

DOMINGOS MARCIO RODRIGUES NAPOLITANO

RICARDO LOURENÇO DA SILVA

**Estudo comparativo entre procedimentos de operadores do setor elétrico e do gás
natural – um olhar sobre o livre acesso à infra-estrutura**

Monografia apresentada à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para a obtenção do
título de MBA em Energia.

Área de Concentração: Livre Acesso à Infra-
estrutura de Gás Natural no Brasil.

Orientador: Prof. Dr. Carlos Márcio Vieira Tahan

São Paulo

2005

MBA/EN

2005

N162 e

DEDALUS - Acervo - EPEL



31500017600

M2005 BB

OS AUTORES AUTORIZAM A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA DESDE QUE CITADA A FONTE.

Catálogo na Publicação
Serviço de Documentação
Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

1639079
Napolitano, Domingos Márcio Rodrigues e Silva, Ricardo Lourenço da

Estudo comparativo entre procedimentos de operadores do setor elétrico e do gás natural – um olhar sobre o livre acesso à infra-estrutura / Domingos Márcio Rodrigues Napolitano e Ricardo Lourenço da Silva; orientador Carlos Márcio Vieira -- São Paulo, 2005.

182 f. : fig.

Monografia (Programa de MBA em Energia. Área de Concentração: Livre Acesso à Infra-estrutura de Gás Natural no Brasil) – Universidade de São Paulo, PECE.

1. Regulação de gás e energia elétrica 2. Livre acesso no transporte de energia 3. Procedimentos operacionais 4. Empresas de gás natural.

ES AUTORIZAM A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA DESDE QUE CITADA A FONTE.

Catálogo na Publicação
Serviço de Documentação
Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

Napolitano, Domingos Márcio Rodrigues e Silva, Ricardo Lourenço da

Estudo comparativo entre procedimentos de operadores do setor elétrico e do gás natural – um olhar sobre o livre acesso à infra-estrutura / Domingos Márcio Rodrigues Napolitano e Ricardo Lourenço da Silva; orientador Carlos Márcio Vieira -- São Paulo, 2005.

182 f. : fig.

Monografia (Programa de MBA em Energia. Área de Concentração: Livre Acesso à Infra-estrutura de Gás Natural no Brasil) – Universidade de São Paulo, PECE.

1. Regulação de gás e energia elétrica 2. Livre acesso no transporte de energia 3. Procedimentos operacionais 4. Empresas de gás natural.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Domingos Márcio Rodrigues Napolitano

Ricardo Lourenço da Silva

Estudo comparativo entre procedimentos de operadores do setor elétrico e do gás natural – um olhar sobre o livre acesso à infra-estrutura

Monografia apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de MBA em Energia.

Área de Concentração: Livre Acesso à Infra-estrutura de Gás Natural no Brasil.

Aprovado em:

Banca Examinadora

Prof. Dr. Carlos Márcio Vieira Tahan

Instituição: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

Assinatura: _____

Prof. Dr.

Instituição:

Assinatura: _____

Prof. Dr.

Instituição:

Assinatura: _____

DEDICATÓRIA

À minha esposa Andréa, e aos meus filhos Matteus e Rafael, que com seu amor, carinho e compreensão apoiaram a realização deste trabalho e...

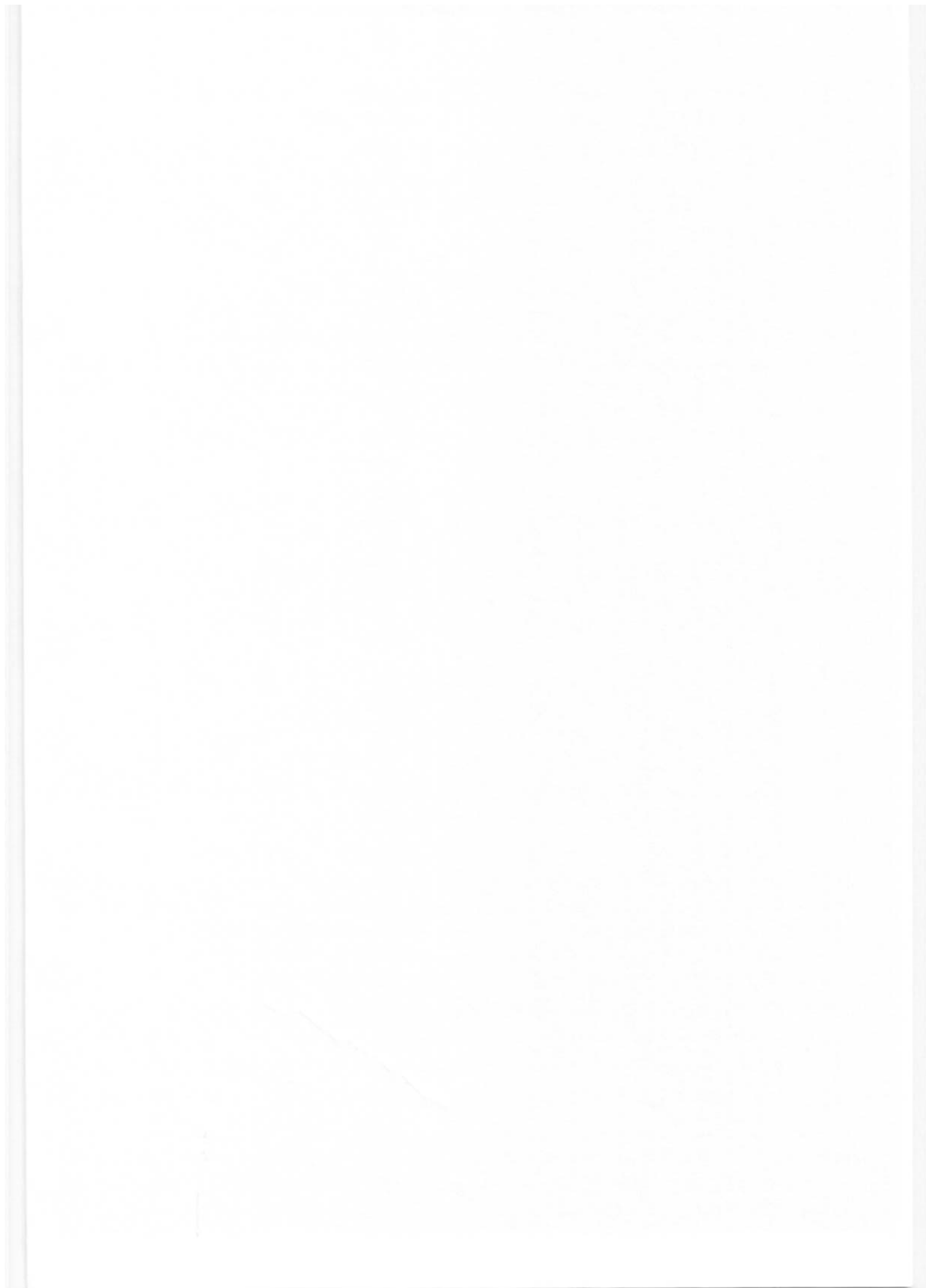
...Aos meus pais Mattio (*in memoriam*) e Laurinda, que nunca pouparam esforços para que eu pudesse estudar.

Domingos Napolitano

À minha mãe, que com muita paciência me ensinou a ler e a escrever, e fez da minha formação acadêmica o objetivo de sua vida.

Ao meu pai, que suportou a decisão de minha mãe e nunca se deixou abater no sentido de prover todos os recursos necessários.

Ricardo Lourenço



AGRADECIMENTOS

Ao corpo executivo da Companhia de Gás de São Paulo S.A., que possibilitou nossa participação neste programa, em particular ao Engº. Ricardo N. Fujii pelo incentivo à realização deste trabalho.

Ao Prof. Dr. Carlos Márcio Vieira Tahan pela conscienciosa orientação e pela exemplar postura pedagógica.

Ao corpo docente e discente do MBA em Energia pela preciosa troca de informações e intensas discussões.

RESUMO

NAPOLITANO, D.M.R.; SILVA, R.L. **Estudo comparativo entre procedimentos de operadores do setor elétrico e do gás natural – um olhar sobre o livre acesso à infraestrutura.** 2005. 182 f. Monografia (MBA) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2005.

Através de uma caracterização dos setores elétrico e gasífero brasileiros, assim como do estudo de caso das cadeias de valor do setor de gás natural de países europeus, como Reino Unido e Itália, este trabalho estabelece uma comparação entre a estrutura destes setores e ressalta a importância da existência de ambientes comerciais, regulatórios e legais adequados, para que o livre acesso possa ser devidamente implementado sem introduzir assimetrias, quer de informação ou de operação, entre os vários atores do setor, os quais estão presentes nos sistemas de distribuição de gás natural. Através da análise desenvolvida, conclui-se que há lacunas a serem preenchidas no setor gasífero para a implementação do conceito de livre acesso e, também, que há grande similaridade entre o modelo de livre acesso a ser implementado no setor gasífero e o setor elétrico brasileiros, o que traz uma vantagem ao setor gasífero, que pode se apropriar da experiência do setor elétrico brasileiro para desenvolvimento das lacunas existentes em seu modelo.

Palavras-chave: livre acesso, gás natural, infra-estrutura.

ABSTRACT

NAPOLITANO, D.M.R.; SILVA, R.L. Open Access to Natural Gas Infrastructure in Brazil. 2005. 182 f. Monography (MBA) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2005.

Through a characterization of the Brazilian electric and gas sectors, as well as of the study of case of the chains of value of the natural gas sector of European countries, as United Kingdom and Italy, this work establishes a comparison between the structure of these sectors and highlights the importance of the existence of commercial, legal and regulatory environments. These environments must be adjusted so that the free access can duly be implemented without introducing non-simetric information in those environments, nor of information neither of operation, among the several actors of the sector, whose are in place in the natural gas distribution systems. Following the developed analysis, this paper leads to a conclusion there are gaps to be filled in the Brazilian gas sector before implementation of the concept of open access. Another important conclusion: there is a big overlap between open access models in Brazilian gas and electrical sectors, what brings an advantage to the gas sector, which can learn from experience of the Brazilian electric sector for development of answers to gaps in the open access model of the gas sector.

Keywords: open access, natural gas, infrastructure.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1 - Esquema hierárquico e lacunas dos setores elétrico e gasífero	18
Figura 2.1 - Distribuição de energia por fonte geradora	19
Figura 2.2 - Diagrama geral de uma Usina Hidrelétrica.....	21
Figura 2.3 - Ciclo Hidrológico	22
Figura 2.4 - Configuração de Ciclo a Gás	24
Figura 2.5 - Configuração do Ciclo Combinado	25
Figura 2.6 - Sistemas Interligados no Brasil.....	28
Figura 2.7 - Ganhos do Sistema Interligado	29
Figura 2.8 - Contratação de Energia - Visão Geral	33
Figura 2.9 - Hierarquia Operacional.....	34
Figura 2.10 - Redes Elétricas.....	35
Figura 2.11 - Normatização	37
Figura 2.12 - Produtos da Programação Diária	37
Figura 2.13 - Operação em tempo real	38
Figura 2.14 - Produtos Pós Operação	38
Figura 2.15 - Relação entre Ambientes de Contratação	42
Figura 2.16 - Visão Panorâmica do Ambiente de Contratação	43
Figura 2.17 - Cronograma de Contratação	44
Figura 3.1 - Cadeia de Valor GN.....	45
Figura 3.2 - Esquema UPGN.....	46
Figura 3.3 - Evolução da Demanda	47
Figura 3.4 - Esquema de distribuição multimodal (navio, caminhão e gasoduto)	48
Figura 3.5 - Comparação entre os Custos de Transporte do GN via LNG ou Tubulação	49
Figura 3.6 - Evolução da Matriz Energética Primária.....	50
Figura 3.7 - Visão geral da rede de gasodutos.....	50
Figura 3.8 - Esquema de rede de distribuição de GN.....	51
Figura 3.9 - Perfil das distribuidoras de GN no Brasil	52
Figura 3.10 - Mapa de concessão da Comgás	53
Figura 3.11 - Esquema do RETAP	56
Figura 3.12 - Estrutura do Setor Gasífero.....	59
Figura 3.13 - Participação das empresas Gasbol.....	60
Figura 4.1 - Consumo de gás natural na Europa no período de 2002 e 2003	67

Figura 4.2 - Projeção da demanda de energia na Europa até 2020 em Mtep	67
Figura 4.3 - Esquema representativo da cadeia de valor do mercado de gás natural na Itália, no início do processo de liberalização.....	73
Figura 4.4 - Esquema representativo da cadeia de valor do mercado de gás natural na Itália, após o início do processo de liberalização.....	74
Figura 4.5 - Projeção da produção interna na Itália, em bilhões de metros cúbicos de gás	77
Figura 4.6 - Mapa de reforços da Rede Nacional Italiana.....	81
Figura 4.7 - Traçado do Gasoduto Brasil Bolívia (Gasbol).....	89
Figura 5.1 - Processo de Negócios para a entrega de gás.....	105
Figura 5.2 - Transações de Gás	109
Figura 5.3 - Esquema de funcionamento do COM.....	112
Figura 6.1 - Compatibilidade dos procedimentos de Rede da ONS com os procedimentos dos operadores de transporte de gás natural.....	115
Figura 7.1 - Esquema da hierarquia operacional do sistema de gás natural.....	136
Figura L1-1 - Macroprocessos entre o ONS e os principais agentes do setor elétrico.....	184

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 - Suprimento de gás na Itália, percentual entre produção nacional e importação ..	75
Tabela 4.2 - Participação do suprimento de gás para o mercado interno italiano	76
Tabela 4.3 - Descargas no terminal de GNL de Panigaglia nos anos térmicos de 2001/02 e 2002/03	78
Tabela 5.1 - Procedimentos de rede do ONS.....	94
Tabela 5.2 - Estrutura básica dos “Codice Rete”	99
Tabela 5.3 - Estrutura básica dos Network Codes.....	104

LISTA DE QUADROS

Quadro L1-1 - Matriz de critérios de avaliação.....	183
Quadro L1-2 - Resultados das avaliações comparativas quanto a administração dos serviços de transmissão	185
Quadro L1-3 - Resultados das avaliações comparativas quanto ao planejamento e programação; à operação do sistema e aos módulos multifuncionais.....	186

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	15
2 CARACTERIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO	19
2.1 Caracterização dos Sistemas de Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica	19
2.2 Geração	20
2.2.1 Geração de energia hidrelétrica	20
2.2.2 Geração de energia termelétrica	24
2.3 Transporte de Energia Elétrica	25
2.3.1 Transmissão de energia elétrica	26
2.3.2 Interconexão	27
2.4 Distribuição de Energia Elétrica	31
2.5 Relacionamento entre os Vários Atores do Setor Elétrico	33
2.5.1 Ambiente de contratação	33
2.5.2 Ambiente técnico	34
2.5.3 Redes	35
2.5.3.1 Pré-operação	39
2.5.3.2 Normatização	39
2.5.3.3 Operação em tempo real	40
2.5.3.4 Pós-operação	40
2.5.4 Ambiente de contratação de energia	41
3 CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA GASÍFERO	45
3.1 Exploração e Produção	46
3.2 Transporte e Distribuição	47
3.3 Distribuição	51
3.3.1 Distribuidora Comgás	53
3.3.1.1 Suprimento de gás	54
3.3.1.2 Transferência de custódia	54
3.3.1.3 Odorização	55
3.3.1.4 Sistema de distribuição	55
3.3.1.5 Região Metropolitana de São Paulo	55
3.3.1.6 Sistema de monitoramento	57

3.3.1.7 Balanço de gás.....	57
3.3.1.8 Qualidade do produto	58
3.3.1.9 Sistema de gerenciamento de riscos	58
3.4 Relacionamento entre os Vários Atores da Cadeia de Valor Setor Gasífero	58
3.4.1 Relação entre exploração/produção e transporte	59
3.4.2 Relação entre transporte e distribuição.....	60
3.5 Ambiente Regulatório	61
4 ESTUDOS DE CASOS E REGULAMENTAÇÕES.....	65
4.1 A Diretiva 98/30/CE: A Abertura do Mercado Europeu.....	66
4.1.1 Preâmbulo.....	66
4.1.2 O mercado europeu.....	66
4.1.3 Principais pontos da Diretiva Europeia 98/30/CE.....	68
4.1.4 Os grandes desafios	70
4.1.5 Reflexões sobre o caso	71
4.2 Estudo de Caso: “Liberalizzazione Settore Gás”, Na Itália - uma Avaliação das Etapas Iniciais do Processo	71
4.2.1 Preâmbulo.....	71
4.2.2 Histórico	72
4.2.2.1 A cadeia de valor do mercado de gás natural na Itália	72
4.2.2.2 Suprimento de gás natural	74
4.2.2.3 Gás natural liquefeito.....	77
4.2.2.4 Transporte e despacho	79
4.2.2.5 Armazenagem.....	81
4.2.2.6 Distribuição	82
4.2.3 Reflexões sobre o caso	84
4.3 Estudo de Caso: Reino Unido.....	85
4.3.1 Preâmbulo.....	85
4.3.2 Histórico	86
4.3.3 Reflexões sobre o caso	87
4.4 Estudo de Caso: os Conflitos no Gasoduto Bolívia Brasil (GASBOL) - TBG X ENERSIL E TBG X BG	87
4.4.1 Preâmbulo.....	87
4.4.2 Histórico	88
4.4.2.1 O conflito TBG Enersil.....	89

4.4.2.2 O conflito entre TBG BG pelo serviço não firme	90
4.4.2.3 O conflito TBG BG pelo serviço firme	91
4.4.3 Reflexões sobre o caso	92
5 ESTUDO DOS PROCEDIMENTOS DE REDE	93
5.1 Estudo dos Procedimentos de Rede do ONS.....	93
5.1.1 Estrutura básica dos procedimentos de rede.....	93
5.1.2 Objetivos dos módulos	94
5.1.3 Comentários sobre os procedimentos de rede	98
5.2 Estudo dos “CODICE DI RETE” SNAM RETE GAS (SRG).....	98
5.2.1 Estrutura básica dos Códice Rete	99
5.2.2 Objetivos das seções.....	100
5.2.3 Comentários sobre os códice rete da SNAM.....	101
5.3 Estudo do Sumário dos NETWORK CODES.....	102
5.3.1 Estrutura básica dos Network Codes	103
5.3.2 Objetivos dos processos	105
5.3.3 Comentários sobre os Network Codes da Transco.....	114
6 ANÁLISE COMPARATIVA DOS PROCEDIMENTOS DE REDE	115
6.1 Padrões de Desempenho	116
6.2 Padrões de Desempenho em Equipamentos Associados.....	120
6.3 Acesso aos Sistemas de Transmissão	121
6.4 Ampliações e Reforços da Rede Básica	124
6.5 Serviços Ancilares	125
6.6 Modelos Computacionais	125
6.7 Administração de Serviços e Encargos	126
6.8 Consolidação da Previsão de Carga e Planejamento da Operação Elétrica	127
6.9 Planejamento e Programação da Operação Eletroenergética	128
6.10 Manual dos Procedimentos da Operação.....	129
6.11 Acompanhamento da Manutenção	131
6.12 Medição para Faturamento	132
6.13 Requisitos de Informação entre o ONS e os Agentes.....	132
6.14 Identificação e Tratamento de Não Conformidades	134
7 CONCLUSÕES E COMENTÁRIOS.....	135
7.1 Ambiente Regulatório Adequado	135
7.2 Operador do Sistema Isento.....	136

7.3 Criação de Procedimentos de Rede	137
REFERÊNCIAS	140
ANEXOS	144

1 INTRODUÇÃO

Desde a revolução industrial as questões referentes à gestão da energia são discutidas no sentido de garantir vantagem competitiva às nações e, em alguns casos, até mesmo a sobrevivência dos cidadãos.

