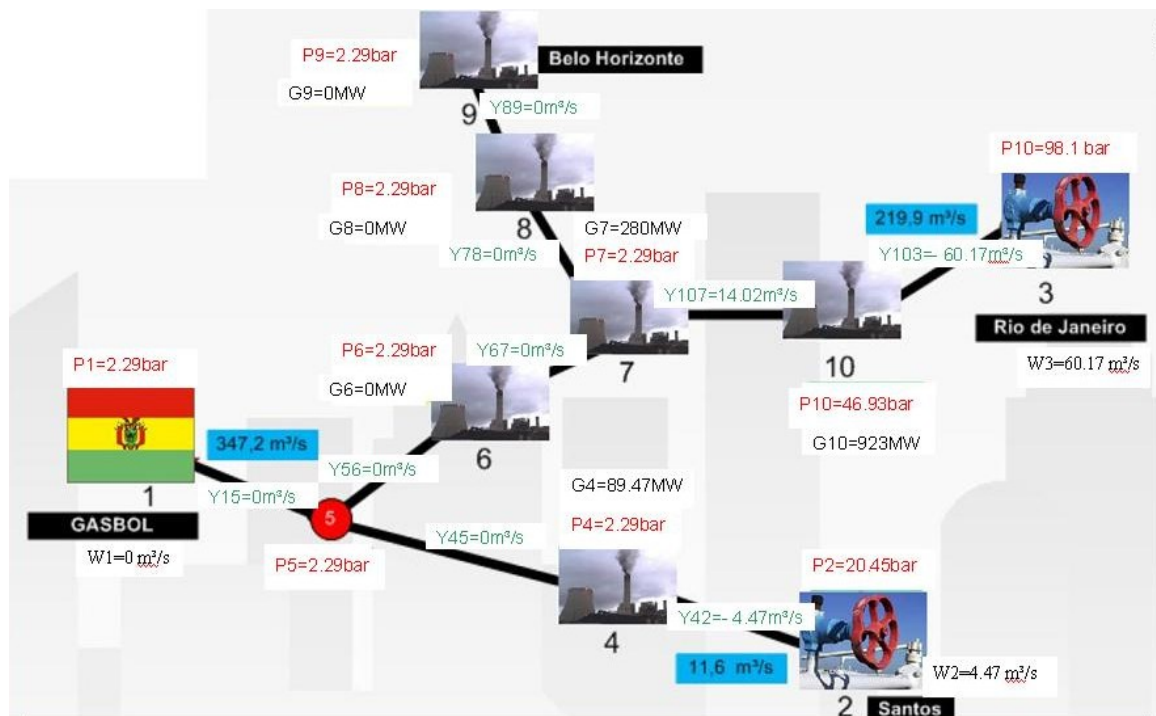


Figura 27 – Resultados da primeira simulação

É possível perceber que não houve exportação de gás pelo gasoduto GASBOL ( $y_{15}=0\text{m}^3/\text{s}$ ). Este resultado já era esperado pois foi proposta uma demanda razoável e que poderia ser suprida pela produção de gás dos nós 2 e 3, além do alto custo de importação de gás pelo nó 1. Apenas as usinas 4, 7 e 10

geraram energia elétrica e apenas os ramos 2→4, 3→10 e 10→7 possuíram fluxo diferente de zero.

O custo total para essa solução foi de \$58,36 onde \$13,58 são referentes à produção de gás, \$40,57 são referentes à geração elétrica e \$4,21 são referentes ao custo de transporte. Entretanto, esse custo depende sempre da demanda em cada instante, então está referido a solução de regime.

Cabe ainda ressaltar que, comparado ao método utilizado em [18] e [17], a simulação foi mais rápida e mais simples, visto que para esses dados, a outra metodologia precisou interromper o cálculo devido a um erro de limite de fluxo, no ramo 10→7. No caso mencionado, na segunda etapa para corrigir este limite, foi visto que apenas as usinas 10 e 7 não seriam suficientes, sozinhas, para gerar a demanda de 1293 MW com o custo mínimo. Somente após essa constatação, a partir do limite de fluxo no ramo citado é que a usina 4 foi posta a gerar energia.

Monetariamente, a solução pelo método de programação não-linear foi cerca de \$0,50 mais barata que a proposta por [18] e [17]. Num primeiro instante, constitui, portanto, num método mais eficiente para a resolução do problema.

Tabela 10 – Fluxo na rede de gasodutos em m<sup>3</sup>/s para o caso Brasileira 1

nó de origem	nó de destino	solução final (m <sup>3</sup> /s)
1	5	0
4	2	-4,47
10	3	-60,17
4	5	0
5	6	0
6	7	0
7	8	0
8	9	0
10	7	14,02

Tabela 11– Geração termelétrica em MW para o caso Brasileira 1

número do nó	solução final (MW)
4	89,47
6	0
7	280,52
8	0
9	0
10	923

### 5.1.2 Brasileira 2: Geração Mínima

Seguindo os mesmos dados e procedimentos de [18], com o intuito de continuar comparando a eficácia dos dois métodos, faz-se o estudo do segundo caso aplicando os mesmos valores do caso Brasileira 1 com a exceção de uma geração mínima de 100MW para a usina localizada no nó 9. Lembrando que no caso anterior, esta usina não gerava energia.

São esperados um crescimento do custo total, o aparecimento de fluxo no ramo 8→9 e a diminuição da geração da termelétrica no nó 4, que está produzindo 89,47 MW, valor inferior a 100 MW.

Foi imposta a seguinte restrição:

$$100MW < g_9 < 225,6MW$$

A figura 28 mostra os resultados obtidos após simulação:

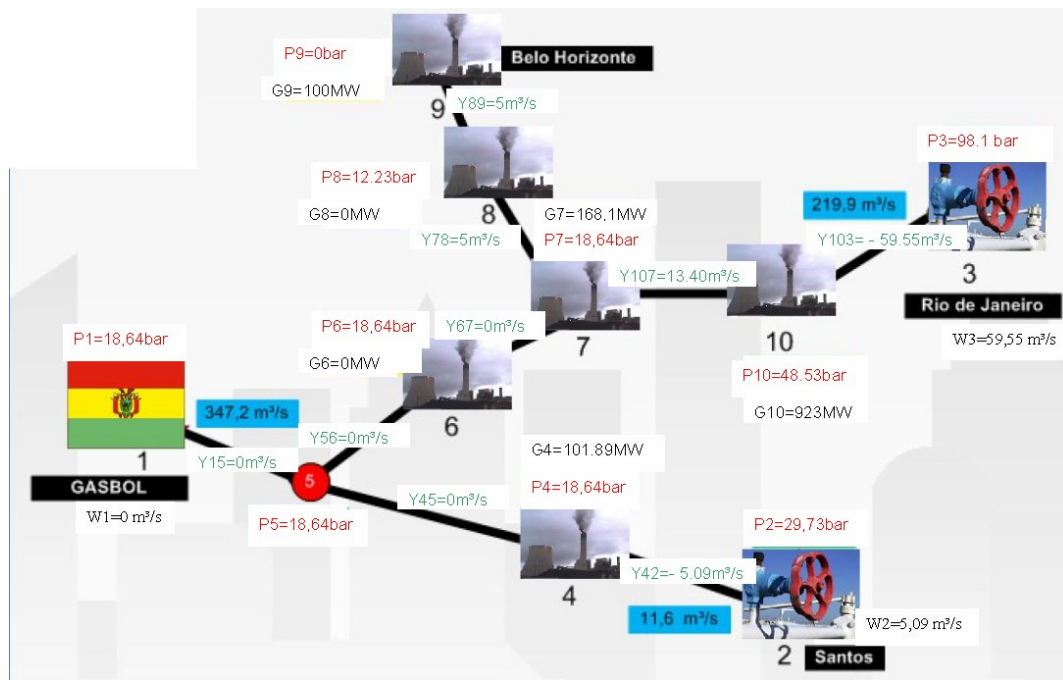


Figura 28 – Resultados da segunda simulação

Para o caso Brasileira 2, a solução final foi um custo total de \$59,44 e os acontecimentos esperados foram parcialmente constatados. Ao contrário do que se

imaginava, foi mais barato diminuir a geração na usina do nó 7 e não a do nó 4. O restante foi confirmado.

Os novos custos foram de \$6,02 para transporte, \$13,59 para produção e \$39,82 para a geração. Tais valores mostram uma conclusão interessante: com o custo total variando de apenas \$1, apesar de estabelecer uma geração mínima para uma usina que não gerava potência no primeiro caso, o custo de geração caiu e o que influenciou mais foi a alta do custo de transporte.

Isso mostra ainda que apesar de se conhecer a topologia da rede e suas características, tal fato pode não ser suficiente para deduzir como o sistema responderá a uma nova restrição, dando importância a utilização de metodologias para a simulação.

Novamente, o método supera o de [18] e [17] que encontram uma violação de fluxo no ramo 10→7 e precisaram rodar o fluxo novamente. Comparando os dois resultados, tem-se que o encontrado utilizando programação não-linear foi \$0,71 mais barato.

Tabela 12 – Fluxo na rede de gasodutos em m<sup>3</sup>/s para o caso Brasileira 2

nó de origem	nó de destino	solução final (m <sup>3</sup> /s)
1	5	0,00
4	2	-5,09
10	3	-59,56
4	5	0,00
5	6	0,00
6	7	0,00
7	8	5,00
8	9	5,00
10	7	13,41

Tabela 13– Geração termelétrica em MW para o caso Brasileira 2

número do nó	solução final (MW)
4	101,89
6	0,00
7	168,11
8	0,00
9	100,00
10	923,00

Tabela 14 – Comparação entre os custos finais dos casos Brasileira 1 e 2

Fonte de custo	Caso 1 (\$)	Caso 2 (\$)	Variação de custo (%)
Produção/Importação	13,58	13,59	0,07
Transporte	4,21	6,02	30,07
Geração	40,57	39,82	1,88
Total	58,36	59,44	1,82

### 5.1.3 Brasileira 3: Take-or-pay

No caso Brasileira 3, foca-se a restrição de geração mínima para todas as usinas termelétricas, que é uma situação mais condizente com a realidade. Os limites inferiores de geração para as usinas estão na tabela 15.

Agrega-se uma restrição nova: o nó 1 terá uma importação mínima de gás natural igual a 10m<sup>3</sup>/s em virtude de uma obrigação contratual fictícia, uma condição verdadeira que simula o contrato take-or-pay acordado com a Bolívia.

Desta vez espera-se um custo maior em relação aos casos Brasileira 1 e 2 e o aparecimento de um fluxo de no mínimo 10m<sup>3</sup>/s no ramo 1→5. A usina 10 que vinha gerando seu máximo (923MW) deve diminuir sua contribuição de geração, pois a demanda do sistema continua a mesma (1293MW), mas os limites inferiores somam 950MW juntos.

Tabela 15 – Limites inferiores de geração para as termelétricas do caso Brasileira 3

Número do nó	Limite inferior de geração (em MW)
4	100
6	100
7	200
8	0
9	200
10	350

A figura 29 mostra os resultados obtidos após simulação:

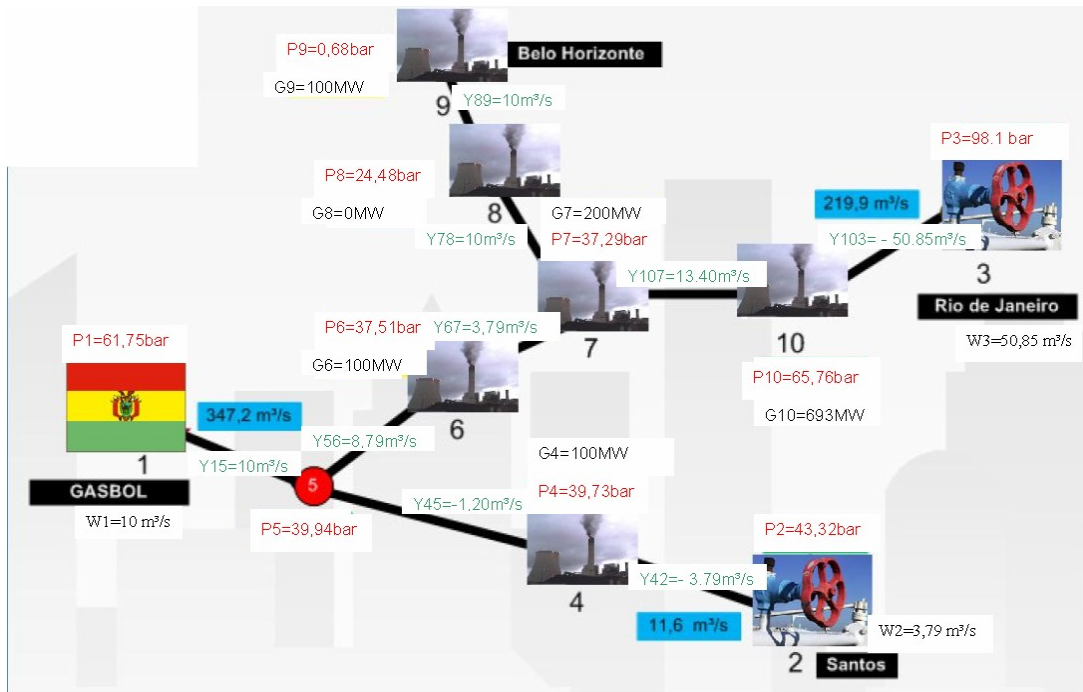


Figura 29 – Resultados da terceira simulação

O custo total encontrado foi \$66,29, sendo \$12,87 para o transporte, \$14,62 para a produção ou importação e \$38,79 para a geração.

Todas as premissas que eram esperadas foram confirmadas. Percebe-se que o gás importado do GASBOL tem um custo consideravelmente superior aos de transporte e produção. Isto é visto através do fluxo mínimo de 10m³/s. O sistema “prefere” sempre exigir uma maior produção do nó 3 ou 2, mesmo tendo maiores custos de transporte do que importar o gás pelo nó 1.

Tabela 16 – Fluxo na rede de gasodutos em m³/s para o caso Brasileira 3

nó de origem	nó de destino	solução final (m³/s)
1	5	10,00
4	2	-3,80
10	3	-50,85
4	5	-1,20
5	6	8,80
6	7	3,80
7	8	10,00
8	9	10,00
10	7	16,20

Tabela 17 – Geração termelétrica em MW para o caso Brasileira 3

número do nó	solução final (MW)
4	100
6	100
7	200
8	0
9	200
10	693

Tabela 18 – Comparação entre os custos finais dos casos Brasileira 1 e 3

Fonte de custo	Caso 1 (\$)	Caso 3 (\$)	Varição de custo (%)
Produção/Importação	13,58	14,62	7,11
Transporte	4,21	12,87	67,29
Geração	40,57	38,79	4,59
Total	58,36	66,29	11,96

Apesar das conclusões tiradas, ao comparar o resultado final com o de [18], o custo encontrado foi cerca de \$4 mais caro. Foi decidido, então, rodar o programa inserindo ao invés de uma solução inicial toda zerada, como foi feito, começar com uma solução final, a encontrada por [18], incluindo fluxo, geração e importação ou produção.

Após a simulação, foi encontrado um custo total de \$62,62, sendo \$11,19 para o transporte, \$13,69 para a produção e importação e \$37,72 para a geração. A mesma superou a solução de [19], que havia sido de \$63,4.

Isso demonstra que a primeira solução encontrada era, na verdade, um mínimo local. A nova solução pode ser um mínimo global ou outro mínimo local mais otimizado que o anterior, ratificando a idéia de que esse tipo de programação é mais eficiente para ajustes de sistemas já existentes que estão rodando. Além disso, o modelo atual pôde refinar o resultado, melhorando a solução e, tornando a mesma \$0,78 mais barata.

#### 5.1.4 Brasileira 4: Maximização da Potência Elétrica Gerada

No caso Brasileira 4, a intenção é encontrar, através de uma simulação de maximização da geração, os ramos que operam no limite máximo e os nós de importação e produção que estão fornecendo o máximo possível de gás natural.

De antemão, já é possível constatar uma incoerência na construção do sistema. A importação máxima possível do nó 1, GASBOL, de 347,2m³/s (lembrando que trata-se de uma rede reduzida) conflita com o máximo fluxo possível no ramo 1→5, que vale 18,75m³/s pela conta abaixo.

$$Y_{máx} 1 \rightarrow 5 = \sqrt{P_{1máx}^2 * C_{15}^2} = \sqrt{88,3^2 * .0451} = 18,75$$

Então, espera-se que apesar de o custo de importação ser alto, como se quer a geração máxima, que esse ramo opere no máximo.

A formulação da maximização da potência gerada é a seguinte:

$$\min f(x) \text{ onde } f(x) = -g4 - g6 - g7 - g8 - g9 - g10$$

Que é equivalente à:

$$\max g(x) \text{ onde } g(x) = +g4 + g6 + g7 + g8 + g9 + g10$$

A figura 30 mostra os resultados obtidos após simulação:

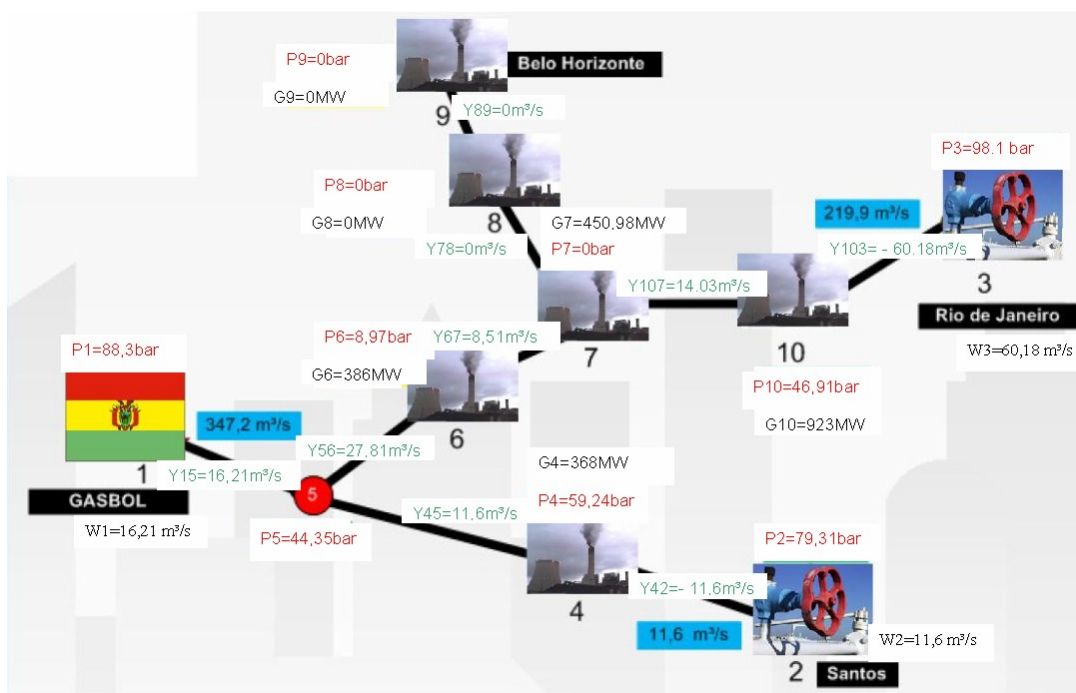


Figura 30 – Resultados da quarta simulação



A geração máxima conseguida pelo sistema foi de 2.128 MW para um custo total de \$108,83.

Algumas conclusões podem ser tiradas. Nesse momento, o GASBOL é importante e fornece uma quantidade considerável de gás natural. Além disso, a contradição mencionada no item acima sobre o limite de fluxo ramo 1→5 torna-se inválida, pois mesmo com o sistema exigindo uma geração máxima, o fluxo nesse ramo é de 16,21m<sup>3</sup>/s, inferior ao limite sendo, então, plausível para o caso. Isso comprova que o GASBOL foi construído para suprir as necessidades de gás das termelétricas, não sendo superdimensionado para que houvesse uma possível ampliação no futuro. Lembrando que esses valores são fictícios e foram adaptados pro problema em questão. Na realidade o Gasbol possui capacidade para 30Mm<sup>3</sup>/dia.

As usinas dos nós 9 e 8 ficam com uma geração zerada. Logo, contribuem pouco para o sistema, pois numa situação de custo mínimo e na situação de máxima geração pouco contribuem para a geração.

Tabela 19– Fluxo na rede de gasodutos em m<sup>3</sup>/s para o caso Brasileira 4

nó de origem	nó de destino	solução final (m <sup>3</sup> /s)
1	5	16,21
4	2	-11,60
10	3	-60,19
4	5	11,60
5	6	27,81
6	7	8,51
7	8	0,00
8	9	0,00
10	7	14,04

Tabela 20 – Geração termelétrica em MW para o caso Brasileira 4

número do nó	solução final (MW)
4	368,00
6	386,00
7	450,98
8	0,01
9	0,00
10	923,00

Comparando-se o resultado obtido pela programação não-linear com [18] e [17] no qual é encontrado um valor máximo de geração de 1530 MW, pode-se confirmar que, tendo todos os valores de pressão, fluxo, geração, produção e importação dentro dos limites adequados, o método apresentado no atual trabalho foi mais eficiente.

Nesse estudo de caso, a diferença final entre as duas metodologias foi mais abrupta, de cerca de 28%. A comparação de custo não se faz devido aos valores de potência gerados serem diferentes.

### 5.1.5 Brasileira 5: Demanda máxima fixa

O último estudo de caso para essa topologia e restrições irá fixar a demanda em 2.128MW, valor encontrado para a geração maximizada e será simulado com o intuito de se conseguir o custo mínimo.

Não são esperadas grandes mudanças, pois para essa demanda, o sistema opera no limite de fluxo de pressões. Na verdade, essa simulação serve para validar as duas funções, custo total mínimo e máxima geração.

A figura 31 mostra os resultados obtidos após simulação.

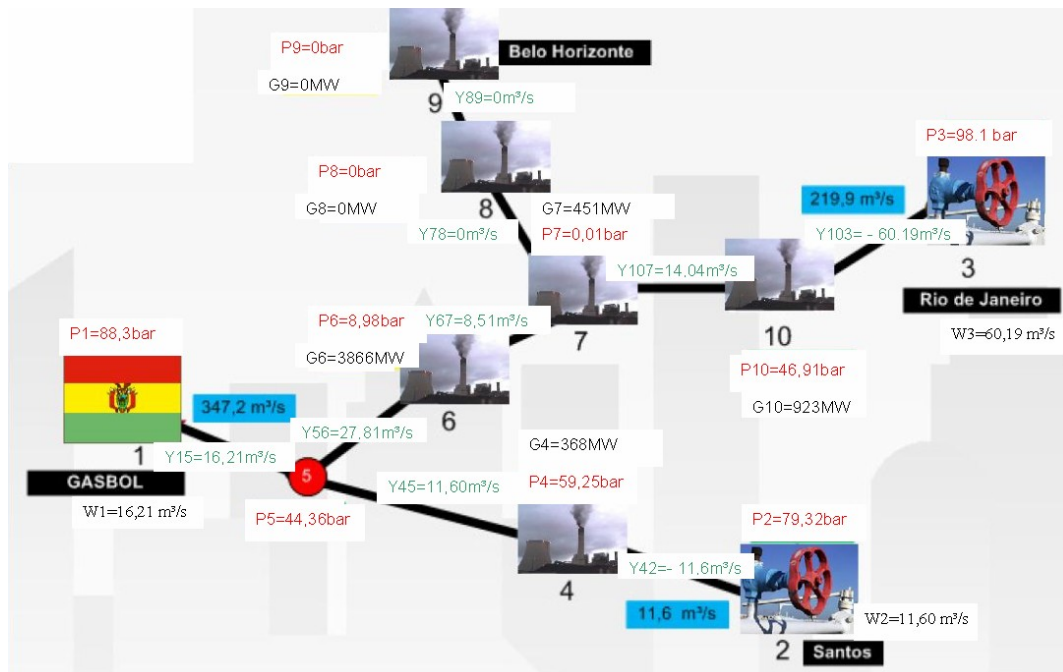


Figura 31 – Resultados da quinta simulação

Como esperado, houve apenas mudanças sensíveis de décimos de pressão ou fluxo, que podem ser desprezadas em virtude do erro do simulador. Para esse caso foi encontrado um custo total de \$108,83 , sendo \$17,34 para transporte, \$20,28 para produção e importação e \$71,20 para geração.