As demandas mundiais de energia têm apresentado aumento significativo e o cenário brasileiro não é diferente.

Há uma discussão, nos vários setores da sociedade e, também, na esfera governamental, dos destinos que nossa matriz energética deve seguir. Para estes cenários futuros, o gás natural apresenta-se como significativo nos segmentos industrial, comercial e residencial. Observa-se que o gás natural também é utilizado como insumo para a produção de energia elétrica, em processos de co-geração e em escalas maiores, como por exemplo, nas usinas termelétricas.

Com o objetivo de garantir a flexibilização suficiente para que o gás natural pudesse figurar com posição de destaque dentro da matriz energética, os anos 90 foram essenciais no sentido de aumentar a flexibilização da cadeia de valor do setor gasífero, uma vez que a Lei nº 9478/97, conhecida como Lei do Petróleo, permitiu a participação da iniciativa privada no setor. E, com a entrada de novos agentes é prevista também a criação de concorrência entre estes agentes nos elos da cadeia que não se constituem monopólios naturais.

Neste cenário de cadeia de produção e consumo de gás natural não verticalizada e de livre comercialização, temos uma ferramenta de concorrência, a qual se constitui no livre acesso, ou seja, situação em que um cliente com características específicas (por exemplo, consumo) pode requer interligação a uma rede pré-existente, ou mesmo a construção de nova infra-estrutura, necessária ao acesso, a partir do transportador do gás natural.

Com a evolução deste modelo, a regulação econômica torna-se mais tênue. Desta forma, o papel do órgão regulador em todo o processo de mudança do modelo atual, onde há fornecimento de hidrocarbonetos pela distribuidora, para o modelo onde haja disponibilidade de capacidade, é fundamental para garantir o sucesso de implementação deste novo modelo, que deve abranger, além dos aspectos regulatórios de comercialização, a regulação técnica do livre acesso.

Hoje, no Brasil, temos o exemplo do Operador Nacional do Sistema, como órgão regulador técnico do setor elétrico. E é neste contexto que este trabalho se insere: os sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica possuem uma similaridade com os sistemas de transmissão e distribuição de gás natural no que tange a gestão de serviços e o planejamento e operação dos sistemas, de tal forma a existir uma correlação entre os procedimentos de livre acesso nos dois sistemas. Esta correlação fundamentaria a utilização dos procedimentos de rede do Operador Nacional do Sistema, nos sistemas de transmissão e distribuição de gás natural?

Os próximos capítulos estão estruturados, de maneira a descrever os setores elétricos e gasífero brasileiros, abordando os principais aspectos técnicos de cada sistema, os quais serão necessários para a análise das semelhanças e diferenças entre os procedimentos de rede dos atores descritos neste trabalho.

Posteriormente, recorrer-se-á ao recurso de estudar alguns casos de livre acesso em países europeus (Reino Unido e Itália). Um esclarecimento importante neste ponto seria o da não abordagem do modelo utilizado nos Estados Unidos como relevante para este trabalho. Esta escolha fundamenta-se no fato de que o mercado de produção, transporte, operação, regulação e comercialização do gás natural nos Estados Unidos já é bastante maduro, e segue as leis de mercado de grandes consumos, onde há atores suficientes para haver competição entre os mesmos. Sendo assim, o modelo americano está afastado da realidade brasileira, de

um mercado em formação. Desta forma, para que a comparação proposta neste trabalho seja possível, optou-se pela comparação com modelos europeus e com o modelo elétrico brasileiro.

Em seguida, são discutidas as semelhanças e diferenças entre os setores elétricos e gasífero, segundo uma óptica dos procedimentos de operação de rede. Finalizando, há um capítulo dedicado às conclusões e à confirmação da hipótese, caracterizada pela indagação anterior.

Este estudo teve por objetivo proporcionar aos operadores dos sistemas de distribuição e transmissão de gás natural, uma visão alternativa de gestão e planejamento, embasada na experiência do setor elétrico e, também, do setor de gás natural internacional, em operações de livre acesso.

Esquemáticamente, o diagrama apresentado na figura 1.1 ilustra o método de análise deste trabalho, sendo que é importante destacar que há algumas lacunas a serem preenchidas no setor gasífero brasileiro para permitir o livre acesso e tornar ainda maior a aderência entre os setores elétrico e gasífero brasileiros, principalmente nos assuntos que se referem à regulação e à legislação do setor gasífero.

Ambiente	Setor Elétrico	Setor Gasífero		
		Nacional	Internacional	
			Inglês	Italiano
Legislação	Leis, Decretos e Portarias do Ministério de Minas e Energia	?	Diretiva Européia	
Regulação	Portarias ANEEL	Portarias ANP e CSPE	Gas Act	Decreto Italiano
Operação	Procedimentos do Operador Nacional do Sistema	?	Network Code	Codice di Rete
<div>Existente</div> <div>Não Existente</div>				

Figura 1.1. Esquema hierárquico que se refere ao livre acesso.

2 CARACTERIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

2.1 Caracterização dos Sistemas de Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica

Devido ao imenso potencial hidroelétrico apresentado pelo Brasil em função de sua hidrologia (Figura 2.1) e com o advento da crise do petróleo na década de 70, a energia proveniente de usinas hidrelétricas ocupa um papel de destaque em nossa matriz energética e continuará com um papel fundamental nos próximos anos.

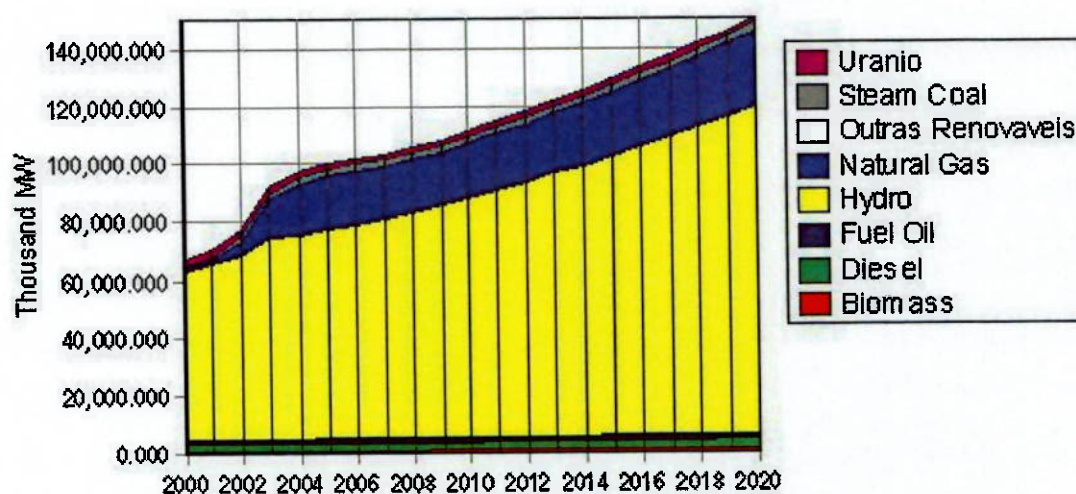


Figura 2.1. Distribuição de energia por fonte primária de energia elétrica. Fonte: MME (2001).

Desta forma, é fundamental entender como este setor está estruturado, para que se possa estabelecer as semelhanças e diferenças entre o setor elétrico e o de gás natural. Simplificadamente tem-se a seguinte cadeia de valor do processo: estrutura, geração, transporte, distribuição e comercialização.

2.2 Geração

A geração pode ser dividida em três grandes categorias: hidrelétrica, termelétrica (renovável - biomassa e não renovável - combustíveis fósseis), nuclear e novas tecnologias (eólica, fotovoltaica, oceânica e células de combustível). Devido à sua importância no cenário atual e para não nos desviarmos do escopo deste trabalho, as duas categorias a serem consideradas, daqui por diante, serão aquelas relacionadas com a hidrelétrica e termelétrica, especificamente aquela relacionada aos combustíveis fósseis, com ênfase na utilização do gás natural.

2.2.1 Geração de energia hidrelétrica

A geração de energia hidrelétrica está baseada em um processo que compreende, basicamente, a transformação de energia potencial (gravitacional) em energia mecânica e depois, então, em energia elétrica. Para que esta transformação aconteça são necessários alguns elementos comuns em usinas hidrelétricas: barragens, vertedouros, comportas, condutos, chaminés de equilíbrio e casas de força. Na figura 2.2 observa-se o diagrama geral de uma usina hidrelétrica.

Segundo o Artigo 143 do Código de Águas (1934), a água possui usos múltiplos (sobrevivência humana, saneamento, transporte, irrigação e industrial) e esta característica deve ser considerada nos projetos e na operação de centrais hidrelétricas. Assim sendo, existe um organismo público que tem por finalidade disciplinar o uso da água, ou seja, o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos (SNGRH), que é, inclusive, responsável pela taxaçoão por este recurso (Lei nº 9.433/97).

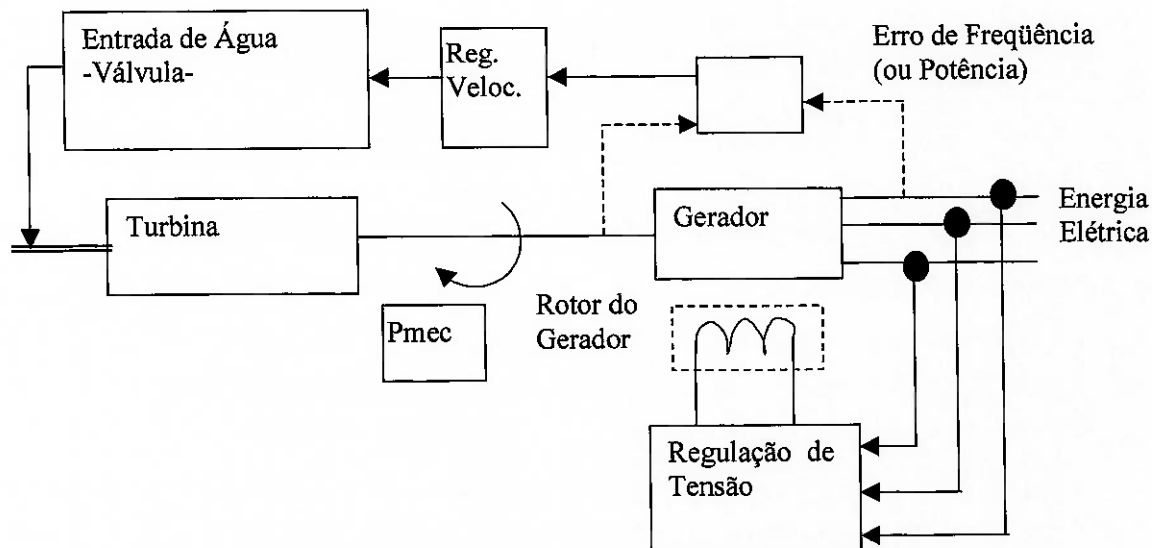


Figura 2.2. Diagrama geral de uma Usina Hidrelétrica. Fonte: Reis (2004).

Como a matéria-prima de uma central hidrelétrica é a água, o seu regime é de grande importância para a implementação de um projeto de geração de energia hidrelétrica, assim como para sua posterior operação. Este regime é regido pelo ciclo hidrológico (Figura 2.3) e pela capacidade de uma região de possuir características de uma bacia hidrográfica (área capaz de captar água superficial e conduzi-la a um determinado curso d'água).

Com o objetivo de se caracterizar o ciclo hidrológico, a capacidade de formação e a manutenção de uma bacia hidrográfica para fins de instalação e operação de uma central hidrelétrica, algumas informações são fundamentais: fluviograma - gráficos de vazão versus tempo; área da bacia hidrográfica, curva de duração ou persistência; gráficos de vazão versus tempo que uma determinada vazão está disponível, curva área, volume e altitude e gráficos de área versus volume versus altura que determinam o ponto de instalação e operação de um sistema hidrelétrico.

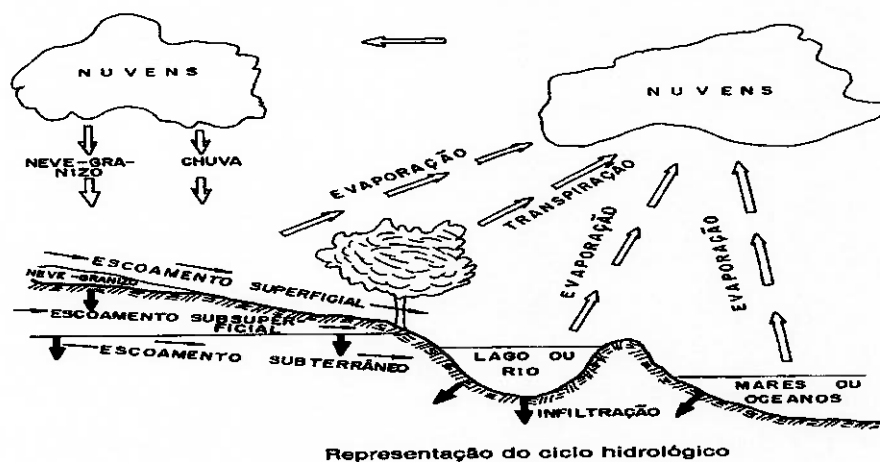


Figura 2.3. Ciclo Hidrológico. Fonte: Lineu et al. (2001).

Tais informações são essenciais para a decisão do tipo de configuração de uma usina.

- Usina a fio d'água, aquela em que se aproveita apenas do curso d'água e não há necessidade de reservatórios de acumulação;
- Usina com reservatório de acumulação, aquela na qual um reservatório deve ser constituído para garantir quantidade de água suficiente para mover as turbinas durante um intervalo de tempo;
- Usina reversível, aquela que utiliza o bombeamento de água no canal.

Uma central hidrelétrica também pode ser categorizada quanto à potência:

- | | |
|-------------|-----------------------------------|
| a) micro | $P < 100 \text{ kW}$ |
| b) mini | $100 < P < 1.000 \text{ kW}$ |
| c) pequenas | $1.000 < P < 30.000 \text{ kW}$ |
| d) médias | $10.000 < P < 100.000 \text{ kW}$ |
| e) grandes | $P > 100.000 \text{ kW}$ |

E também quanto à função no sistema (REIS, 2004):

- a) operação na base (da curva de carga)
- b) operação flutuante
- c) operação na ponta (da curva de carga)

Para níveis gerenciais, cabe destacar as características de grandes Usinas Hidroelétricas (UHE) e de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH). As UHEs caracterizam-se por (REIS, 2004) :

- a) Providenciar não só reserva girante para situações de emergência ocorridas no sistema, mas também condições de suprir o pico de demanda;
- b) Apresentar altas economias de escala: em particular, para instalações com grandes reservatórios; o custo marginal de capacidade adicional de geração para atendimento da demanda de ponta tende a ser muito menor;
- c) Possuir grande energia firme: energia contratada e que a central compromete-se a disponibilizar;
- d) Apresentar maiores problemas ambientais, dificultando assim a obtenção de licenças ambientais para implantação e operação.

Já as PCHs caracterizam-se por (REIS, 2004):

- a) Possuir rápida entrada no sistema de potência e flexibilidade para mudar rapidamente a quantidade de energia fornecida ao sistema devido às mudanças na demanda. Usinas com essa característica são especialmente úteis para aumentar o rendimento e melhorar o desempenho de um sistema elétrico interligado, pois contribuem para reduzir as perdas reativas;

b) Apresentar menor quantidade de aspectos e impactos ambientais, facilitando o processo de obtenção de licenças ambientais, como descritas na caracterização das UHEs.

2.2.2 Geração de energia termelétrica

Há várias configurações diferentes para que se produza energia elétrica a partir da combustão. Para fins deste trabalho, serão considerados apenas dois: aqueles onde o combustível é o gás natural e a energia pode ser gerada por queima direta do mesmo, sendo que os gases produzidos movimentam uma turbina ou aquele onde há aquecimento de um líquido e este, por sua vez, movimenta uma turbina. Sem dúvida, há também a possibilidade de se utilizar um ciclo combinado das duas configurações.

Como discutido anteriormente, há uma grande gama de configurações possíveis para geração de energia termelétrica, mas para os propósitos deste trabalho serão avaliados somente os ciclos relacionados com o combustível gás natural (GN). Na figura 2.4 apresenta-se um esquema da configuração de ciclo a gás.

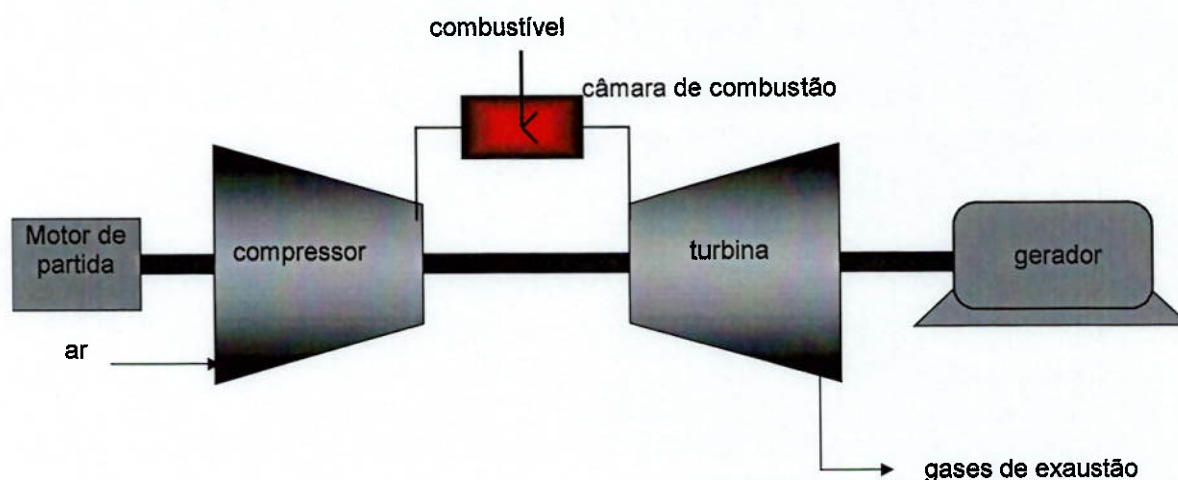


Figura 2.4. Configuração de Ciclo a Gás. Fonte: Perrella, (2004).

Segundo Lineu et al (2001), as centrais termelétricas baseadas em ciclos combinados de turbinas a gás e turbinas a vapor têm adquirido maior importância no cenário energético em função de algumas características como: maior eficiência energética (redução de consumo de combustível) e melhor desempenho ambiental (redução da emissão de CO_2). O conceito apresentado para o ciclo combinado é aquele em que os gases de exaustão da turbina a gás, com alto poder calorífico (temperaturas por volta de $500\text{ }^\circ\text{C}$), são matérias-primas para acionarem uma turbina a vapor. Esquemáticamente, este processo é apresentado na figura 2.5.