Tabela 21 – Fluxo na rede de gasodutos em m<sup>3</sup>/s para o caso Brasileira 5

nó de origem	nó de destino	solução final (m <sup>3</sup> /s)
1	5	16,21
4	2	-11,60
10	3	-60,19
4	5	11,60
5	6	27,81
6	7	8,51
7	8	0,00
8	9	0,00
10	7	14,04

Tabela 22– Geração termelétrica em MW para o caso Brasileira 5

número do nó	solução final (MW)
4	368,00
6	386,00
7	451,00
8	0,00
9	0,00
10	923,00

## 5.2 A rede de teste belga

Após realizar com sucesso cinco casos para testar a rede reduzida do sudeste brasileiro, seria importante o teste do modelo para uma rede diferente, com o objetivo de afirmar ainda mais a validade do método.

A nova rede de teste utilizada é a rede de gasodutos e termelétricas a gás resumida da Bélgica, retirada de [14]. Esta nova rede é bem mais complexa que a primeira e adiciona uma importante característica ao sistema: o uso de compressores.

Além disso, foram utilizadas em alguns estudos de caso restrições de demanda específicas para cada nó.

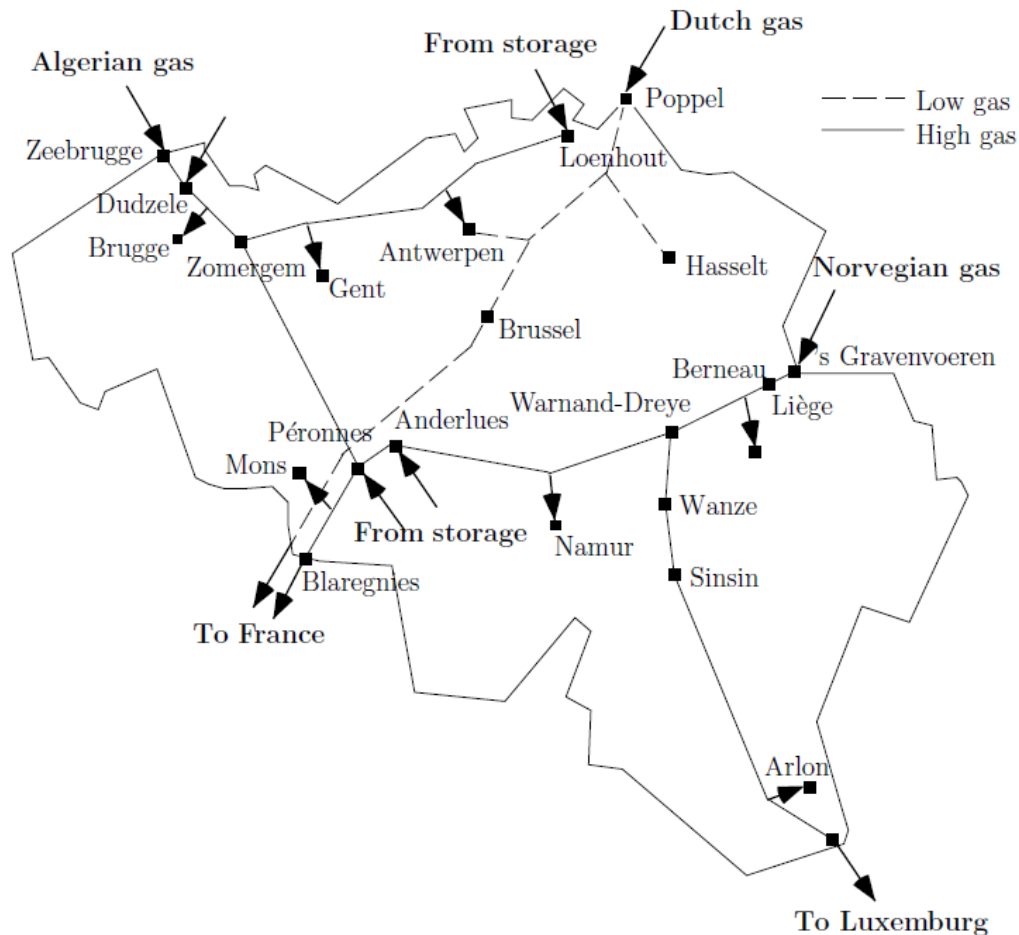


Figura 32 – Rede de gás da Bélgica [14]

A Bélgica não possui recursos domésticos para a produção de gás e, por isso, importa todo gás da Holanda, Algéria e Noruega, como é visto na figura 32.

O gás algeriano é entregue pelo terminal de Zeebrugge. No problema é considerado que o gás vindo da Noruega atravessa a Holanda por gasodutos e cruza a fronteira com a Bélgica através de s'Gravenvoeren. O gás escossês também é canalizado e entregue ao sistema belga, por Poppel.

A rede de transmissão belga transmite dois tipos de gás e, então é dividida em duas partes. Da Algéria e Noruega chega um gás com alto valor calorífico (10.000 kilocalorias por metro cúbico), enquanto o gás proveniente da Holanda tem baixo valor calorífico (8 400 kilocalorias por metro cúbico).

Para o novo caso, será considerado apenas o custo dos nós supridores e, assim, a função objetivo a ser minimizada é:

$$\min z = \sum_{j \in N_s} c_j s_j$$

, onde  $c_j$  é o custo de importação de gás do nó  $j$ .

A rede de teste do problema considera o gás de alto valor calorífico. A seguir, características da rede belga:

Tabela 23 – Características dos nós da rede belga

nó	cidade	$s_{\min}$ em 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia	$s_{\max}$ em 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia	$p_{\min}$ em bar	$p_{\max}$ em bar	$c_i$ em \$/MBTU
1	Zeebrugge	8.870	11.594	0.0	77.0	2.28
2	Dudzele	0.0	8.4	0.0	77.0	2.28
3	Brugge	-inf	-3.918	30.0	80.0	0.00
4	Zomergem	0.0	0.0	0.0	80.0	0.00
5	Loenhout	0.0	4.8	0.0	77.0	2.28
6	Antwerpen	-inf	-4.034	30.0	80.0	0.00
7	Gent	-inf	-5.256	30.0	80.0	0.00
8	Voeren	20.344	22.012	50.0	66.2	1.68
9	Berneau	0.0	0.0	0.0	66.2	0.00
10	Liege	-inf	-6.365	30.0	66.2	0.00
11	Warnand	0.0	0.0	0.0	66.2	0.00
12	Namur	-inf	-2.120	0.0	66.2	0.00
13	Anderlues	0.0	1.2	0.0	66.2	1.68
14	Péronnes	0.0	0.96	0.0	66.2	1.68
15	Mons	-inf	-6.848	0.0	66.2	0.00
16	Blaregnies	-inf	-15.616	50.0	66.2	0.00
17	Wanze	0.0	0.0	0.0	66.2	0.00
18	Sinsin	0.0	0.0	0.0	66.2	0.00
19	Arlon	-inf	-0.222	0.0	66.2	0.00
20	Pétange	-inf	-1.919	25.0	66.2	0.00

Onde  $s_i$  representa o suprimento de gás (se é negativo, representa consumo) e  $p_i$  representa a pressão no nó.

Tabela 24 – Características dos gasodutos da rede belga

ramo	de	para	diâmetro [mm]	comprimento [km]	Cij <sup>2</sup>	Tipo de gasoduto
1	Zeebrugge	Dudzele	890	4	9.07027	p
2	Zeebrugge	Dudzele	890	4	9.07027	p
3	Dudzele	Brugge	890	6	6.04685	p
4	Dudzele	Brugge	890	6	6.04685	p
5	Brugge	Zomergem	890	26	1.39543	p
6	Loenhout	Antwerpen	590.1	43	0.100256	p
7	Antwerpen	Gent	590.1	29	0.148655	p
8	Gent	Zomergem	590.1	19	0.226895	p
9	Zomergem	Péronnes	890	55	0.659656	p
10	Voeren	Berneau	890	5	7.25622	a
11	Voeren	Berneau	395.5	5	0.108033	a
12	Berneau	Liege	890	20	1.81405	p
13	Berneau	Liege	395.5	20	0.0270084	p
14	Liege	Warnand	890	25	1.45124	p
15	Liege	Warnand	395.5	25	0.0216067	p
16	Warnand	Namur	890	42	0.863836	p
17	Namur	Anderlues	890	40	0.907027	p
18	Anderlues	Péronnes	890	5	7.25622	p
19	Péronnes	Mons	890	10	3.62811	p
20	Mons	Blaregnies	890	25	1.45124	p
21	Warnand	Wanze	395.5	10.5	0.051445	p
22	Wanze	Sinsin	315.5	26	0.0017032	a
23	Sinsin	Arlon	315.5	98	0.027819	p
24	Arlon	Pétange	315.5	6		p

Onde “p” significa ramo passivo (sem compressores) e “a” significa ramo ativo (com compressores).

Tabela 25 – Importação de gás da rede belga

Produtor	Quantidade diária em 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia	mínimo em 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia	máximo em 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia	preço em \$/MBTU
Noruega	5.562	4.728	6.396	1.68
Algeria	10.082	8.87	11.594	2.28
Total	15.644	13.297	17.99	

Tabela 26 – Capacidade de estocagem de gás para nós da rede belga

Estocagem	Máximo fluxo de saída em $10^6 \text{ m}^3/\text{dia}$	preço em \$/MBTU
Anderlues	1.2	1.68
Dudzele	8.4	2.28
Loenhout	4.8	2.28
Péronnes	0.96	1.68
Total	15.36	

Diferente dos casos testados anteriormente, a demanda para o caso belga é específica para cada nó demandante, sendo:

Tabela 27 – Demanda de gás para o caso belga

Província	Demanda em $10^6 \text{ m}^3/\text{dia}$
Antwerpen	4.034
Arlon	0.222
Brugge	3.918
Gent	5.256
Liege	6.365
Mons	6.858
Namur	2.12
Luxemburg	1.919
Total	30.682

Para os casos da rede belga foi utilizado o modelo para demanda não elétrica mostrado na figura 22.

#### 5.2.1 Belga 1: Minimização de Custos

A equação de minimização de custos inserida no modelo computacional do Matlab é a seguinte:

$$\text{Min} \quad f(s_i) = 2.28* |s_1| + 2.28* |s_2| + 2.28* |s_5| + 1.68* |s_8| + 1.68* |s_{13}| + 1.68* |s_{14}|$$

Onde  $s_i$  corresponde ao suprimento de gás do nó  $i$ .

Nesse caso foram mantidos os módulos, mas isso não seria necessário, pois como já mencionado, o custo é específico do suprimento de gás e esse é sempre positivo, sendo arbitrado no início da programação.

O resultado obtido após simulação é mostrado na tabela a seguir:

Tabela 28 – Fluxo resultante nos ramos para o caso belga 1

Ramo	de	para	fluxo ( $10^6 \text{ m}^3/\text{dia}$ )
1	Zeebrugge	Dudzele	5,456
2	Zeebrugge	Dudzele	5,456
3	Dudzele	Brugge	9,656
4	Dudzele	Brugge	9,656
5	Brugge	Zomergem	15,394
6	Loenhout	Antwerpen	2,814
7	Antwerpen	Gent	-1,220
8	Gent	Zomergem	-6,476
9	Zomergem	Péronnes	8,918
10	Voeren	Berneau	19,618
11	Voeren	Berneau	2,394
12	Berneau	Liège	19,846
13	Berneau	Liège	2,166
14	Liège	Warnand	13,945
15	Liège	Warnand	1,702
16	Warnand	Namur	13,506
17	Namur	Anderlues	11,386
18	Anderlues	Péronnes	12,586
19	Péronnes	Mons	22,464
20	Mons	Blaregnies	15,616
21	Warnand	Wanze	2,141
22	Wanze	Sinsin	2,141
23	Sinsin	Arlon	2,141
24	Arlon	Pétange	1,919



Tabela 29 – Suprimentos, demandas e pressões otimizados para o caso belga 1

Nó	Suprimento (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia)	Demanda (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia)	Pressão (bars)
1	10,912		55,823
2	8,400		55,794
3		3,918	55,655
4			54,108
5	2,814		53,027
6		4,034	52,277
7		5,256	52,372
8	22,012		59,850
9			59,449
10		6,365	57,594
11			56,419
12		2,120	54,515
13	1,200		53,188
14	0,960		52,982
15		6,848	51,653
16		15,616	50,000
17			55,623
18			63,000
19		0,222	35,744
20		1,919	33,840

E o custo mínimo encontrado foi de \$91,0562.

Comparando-se os resultados com os obtidos em [14], constata-se a completa semelhança entre as duas soluções. Dessa maneira, a implementação da metodologia da programação linear foi eficiente para o novo caso e se comportou corretamente na presença de compressores em 3 dos 24 ramos. Além disso, a solução foi encontrada mais rapidamente pela programação não linear.