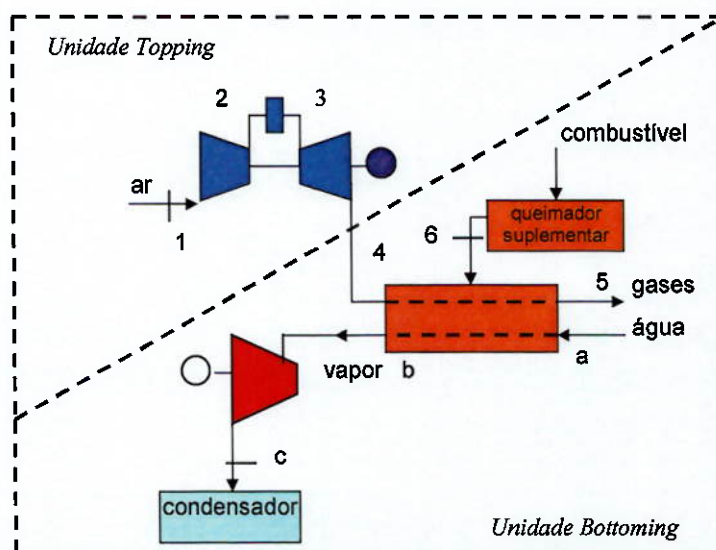


Figura 2.5. Configuração do Ciclo Combinado. Fonte: Perrella (2004).

2.3 Transporte de Energia Elétrica

Em função das usinas não estarem necessariamente próximas aos centros de consumo, é preciso uma infra-estrutura apropriada para transportar a energia desde o gerador até onde esta será utilizada. Desta forma, a transmissão de energia assume um papel importantíssimo na cadeia de valor do setor elétrico. Segundo Lineu et al. (2001), as funções dos sistemas de

distribuição e de transporte são: transmissão - conexão entre os centros geradores e consumidor; interconexão - interligação entre sistemas independentes; subtransmissão - redes para os casos onde a distribuição não se conecta diretamente à transmissão, e distribuição - rede que interliga a transmissão ou subtransmissão aos pontos de consumo. Ainda segundo Lineu et al. (2001), os sistemas de transmissão e de distribuição apresentam as seguintes características:

- Sistemas de transmissão:
 - a1) alto nível de tensão (acima de 69 kV).
 - a2) manejo de grandes blocos de energia.
 - a3) extensões razoáveis (acima de 100 km).
 - a4) possui várias malhas, interligando blocos de geração a blocos de consumo.
- Sistemas de distribuição:
 - b1) baixos níveis de tensão (abaixo de 34,5 kV).
 - b2) manejo de blocos menores de energia.
 - b3) menores distâncias de transporte.
 - b4) sistema basicamente radial.

2.3.1 Transmissão de energia elétrica

Existem várias formas de transportar energia elétrica (LINEU et al., 2001), porém basicamente há duas predominantes: as correntes alternadas (CA) e correntes contínuas (CC). Em termos de custos, os sistemas de transmissão em corrente contínua podem ser competitivos quando a extensão é superior a 700 km (LINEU et al., 2001).

As principais vantagens da transmissão em CC são:

- a) operação assíncrona;

- c) possibilidade de interligar sistemas de diferentes frequências;
- d) fácil controle de potência;
- e) operação independente de cada bloco de geração.

Em contrapartida, as principais desvantagens da transmissão em CC são:

- a) custos dos conversores;
- b) alto consumo de potência reativa no processo de retificação ou inversão;
- c) necessidade de filtros para reduzir distorções harmônicas;
- d) equipamentos mais complexos.

As principais vantagens da transmissão em CA são:

- a) equipamentos mais simples;
- b) facilidade de interligação de sistemas com tensões diferentes;
- c) aplicação na transmissão de cargas menores em distâncias também menores;

Já, as principais desvantagens da transmissão em CA dizem respeito à:

- a) dificuldade de planejamento em relação à definição do nível de tensão, ao número de circuitos, à compensação dos reativos e à estabilidade entre os geradores do sistema e níveis de curto-circuito.

2.3.2 Interconexão

A interconexão ou interligação de sistemas tem como objetivo a conexão física entre sistemas de transmissão. No Brasil têm-se quatro grandes sistemas de transmissão: S, SE/CO, N e NE, sendo que estes podem ser observados na figura 2.6.



Figura 2.6. Sistemas Interligados no Brasil. Fonte: Ramos (2004).

Estas interligações, observadas na figura 2.6, são muito importantes para o sistema elétrico brasileiro, uma vez que possibilitam a otimização do sistema hidrológico em um país com dimensões continentais, conseqüentemente com regimes pluviométricos diversos, o que permite que as usinas térmicas sejam utilizadas somente em períodos de hidrologia mais desfavoráveis no sistema interligado, possibilidade de máxima produtividade das cascatas e possibilidade de um planejamento integrado.

Na figura 2.7 são observados os ganhos com as interligações dos sistemas.

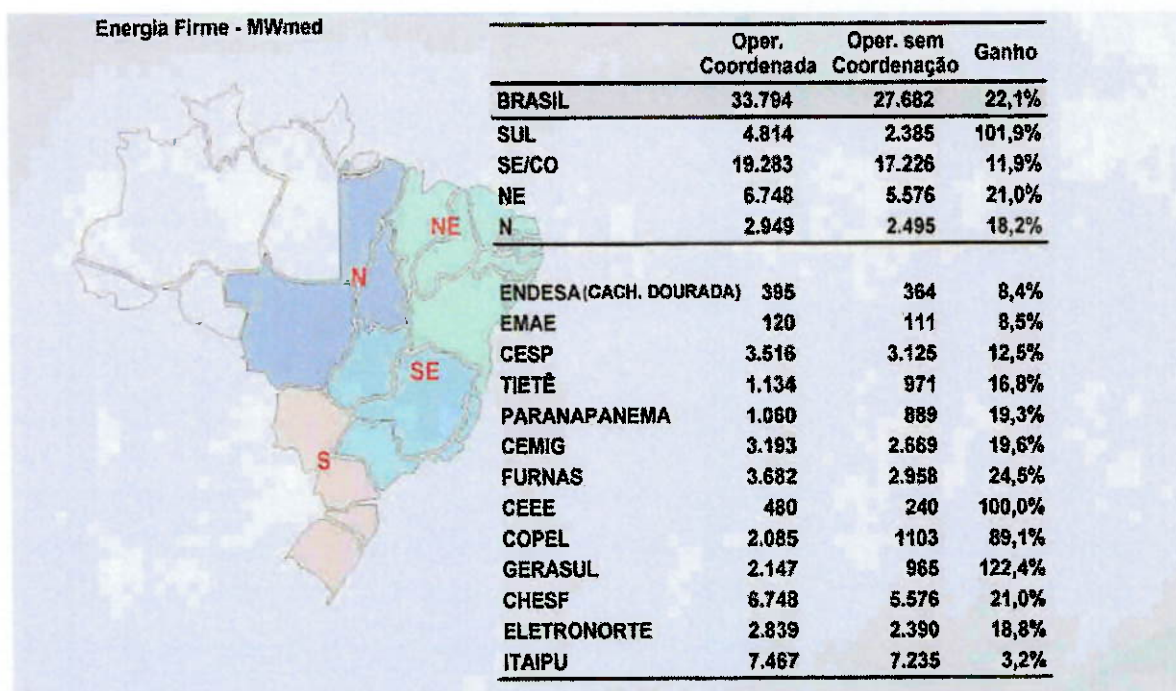


Figura 2.7. Ganhos do Sistema Interligado. Fonte: Ramos (2004).

Como principais características de um sistema interligado de grande porte como o brasileiro podem ser destacadas:

- a) produção de energia mais econômica;
- b) redução dos riscos de déficits de energia ou, em outras palavras, incremento da oferta de energia a um dado nível de risco (Energia Garantida);
- c) redução dos requisitos de reserva de capacidade;
- d) maior flexibilidade na definição de cronogramas de manutenção;
- e) redução do custo de capacidade para novas unidades;
- f) redução da necessidade de reforços de transmissões regionais;
- g) compartilhamento de reserva girante;
- h) flexibilidade para fazer frente às incertezas na demanda;
- i) maior confiabilidade;
- j) possibilidade do aumento da competição.

Um aspecto importante da interligação é seu planejamento, uma vez que ele deve considerar a possibilidade de atender a maioria dos objetivos das interligações, descritos anteriormente. Para este planejamento devem ser consideradas como metas:

- a) a redução de custo operacional;
- b) o aumento da confiabilidade;
- c) otimizar a utilização das térmicas em função do custo/disponibilidade da água em cada subsistema;
- d) diminuir riscos de déficit de energia;
- e) o aumento da quantidade de energia firme;
- f) consistente com a visão de leilão de energia (novo modelo), pois com maior confiabilidade e oferta de energia o custo da energia tende a diminuir;

Já, como barreiras à interligação podem ser citados:

- a) os limites da capacidade de transporte das linhas de transmissão;
- b) o relaxamento dos critérios de confiabilidade;
- c) a necessidade de investimentos adicionais em transmissão, cuja decisão depende de fatores não gerenciáveis pelos mercados, como remuneração da tarifa (regulatório);
- d) a volatilidade do consumo nos submercados, os quais sinalizam a curto prazo, a alta dependência de remuneração vinculada à hidroeletricidade, que possui tarifação complexa;
- e) a falta de planejamentos de longo prazo com credibilidade de realização.

2.4 Distribuição de Energia Elétrica

Constitui-se um monopólio natural em termos da infra-estrutura (“fios”), uma vez que não há viabilidade econômica para que mais de uma empresa preste este serviço. Sendo assim, para maximizar a eficiência operacional e obter o maior benefício público ao menor preço possível de tarifa, a presença de um organismo regulador é imprescindível.

As principais responsabilidades da distribuição são:

- a) comercializar, para os clientes não livres, a energia desde a transmissão até o consumidor final;
- b) ajustar tecnicamente as características da rede às necessidades do consumo;
- c) investir em projetos de expansão, manutenção e confiabilidade da rede existente;
- d) medir a qualidade do produto e dos serviços prestados, cumprindo metas regulatórias.

Para cumprir com tais requisitos, é necessário que a empresa adquira expertise em algumas disciplinas como engenharia, gestão e comercialização de seus produtos.

Este conjunto de habilidades permite à distribuidora realizar as tarefas necessárias à manutenção de sua infra-estrutura em termos de ajustar a demanda de energia à oferta; avaliar o impacto da entrada de novos atores no cenário energético; planejar e executar obras de contingência, expansão, garantia da confiabilidade e manutenção; desenvolvimento de novos produtos e serviços, pesquisas de mercado e de competição; monitoramento da qualidade do produto e da satisfação dos clientes e análise destes diversos parâmetros para a promoção de melhoria contínua.

Conforme os diversos aspectos regulatórios que se sucedem, é a capacidade de planejamento da distribuidora que permitirá que esta alcance os resultados necessários à sua

sobrevivência e, em última estância, definir as características do sistema elétrico integrado, uma vez que é a informação das distribuidoras, a maior diretriz de investimentos e estratégias a serem adotadas por organismos como Ministério de Minas e Energia (MME) e de operação do Operador Nacional do Sistema (ONS). Desta maneira, vamos explorar um pouco mais a questão do planejamento das distribuidoras.

As distribuidoras necessitam de planejamentos para curto, médio e longo prazos, os quais são denominados: planejamentos operacional, tático e estratégico, respectivamente. A qualidade do planejamento está intrinsecamente relacionada à qualidade da informação disponível sobre os mercados de oferta (entrada de novos geradores) e demanda (crescimento do consumo), cenário legal, regulatório e tecnológico. Como muitas vezes uma implementação futura depende de uma decisão no presente, é necessário que as distribuidoras utilizem de modelos e simulações para preverem cenários, os quais podem ser categorizados como: pessimistas, intermediários e otimistas. E, para a previsão destes cenários, os parâmetros a serem utilizados são:

- a) previsão de carga através de modelos que consideram dados históricos, crescimento demográfico, crescimento econômico, pontos de pico de demanda;
- b) entrada de novos geradores, co-geração;
- c) qualidade do serviço que deve ser assegurada;
- d) necessidade de orçamento para atendimento de um nível de serviço específico, riscos envolvidos na operação do sistema, assim como no nível de retorno;
- e) relacionamento entre os vários atores do setor elétrico.

2.5 Relacionamento entre os Vários Atores do Setor Elétrico

Anterior e isoladamente foi discutida a caracterização dos principais atores do setor elétrico, exceto os organismos reguladores e cliente. Neste momento é necessário estabelecer uma descrição dos relacionamentos existentes entre estes vários atores, para que se tenha um entendimento detalhado do cenário elétrico, sendo que este será comparado ao setor gasífero nos próximos capítulos.

O planejamento do setor elétrico é feito pelo Ministério de Minas e Energia e é determinativo, sendo esquematicamente demonstrado nos itens 2.5.1 a 2.5.4., pelas figuras 2.8. a 2.17.

2.5.1 Ambiente de contratação

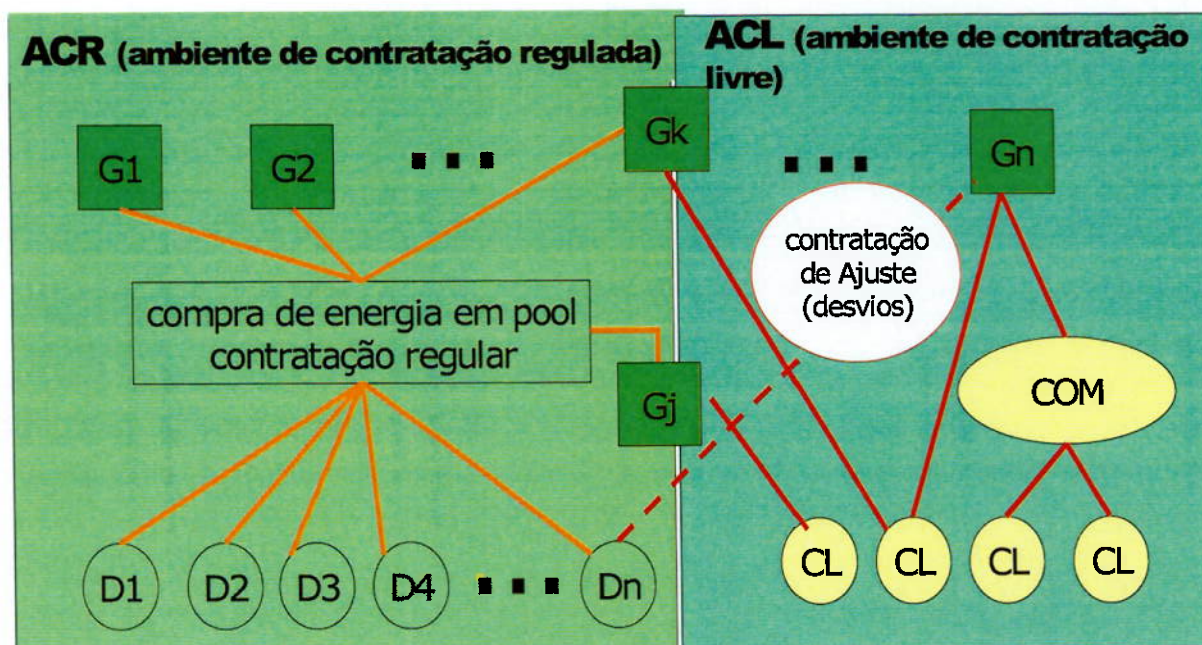


Figura 2.8. Contratação de Energia - Visão Geral. Fonte: Ramos (2004).

2.5.2 Ambiente técnico

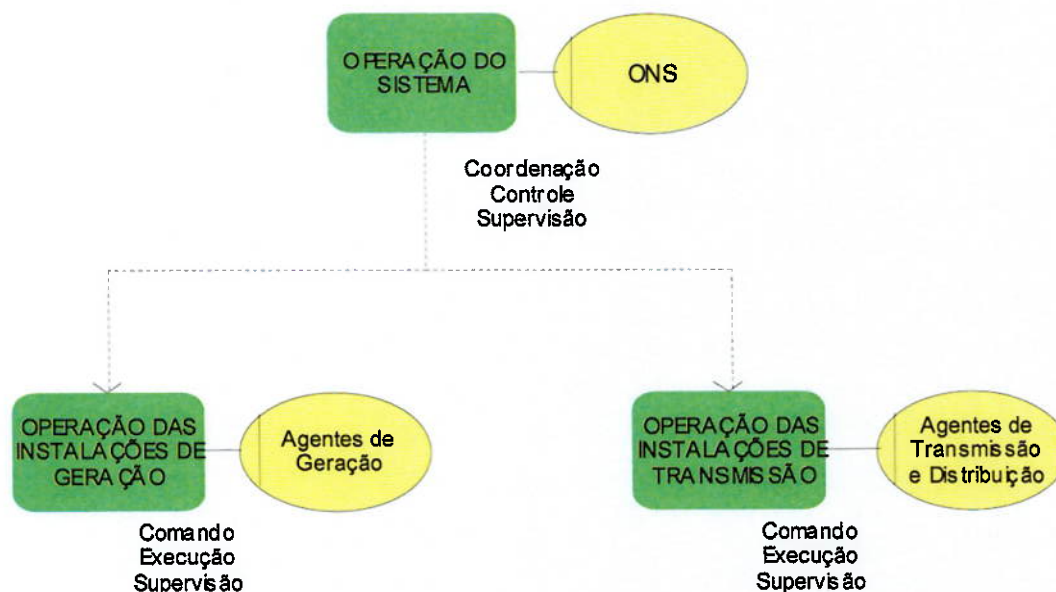


Figura 2.9. Hierarquia Operacional. Fonte: ONS (2003).

Em função da enorme complexidade dos sistemas elétricos há necessidade de introduzirmos um novo ator em nosso cenário - o Operador Nacional do Sistema (ONS), sendo que, segundo a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, a este compete:

- a) o planejamento e a programação da operação, e o despacho centralizado da geração, com vistas à otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados;
- b) a supervisão e coordenação dos Centros de Operação de sistemas elétricos;
- c) a supervisão e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais interligados e das interligações internacionais;
- d) a contratação e a administração de serviços de transmissão de energia elétrica e respectivas condições de acesso, bem como dos serviços ancilares;

e) propor à ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) as ampliações da rede básica de transmissão, bem como os reforços dos sistemas existentes, a serem licitados ou autorizados;

f) definição de regras para a operação das instalações de transmissão da rede básica dos sistemas elétricos interligados.

2.5.3 Redes

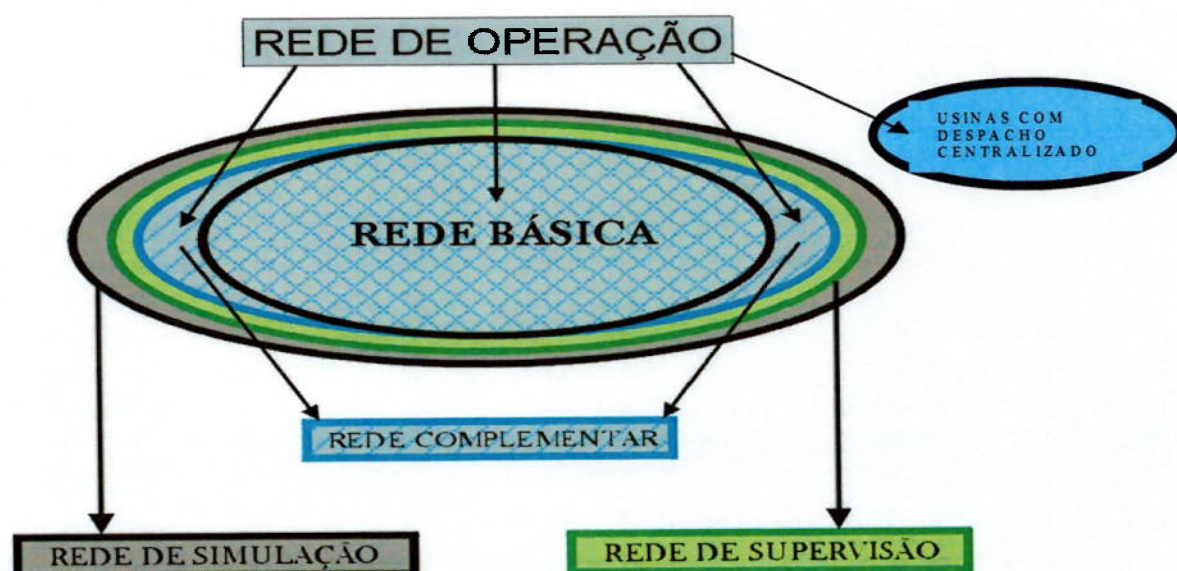


Figura 2.10. Redes Elétricas. Fonte: ONS (2003).