É importante ressaltar, ainda, que desta vez também foi importante utilizar a aproximação inicial sugerida por De Wolf em [14] para que o resultado final encontrado fosse um mínimo global. Para outras simulações partindo de vetores iniciais diferentes, a solução recai num mínimo local.

### 5.2.2 Belga 2: Maximização da importação de gás

Dando sequência ao estudo da nova rede, propõe-se simular um novo caso, o Belga 2, no qual se busca a máxima produção e importação de gás.

Dessa maneira, foram excluídas as restrições de demanda descritas na tabela 27. No novo sistema, o importante é a maximização independente do nó, simulando uma possível situação de emergência.

Através de diversos tipos de simulações como essa é possível descobrir as carências na rede, sejam usinas de baixa capacidade ou ramos de gasodutos que necessitariam de compressores.

Foi utilizada a seguinte função de minimização:

$$\text{Min} \quad g(s_i) = -s_1 - s_2 - s_5 - s_8 - s_{13} - s_{14}$$

Onde  $s_1$ ,  $s_2$ ,  $s_5$ ,  $s_8$ ,  $s_{13}$  e  $s_{14}$  são os nós produtores ou importadores de gás.

A tabela 30 mostra os resultados encontrados.

Tabela 30 – Fluxo resultante nos ramos para o caso belga 2

ramo	de	para	fluxo (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia)	diferença de fluxo entre o 6º caso (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia)
1	Zeebrugge	Dudzele	5,797	0,341
2	Zeebrugge	Dudzele	5,797	0,341
3	Dudzele	Brugge	9,997	0,341
4	Dudzele	Brugge	9,997	0,341
5	Brugge	Zomergem	15,9231	0,5291
6	Loenhout	Antwerpen	4,8	1,986
7	Antwerpen	Gent	0,4053	1,6253
8	Gent	Zomergem	-5,2018	1,2742
9	Zomergem	Péronnes	10,7213	1,8033
10	Voeren	Berneau	7,2861	-12,3321
11	Voeren	Berneau	14,7259	12,3321
12	Berneau	Liege	19,8461	0
13	Berneau	Liege	2,1659	0
14	Liege	Warnand	13,9447	-0,0007
15	Liege	Warnand	1,7015	-1E-04
16	Warnand	Namur	13,4588	-0,0472
17	Namur	Anderlues	11,3384	-0,0476
18	Anderlues	Péronnes	12,5384	-0,0476
19	Péronnes	Mons	24,2196	1,7556
20	Mons	Blaregnies	17,3716	1,7556
21	Warnand	Wanze	2,1874	0,0464
22	Wanze	Sinsin	2,1874	0,0464
23	Sinsin	Arlon	2,1874	0,0464
24	Arlon	Pétange	1,9556	0,0366

Tabela 31 – Suprimentos, demandas e pressões otimizados para o caso belga 2

nó	suprimento em 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia	Demanda em 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia	pressão em bars
1	11,594		62,0872
2	8.4		62,0573
3		4,0709	61,924
4			60,4391
5	4.8		61,3559
6		4,3947	59,4536
7		-5,6071	59,4443
8	22,012		63,046
9			64,8293
10		6,3658	63,1326
11			62,0623
12		2,1205	60,3493
13	1,2		59,1634
14	0,96		58,98
15		6,848	57,593
16		17,3716	55,7586
17			61,3084
18			60,6248
19		0,2318	29,4301
20		1,9556	26,9937

A produção/importação total encontrada foi de 48,966 x 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>/dia de gás.

Pela tabela 30 pode-se perceber que houve uma mudança considerável na dinâmica dos fluxos dos ramos. Comparando-se a tabela 31 com a tabela 29 pela coluna de suprimento de gás e ainda, com a tabela 23 que mostra os limites desses suprimentos, tiram-se algumas conclusões.

Em primeiro lugar, no caso Belga 1, quase todos os nós supridores estavam operando no seu limite máximo, exceto o nó 1 e o nó 5. Assim, esses deveriam ser os únicos a aumentar o seu valor de suprimento e é o que ocorre. Os resultados da tabela 31 mostram todos os nós supridores operando no limite máximo de produção/importação de gás.

Isto remete ao fato de que os dados de entrada como demandas e suprimentos fazem a rede belga não ser tão flexível para situações de grande demanda de gás

ou a demanda do caso Belga 1 já seja alta. Uma saída é a possível estocagem de gás nas usinas, que não é uma solução eficiente pois depende de grande espaço físico, ou a importação do gás liquefeito que, dependendo da quantidade, provavelmente seria mais caro.

### 5.2.3 Belga 3: Minimização de custos sem compressores

O caso belga 3 contempla a simulação do caso Belga 1 excluindo a utilização dos compressores na rede, o que começará a ilustrar de que maneira os compressores influenciam no fluxo de gás de uma rede.

As demandas serão mantidas as mesmas e a minimização será feita para o caso do mínimo custo. Portanto, a única mudança é a eliminação das restrições dos compressores.

Os ramos ativos são 10 e 11 (Voeren para Berneau) e 22 (Wanze para Sinsin) e estão representados em vermelho na figura 33.

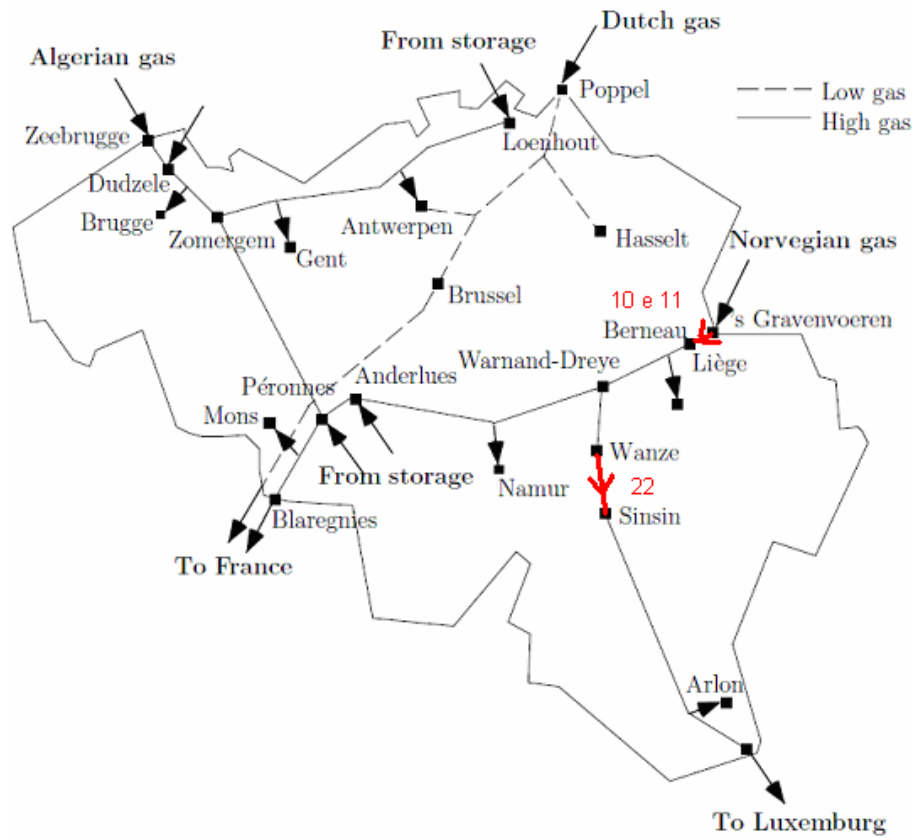


Figura 33 - Representação dos compressores nos ramos da rede belga

Os compressores dessa rede são utilizados com a finalidade de garantir a pressão adequada na passagem do gás da Noruega para Luxemburgo. Logo, a ausência dos mesmos não influenciaria de maneira exorbitante as simulações de demanda desta rede. O resultado mais afetado é justamente o fluxo de gás nesses ramos e o gás entregue à Luxemburgo.

A tabela 32 mostra o resultado obtido após simulação.

Tabela 32 – Fluxo resultante nos ramos para o caso belga 3

ramo	de	para	fluxo (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia)	diferença de fluxo entre o 6 <sup>o</sup> caso (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia)
1	Zeebrugge	Dudzele	5,797	0,341
2	Zeebrugge	Dudzele	5,797	0,341
3	Dudzele	Brugge	9,997	0,341
4	Dudzele	Brugge	9,997	0,341
5	Brugge	Zomergem	16,076	0,682
6	Loenhout	Antwerpen	2,132	-0,682
7	Antwerpen	Gent	-1,902	-0,682
8	Gent	Zomergem	-7,158	-0,682
9	Zomergem	Péronnes	8,918	0
10	Voeren	Berneau	19,6182	0
11	Voeren	Berneau	2,3938	0
12	Berneau	Liege	19,8461	0
13	Berneau	Liege	2,1659	0
14	Liege	Warnand	13,9454	0
15	Liege	Warnand	1,7016	0
16	Warnand	Namur	13,506	0
17	Namur	Anderlues	11,386	0
18	Anderlues	Péronnes	12,586	0
19	Péronnes	Mons	22,464	0
20	Mons	Blaregnies	15,616	0
21	Warnand	Wanze	2,141	0
22	Wanze	Sinsin	2,141	0
23	Sinsin	Arlon	2,141	0
24	Arlon	Pétange	1,919	0

O custo total como já era de se esperar, já que a demanda é a mesma, foi de \$91,01, igual ao do caso Belga 1. E, pode-se ver pela tabela 33 que as pressões são bastante alteradas em relação ao primeiro caso.

Tabela 33 – Suprimentos, demandas e pressões otimizados para o caso belga 3

nó	suprimento em 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia	Demanda em 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia	pressão em bars
1	11,594		59,5514
2	8,400		59,5203
3		3,918	59,3813
4			57,8008
5	2,132		56,0010
6		4,034	55,5948
7		5,256	55,8132
8	22,012		63,2492
9			62,8285
10		6,366	61,0762
11			59,9691
12		2,120	58,1819
13	1,200		56,9403
14	0,960		56,7483
15		6,848	55,5093
16		15,616	53,9745
17			59,2215
18			52,8504
19		0,222	10,0910
20		1,919	33,8400
total	46,299	46,299	

É importante ressaltar que o resultado acima só foi possível de ser obtido implementando como vetor inicial o vetor de solução do caso Belga 1. Para um vetor inicial zero ou até mesmo pela aproximação sugerida por WOLF, a solução não converge. Isso mostra que a utilização dos compressores para o modelo é necessária. O sistema não conseguiria partir do zero sem a presença dos ramos ativos.

Outra constatação é que, mesmo as pressões tendo variado de forma significativa, há pouca diferença nos fluxos. Isso se deve ao fato do estudo de caso

não ser feito para uma situação de pouca demanda, onde fluxos e pressões tenderiam a ter valores baixos. Lembrando que os compressores estão presentes estrategicamente em ramos nos quais as pressões naturais dos nós correspondentes não seriam suficientes para entregar o fluxo de gás demandado ou para forçar caminhos diferentes que o gás não tenderia a realizar.

#### 5.2.4 Belga 4: Maximização da importação de gás sem a utilização de compressores

O caso Belga 4 mescla características dos casos Belga 3 e 2. Contempla a simulação da máxima importação/produção sem a utilização dos compressores.

Deverá ficar mais clara a influência da ausência dos compressores nesse caso, já que a máxima geração força a rede a trabalhar em certos limites.

A seguir, os resultados obtidos e, desta vez, a última coluna mostra a diferença entre o caso atual e o Belga 2, da máxima importação/geração com a utilização dos compressores.



Tabela 34 – Fluxo resultante nos ramos para o caso belga 4

ramo	de	para	fluxo (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia)	diferença de fluxo entre o 7º caso (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia)
1	Zeebrugge	Dudzele	5,8108	0,0138
2	Zeebrugge	Dudzele	5,8108	0,0138
3	Dudzele	Brugge	10,0245	0,0275
4	Dudzele	Brugge	10,0245	0,0275
5	Brugge	Zomergem	16,1586	0,2355
6	Loenhout	Antwerpen	4,8275	0,0275
7	Antwerpen	Gent	0,8211	0,4158
8	Gent	Zomergem	-4,4074	0,7944
9	Zomergem	Péronnes	11,7513	1,03
10	Voeren	Berneau	18,1071	10,821
11	Voeren	Berneau	2,2094	-12,5165
12	Berneau	Liege	18,3174	-1,5287
13	Berneau	Liege	1,9991	-0,1668
14	Liege	Warnand	11,2238	-2,7209
15	Liege	Warnand	1,3695	-0,332
16	Warnand	Namur	10,535	-2,9238
17	Namur	Anderlues	8,4425	-2,8959
18	Anderlues	Péronnes	9,6701	-2,8683
19	Péronnes	Mons	22,4089	-1,8107
20	Mons	Blaregnies	15,5885	-1,7831
21	Warnand	Wanze	2,0859	-0,1015
22	Wanze	Sinsin	2,0859	-0,1015
23	Sinsin	Arlon	2,0859	-0,1015
24	Arlon	Pétange	1,8915	-0,0641

Percebe-se uma grande diferença entre os fluxos nos ramos que tinham compressores. Os mais evidentes são os fluxos nos ramos 11 e 10. O fluxo no ramo 11 muda de  $14 \times 10^6$  m<sup>3</sup>/dia para  $2 \times 10^6$  m<sup>3</sup>/dia. E o fluxo no ramo 10 que muda de  $8 \times 10^6$  m<sup>3</sup>/dia para  $18 \times 10^6$  m<sup>3</sup>/dia. Num balanço geral, o fluxo de Voeren para Berneau diminui de cerca de  $2 \times 10^6$  m<sup>3</sup>/dia pela ausência de compressores nos ramos 10 e 11, resultado coerente.

Houve também uma diminuição do fluxo de gás no ramo 22, que possuía compressores.

Assim, entende-se que a transformação dos ramos ativos em passivos impossibilitou um fluxo maior de gás por esses caminhos, já que a produção/importação do gás não foi máxima em todos os nós, como no caso Belga 2. Um exemplo disso é o suprimento do nó 8 que passou de 22 para 20.

A rede teve, então, que encontrar novas possibilidades para suprir os nós demandantes.

Tabela 35 – Suprimentos, demandas e pressões otimizados para o caso belga 4

nó	suprimento em 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia	Demanda em 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia	pressão em bars
1	11,594		65,3145
2	8,400		65,286
3		3,890	65,1586
4			63,7066
5	4,800		64,8839
6		4,007	63,0671
7		5,229	63,0311
8	20,310		66,2275
9			65,8855
10		7,720	64,4666
11			63,7898
12		2,090	62,7747
13	1,200		62,1456
14	0,960		62,0419
15		6,820	60,9162
16		15,580	59,526
17			63,1234
18			57,5049
19		0,190	27,4267
20		1,890	24,9725

Novamente, os valores das pressões foram bastante diferentes, o que mostra a sensibilidade da rede ao se alterar certos valores ou, no caso, extinguir a restrição de nós ativos.

E o valor da produção/importação total foi de  $47,4082 \times 10^6$  m<sup>3</sup>/dia. Esse valor foi um pouco menor (cerca de duas unidades) do que o encontrado no caso Belga 2, que utilizava os compressores. Logo, para o caso de máxima importação/produção, a existência dos compressores influencia, mesmo de forma tímida, no resultado final.

#### 5.2.5 Belga 5: Suprimento infinito

O caso Belga 5 começa a inserir restrições diferentes na rede belga. No Belga 1, pôde-se ver que apenas os gastos com produção/importação eram levados em conta para o simulador realizar a minimização dos custos. O fato de ignorar os custos de transporte e de recepção do gás, seja para fins elétricos ou não, faz com que não importe o caminho e a distância percorrida pelo gás na rede, mas somente onde é produzido ou importado. Tais considerações davam dinâmicas diferentes para o caminho do gás percorrido na rede.

Nessa etapa do estudo, resolveu-se ampliar a capacidade máxima de cada nó supridor para infinito, mantendo as demandas constantes de acordo com a tabela 27. Assim, espera-se que o gás percorra caminhos diferentes, preferindo ser importado dos nós com menores custos de suprimento, mas levando em conta as restrições físicas existentes.

Realizando a simulação para minimização de custos, espera-se uma queda no custo total já que o sistema estava operando próximo aos limites superiores de produção/importação em cada nó e não tinha muitas possibilidades de escolher de qual nó importar mais ou menos gás.

Em relação ao Belga 1, as únicas restrições alteradas são:

Tabela 36 – Restrições alteradas para o caso Belga 5

nó	cidade	$s_{\min}$ em 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia	$s_{\max}$ em 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia	$p_{\min}$ em bar	$p_{\max}$ em bar	ci em \$/MBTU
1	Zeebrugge	8.870	inf	0.0	77.0	2.28
2	Dudzele	0.0	inf	0.0	77.0	2.28
3	Brugge	-inf	-3.918	30.0	80.0	0.00
4	Zomergem	0.0	0.0	0.0	80.0	0.00
5	Loenhout	0.0	inf	0.0	77.0	2.28
6	Antwerpen	-inf	-4.034	30.0	80.0	0.00
7	Gent	-inf	-5.256	30.0	80.0	0.00
8	Voeren	20.344	inf	50.0	66.2	1.68
9	Berneau	0.0	0.0	0.0	66.2	0.00
10	Liege	-inf	-6.365	30.0	66.2	0.00
11	Warnand	0.0	0.0	0.0	66.2	0.00
12	Namur	-inf	-2.120	0.0	66.2	0.00
13	Anderlues	0.0	inf	0.0	66.2	1.68
14	Péronnes	0.0	inf	0.0	66.2	1.68
15	Mons	-inf	-6.848	0.0	66.2	0.00
16	Blaregnies	-inf	-15.616	50.0	66.2	0.00
17	Wanze	0.0	0.0	0.0	66.2	0.00
18	Sinsin	0.0	0.0	0.0	66.2	0.00
19	Arlon	-inf	-0.222	0.0	66.2	0.00
20	Pétange	-inf	-1.919	25.0	66.2	0.00

E os resultados obtidos são os exibidos a seguir.

Tabela 37 – Fluxo resultante nos ramos para o caso belga 5

ramo	de	para	fluxo (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia)	diferença de fluxo entre o belga 1 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia)
1	Zeebrugge	Dudzele	4,435	-1,021
2	Zeebrugge	Dudzele	4,435	-1,021
3	Dudzele	Brugge	4,435	-5,221
4	Dudzele	Brugge	4,435	-5,221
5	Brugge	Zomergem	4,952	-10,442
6	Loenhout	Antwerpen	0	-2,814
7	Antwerpen	Gent	-4,034	-2,814
8	Gent	Zomergem	-9,29	-2,814
9	Zomergem	Péronnes	-4,338	-13,256
10	Voeren	Berneau	19,66224	0,044
11	Voeren	Berneau	2,437698	0,044
12	Berneau	Liege	19,92535	0,079
13	Berneau	Liege	2,174581	0,009
14	Liege	Warnand	14,02378	0,078
15	Liege	Warnand	1,711156	0,010
16	Warnand	Namur	13,59393	0,088
17	Namur	Anderlues	11,47393	0,088
18	Anderlues	Péronnes	16,95085	4,365
19	Péronnes	Mons	22,464	0,000
20	Mons	Blaregnies	15,616	0,000
21	Warnand	Wanze	2,141	0,000
22	Wanze	Sinsin	2,141	0,000
23	Sinsin	Arlon	2,141	0,000
24	Arlon	Pétange	1,919	0,000

Acima, é possível ver que houve mudança, mesmo que pequena, nos fluxos dos ramos de 1 a 18 em relação ao sexto caso, o Belga 1. Os últimos ramos se referem ao gás que está de passagem pela Bélgica, indo da Noruega para Luxemburgo, suprindo este último com sua demanda fixa.

Tabela 38 – Suprimentos, demandas e pressões otimizados para o caso belga 5

nó	suprimento em 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia	Demanda em 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia	pressão em bars
1	8,870		54,25629
2	0,000		54,2363
3		3,918	54,20631
4			54,04397
5	0,000		49,30427
6		4,034	49,30427
7		5,256	50,40218
8	22,099		59,85
9			60,84669
10		6,365	59,02085
11			57,86143
12		2,120	55,98233
13	5,476		54,67061
14	9,851		54,30725
15		6,848	53,01121
16		15,616	51,40188
17			57,08627
18			62,9998
19		0,222	35,7441
20		1,919	33,84

Houve grande mudança também no suprimento de gás. Na tabela 38, os dois valores sombreados foram os que mais sofreram mudanças. O suprimento do nó 2 caiu a zero, enquanto o do nó 14 subiu 9 unidades.

Essa mudança é de certa forma esperada, pois o limite de suprimento do nó 14 para o sexto caso, o Belga 1, era de apenas  $0,96 \times 10^6$  m<sup>3</sup>/dia. Com o limite superior aumentado para infinito e, tendo em vista que o custo de produção do nó 14 é de 1,68\$/MBTU enquanto o do nó 2 é de 2,28\$/MBTU, então é plausível esta transferência de produção/importação.

O custo total encontrado foi de \$83,1026, mais baixo que o do caso Belga 1 como se havia previsto.

### 5.2.6 Belga 6: Demanda Global de gás

O penúltimo estudo de caso da rede belga mostrará a diferença entre se estipular uma demanda específica para cada nó ou uma demanda global, para um caso de custo mínimo. O fato das restrições de demanda serem pontuais para cada nó consumidor significa que o gás entregue a esses pontos tem uma característica predominantemente não-elétrica, já que geralmente a rede elétrica está interligada e não necessitaria desta condição a não ser para uma operação mínima da usina.

Assim sendo, imaginando que todos os nós consumidores da rede belga fossem usinas termelétricas, que houvesse um sistema elétrico de transmissão interligado e que o mais importante seria uma demanda global de gás como feito para a rede brasileira na seção 5.1, pode-se modificar a tabela 27 para que a soma das demandas seja de  $30,682 \times 10^6$  m<sup>3</sup>/dia. O sistema estaria livre para escolher a demanda dos nós receptores de acordo com a melhor dinâmica de fluxo de gás do sistema e o menor custo.

Com o intuito de se comparar este caso com o anterior, foram novamente utilizados limites superiores infinitos para os nós supridores e, além disso, utilizaram-se limites superiores infinitos de recepção de gás para os nós demandantes e extinguiu-se a demanda do nó 3, que era responsável por cerca de 11% do consumo (vide tabela 38).

É esperado que o custo continue o mesmo, ou parecido com o do caso anterior, já que a demanda continua a mesma e os custos são relativos apenas a produção e importação de gás. Será normal a distribuição da demanda do nó 3 para nós próximos.

Os resultados estão mostrados na tabela 39 e 40.

Tabela 39 – Fluxo resultante nos ramos para o caso belga 6

ramo	de	para	fluxo (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia)	diferença de fluxo entre o 10º caso (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia)
1	Zeebrugge	Dudzele	4.435	3.435
2	Zeebrugge	Dudzele	4.435	2.435
3	Dudzele	Brugge	4.435	1.435
4	Dudzele	Brugge	4.435	0.435
5	Brugge	Zomergem	8.870	3.870
6	Loenhout	Antwerpen	0.000	-6.000
7	Antwerpen	Gent	-4.203	-11.203
8	Gent	Zomergem	-9.930	-17.930
9	Zomergem	Péronnes	-1.060	-10.060
10	Voeren	Berneau	11.095	1.095
11	Voeren	Berneau	11.160	0.160
12	Berneau	Liege	20.065	8.065
13	Berneau	Liege	2.190	-10.810
14	Liege	Warnand	12.672	-1.329
15	Liege	Warnand	1.546	-13.454
16	Warnand	Namur	12.065	-3.936
17	Namur	Anderlues	8.827	-8.173
18	Anderlues	Péronnes	13.681	-4.320
19	Péronnes	Mons	22.941	3.941
20	Mons	Blaregnies	15.616	-4.384
21	Warnand	Wanze	2.153	-18.847
22	Wanze	Sinsin	2.153	-19.847
23	Sinsin	Arlon	2.153	-20.847
24	Arlon	Pétange	1.923	-22.077



Tabela 40 – Suprimentos, demandas e pressões otimizados para o caso belga 6

nó	suprimento em 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia	Demanda em 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia	pressão em bars
1	8.870		55.714
2	0.000		55.695
3		<b>0.000</b>	55.665
4			55.157
5	0.000		49.889
6		4.023	49.889
7		5.727	51.066
8	22.254		50.000
9			60.471
10		8.037	58.607
11			57.655
12		3.237	56.175
13	4.853		55.405
14	10.320		55.172
15		7.325	53.841
16		15.616	52.258
17			56.869
18			62.898
19		0.230	35.131
20		1.923	25.000

O custo total encontrado foi de \$83,1026, igual ao do caso anterior. É interessante observar que mesmo sendo pequena a distribuição da demanda do nó 3 para os outros nós demandantes, houve algumas grandes mudanças na produção e importação como as indicadas na tabela acima.