Com o objetivo de permitir que o ONS cumpra suas atribuições, foram conceituadas, em função da atividade, as seguintes Redes Elétricas:

- Rede Básica - rede oficialmente definida com planejamento determinativo e regulamentada pela ANEEL;
- Rede Complementar - rede fora dos limites da Rede Básica, cujos fenômenos têm influência significativa na Rede Básica. A Rede Complementar é definida conforme

critérios estabelecidos em módulo específico dos Procedimentos de Rede, os quais se baseiam na influência que instalações fora da Rede Básica exercem na operação dessa rede, tendo, portanto caráter dinâmico em função da evolução do sistema elétrico.

Integram a Rede Complementar como situações especiais, as seguintes instalações:

- a) Rede de Operação - União da Rede Básica, Rede Complementar e Usinas submetidas ao despacho centralizado;
- b) Rede de Supervisão - rede de operação e outras instalações, cuja monitoração via sistema de supervisão é necessária para a simulação e tomada de decisões, em tempo real pelo ONS, relativa à Rede de Operação. A supervisão desta rede deve, também, viabilizar a simulação do sistema pelos aplicativos de análise de rede, disponíveis nos Centros de Operação do ONS, produzindo resultados com precisão suficiente para subsidiar as tomadas de decisão;
- c) Rede de Simulação - rede necessária de ser representada, para que os estudos e análises de fenômenos na Rede de Operação apresentem resultados com o grau de precisão requerido para definição de diretrizes e procedimentos para operação da Rede de Operação.

Os compromissos mais relevantes para este trabalho em função do apresentado anteriormente durante a descrição dos diversos tipos de redes entre o ONS e os agentes de geração (G), transmissão (T) e distribuição (D) estão representados nas figuras 2.11. e 2.14.

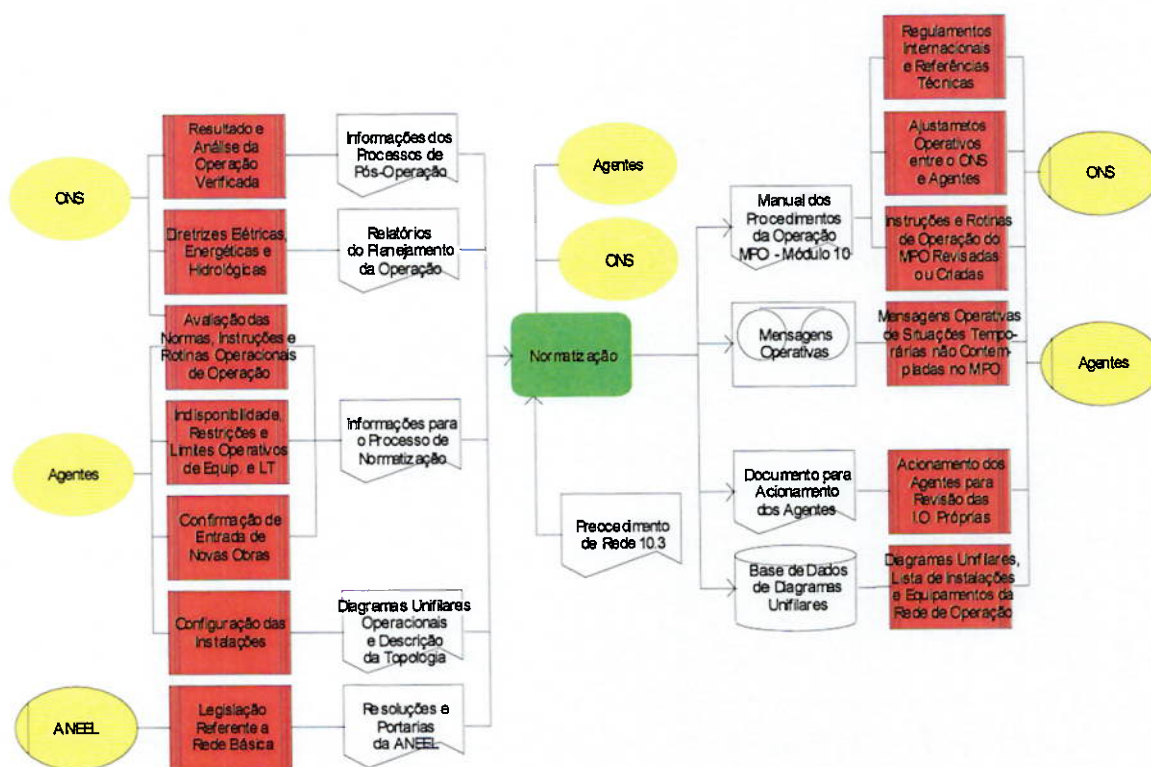


Figura 2.11. Normatização. Fonte: ONS (2003).

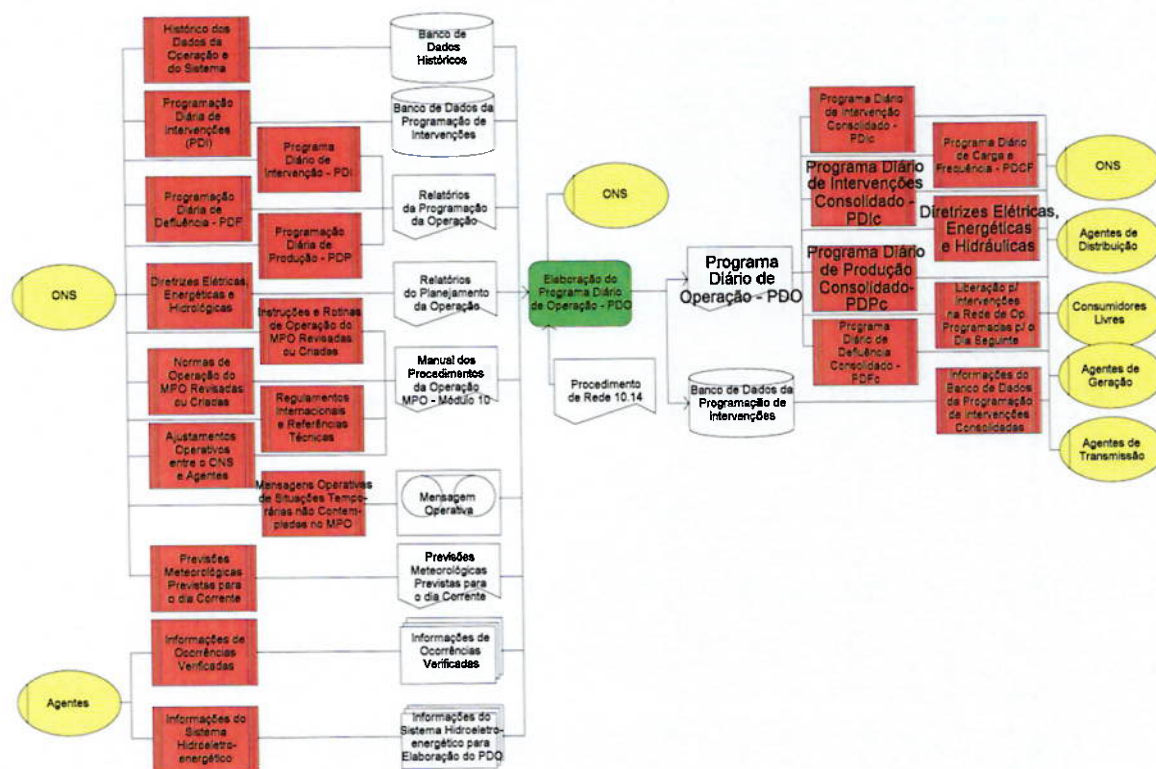


Figura 2.12. Produtos da Programação Diária. Fonte: ONS (2003).

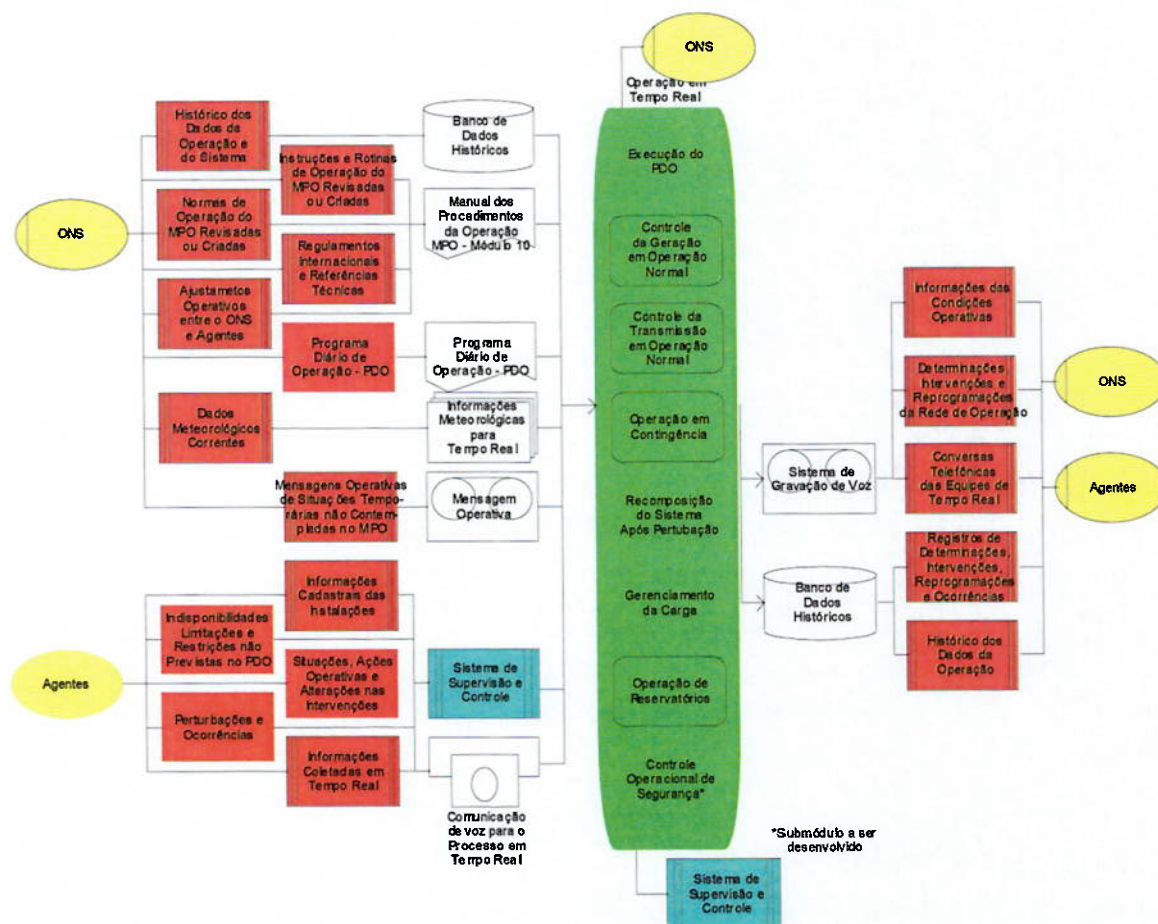


Figura 2.13. Operação em tempo real. Fonte: ONS (2003).

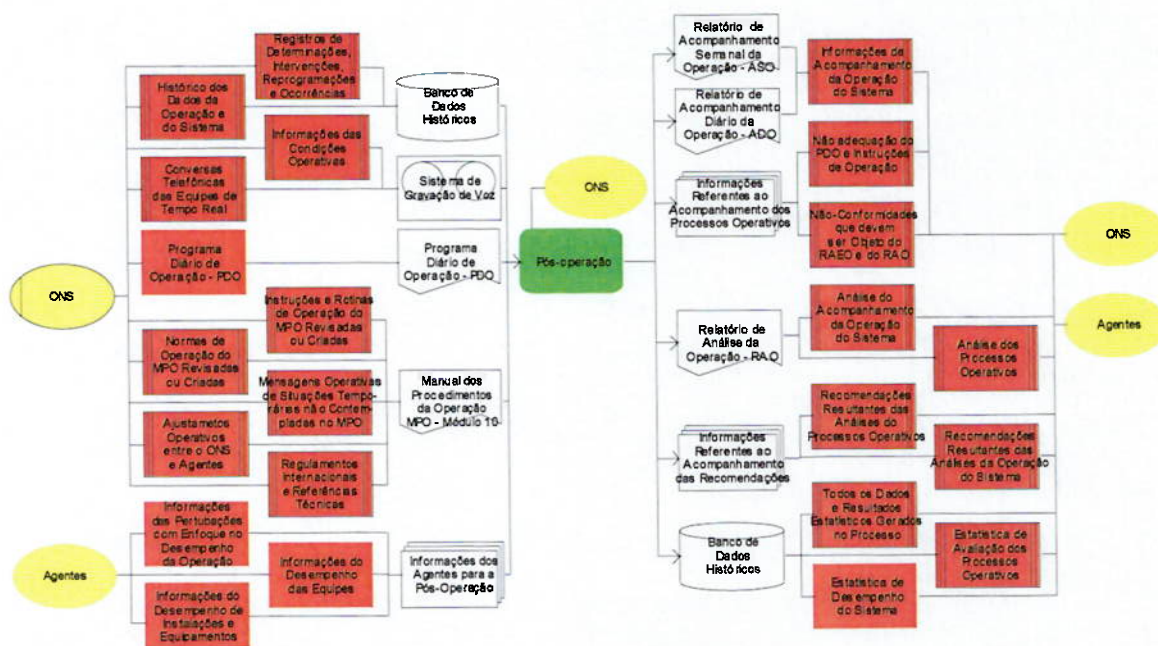


Figura 2.14. Produtos Pós Operação. Fonte: ONS (2003).

Analisando as figuras 2.8. a 2.14. verifica-se que há uma clara distribuição de responsabilidades nas várias fases do processo de operação da rede elétrica, baseadas nas atividades definidas nos itens 2.5.3.1 a 2.5.3.4.

2.5.3.1 Pré-operação (Planejamentos Operacionais)

Consiste na elaboração do PDO - Programa Diário de Operação, no qual é feita a consolidação das condições elétricas, energéticas e hidráulicas da programação diária da operação, sendo detalhados os procedimentos operacionais e as ações a serem desenvolvidas na operação, em tempo real. Faz parte do escopo desta etapa, solicitações de intervenção, processamento operacional das diretrizes energéticas, hidráulicas e elétricas, assim como a consolidação da programação diária.

2.5.3.2 Normatização

Consiste na elaboração, revisão e atualização das instruções, rotinas, ajustamentos, regulamentos e diagramas de sistema, nos quais são definidos os procedimentos e indicadores necessários à operação do sistema e na avaliação dos documentos vigentes, de forma a subsidiar suas revisões quando necessárias. O processo de normatização inclui a capacitação do pessoal da operação; a elaboração, execução e avaliação de programas de treinamento das equipes de operação, como forma de assegurar a efetividade dos documentos.

2.5.3.3 Operação em tempo real

Consiste na coordenação, supervisão e controle de todo o processo operacional dos sistemas hidráulicos, energéticos e elétricos, realizado em tempo real, a partir do qual são emanadas as determinações para os agentes efetuarem os comandos e execuções na operação das instalações. Estas dimensões aplicam-se em situação de funcionamento normal ou em contingência/emergência e devem ser aplicadas tanto às grandezas físicas envolvidas no processo, quanto ao funcionamento de equipamentos e linhas de transmissão (LT).

2.5.3.4 Pós-operação

Consiste no tratamento de dados, análise, avaliação, estatística e guarda dos resultados da operação, com o objetivo de retroalimentar todos os processos operativos e divulgar a operação realizada aos agentes. As atividades da pós-operação estão estruturadas em torno de 3 núcleos básicos: o acompanhamento da operação do sistema e dos processos operativos; a análise da operação; gestão das recomendações e tratamento estatístico dos resultados da operação. Destaca-se a independência dos vários agentes, com exceção da função de planejamento, monitoramento e controle do ONS, o qual tem a prerrogativa de interferir no sistema com o intuito de manter a estabilidade e confiabilidade do mesmo. Em caso contrário, sua responsabilidade diz respeito ao planejamento, a coordenação, ao monitoramento, a normatização e ao controle do sistema. Para tanto os agentes têm autonomia para gerenciarem seus ativos em todas as circunstâncias, inclusive em situações de emergência. Também devem disponibilizar ao ONS, sistemas de telemetria segundo padrões estabelecidos pelo mesmo.

2.5.4 Ambiente de contratação de energia

Neste capítulo realizamos a descrição do sistema elétrico para as dimensões geração, transmissão e distribuição e, conseqüentemente, apontamos a figura do ONS como elemento de coordenação operacional e definiram-se os relacionamentos entre estes diversos agentes. Para finalizarmos o mesmo, deve ser entendido o processo pelo qual os relacionamentos se consolidam, seja pelo meio legislativo (regulador, legislação), pelo meio executivo (operador) ou por meio contratual entre estes vários agentes de geração, transmissão e distribuição dentro do novo modelo do setor de energia elétrica, o qual prevê a entrada de clientes livres e uma maior responsabilidade dos níveis hierárquicos inferiores, na determinação das demandas necessárias em função do tempo em horizontes de curto, médio e longo prazos.

Genericamente, tem-se o seguinte modelo: competição plena entre geradores que disponibilizam energia para as distribuidoras, clientes livres e comercializadores. Os comercializadores, as distribuidoras e os clientes livres podem celebrar contratos diretamente com os geradores, enquanto os clientes cativos celebram contratos com a distribuidora, num ambiente regulado. Desta forma, temos dois ambientes distintos: um regulado (ACR) e outro de contratação livre (ACL).

O Ambiente de Contratação Regulada (ACR) consistem em um *pool* com tarifas de suprimento reguladas (tarifas “mix” de energia, decorrentes de processo de Leilão Público), onde participam concessionários de serviço público de distribuição e geração e PIEs que optarem pelo ACR, enquanto o Ambiente de Contratação Livre (ACL) consiste no ambiente que irá abrigar os consumidores livres, comercializadores e PIE’s - contratação e liquidação nos moldes de hoje: Preço de Curto Prazo (PLD). O que pode ser esquematizado como observado na figura 2.15.