Acima está destacada a transferência de suprimento de gás do nó 4 para o nó 13 ( quase 5 unidades). Lembrando que, apesar de haver essa grande mudança, o custo total não muda pois os outros suprimentos continuam iguais e o custo de produção/importação dos nós 13 e 14 são iguais, de \$1,68/MBTU.

### 5.2.7 Belga 7: Demanda Global reduzida

O último estudo de caso é uma espécie de somatório das ocorrências relacionadas nos itens anteriores.

Como mencionado no caso Belga 3, os ramos ativos (com compressores) da rede belga tinham a função de entregar o gás norueguês, que atravessa a Bélgica por um gasoduto, para Luxemburgo. E, as condições testadas para os casos Belga 3 e 5 foram de uma demanda considerável da rede belga, tendo alguns valores de pressão e demanda de gás de certos nós nos seus limites máximos.

A idéia, para o caso Belga 7, é de uma simulação com demanda global de um valor consideravelmente inferior ao do caso anterior, que era de  $30,682 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{dia}$ . Foi adotado um somatório total de  $10 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{dia}$ .

Assim, seria interessante acompanhar a influência dos compressores, dado que a rede estaria mais relaxada, mas os ramos ativos continuariam a obrigar um fluxo unidirecional nos mesmos.

Além da alteração da demanda específica de gás para demanda global ( a soma das demandas dos nós consumidores equivale a  $10 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{dia}$ ), foram retirados todos os limites inferiores e superiores dos nós importadores e consumidores. Isso quer dizer que qualquer nó produtor pode fornecer de 0 até infinito  $\text{m}^3/\text{dia}$  de gás e qualquer nó consumidor pode consumir de 0 até infinito  $\text{m}^3/\text{dia}$  de gás.

Tais mudanças farão o sistema operar com maior liberdade, optando pela importação mais barata e, mesmo com a rede relaxada, respeitando as condições dos compressores. Espera-se uma grande queda no valor do custo total, assim como dos fluxos e suprimentos.

Os resultados são mostrados na tabela 41.

Tabela 41 – Fluxo resultante nos ramos para o caso belga 7

ramo	de	para	fluxo para demanda de 10m <sup>3</sup> /dia (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia)
1	Zeebrugge	Dudzele	0,0000
2	Zeebrugge	Dudzele	0,0000
3	Dudzele	Brugge	0,0000
4	Dudzele	Brugge	0,0000
5	Brugge	Zomergem	-0,7730
6	Loenhout	Antwerpen	0,0000
7	Antwerpen	Gent	-0,1244
8	Gent	Zomergem	-1,3403
9	Zomergem	Péronnes	-2,1133
10	Voeren	Berneau	9,6731
11	Voeren	Berneau	0,1379
12	Berneau	Liege	8,8457
13	Berneau	Liege	0,9654
14	Liege	Warnand	8,7441
15	Liege	Warnand	1,0669
16	Warnand	Namur	7,7731
17	Namur	Anderlues	7,5495
18	Anderlues	Péronnes	7,6732
19	Péronnes	Mons	5,6251
20	Mons	Blaregnies	0,0000
21	Warnand	Wanze	2,0379
22	Wanze	Sinsin	2,0379
23	Sinsin	Arlon	2,0379
24	Arlon	Pétange	2,0075

Como se pode ver na tabela 41, o sistema atuou de forma bem distinta em relação aos casos anteriores. As principais mudanças são os fluxos nulos nos 4 primeiros ramos. Isso se deve ao fato do custo de importação do gás por aquele caminho ser elevado.

Na tabela 42, a seguir, estão as maiores mudanças. Grande parte do suprimento de gás é feito pelo nó 8, pois este possui o menor custo de importação.

Tabela 42 – Suprimentos, Demandas e Pressões nos nós para o caso belga 7

nó	suprimento em 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia	Demanda em 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia	pressão em bars
1			54,8246
2			54,8246
3		0,773	54,8246
4			54,8285
5			54,7553
6		0,124	54,7553
7		1,216	54,7562
8	9,811		56,8318
9			57,0057
10			56,6261
11			56,1590
12	0,065		55,5327
13	0,124		54,9641
14	0,065		54,8902
15		5,625	54,8107
16			54,8107
17			55,4355
18			61,2826
19		0,031	36,2919
20		2,008	34,2380

Um exemplo da influência dos compressores na rede pode ser mostrada através dos cálculos do ramo ativo 22:

$$f_{m\acute{a}s,22} = \sqrt{0,0017032 * (P_{18}^2 - P_{17}^2)}. \text{ Para o caso belga 7, } P_{18}=61,2826 \text{ e ,}$$

$P_{17}=55,4355$ . Aplicando na fórmula:

$$f_{m\acute{a}s,22} = \sqrt{0,0017032 * (61,2826^2 - 55,4355^2)} = 1,078$$

Como se pode ver, esse fluxo é menor do que o encontrado na simulação, que foi de 2,0379 m<sup>3</sup>/dia. Só foi possível transportar um volume de gás superior devido a existência de compressores nesse ramo.

É importante lembrar que não estão sendo considerados os custos de manutenção e operação dos compressores. Tais restrições tenderiam a diminuir o fluxo nos ramos ativos.

### 5.3 Rede belga modificada

A última seção de estudos de caso do trabalho rebusca a rede belga (hipotética) com custos de transporte e a inserção de usinas termelétricas e seus respectivos custos de geração. Os valores de custo foram adaptados dos valores da rede brasileira, respeitando as características dos gasodutos e capacidade de geração.

Seguem, na tabela 43 os custos de transporte dos respectivos ramos:

Tabela 43 – Custos de transporte da rede belga modificada

ramo	de	para	custo (\$/m <sup>3</sup> )
1	Zeebrugge	Dudzele	0.01
2	Zeebrugge	Dudzele	0.01
3	Dudzele	Brugge	0.01
4	Dudzele	Brugge	0.01
5	Brugge	Zomergem	0.07
6	Loenhout	Antwerpen	0.09
7	Antwerpen	Gent	0.07
8	Gent	Zomergem	0.06
9	Zomergem	Péronnes	0.1
10	Voeren	Berneau	0.01
11	Voeren	Berneau	0.01
12	Berneau	Liege	0.06
13	Berneau	Liege	0.06
14	Liege	Warnand	0.07
15	Liege	Warnand	0.07
16	Warnand	Namur	0.09
17	Namur	Anderlues	0.09
18	Anderlues	Péronnes	0.01
19	Péronnes	Mons	0.02
20	Mons	Blaregnies	0.07
21	Warnand	Wanze	0.02
22	Wanze	Sinsin	0.07
23	Sinsin	Arlon	0.2
24	Arlon	Pétange	0.01

A tabela 23, que mostra os limites superiores e inferiores de pressão e suprimento, continua sendo válida, mas algumas considerações adicionais são feitas, como mostrado na tabela 44.

Tabela 44 – Aplicação do gás nos nós da rede belga modificada

nó	Cidade	Consumo não elétrico	Consumo para geração termelétrica
3	Brugge	x	x
6	Antwerpen		x
7	Gent	x	x
10	Liege	x	x
12	Namur	x	
15	Mons	x	
16	Blaregnies		x
19	Arlon	x	
20	Pétange	x	

Logo, no novo sistema belga existem nós apenas para geração termelétrica, nós somente para consumo de gás com fins não elétricos e nós que contemplam as duas características. Essa situação abordada é a mais real possível, considerando que inúmeras vezes, gasodutos ao chegar aos city gates se ramificam para atender indústrias, termelétricas e outros consumidores.

Tabela 45 – Custo de geração da rede belga modificada

nó	Cidade	custo de geração \$/MW
3	Brugge	0,05
6	Antwerpen	0,03
7	Gent	0,03
10	Liege	0,03
16	Blaregnies	0,02

A figura 34, mostra a localização dos nós com geração térmica.

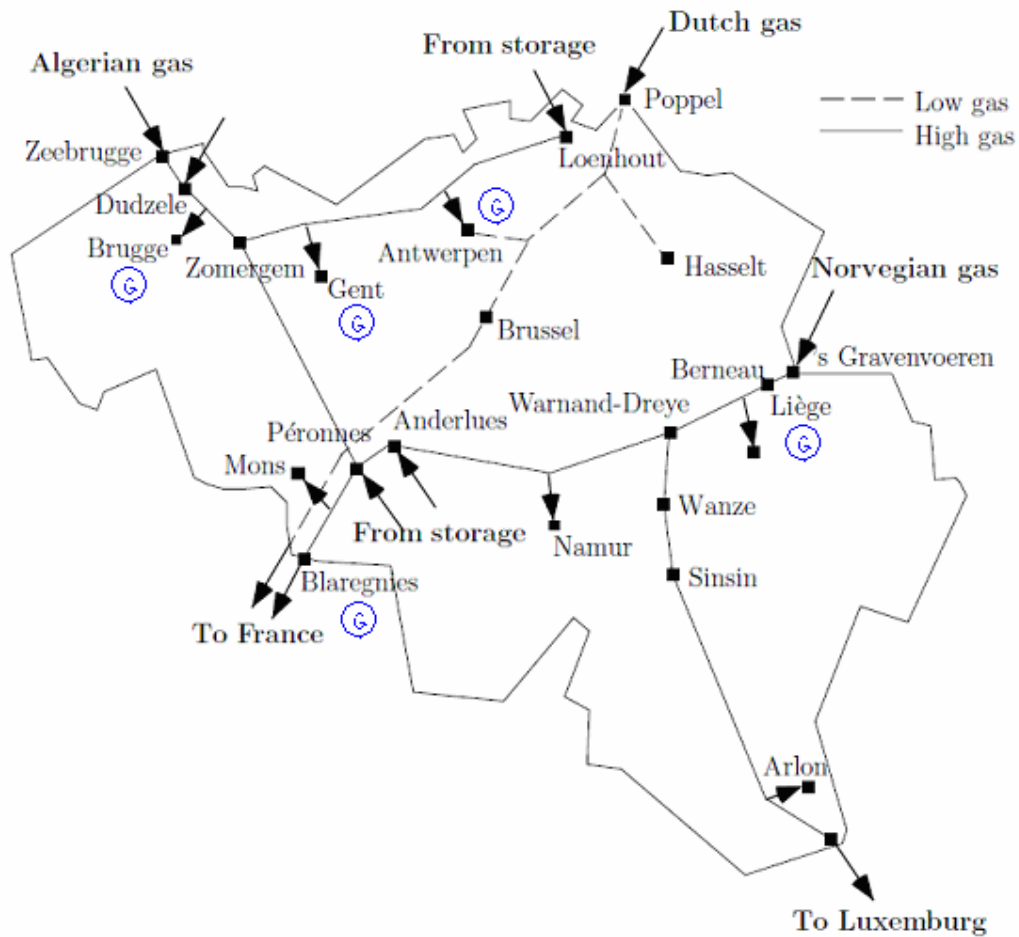


Figura 34 - Nós com geração térmica da rede belga modificada

Para os casos da rede Belga modificada foi utilizado o modelo combinado mostrado no figura 23.

### 5.3.1 Belga modificada 1: Minimização de custos

O décimo terceiro estudo de caso, o Belga modificada 1, visa à minimização dos custos de transporte, importação/produção e geração para demandas específicas de gás para fins não elétricos e uma demanda global elétrica de 10000 MW.

Na tabela abaixo são mostrados os limites inferior e superior de geração de cada termelétrica e a demanda específica de gás para fins não elétricos de cada cidade.

Tabela 46 – Características da rede para o caso Belga modificada 1

nó	Cidade	mínima geração elétrica (MW)	máxima geração elétrica (MW)	demanda fixa de gás para uso não elétrico (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia)
3	Brugge	0	2314,8	2
6	Antwerpen	500	3944,4	
7	Gent	500	3944,4	1,5
10	Liege	0	3944,4	2,5
12	Namur			1
15	Mons			5
16	Blaregnies	1000	5000	
19	Arlon			0,122
20	Pétange			1
TOTAL			19148	13,122

Houve a necessidade de se alterar alguns limites de produção, como por exemplo o de Voeren (nó 8), que produzia gás numa taxa entre 20.344 m<sup>3</sup>/dia e 22.012 m<sup>3</sup>/dia. Como, para o segundo caso, a demanda de gás total chega a ser de menos de 20 m<sup>3</sup>/dia, então o limite inferior deste nó foi deslocado para zero.

Após simulação, foram encontrados os seguintes resultados:



Tabela 47 – Fluxo resultante do caso Belga modificada 1

ramo	de	para	fluxo (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia)
1	Zeebrugge	Dudzele	4.622
2	Zeebrugge	Dudzele	4.622
3	Dudzele	Brugge	7.568
4	Dudzele	Brugge	7.568
5	Brugge	Zomergem	12.269
6	Loenhout	Antwerpen	-1.673
7	Antwerpen	Gent	-2.755
8	Gent	Zomergem	-5.337
9	Zomergem	Péronnes	6.933
10	Voeren	Berneau	18.741
11	Voeren	Berneau	1.461
12	Berneau	Liege	18.213
13	Berneau	Liege	1.988
14	Liege	Warnand	15.005
15	Liege	Warnand	1.831
16	Warnand	Namur	13.048
17	Namur	Anderlues	12.048
18	Anderlues	Péronnes	7.752
19	Péronnes	Mons	4.575
20	Mons	Blaregnies	-0.425
21	Warnand	Wanze	1.122
22	Wanze	Sinsin	1.122
23	Sinsin	Arlon	1.122
24	Arlon	Pétange	1.000

Tabela 48 – Suprimentos, demandas e pressões otimizados para o caso Belga modificada 1

nó	suprimento em 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia	Demanda em 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia	pressão em bars
1	8.87		54.34
2	1.1		54.32
3		2.86	54.23
4			53.23
5			51.27
6		1.08	51.54
7		2.58	52.04
8	7.02		59.85
9			58.85
10		3.36	57.28
11			55.91
12		1	54.12
13			52.62
14			52.54
15		5	52.48
16		0.42	52.49
17			55.69
18			48.62
19		0.122	40.30
20		1	39.86

Tanto a demanda de gás para fins não elétricos quanto a demanda de gás para geração termelétrica foram supridas. Nos nós que possuem as duas características, a demanda de gás se divide em:

$$s_i = d_i + e_i = d_i + \frac{P[MW]}{2314.8}, \text{ onde } 2314,8 \text{ é o mesmo que } k_1^{-1}.$$

Tabela 49 – Geração termelétrica para o caso Belga modificada 1

nó	cidade	Geração em MW
3	Brugge	2004.01
6	Antwerpen	2503.85
7	Gent	2503.85
10	Liege	2004.33
16	Petange	983.96

A conta anterior pode ser usada para conferir a parcela do gás que é utilizada para a termelétrica e a parcela para fins não elétricos. Por exemplo, em Brugge, nó 3:

$$e_3 = \frac{2004,01}{2314,8} = 0,86 \longrightarrow d_3 = s_3 - e_3 = 2,86 - 0,86 = 2m^3 / dia$$

Realizando esta conta para os outros nós, é possível conferir que as demandas foram atendidas e que a rede se comportou relaxada, sem altos valores de pressão e fluxo.

O custo total foi de \$434,55, sendo \$330,24 referente à geração, \$7,84 referente ao transporte e \$96,46 à importação/produção de gás.

Não é possível, em virtude das restrições diferentes, comparar quantitativamente os resultados acima com os valores encontrados no caso Belga 1, que dizia respeito ao mínimo custo de produção/importação da rede belga. Entretanto os valores foram parecidos, cerca de \$91 para o Belga 1 e \$96 para o Belga modificada 1.

É possível retirar algumas conclusões interessantes a partir destes valores. Enquanto que, no caso Belga 1, o suprimento de gás era de aproximadamente 30Mm<sup>3</sup>/dia, no caso atual, esse valor passa para 17Mm<sup>3</sup>/dia. Intuitivamente, o custo de produção deveria diminuir, mas não é o que acontece.

Inseridos custos de transporte e de geração termelétrica, o sistema prefere “pagar” mais caro por uma importação/produção de gás e compensar essa perda economizando nos custos de transporte e geração. Provavelmente, se o valor de demanda de 17m<sup>3</sup>/dia fosse simulado para as condições do caso Belga 1, o custo total deveria ser menor que a metade de \$91, mesmo a demanda não tendo caído pela metade. Isso porque existem diferentes preços de importação/produção e, para uma rede mais relaxada, o sistema buscaria importar do nó mais barato.

### 5.3.2 Belga Modificada 2: Maximização da potência elétrica gerada

Neste caso, a função objetivo muda para tentar a maximização da potência elétrica gerada. No entanto, as cargas pontuais e específicas de gás continuam a ser respeitadas, sem desviar qualquer quantidade de gás delas para as termelétricas.

Assim, em relação ao caso anterior, o que muda é a eliminação de restrição da demanda elétrica e a mudança da função objetivo para uma que faça a maximização da geração.

Após simulação, os resultados obtidos foram:

Tabela 50 – Fluxo resultante o caso Belga modificada 2

ramo	de	para	fluxo (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia)
1	Zeebrugge	Dudzele	3.61
2	Zeebrugge	Dudzele	3.61
3	Dudzele	Brugge	7.67
4	Dudzele	Brugge	7.67
5	Brugge	Zomergem	15.41
6	Loenhout	Antwerpen	2.83
7	Antwerpen	Gent	-1.22
8	Gent	Zomergem	-6.48
9	Zomergem	Péronnes	8.93
10	Voeren	Berneau	19.62
11	Voeren	Berneau	2.40
12	Berneau	Liege	19.85
13	Berneau	Liege	2.17
14	Liege	Warnand	13.94
15	Liege	Warnand	1.70
16	Warnand	Namur	13.51
17	Namur	Anderlues	11.39
18	Anderlues	Péronnes	12.61
19	Péronnes	Mons	22.55
20	Mons	Blaregnies	15.70
21	Warnand	Wanze	2.15
22	Wanze	Sinsin	2.15
23	Sinsin	Arlon	2.15
24	Arlon	Pétange	1.92

Tabela 51 – Suprimentos, demandas e pressões otimizados para o caso Belga modificada 2

nó	suprimento em 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia	Demanda em 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia	pressão em bars
1	7.21		54.34
2	4.71		54.32
3		3.01	54.23
4			53.23
5			51.27
6		1.08	51.54
7		3.25	52.04
8	6.07		59.85
9			58.85
10		3.36	57.28
11			55.91
12		1	54.12
13	0.145		52.62
14	0.96		52.54
15		5	52.48
16		1.3	52.49
17			55.69
18			48.62
19		0.122	40.30
20		1	39.86

Tabela 52 – Geração termelétrica para o caso Belga modificada 2

nó	cidade	Geração em MW
3	Brugge	2314.80
6	Antwerpen	2503.85
7	Gent	3944.40
10	Liege	2004.33
16	Petange	3009.87

O total gerado foi de 13.777 MW, superando em cerca de 37% o caso anterior. O custo total foi maior, de \$531, sendo \$429,51 referente à geração, \$10,19 referente ao transporte e \$91,26 à importação/produção de gás.

Novamente, a rede se comportou com folga, não havendo extrapolação de limites de fluxos ou pressões. Um dado interessante é que, enquanto a geração elétrica subiu 37%, o custo total aumentou em 22%. Isso mostra a influência das usinas termelétricas que possuem geração mínima assegurada. Para uma geração maior, o custo por MW gerado tende a cair.

Em relação aos casos da rede belga com estudo de máxima produção/importação de gás, o caso Belga modificada 2 se assemelha em relação aos fluxos e suprimento de gás. A dinâmica muda um pouco pois com a presença de demandas de gás fixas, alguns fluxos são forçados para garantir o fornecimento. Entretanto, devido à liberdade de geração elétrica, pode-se fazer algumas considerações.

Analisando-se a geração dos nós que possuem termoelétricas, é possível ver que o nó 7 (Gent) teve o maior incremento de demanda de gás para fins elétricos. E isso não foi surpresa, pois ocorre como no caso Belga 3 em que este mesmo nó foi responsável por boa parte do consumo de gás.

Além deste resultado mais expressivo, tem-se o consumo de gás do nó 10. Apesar de a geração elétrica ser a menor dentre outras, o consumo de gás foi alto por causa da demanda fixa de gás (2,5m<sup>3</sup>/dia) e, assim como no Belga 2, foi uma dos maiores nós consumidores.

## Capítulo VI - Conclusão

Este trabalho mostrou, de forma introdutória, as características do gás natural, seja a origem, a utilização e os aspectos comerciais como combustível. Ademais, foi feita a comparação dessa matéria prima com outras, para a utilização no âmbito da geração de energia elétrica e visto como vem crescendo tal mercado no mundo. No Brasil, pode-se destacar o crescimento dessa forma de energia principalmente em virtude da diminuição da dependência da importação de gás, de uma maior confiabilidade do sistema a gás, pelo fato de o gás natural não agredir o ambiente como outros combustíveis, e da diversificação da matriz energética, que se concentra em grande parte nas hidrelétricas.

No capítulo 3 foi mostrado de que maneira o gás chega até o Brasil e como são os processos de ciclo simples e ciclo combinado das termelétricas. Pôde-se ver que ao longo dos anos cresceu bastante a eficiência dessas usinas decorrente de novas tecnologias de recuperação de calor.

A leitura do capítulo 3 aliada a leitura do capítulo 4 mostrou de que maneira o sistema de fluxo de potência elétrico está intimamente ligado à operação do sistema a gás, visto que é complicada a estocagem de ambos os produtos circulantes nas redes, o gás natural e a potência elétrica. Assim, as decisões tomadas nos dois sistemas influenciam essa rede integrada, caracterizando a necessidade de haver uma interligação em tempo real entre os dois sistemas já que, por exemplo, umas das vantagens é que as usinas termelétricas a gás responderiam mais rápido que usinas hidrelétricas a uma oscilação de potência elétrica demandada.

O modelo de despacho de gás apresentado no capítulo 4 é uma representação do despacho real e foi importante para perceber a influência de aspectos econômicos e da demanda de energia elétrica no sistema de distribuição de gás natural. Através da exposição das equações do despacho foi vista a necessidade de uma metodologia específica para a resolução do problema, já que este continha equações não-lineares. O caminho escolhido foi a programação não linear, seguindo a sugestão de trabalhos futuros de [17].

Ainda em relação ao modelo de despacho, foi considerado adicionalmente às teses de [17] e [18] a utilização dos compressores bem como o teste do modelo e da ferramenta de resolução para uma rede diferente e maior.

Em decorrência dos resultados obtidos nos estudos de caso do capítulo 5 pôde-se confirmar a eficácia e eficiência da metodologia adotada. Comparando os resultados obtidos com os de trabalhos anteriores que utilizaram outras ferramentas, a programação não-linear foi sempre igual ou superior tanto relacionado a rapidez da obtenção da solução, quanto no resultado mais refinado.

Foi comprovado, então, que essa seria uma boa maneira de otimizar os custos e a geração elétrica num sistema integrado de gás e eletricidade. Abaixo, as sugestões de trabalhos que poderiam complementar e enriquecer este trabalho.

## **6.1 Trabalhos Futuros**

Pode-se sugerir as seguintes sugestões de melhoria, aperfeiçoamento e novas características para a sequência deste trabalho:

- Obter dados que reflitam melhor a rede real de gasodutos e termelétricas para os estudos de caso. Como exemplos de dados que podem ser aprimorados pode-se citar: as faixas operacionais de pressão em cada ponto da rede e os dados de cada gasoduto como diâmetro, comprimento e rugosidade absoluta.
- Considerar de forma mais efetiva as demandas de gás natural para outros fins que não a geração termelétrica.
- Integrar a metodologia apresentada com a um modelo hidrotérmico, considerando outros tipos de usinas termelétricas, usinas hidrelétricas e o sistema de transmissão de energia elétrica.
- Modelar com mais detalhe das usinas termelétricas em relação às configurações, tipos de combustíveis e flexibilidade das usinas que podem funcionar com mais de um tipo de combustível e rendimentos diferentes.