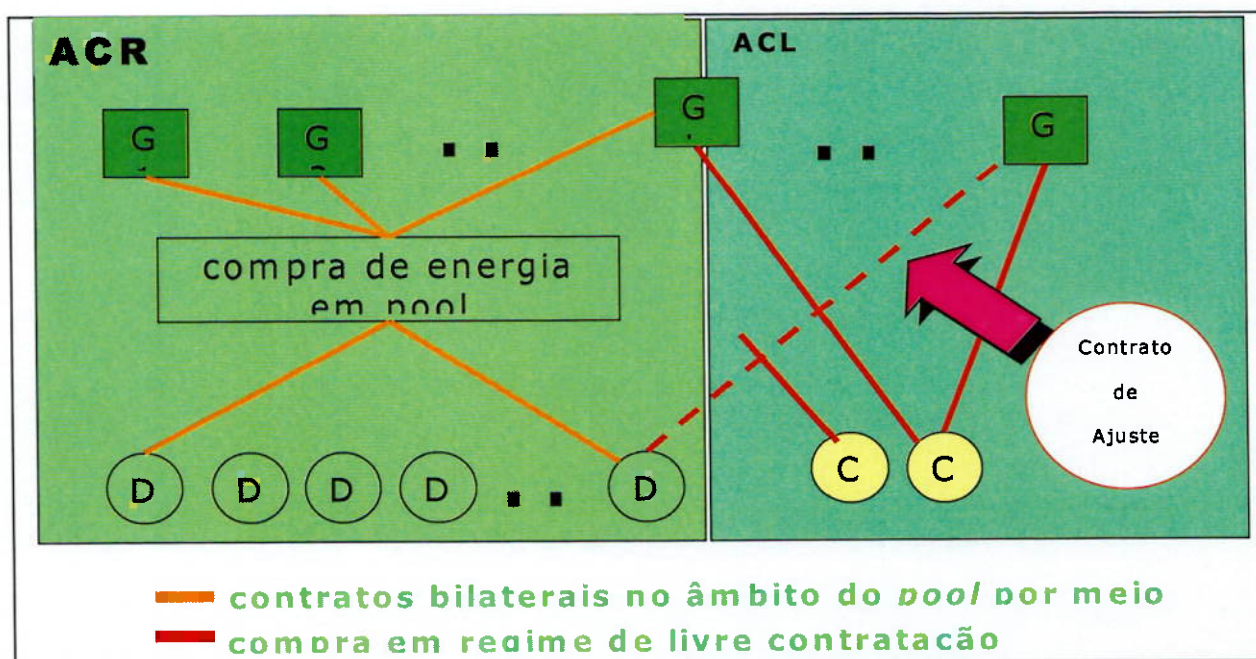


Figura 2.15. Relação entre Ambientes de Contratação. Fonte: Ramos (2004).

Em um ambiente de contratação livre, o número de contratos a serem celebrados é muito grande e o monitoramento da liquidação destes contratos também deve ser acompanhada. Sendo que esta função foi atribuída à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), enquanto o planejamento energético e a licitação da energia de novos geradores (energia nova) ficaram sob responsabilidade da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Observam-se nas figuras 2.16. e 2.17., respectivamente o panorama do ambiente de contratação e o cronograma de contratação.

Assim, as distribuidoras devem fazer avaliações e pesquisas para determinarem a sua demanda, com um horizonte de ao menos 5 anos, para que então possam adquirir energia nos leilões. Existem mecanismos que permitem ajustar erros de previsão nos anos subsequentes àqueles da contratação, sendo que as regras para a previsão de mercados são:

- a) a distribuidora é soberana na avaliação de sua demanda medida, mas deve fazê-lo para um horizonte de 5 anos;

- b) a carga a que se refere o item “a” deve ser contratada integralmente no âmbito do “pool” de energia com 3 anos de antecedência;
- c) contratação no mercado livre é permitida, mas sem garantia de repasse à tarifa e do limite fixado para 3 anos.

Existem as seguintes penalidades para erros de planejamento e, portanto, contratação.

- em caso de sobrecontratação é tolerado um erro de até 3%, sendo que estes podem ser repassados às tarifas;
- para subcontratação, a penalidade é igual à diferença entre o valor contratado e o valor realizado.

Entretanto, caso as previsões das distribuidoras sejam alteradas em função da movimentação de CPL e CL, estas poderão ter redução de contratos sem penalidades, desde que haja sobra de energia que não possa ser acomodada na demanda existente.

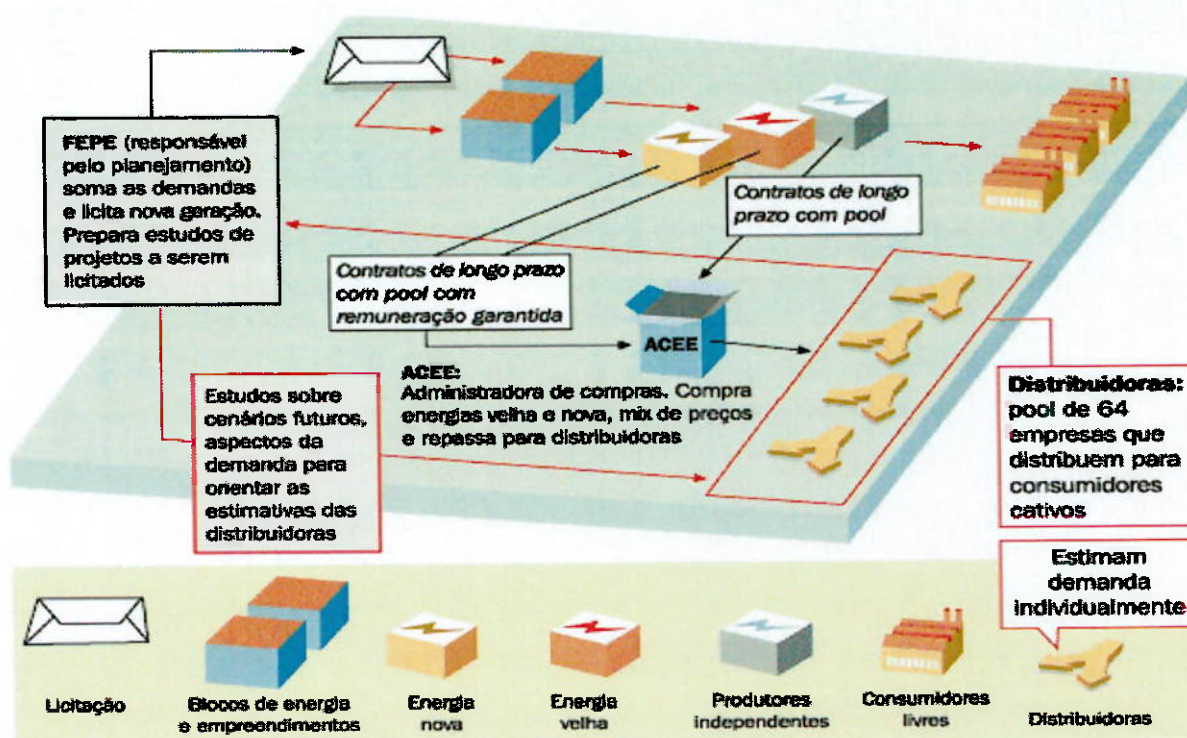


Figura 2.16. Visão Panorâmica do Ambiente de Contratação. Fonte: Ramos (2004).

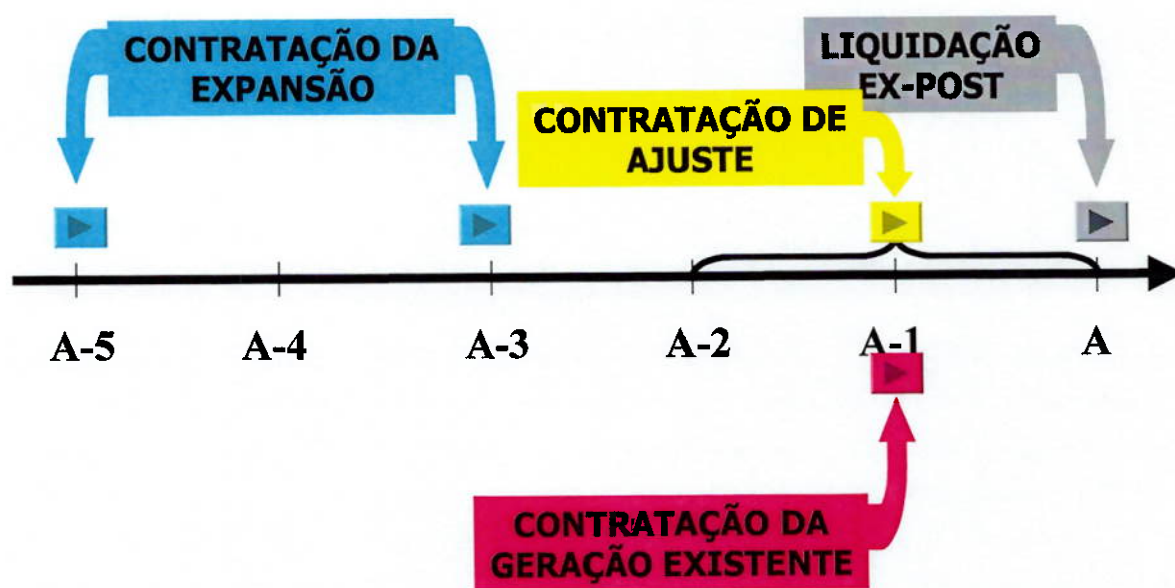


Figura 2.17. Cronograma de Contratação. Fonte: Ramos (2004).

3 CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA GASÍFERO

O gás natural (GN) é uma mistura de gases, extremamente leve, com aproximadamente 90% de metano. O GN é um combustível fóssil, presente em abundância na natureza, encontrado em rochas porosas no subsolo, podendo estar associado ou não ao petróleo.

A cadeia de valor do setor gasífero, a exemplo do setor elétrico, está basicamente constituída de três elos: exploração e produção; transporte e distribuição. Dentre estes, exploração, produção e transporte são conhecidos como “upstream”, enquanto que distribuição, como “downstream” (Figura 3.1.).

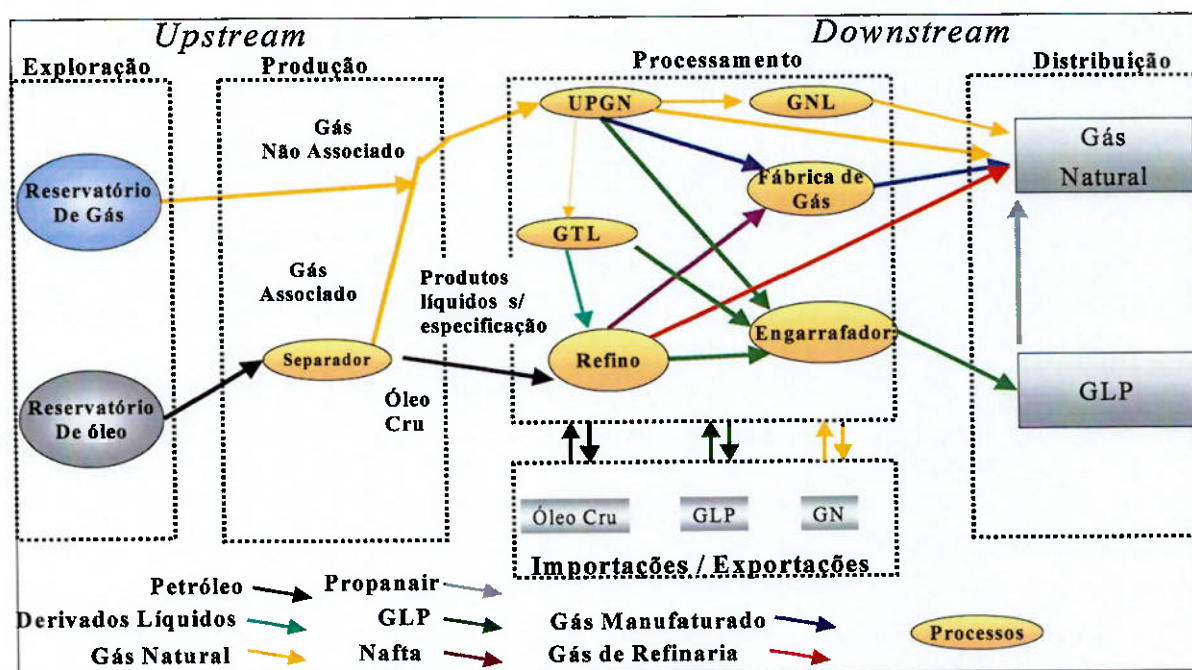


Figura 3.1. Cadeia de Valor GN. Fonte: Coutinho (2004).

3.1 Exploração e Produção

Na cadeia produtiva há fases bem determinadas, as quais compreendem uma etapa de exploração, onde estudos geofísicos comprovam se uma determinada área é ou não uma área potencial para a instalação de infra-estrutura de produção. Caso estes estudos demonstrem grandes indícios da presença de reservas petrolíferas, após a fase de exploração inicia-se a fase de produção, onde os poços são perfurados e as infra-estruturas para purificação e escoamento da produção são instaladas.

Desde a reserva até o consumidor final, o GN deve ser transportado via gasodutos, que devem ser construídos segundo rigorosas regras de engenharia, para garantir a segurança de toda a cadeia produtiva.

Antes de ser inserido nos dutos que constituem o sistema de transporte, o GN deve ser purificado. Esta purificação é feita em uma unidade especial chamada de Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN), que tem a função de separar os componentes pesados (componentes com número de carbonos maior na molécula que um/dois) da mistura proveniente da reserva (Figura 3.2.).

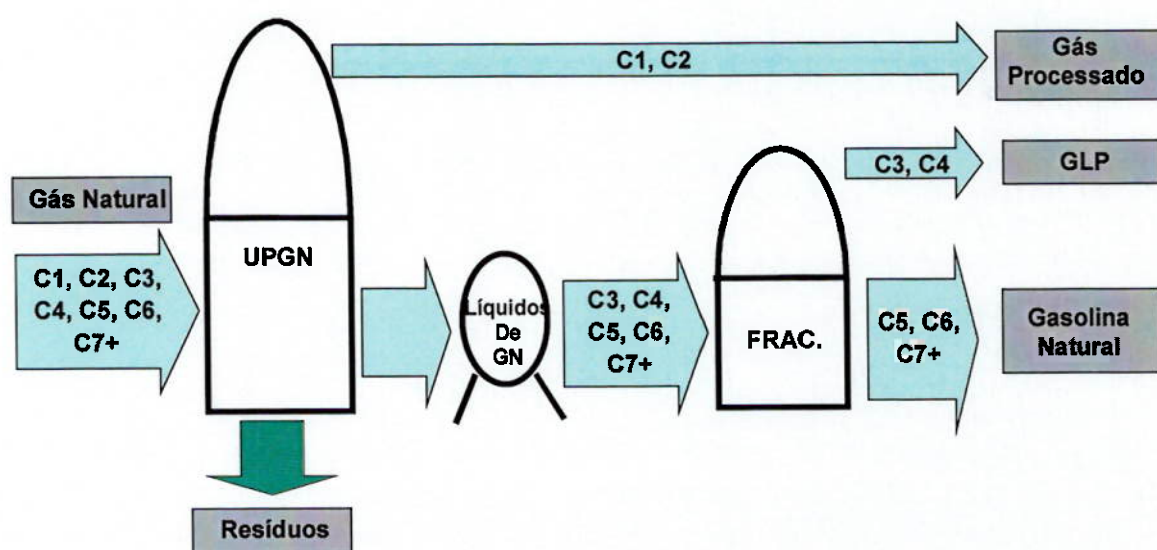


Figura 3.2. Esquema UPGN. Fonte: Coutinho (2004).

A produção do GN está associada às reservas disponíveis e, também à demanda existente (Figura 3.3.), uma vez que esta indústria necessita de grandes quantidades de investimento, os quais terão retorno a longo prazo.

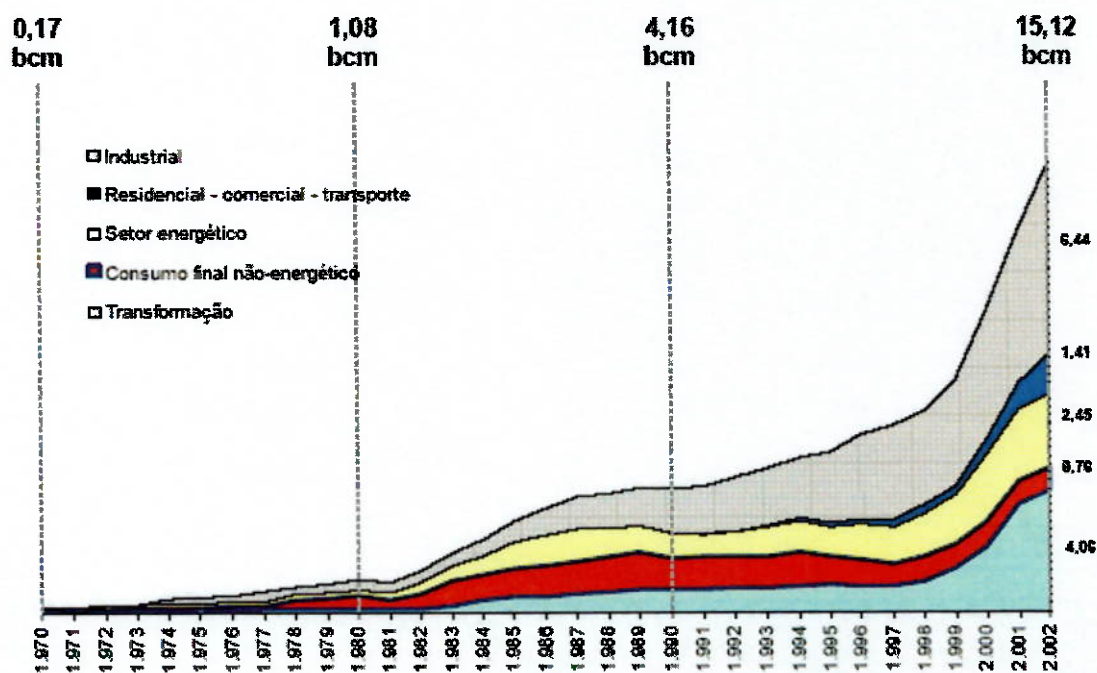


Figura 3.3. Evolução da Demanda. Fonte: ANP (2004).

3.2 Transporte e Distribuição

Após as etapas de exploração e produção, o GN é destinado ao gasoduto de transporte ou então a uma unidade de liquefação, onde será liquefeito a elevadas pressão e baixas temperaturas, sendo armazenado em navios criogênicos, denominados navios metaneiros. Uma vez embarcado, o GN poderá abastecer mercados mais distantes, onde a implementação de uma tubulação é técnica ou economicamente inviável. Certamente, no destino faz-se necessária uma estação de regaseificação e de uma infra-estrutura de transporte, que pode ser constituída de caminhões criogênicos ou tubulação (Figura 3.4.).

A etapa de transporte é aquela onde o gás produzido sai da planta de produção e é entregue às distribuidoras em um local chamado “city gate”. Nestas estações ocorre um rebaixamento da pressão e também a medição do gás entregue, para que a partir desta etapa a distribuidora faça a odoração do gás (processo em que são adicionadas substâncias chamadas de mercaptanas e conferem ao gás seu odor característico) e, então, proceda o transporte do gás desde o “city gate” até os pontos de consumo. Na figura 3.5. observa-se um gráfico comparativo entre os custos de transporte adotando-se a configuração Gás Natural Liquefeito (GNL) ou assentamento de tubulação.