## Capítulo VII - Referências Bibliográficas

- [1] MME/EPE, “Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2007/2016”, 2007.
- [2] MME/EPE, “Plano Nacional de Energia - PNE 2030”, 2007.
- [3] M. T. TOLMASQUIN, *Geração Elétrica no Brasil*, Rio de Janeiro, Interciência, CENERGIA, 2005.
- [4] BORGES C. L. T., *Aplicação de Computadores a Sistemas de Potência*. Apostila, EECOPPE/ UFRJ, Brasil, 2004.
- [5] Munoz, J.; Jimenez-Redondo, N.; Perez-Ruiz, J.; Barquin, J. Natural Gas Network Modeling for Power Systems Reliability Studies at 2003 IEEE Bologna PowerTech Conference, June 23-26, Bologna, Italy
- [6] SOARES, Jeferson Borghetti. “Formação do Mercado de Gás Natural no Brasil: Impacto de Incentivos Econômicos na Substituição Interenergéticos e na Cogeração em Regime Topping”. Tese de Doutorado. COPPE/UFRJ, 2004.
- [7] Cornot-Gandolphet, S.; Appert, O.; Dickel, R.; Chabrelie, M. F.; Rojey, A. The challenges of further costs reductions for new supply options. 22nd World Gas Conference. Tokyo/Japan. 2003.
- [8] TOLMASQUIM, Maurício T.; SZKLO, Alexandre S.; SOARES, Jeferson B. “Análise da Viabilidade da Introdução do Gás Natural em Setores Seleccionados”. Relatório Técnico. Convênio FINEP-CTPetro. Rio de Janeiro, 2001.
- [9] CORRÊA NETO, Vicente. “Análise de Viabilidade da Cogeração de Energia Elétrica em Ciclo Combinado com Gaseificação de Biomassa de Cana-de-Açúcar e Gás Natural”. Tese de Mestrado. COPPE/UFRJ, 2001.
- [10] WILSON, J.G., WALLACE, J. and B.P. FUREY 1988, Steady-state Optimization of Large gas transmission systems, in Simulation and optimization of large systems, A.J. Osiadacz Ed, Clarendon Press, Oxford.
- [11] O’NEILL, R.P., WILLIARD, M., WILKINS, B. and R. PIKE 1979, A Mathematical Programming Model for Allocation Of Natural Gas, Operations Research 27, No 5, pp. 857-873Nov. 2000.

- [12] BEZERRA, B. et al. Integrated electricity-gas operations planning in hydrothermal systems. In: SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRIC OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING, 10., 2006, Florianópolis.
- [13] Granville, Sergio, "Optimal reactive dispatch through interior point methods", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 1, Fevereiro de 1994.
- [14] DE WOLF, D. D., SMEERS, Y., "The gas transmission problem solved by an extension of the Simplex algorithm", Nov. 2000
- [15] DE WOLF, D., and Y. SMEERS 1997, Mathematical Properties of Formulations of the Gas Transmission Problem, submitted to publication.
- [16] SINTRA, Clayton Rodrigues. "OTIMIZAÇÃO DA OPERAÇÃO INTEGRADA DAS REDES DE GÁS NATURAL E DE ENERGIA ELÉTRICA EM SISTEMAS HIDROTÉRMICOS". Tese de Mestrado. COPPE/UFRJ, 2008.
- [17] JESUS, Thiago Fernandes de. "Despacho de usinas termelétricas considerando a produção e transmissão de gás natural" DEE/UFRJ , 2009
- [18] MELLO, Oderson Dias de. "Despacho Integrado da Geração Termelétrica e da Produção e Transmissão de Gás Natural". Tese de Doutorado. Campinas, 2006
- [19] BORGES C. L. T., Análise de Sistemas de Potência. Apostila, EECOPPE/UFRJ, Brasil, Março 2005.
- [20] SUSTA, M. R.; LUBY, P. Combined cycle power plant efficiency: a prognostic extrapolation. Gas turbine world, p. 21-24, April 1997.
- [21] CHIPP, H., "ONS - II Seminário Internacional Mercados de Eletricidade e Gás Natural", janeiro de 2009.
- [22] ONS, "Plano Anual da Operação Energética – PEN 2009 – Volume I – Sumário Executivo", 2009.
- [23] DANTAS, L. O., "Um bom momento para os gasodutos brasileiros"; dezembro de 2009
- [24] LUDMER, P., "Gás Natural esfola o consumidor" – O Estado de São Paulo – Novembro de 2009
- [25] PAMPLONA, N., "Petrobrás e BG vão fazer o 1º terminal flutuante de gás" – O estado de São Paulo – Novembro de 2009
- [26] Canazio, A., "Térmicas a gás natural: retorno à base" – Canal Energia – Outubro de 2009

- [27] R. H. Kehlhofer, I. Warner, H. Nielsen, R. Bachmann. Combined-Cycle Gas&Steam Turbine Power Plants. (Td Edition). Tulsa: PemWell Publishing Company, 1999.
- [28] Conocophillips, “Annual Report”, 2004
- [29] Site [www.gasnet.com.br](http://www.gasnet.com.br)
- [30] FELLETO, F. P., “Controle e Supervisão de Pressão e Vazão em Gasodutos”  
– ANP - 2005

## Apêndice 1 - Otimização por programação não-linear

Em engenharia, é muito comum o desejo da otimização de problemas e sistemas. Grande parte das aplicações reflete apenas aproximações dos modelos reais. Fenômenos físicos ou econômicos são geralmente melhor representados por modelos não-lineares. Casos mais específicos, como na engenharia elétrica, problemas de programação não linear (PPNL) são importantes já que várias formulações matemáticas e softwares utilizados na resolução de fluxo de potência são baseados nessa ferramenta. Alguns exemplos disso são o fluxo de potência ótimo e o despacho econômico de reativo.

Um problema de programação não linear tem a intenção de rastrear um ponto que minimize ou maximize uma dada função objetivo, satisfazendo um conjunto de restrições que podem ser de igualdade e desigualdade, lineares ou não. Pode-se enunciar um PPNL na seguinte forma:

$$\begin{array}{lll} \text{Min} & f(x) & x \in \mathfrak{R}^n, f : \mathfrak{R}^n \rightarrow \mathfrak{R} \\ \text{sujeito a} & g_i(x) = 0 & i = 1 \dots m \\ & h_i(x) \leq 0 & i = m+1 \dots p \end{array} \quad (19)$$

onde  $f(x)$  é a função objetivo.

Os métodos para resolução de problemas de Programação Não-Linear podem ser divididos em modelos sem restrições e modelos com restrições. Ainda, dentro desses problemas, podem ser separados de acordo com o tipo de função a ser minimizada e os tipos de restrições, por exemplo função a ser minimizada linear e restrições quadráticas.

O principal conceito envolvido em Programação Não-Linear é o de taxa de variação, que está relacionado com derivadas e gradientes.

O grande problema que dificulta a obtenção da solução ótima nos problemas de Programação Não-Linear são os mínimos e máximos (extremos) locais da função objetivo, pois podem mascarar a solução final.

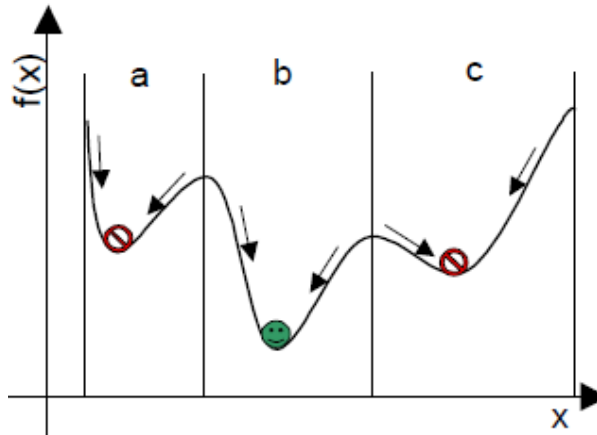


Figura 35 - Exemplo de mínimos locais (círculo cortado)

### Definições

“Mínimo global (absoluto): Seja  $f(\underline{x}) : \mathfrak{R}^n \rightarrow \mathfrak{R}$ . Diz-se que um ponto  $x^k$  é o mínimo global se  $f(x^k) \leq f(x), \forall x \in \mathfrak{R}^n$ ”

“Mínimo local (relativo): Seja  $f(\underline{x}) : \mathfrak{R}^n \rightarrow \mathfrak{R}$  e  $\xi > 0$ , uma vizinhança em torno de um certo  $x^k$ . Diz-se que um ponto  $x^k$  é o mínimo local se  $f(x^k) \leq f(x), \forall x | 0 \leq \|x - x^k\| \leq \xi$ ”

Existe uma série de métodos de resolução de tais problemas, mas para o caso do trabalho, no qual estão presentes restrições de igualdade e desigualdade, será introduzido nesse capítulo o método dos multiplicadores de Lagrange e o método de programação quadrática sequencial. Esse último é o algoritmo utilizado pela função `fmincon` do Matlab que foi a ferramenta usada para a resolução iterativa dos estudos de caso do próximo capítulo.

## 1.1 Método dos multiplicadores de Lagrange

Para esse tipo de problema, são criadas variáveis de folga para transformar as desigualdades em igualdades e forma-se o Lagrangeano para poder incorporar as restrições à função objetivo. Dessa maneira, um lagrangeano genérico fica:

$$L = f(\underline{x}) + \sum_{j=1}^m \lambda_j \cdot g_j(\underline{x}) + \sum_{j=1}^q \mu_j \cdot [h_j(\underline{x}) + v_j^2]$$

Condição necessária de otimalidade:  $\nabla L(\underline{x}, \underline{\lambda}, \underline{\mu}, \underline{v}) = \underline{0}$

Essa condição pode ser desmembrada em:

$$\begin{aligned}
 \text{I. } & \frac{\partial L}{\partial x_i} = \frac{\partial f}{\partial x_i} + \sum_{j=1}^m \lambda_j \cdot \frac{\partial g_j(x)}{\partial x_i} + \sum_{j=1}^q \mu_j \cdot \frac{\partial h_j(x)}{\partial x_i} = 0 \quad , i = 1 \dots n \\
 \text{II. } & \frac{\partial L}{\partial \lambda_i} = g_i(x) = 0 \quad , i = 1 \dots m \\
 \text{III. } & \frac{\partial L}{\partial \mu_i} = h_i(x) + v_i^2 = 0 \quad , i = 1 \dots q \\
 \text{IV. } & \frac{\partial L}{\partial v_i} = 2 \cdot v_i \cdot \mu_i = 0 \quad , i = 1 \dots q
 \end{aligned}$$

## 1.2 Programação Quadrática Sequencial - PQS

A idéia básica desse método consiste, a cada iteração, em abordar subproblemas de minimização de quadráticas. A cada passo o PQS irá trabalhar em função de dois objetivos, os quais são viabilização ou restauração e otimização da função objetivo do problema.

Dada uma aproximação  $x^k$  da solução de  $\min f(x)$ , associa-se o seguinte problema de programação quadrática:

$$\begin{aligned}
 & \text{Minimizar} \quad q(d) = \nabla^t f(x^k) d + \frac{1}{2} d^t Q^k d \\
 & \text{Sujeito a} \quad h(x^k) + J_h^t(x^k) d = 0
 \end{aligned} \tag{20}$$

Pelas condições de otimalidade de segunda ordem, o ideal seria que  $Q^k$  fosse uma aproximação de  $\nabla_x^2 L(x^k, \lambda^k)$ , sendo  $\lambda^k$  uma estimativa dos multiplicadores de Lagrange associados a  $x^k$ .

Algoritmo do PQS:

- 1- Dados  $x^k$  e  $\lambda^k$ , estimadores  $x^*$  e  $\lambda^*$ , resolve-se (20), encontrando  $d_k$  e  $\lambda^{k+1}$ , onde esse último é o vetor de multiplicadores de Lagrange associado à solução  $d_k$ .
- 2- Defini-se  $x^{k+1} = x^k + \alpha_k d_k$ , escolhendo  $\alpha_k$ .
- 3- Calcular  $Q^{k+1}$ , em geral, dependendo dos multiplicadores de Lagrange do subproblema quadrático resolvido no número 1.

Filename: COMPLETO.doc  
Directory: H:\ic\minha tese\TEXT0  
Template: C:\Users\felipe\AppData\Roaming\Microsoft\Modelos\Normal.dot  
Title: OTIMIZAÇÃO DA OPERAÇÃO DA REDE DE GÁS  
PARA SUPRIMENTO DAS TERMELÉTRICAS POR PROGRAMAÇÃO  
NÃO-LINEAR  
Subject:  
Author: fchaves  
Keywords:  
Comments:  
Creation Date: 2010-01-07 11:28  
Change Number: 25  
Last Saved On: 2010-02-01 10:43  
Last Saved By: fchaves  
Total Editing Time: 640 Minutes  
Last Printed On: 2010-03-02 10:23  
As of Last Complete Printing  
Number of Pages: 127  
Number of Words: 22,904 (approx.)  
Number of Characters: 130,559 (approx.)



This document was created with Win2PDF available at <http://www.win2pdf.com>.  
The unregistered version of Win2PDF is for evaluation or non-commercial use only.  
This page will not be added after purchasing Win2PDF.