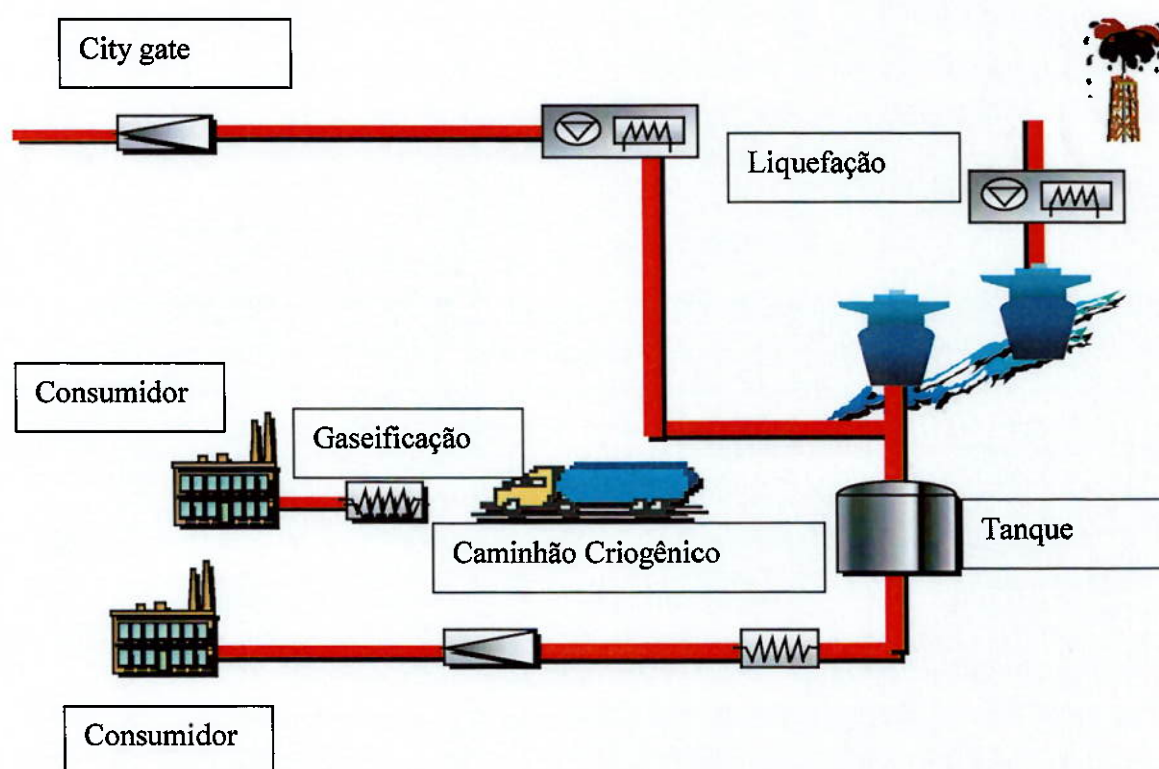


Figura 3.4. Esquema de distribuição multimodal (navio, caminhão e gasoduto). Fonte: Coutinho (2004).

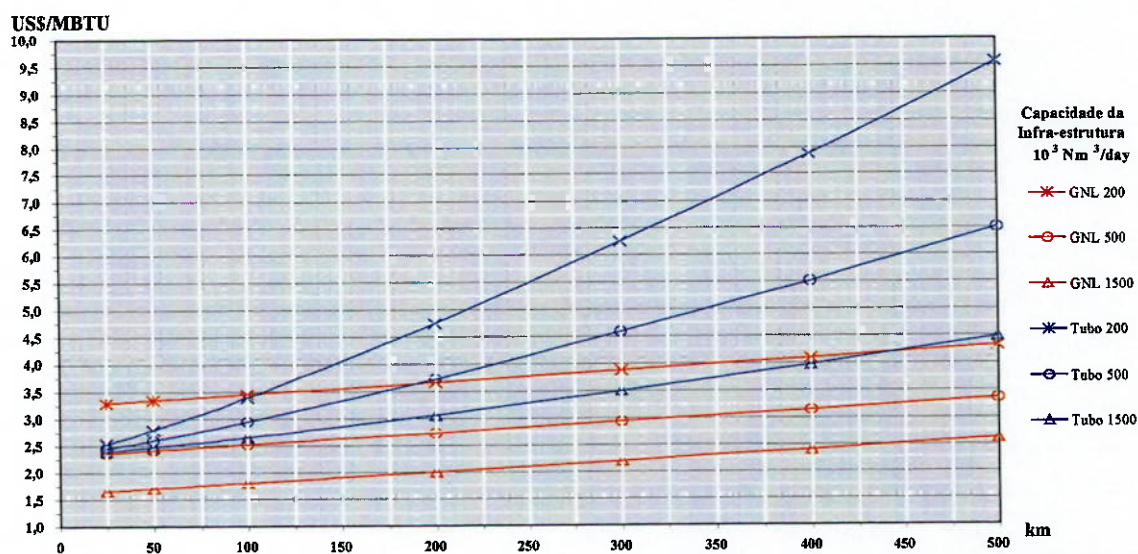


Figura 3.5. Comparação entre os Custos de Distribuição do GN via LNG ou Tubulação.

Fonte: Coutinho (2004).

Pela análise do gráfico apresentado na figura 3.5., evidencia-se que o transporte via GNL vai se tornando cada vez mais atraente em termos de custos quanto maior a distância a ser percorrida, ou seja, para pequenas extensões o assentamento de tubulação é a melhor opção. Esta comparação é muito importante para a decisão sobre o planejamento estratégico a ser utilizado no sentido de difundir o GN dentro da matriz energética brasileira, baseado no fato de que há um crescimento desta participação em função da demanda demonstrada na figura 3.6.

Na figura 3.7. tem-se uma visão geral da rede de gasodutos.

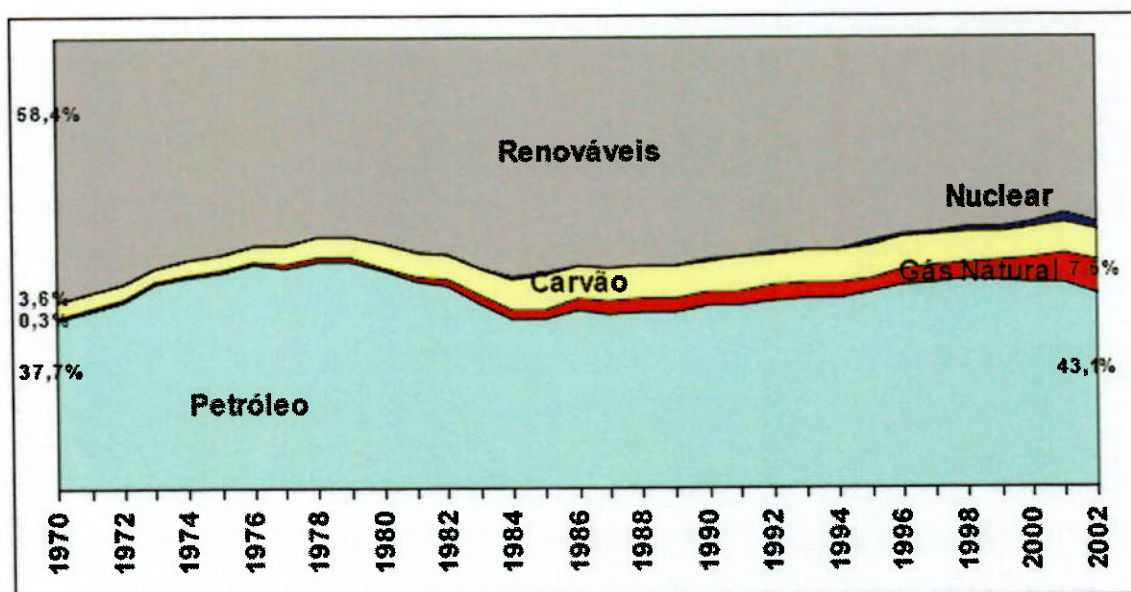


Figura 3.6. Evolução da Matriz Energética Primária. Fonte: ANP (2004).



Figura 3.7. Visão geral da rede de gasodutos.

3.3 Distribuição

A distribuição tem início a partir da transferência da custódia do gás, o que ocorre nos “city gates”. Todo o esquema de distribuição é apresentado na figura 3.8.

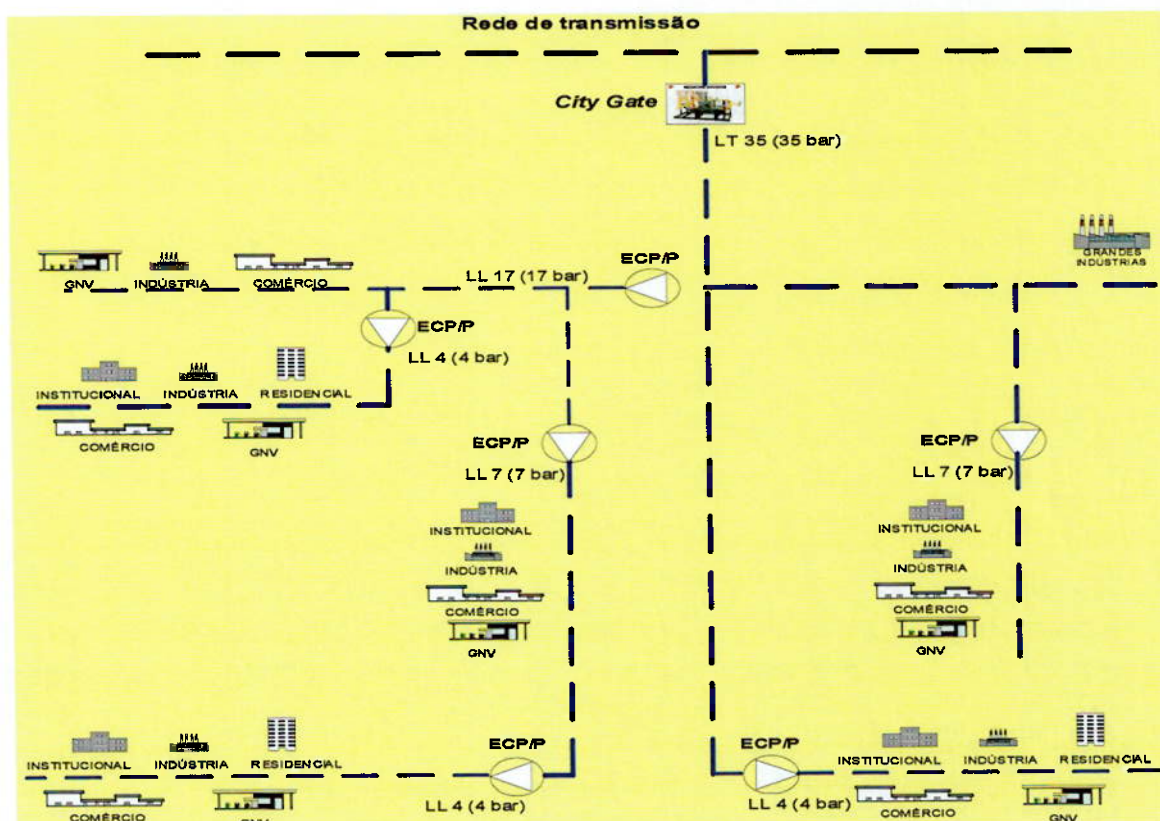


Figura 3.8. Esquema de rede de distribuição de GN. Fonte: Coutinho (2004).

A partir dos city-gates, a distribuidora é responsável por realizar o carregamento do gás até o consumidor final. A exemplo do que ocorre no setor elétrico, a distribuição de gás natural também é uma atividade regulada e cabe aos estados esta responsabilidade (Figura 3.9.).

	Número de municípios na área de concessão	Número de municípios atendidos	Número de clientes	Extensão da rede (km)	Vendas em setembro 2003 (mil m ³ /dia)
Nordeste					
Algas	103	5	95	106	386,9
Bahiagás	417	6	82	225	3736,2
Cegas	184	7	110	180	549,2
Copergás	185	11	74	202	774,3
Sergás	75	5	35	63	213,8
PB Gás	214	5	50	67	248,7
Potigás	167	8	53	140	283,1
Centro-Oeste					
Msgás	n/d	2	n/d	n/d	549,8
Sul					
Compagás	399	7	89	402	538,2
Sulgás	497	13	n/d	311	1924,8
Scgás	293	17	74	409	881,8
Sudeste					
Gasmig	853	10	162	162	1239,2
Ceg	19	19	606.766	2.560	3508,0
Ceg Rio	75	65	1.653	383	3460,6
Comgás	177	43	385.453	3.200	10126,7
Gás Natural São Paulo Sul S.A.	93	4	771	150	243,9
Gás Brasileiro	375	n/d	n/d	110	159,5
BR Distribuidora	75	n/d	33	n/d	1101,4

Figura 3.9. Perfil das distribuidoras de GN no Brasil. Fonte: ANP (2004).

Conforme verificado na figura 3.9, entres as distribuidoras em operação, somente a Comgás e a Ceg possuem redes de distribuição representativas, sendo as duas responsáveis

pelos maiores volumes de vendas. Assim sendo, no presente trabalho, a Comgás exemplificará o funcionamento de uma empresa de distribuição de GN.

3.3.1 Distribuidora Comgás

A área de concessão da Comgás abrange 177 municípios, estando, atualmente, presente em 41, com uma média diária de 12,5 milhões de m³/dia de gás, comercializada para aproximadamente 480 mil clientes dos segmentos residencial, comercial, industrial, automotivo, co-geração e termelétrica (Figura 3.10.). A Comgás é a maior distribuidora de gás natural do Brasil.



Figura 3.10. Mapa de concessão da Comgás.

3.3.1.1 Suprimento de gás

A Comgás é suprida por gás proveniente da Bolívia, através do Gasoduto Brasil - Bolívia, operado pela TBG e pelos gasodutos da Petrobrás, operados pela Transpetro, que transportam gás nacional a partir das regiões do Rio de Janeiro e de Santos. O suprimento é feito via estações de transferência de custódia, denominadas City Gates, sendo que a compra do gás natural das empresas transportadoras é feita através dos seguintes contratos:

- a) Contrato de Compra e Venda de Gás Natural Importado entre Petrobrás e Comgás.
- b) Contrato de Compra e Venda de Gás Natural de Produção Nacional entre Petrobrás e Comgás.
- c) Contrato de Compra e Suprimento de Gás entre BG Comércio e Importação Limitada e Comgás.

3.3.1.2 Transferência de custódia

Na Comgás existem dois tipos de transferência de custódia: a realizada entre as companhias transportadoras de gás e a Comgás; e, a realizada entre a Comgás e seus consumidores. A primeira se dá quando a Comgás recebe o gás comprado das empresas de transmissão, sendo que este processo acontece no City Gate - o gás deixa de ser responsabilidade da empresa transportadora e passa a ser da Comgás. A segunda se dá quando a Comgás distribui o gás para seus clientes, e o ponto de transferência de custódia neste caso é o medidor do consumidor.

3.3.1.3 Odorização

O gás é odorizado com o objetivo de garantir que, em caso de vazamento, este seja imediatamente identificado através do cheiro, uma vez que o gás natural é inodoro. O odorante atualmente utilizado é um composto de mercaptanas, que dá o cheiro característico ao gás. A Comgás faz a odoração do gás natural no ponto de transferência de custódia, cumprindo desta forma o estabelecido pelo Órgão Regulador - Comissão de Serviços Públicos de Energia (CSPE).

3.3.1.4 Sistema de distribuição

A estrutura do sistema de distribuição da Comgás está dividida em: Região Metropolitana de São Paulo (RMSP), Vale do Paraíba (VP) e Interior. Não há dispositivos de compressão e sistemas de estocagem no sistema de distribuição da Comgás, embora haja um montante limitado, de caráter operacional, disponível para uso em situações de emergência a partir do “linepack” (reserva hidráulica) das redes de alta pressão. Como as características dos sistemas de distribuição do Vale do Paraíba e do Interior são semelhantes em termos de vazões, pressões e infra-estrutura estes dois sistemas serão discutidos em único item.

3.3.1.5 Região Metropolitana de São Paulo

A Região Metropolitana de São Paulo (RMSP) é composta pelos municípios que formam a Grande São Paulo e pela Baixada Santista. O gás é distribuído para todos os segmentos de mercado atendidos pela Comgás: mercado residencial, pequeno e grande

comércio, indústrias, co-geração e usina termelétrica. A RMSP é alimentada pelos City Gates de Suzano, Capuava e Cubatão.

Os City Gates de Suzano e Capuava abastecem praticamente toda a região Metropolitana de São Paulo, através do Retap (linha principal) e das linhas laterais. O esquema da Retap é apresentado na figura 3.11.

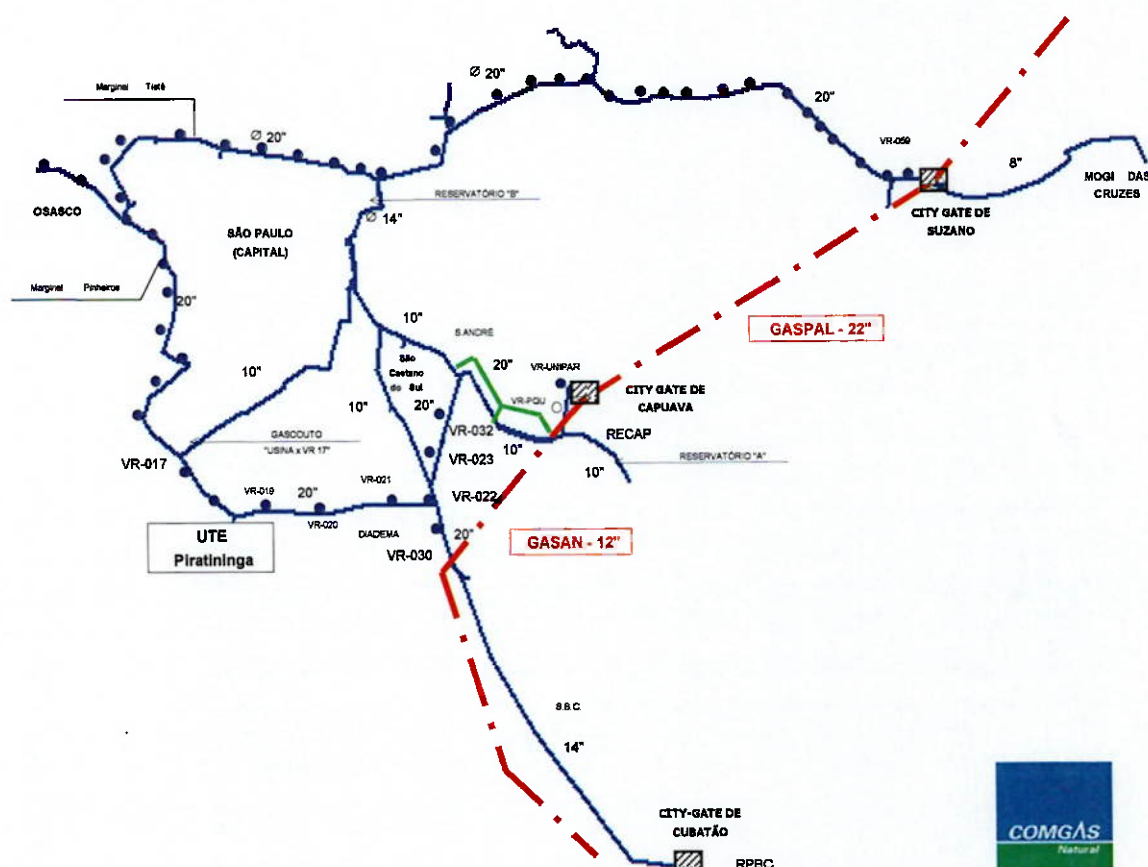


Figura 3.11. Esquema do RETAP.

Todos os sistemas baseiam-se no mesmo princípio: há uma rede de pressão mais elevada, a qual fornece o gás necessário ao abastecimento de redes, que operam a pressões menores e esta pressão é sucessivamente reduzida. Para que haja esta redução sucessiva de pressões, é necessário que a rede esteja equipada com elementos especiais como a Estação Controladora de Pressão (ECP).

. A interface entre uma Lateral e uma rede de média ou baixa pressão é feita através das estações reguladoras de pressão distritais (ECP/D) ou secundárias (ECP/S), que são estações de regulação de pressão que operam de modo semelhante às ECP.

O ponto final do sistema de distribuição é o conjunto de regulação e medição, que têm por finalidade regular a pressão de entrada no consumidor e medir o volume de gás transferido para os consumidores industriais e grandes comércios.

3.3.1.6 Sistema de monitoramento

Para todos os sistemas descritos, há necessidade de um sistema de monitoramento por força do contrato de concessão e, também, para promover o gerenciamento e conseqüente operação da rede.

Os dados são compilados e analisados por um centro especialista (Sala de Controle), que tem como principais atribuições:

- a) o cálculo de gás não contabilizado;
- b) o controle da rede, estações e clientes estratégicos;
- c) o acompanhamento do COG – Concentração de Odoração do Gás;
- d) o controle do nível e pressão nos tanques de odorante;
- e) o gerenciamento e controle de incidentes envolvendo o abastecimento de gás.

3.3.1.7 Balanço de gás

As demandas futuras de gás são informadas pelas áreas de marketing e faturamento. O departamento de marketing envia o planejamento com os volumes a serem acrescidos ou reduzidos em cada city gate, devido à entrada de novos consumidores ou paradas

programadas. O faturamento, por sua vez, envia planilhas por segmento, com os volumes faturados dos consumidores da Comgás de cada tipo de segmento, combustível, residencial/comercial e veicular. Ao departamento de controle da rede cabe verificar o perfil de demanda de cada city gate, através de dados históricos gerados na telemetria e determina o volume que será solicitado para cada dia do mês.

3.3.1.8 Qualidade do produto

É determinada por um laboratório com competência para realizar medições físico-químicas do GN, sendo que este é coletado em diversos pontos da rede, definidos pelo organismo regulador CSPE. Os parâmetros físico-químicos medidos são: poder calorífico e concentração de odorante (mercaptanas) presentes no GN.

3.3.1.9 Sistema de gerenciamento de riscos

O gerenciamento e controle dos riscos operacionais são monitorados através da estratégia de redução de riscos operacionais e do negócio, sendo que devem permear toda a organização. Esta metodologia é utilizada nos processos de gerenciamento de riscos para toda cadeia de valor do setor gasífero.

3.4 Relacionamento entre os Vários Atores da Cadeia de Valor do Setor Gasífero

O relacionamento entre os atores desta cadeia se dá em um ambiente regulado, embora haja concorrência entre os produtores. Já o transporte e a distribuição são monopólios naturais. A estrutura do setor gasífero está esquematizada na figura 3.12.

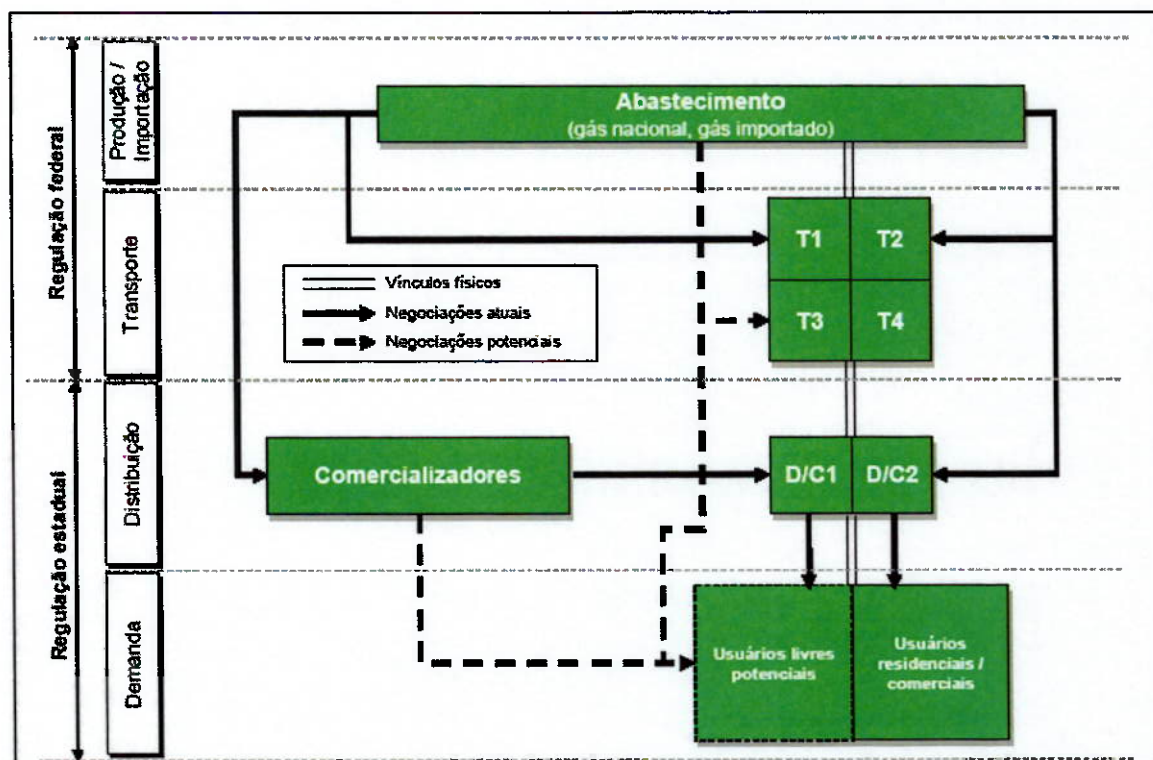


Figura 3.12. Estrutura do Setor Gasífero. Fonte: ANP (2004).

Observando-se a figura 3.12, percebe-se que uma estrutura contratual, regulatória e física é necessária para que se mantenha um equilíbrio no sistema gasífero, o que implica no estabelecimento de regras bem determinadas nestas mesmas dimensões.

3.4.1 Relação entre exploração/produção e transporte

As relações destes dois grandes blocos estão pautadas em algumas questões fundamentais:

- a) a falta de concorrência no transporte desfavorece a concorrência entre produtores;
- b) faltam novos transportadores em função de desestímulo provocado pela falta de regras regulatórias claras;

c) a dependência muito forte dos projetos de expansão nas decisões de apenas um ator da cadeia, a Petrobrás (Figura 3.13.).

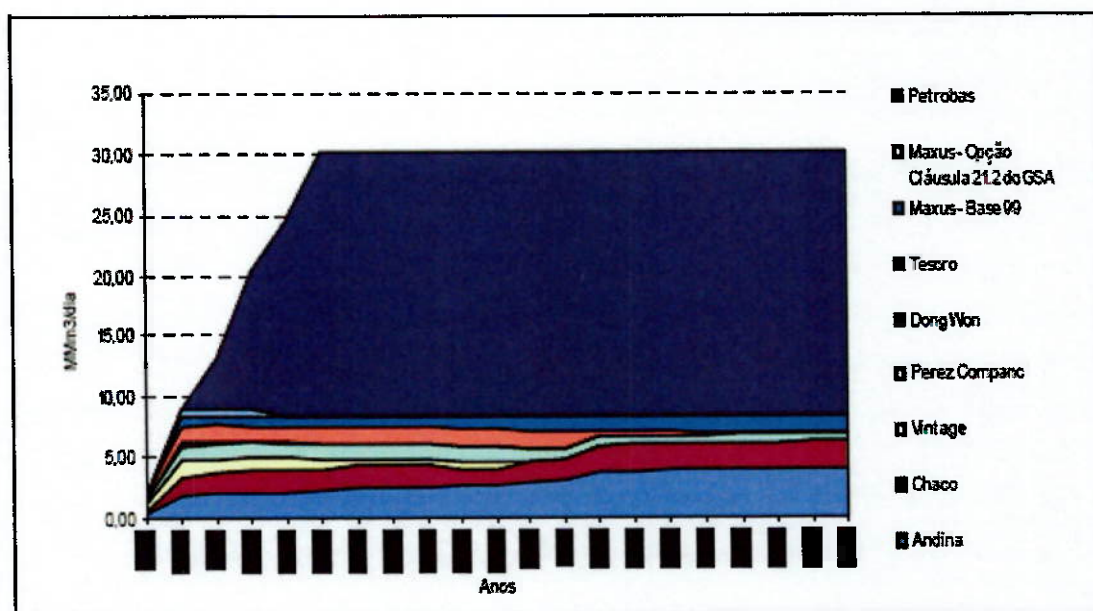


Figura 3.13. Participação das empresas Gasbol. Fonte: ANP (2004).

3.4.2 Relação entre transporte e distribuição

A relação transporte/distribuição, para a qual a Constituição impõe uma divisão entre a União e os Estados, apresenta inconsistências regulatórias, tais como:

- falta de definições técnicas aplicáveis às diferentes categorias dos gasodutos e de ramais para uso exclusivo;
- existência de duas esferas regulatórias: uma federal e outra estadual;
- conflitos referentes ao estabelecimento de preços na cadeia por falta de acordo entre autoridades de cada segmento;
- regulações díspares ou não homogêneas entre Estados (acesso fechado, proibição de by pass por diferentes períodos de tempo).

Em função do pequeno número de agentes em cada um dos setores há uma tendência muito forte de verticalização do setor gasífero, o qual deveria ser regulado, para que o organismo regulador agisse como um emulador de concorrência. Este alto grau de verticalização pode trazer as seguintes consequências:

- a) o papel da integração vertical como promotora do investimento ou como limitadora da concorrência sem promover tal investimento;
- b) a existência de uma empresa com posição dominante em um mercado, podendo atuar como uma barreira à entrada para outros agentes, os quais, em lugar de competir com o líder, se associam ao mesmo para atuar em conjunto;
- c) a falta de transparência dos custos nas atividades integradas da cadeia (por exemplo, preço empacotado no city gate);
- d) a qualidade e a confiabilidade dos produtos e serviços em cada segmento;
- e) o nível da assimetria de informação.

3.5 Ambiente Regulatório

O Ministério de Minas e Energia (MME) foi criado em 1960 e é a autoridade do Governo Federal, que define as políticas do setor. Em 1997, foi criado o CNPE – Conselho Nacional de Política Energético, presidido pelo Ministro de Minas e Energia, cuja finalidade é o assessoramento do Presidente da República na proposição de diretrizes de políticas energéticas, que são elaboradas e implementadas pelo MME.

A Agência Nacional do Petróleo (ANP), criada em 1997, é o órgão regulador dos setores de petróleo e gás, vinculado ao Ministério de Minas e Energia. A agência detém a responsabilidade de regular os diferentes segmentos das cadeias destes energéticos, obedecendo aos princípios de política energética estabelecidos pelo governo, protegendo os

interesses dos consumidores. Além disso, detém o poder de concessão das áreas de prospecção e produção que pertencem à União Federal.

Existem dois níveis de jurisdição para as autoridades regulatórias no setor de gás natural, a ANP que tem controle sobre a prospecção, produção, importação, exportação e transporte interestadual até os city gates, e, os segmentos de distribuição e comercialização dentro dos estados que estão sob a jurisdição das Autoridades Regulatórias locais.

A partir da alteração do Artigo 25, §2º, da Constituição Federal, realizada através da Emenda Constitucional nº 5 de 1995, os estados locais estão habilitados a prestar o serviço de distribuição em seus respectivos territórios ou outorgar concessões para sua operação por terceiros. Como consequência disso, nos distintos estados, tem sido criados organismos reguladores com competência no segmento de distribuição de gás natural. De fato, alguns estados têm optado pela criação de Agências Reguladoras, e outros, por Secretarias Estaduais com atribuições para regular, fiscalizar e controlar a prestação dos serviços de distribuição dentro dos limites geográficos estaduais. Por exemplo, a Comissão de Serviços Públicos de Energia (CSPE) no Estado de São Paulo é a agência reguladora e fiscalizadora tanto das atividades de energia elétrica como de gás canalizado que se desenvolvem neste estado.

Em menção ao previsto no citado artigo 25, §2º, da Constituição Federal e o disposto no artigo 122, parágrafo único da Constituição Estadual de São Paulo, com redação alterada pela Emenda Constitucional nº 6, de 18 de dezembro de 1998, que determina como competência ao estado a exploração direta, ou mediante concessão, na forma de lei, dos serviços de distribuição de gás canalizado em seu território, a CSPE tem estabelecido diversas disposições que regulam questões tarifárias e condições de provisão do serviço, entre outros.

O modelo regulatório do setor se fundamenta na Lei do Petróleo nº 9.478/97, que atribuiu à ANP funções fiscalizadoras, além do poder de outorgar autorizações e intervir na

resolução de conflitos entre os agentes por problemas de acesso à capacidade, condições de serviço e tarifas.

* Contudo não cabe à ANP a responsabilidade de minimizar a posição dominante da Petrobrás em todos os segmentos da cadeia, no sentido de harmonizá-la com o modelo legal. O modelo de baixa intervenção regulatória corresponde ao paradigma da promoção da livre iniciativa dos investidores privados, por meio da qual a liberação das forças de mercado gera concorrência, múltiplas alternativas de abastecimento, nova infra-estrutura, melhores serviços e preços. Uma consequência deste modelo é o processo de autorização para a construção e operação das instalações de transporte de gás natural, não havendo, por parte do governo ou do regulador, o estabelecimento do traçado e da capacidade, por exemplo, e a licitação do empreendimento.

* A ANP tem como modalidade de intervenção prevista, o papel de árbitro dos conflitos que venham a surgir entre os agentes (por acesso ou tarifas em geral). Assim, ao confrontar a existência de uma empresa líder do setor com presença relevante em todos os segmentos da cadeia, e as limitações de atuação da ANP impostas pela Lei nº 9478/97, é possível identificar a não adequação do modelo para atingir com eficiência os objetivos determinados na Lei do Petróleo.

* O ponto-chave diz respeito ao fato de que o mercado é incipiente. A questão que se coloca é, portanto, se o desenvolvimento da infra-estrutura e a penetração do gás serão atingidos com mais eficiência com a presença de uma empresa dominante em todas as atividades da cadeia ou com diversos agentes nos distintos segmentos.

* Na verdade, para que o modelo alcance os objetivos propostos, é necessária a existência de algumas características não verificadas no caso brasileiro, como “regras de jogo” claras, estáveis e efetivas; ausência de privilégios para determinados agentes; limites à integração vertical e às participações no mercado; e multiplicidade de agentes. O modelo de

regulação da indústria de gás natural criado a partir da Lei do Petróleo apresentou problemas em sua origem que dificultaram sua efetivação no sentido de alcançar os objetivos formais pretendidos, quais sejam: flexibilizar o monopólio estatal em todos os segmentos do setor; e atrair o investimento privado direto ou em associação com a Petrobrás. Ademais, a referida legislação trata o gás natural como um derivado do petróleo e não como uma fonte primária de energia competitiva.

✕ Como destacado anteriormente, não é papel da ANP alterar a estrutura de mercado e o grau de concentração das empresas atuantes no setor. De forma semelhante, a Lei do Petróleo não atribuiu poderes administrativos e sancionadores à ANP para que esta exija dos agentes o cumprimento dos objetivos propostos pelo modelo (segmentação de atividades, criação de empresas específicas, separação contábil, operações e serviços estabelecidos em contratos, transferências de ativos, introdução de parâmetros econômicos nas transações e preços). Como consequência, os instrumentos regulatórios, na forma de regulamentos ou portarias, e sua aplicação se mostraram frágeis e sem a confiabilidade necessária para sua execução. Uma das principais consequências da fragilidade do modelo é a criação de um ambiente regulatório pouco propício à realização de investimentos por parte de agentes privados.

Continuar com Blog Oficial do Anp

4 ESTUDOS DE CASOS E REGULAMENTAÇÕES

Para que se tenha um perfeito entendimento do que seja o livre acesso a uma infraestrutura energética, em particular as gasíferas, foram estudados alguns casos que dão uma dimensão da complexidade que um modelo deste tipo pode atingir.

Trata-se primeiro da diretiva europeia, onde, hoje, há um contexto de unificação monetária, comercial e energética, ainda em implantação na maioria dos países da União Europeia, mas que trata o livre acesso de forma a possibilitar que cada país membro possa realizar sua legislação específica.

A seguir, estuda-se a implementação do livre acesso no mercado italiano, onde uma empresa, ENI, detém uma posição quase que monopolista. Este caso, apesar de estar ainda longe do objetivo desejado, dá uma clara idéia das ações do regulador no intuito de liberalizar o mercado. Cabe ressaltar aqui, que a documentação disponibilizada pelo regulador permitiu uma análise bastante extensa deste caso.

Posteriormente, é estudado o Reino Unido, um mercado bastante maduro e experiente em transações de livre acesso. De fato, a experiência britânica permitiu a reinvenção da indústria do gás natural, basicamente durante a segunda metade dos anos 90.

Finalmente, são estudados os conflitos em torno do livre acesso ao Gasoduto Bolívia - Brasil, o Gasbol.

Ao fim deste capítulo, espera-se ter clarificado o que seja a implementação do livre acesso, percorrendo um caminho que vai da definição estratégica (diretiva europeia) até o conflito, e a regulamentação por arbitragem, entre corporações (livre acesso ao Gasbol).

4.1 A Diretiva 98/30/CE: a Abertura do Mercado Europeu

4.1.1 Preâmbulo

No âmbito de abertura do mercado, que é a base para a criação da comunidade europeia, a integração energética ocupa um papel de destaque, sendo que a integração do mercado de gás natural ocupa um papel fundamental, seja pela necessidade de novas fontes de fornecimento, seja pelo compartilhamento de infra-estruturas necessárias a esta integração (ANP, 2003).

Na Europa, estrategicamente, o gás natural é importante devido sua utilização na indústria e residências. Em muitos países, o mesmo também é fonte primária para a geração de energia elétrica, sendo que tal aplicação reforça sua importância, bem como as preocupações com o risco de fornecimento, e também com o excesso de demanda, que é uma ameaça institucional aos operadores do sistema, que podem não encontrar retorno para seus investimentos (CAYRADE; PATRICK, 2004).

4.1.2 O mercado europeu

O aspecto de integração e seu potencial para o desenvolvimento da competitividade da indústria europeia são de fundamental importância para o fortalecimento dos países membros do MCE. Na figura 4.1. é demonstrada a situação do mercado europeu de gás natural no período 2002 e 2003 (EUROGAS, 2004).

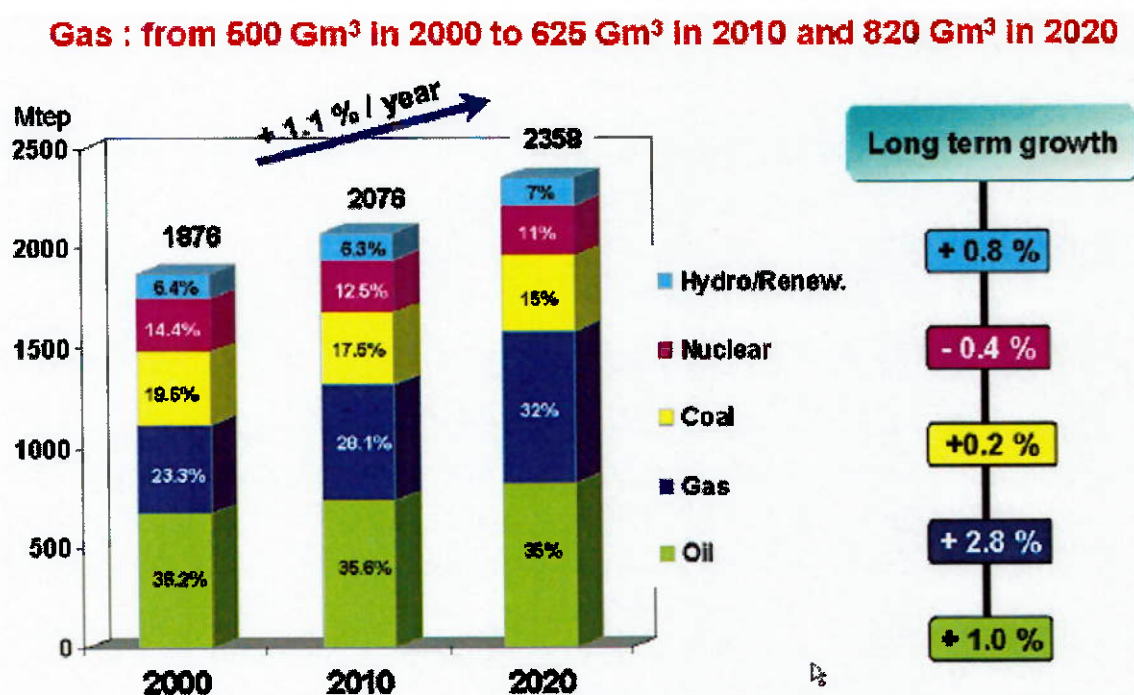
As projeções fazem com que o mercado europeu seja do maior o mundo quanto a importação de gás natural e sua importância na matriz energética europeia crescerá aproximadamente 2,8% ao ano, enquanto a demanda total de energia crescerá 1,1%, conforme apresentado na figura 4.2. (CAYRADE; PATRICK, 2004).

NATURAL GAS CONSUMPTION IN 2002																					
	Austria	Belgium	Switzerland	Czech Republic	Germany	Denmark	Spain	France	Finland	Greece	Hungary	Italy	Ireland	Luxembourg	The Netherlands	Portugal	Sweden	Slovakia	Turkey	United Kingdom	WESTERN EUROPE
PJ (petajoule)	319.0	426.1	115.8	381.1	3370.8	184.5	875.0	1738.4	171.4	82.0	489.6	2584.4	171.1	89.7	1874.1	127.3	46.0	262.1	785.9	3593.0	18931.8
BCM** (billion cubic meter)	8.2	19.1	3.0	8.3	88.4	4.7	22.4	44.8	4.4	2.1	12.8	68.8	4.4	1.6	42.5	3.3	1.0	7.2	16.1	94.7	409.5
MTCE** (million tons of oil equivalent)	6.9	13.5	1.5	7.0	72.5	4.0	18.9	37.4	3.7	1.8	10.7	57.7	3.7	1.3	36.0	2.7	0.9	6.1	15.2	79.4	342.5
billion kWh**	88.6	173.8	32.1	100.3	806.1	51.3	243.1	482.8	47.8	22.8	139.8	746.7	47.5	18.8	466.0	35.4	11.1	78.3	185.1	1126.6	4425.4

NATURAL GAS CONSUMPTION IN 2003 (PRELIMINARY)																					
	A	B	CH	CZ	D	DK	E	F	FIN	GR	H	I	IRE	L	NL	P	S	SK	T	UK	WESTERN EUROPE
PJ (petajoule)	352.0	674.2	122.1	369.7	3490.8	199.7	891.5	1818.0	190.2	92.9	533.8	2934.0	171.1	89.7	1870.6	122.1	46.0	257.2	818.8	3663.0	18871.1
BCM** (billion cubic meter)	9.0	17.3	3.1	8.5	89.5	4.9	25.4	48.8	4.9	2.4	13.7	75.2	4.4	1.6	42.8	3.1	1.0	6.8	21.0	93.7	421.9
MTCE** (million tons of oil equivalent)	7.6	14.5	2.6	7.9	75.0	4.1	21.5	38.1	4.1	2.0	11.6	63.1	3.7	1.3	35.8	2.6	0.9	5.5	17.6	78.5	353.3
billion kWh**	97.5	187.3	33.9	102.7	902.4	52.7	275.4	505.0	52.8	25.9	149.3	815.0	47.5	19.0	464.0	35.9	11.1	71.4	227.2	1214.7	4803.1

NATURAL GAS CONSUMPTION CHANGE 2002/2003 (PRELIMINARY)																					
	A	B	CH	CZ	D	DK	E	F	FIN	GR	H	I	IRE	L	NL	P	S	SK	T	UK	WESTERN EUROPE
	10.3%	7.7%	5.8%	2.4%	3.6%	2.8%	13.3%	4.8%	11.0%	13.3%	8.8%	0.3%	0.0%	0.1%	-0.2%	-4.1%	-0.1%	-8.5%	15.9%	-1.1%	4.0%

Figura 4.1. Consumo de gás natural na Europa no período de 2002 e 2003.



4.1.3 Principais pontos da Diretiva Européia 98/30/CE

De acordo com ANP (2003), os principais pontos da Diretiva Européia são:

- Regras Gerais de Organização do Setor de Transporte, Distribuição e Armazenamento;
- Separação e Transparência Contábil nas atividades na cadeia;
- Acesso de terceiros à Rede de Transporte, Distribuição e Armazenamento;
- Resolução de conflitos;
- Livre acesso a montante;
- Abertura para consumidores livres.

Sendo que cada um destes pontos é assim detalhado:

- A. Regras Gerais de Organização do Setor de Transporte, Distribuição e Armazenamento: concessão de autorizações para construção/operação de instalações de gás natural; regulamentação técnica para a garantia de interconexão das instalações; e, garantia de abastecimento - regulação de tarifas.
- B. Separação e Transparência Contábil nas atividades na cadeia: as empresas integradas de gás natural são obrigadas a manter estruturas contábeis separadamente para o transporte, distribuição e estocagem de gás natural.
- C. Acesso de Terceiros à Rede de Transporte, Distribuição e Armazenamento: estabeleceu-se que os estados membros estabelecerão “critérios objetivos, transparentes e não discriminatórios” para o acesso às infra-estruturas. Este acesso pode se dar de duas formas, (ANP, 2003):
- Acesso negociado (é exigido que as empresas de gás natural publiquem as suas principais condições comerciais de utilização da rede);
 - Acesso regulado.

A recusa no acesso à rede poderá se dar com base:

- Na falta de capacidade existente;
- Na impossibilidade do cumprimento das obrigações do serviço público, em decorrência do acesso.

D. Resolução de Conflitos: deve ser definida uma autoridade independente para a resolução de conflitos.

E. Livre Acesso a Montante: as empresas de gás natural bem como os consumidores livres devem ter acesso à rede de gasodutos à montante, onde quer que se encontrem. Todos os estados membros devem tomar providências para isto.

F. Abertura para Consumidores Livres: a definição de consumidor livre dentro da diretiva é a seguinte (ANP, 2003, p.6):

[...] a Diretiva determina a abertura de mercado para clientes livres ou “admissíveis” de modo gradual, conforme segue:

Pelo menos, 20 % do consumo total anual de gás do mercado nacional (de cada estado-membro) do setor;

28 % do consumo total anual de gás do mercado nacional do setor - 5 anos após a entrada em vigor da presente Diretiva (junho/2003);

33% - 10 anos após a entrada em vigor da presente Diretiva (junho/2008).

A princípio, deverão, na data de publicação da Diretiva, ser considerados clientes admissíveis todos os produtores de energia elétrica a partir do gás natural e os clientes finais que consumam mais de 25 milhões de m³/mês [...] os valores limites de consumo para clientes finais, a serem considerados obrigatoriamente clientes livres, têm a seguinte progressão: 15 milhões de m³/ano, num mesmo ponto de consumo, cinco anos após a entrada em vigor da presente Diretiva, e 5 milhões de m³/ano, num mesmo ponto, dez anos após a entrada em vigor da presente Diretiva [...] caso o grau de abertura do mercado já apresente índices superiores aos estabelecidos, a Diretiva determina metas com valores superiores ao acima mencionados.

Entre 2001 e 2002 uma revisão desta diretiva veio a flexibilizar e consolidar as demandas originadas na implantação da diretiva anterior. Além disso, conceitos de sustentabilidade, eficiência energética e proteção ambiental são introduzidos como princípios para o desenvolvimento do mercado. Uma análise comparativa, elaborada em 2003, pela Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural da ANP, consta do Anexo D do presente trabalho.

4.1.4 Os grandes desafios

Contratada pelo Gás Transmission Europe (Grupo das Empresas de Transmissão de Gás Européias), a consultoria NERA, em 2002, estabeleceu um comparativo entre o mercado americano e o europeu, estabelecendo quais os desafios ao segundo para atingir a maturidade do primeiro:

- ✓ • Todas as empresas em seu passado estatal e monopolista tiveram dificuldades de adaptação ao momento de concorrência e de livre acesso. Esse passado também se reflete entre a interconexão dos sistemas, pois há dificuldades na sua harmonização, quer seja na filosofia operacional quer pela qualidade do gás.
- ✗ • A grande dependência de importações e, conseqüentemente, de investimentos que possibilitem que esse gás chegue ao mercado, implica em garantir a remuneração adequada dos investidores em infra-estrutura para a manutenção da capacidade dos sistemas (NERA, 2002).
- Ao contrário dos sistemas CANADA/USA, onde a regulação é voltada para a competição entre os sistemas de transporte, e tem a característica de ser única e gozar de princípios comuns de determinação de tarifas e preço, na Europa está longe de ocorrer o mesmo, isto devido à diversidade muito grande de ambientes institucionais e regulatórios, nos diversos países membros da comunidade européia (NERA, 2002).

4.1.5 Reflexões sobre o caso

Talvez a maior complexidade do caso europeu não resida no futuro, mas no passado. Este passado é permeado por grandes empresas estatais, cada qual com diferentes culturas, técnica, contexto de abastecimento, variadas capacidades de investimentos e diversas características de mercado. Portanto, aqui, o grande desafio é estabelecer uma diretiva de livre acesso que seja flexível, de modo que possa ser adaptada a realidade de países tão diferentes como Portugal e Croácia, mas sem o prejuízo ao retorno dos investimentos.

Assim pode-se dizer que a Diretiva 98/30 trata do nível mais estrutural da regulação, cabendo aos reguladores locais a criação de um ambiente regulatório que possibilite a operação do modelo, como ainda será abordado.

Considerando os desafios anteriormente apresentados, é possível perceber alguma similaridade entre a situação atual do Brasil e da Europa, antes da implantação da Diretiva 98/30/CE. Assim sendo, analisar-se-á alguns casos de países membros.

4.2 Estudo de Caso: “Liberalizzazione Settore Gás”, na Itália - Uma Avaliação das Etapas Iniciais do Processo

4.2.1 Preâmbulo

Dentre os diferentes casos observados no âmbito da elaboração deste trabalho, a liberalização do mercado de gás na Itália merece destaque por dois motivos:

- A. A amplitude, pois a cadeia de valor do gás, como um todo, sofreu um impacto, e objetiva uma abertura de 100% do mercado. Além da Itália, apenas o Reino Unido e a Espanha atingiram tal grau de abertura. Cabe lembrar, que a Itália é o terceiro mercado europeu de gás (EUROGAS, 2004).

B. As particularidades da Cadeia de Valor do setor de gás natural neste país, segundo a AEEG - Autorità per la Energia Elettrica e il Gas (2004), onde até a adoção da Diretiva 98/30/CE, existia apenas um monopolista para o carregamento, estocagem, regaseificação e transporte, além de ser o controlador do maior operador de distribuição nacional. Contrapondo-se ao lado concentrador do mercado no atacado, o varejo, ou seja, a distribuição era incrivelmente fragmentada, pois existiam 774 operadores, mas apenas cinco respondiam por 50% do mercado. Na média, 70% das famílias italianas eram abastecidas por gás natural (BERNADINI; DI MARZIO, 2001).

4.2.2 Histórico

4.2.2.1 A cadeia de valor do mercado de gás natural na Itália

Em 1998, a cadeia de valor do mercado de gás natural na Itália era bastante simples, pois se tratava de um monopólio, quase exclusivo da ENI (Ente Nazionali Idrocarburi), uma gigante, atuante no mercado de petróleo e gás, que detinha o controle da transportadora SNAM, que atuava como operadora de quase todos os sistemas de transporte de despacho de gás natural italiano, bem como era o grande fornecedor de gás natural para as distribuidoras, indústrias e centrais termelétricas.

Por meio da SNAM, ENI era o controlador da Italgás, que por sua vez, era a maior operadora de distribuição de gás natural para uso doméstico, comercial e pequena indústria. Um grupo privado, o Edison, historicamente ligado ao setor de energia, também opera gasodutos de transporte (4% do total) e detém algumas concessões de distribuição de gás canalizado. Este grupo é atuante no setor de geração termelétrica e tem reforçado sua participação após a liberalização do setor elétrico. Além disso, possui a concessão para

exploração de gás natural. O grupo ENEL, outrora uma gigante estatal do setor elétrico já vem operando no mercado de gás natural desde a sua privatização, nos anos noventa. Outro grande grupo deste setor era a Camuzzi Gassometri, recentemente adquirida pela ENEL. Estes grupos detinham cerca de 40% do mercado de distribuição.

As demais concessões eram as pequenas distribuidoras locais de caráter público ou semi-privado. Dentro deste grupo existiam as concessionárias multiutility como em Milão, Brescia e Genova, que operam desde gás a sistemas de semáforos, além de minúsculas empresas que atendiam a pequenas comunidades. Tal fragmentação era originada pelo caráter das concessões, que eram estabelecidas pelos municípios e tinha como consequência um dramático desnível de padrão de eficiência entre os participantes de mercado.

Nas figuras 4.3 e 4.4. são apresentadas as representações gráficas dos processos e dos agentes envolvidos, sendo que a primeira aborda o relacionamento entre os agentes do processo de liberalização do mercado, quando não havia regulamentação para o livre acesso, e a segunda aborda o relacionamento dos agentes após o processo de liberalização do mercado.



Figura 4.3. Esquema representativo da cadeia de valor do mercado de gás natural na Itália, no início do processo de liberalização. Fonte: Adaptado de AEEG, 2004.

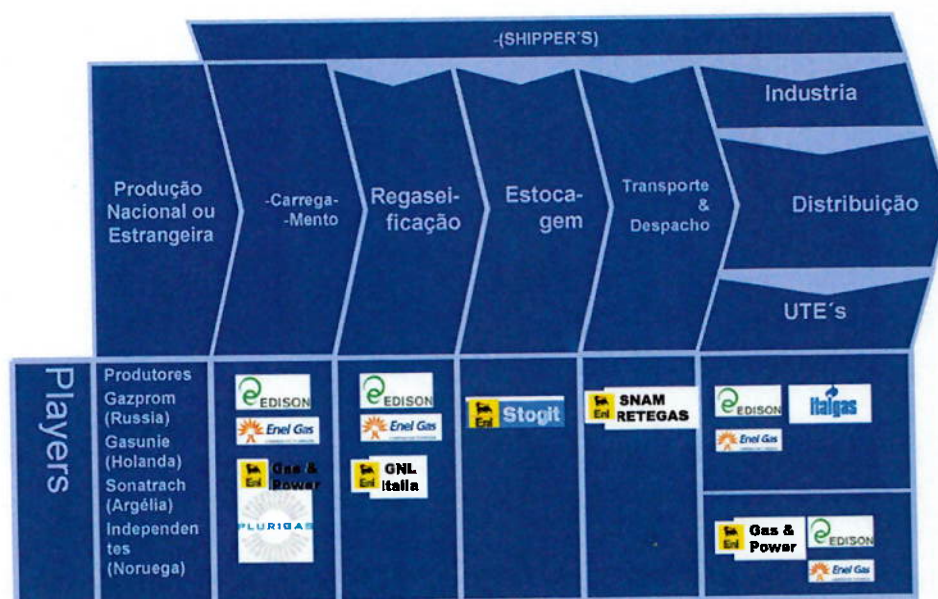


Figura 4.4. Esquema representativo da cadeia de valor do mercado de gás natural na Itália, após o início do processo de liberalização. Fonte: Adaptado de AEEG, 2004.

Apesar da distribuição de gás canalizado na Itália ser realizada desde o século XIX, a entrada do gás natural ter se iniciado ao fim da Segunda Guerra e um forte processo de massificação do uso de gás natural ter avançado por todo o território nos anos 80, a regulação só passou a ser realizada por um órgão em nível nacional a partir de 1997, com a criação da AEEG, justamente com o objetivo de estabelecer as bases para a implantação da diretiva europeia 98/30/CE.

Para entender o desenvolvimento deste processo expõe-se aqui, cada uma das etapas desta cadeia de valor e a sua situação regulatória (AEEG, 2004).

4.2.2.2 Suprimento de gás natural

Considerando a situação de monopólio legal que se encontrava a Itália ao início do processo de liberalização do mercado de gás natural, dois pontos devem ser evidenciados:

- A não renovação das reservas nacionais de gás, o que vem levando a uma elevação nas importações de gás, conforme verificado na tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Suprimento de gás na Itália, percentual entre produção nacional e importação

	2000 (%)	2001 (%)	2002 (%)	2003 (%)
Produção Nacional	23	22	20	18
Importação	77	78	80	82
Total	100	100	100	100

Fonte: AEEG (2004).

- Segundo AEEG (2004), a ENI possuía a maioria dos contratos e as infra-estruturas de regaseificação de GNL, transporte e despacho. Deste modo, apenas uma regulação que permitisse o acesso indiscriminado poderia reverter a situação, de modo a possibilitar aos usuários acesso a um gás com vantagem econômica.

O Decreto Legislativo 164/00 proporcionou uma condição mais favorável para o ingresso de gás importado na Itália de duas formas:

- Uma mera comunicação para o gás importado de países pertencentes à União Européia;
- Autorização administrativa para importações extra EU.

A partir deste decreto, no ano de 2003, o suprimento de gás já se configurava como apresentado na tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Participação do suprimento de gás para o mercado interno italiano

ENI	51,7 (Gm ³)	
Produção	39,1 (Gm ³)	68,3 %
Importação	12,1 (Gm ³)	
Importação ENEL	9,3 (Gm ³)	12,2 %
EDISON	7,2 (Gm ³)	
Produção	5,9 (Gm ³)	9,5 %
Importação	1,3 (Gm ³)	
Importação PLURIGAS	3,1 (Gm ³)	4,1 %
Importação ENERGIA	1,2 (Gm ³)	1,6 %
Importação DALMINE ENERGIA	0,6 (Gm ³)	0,7 %
OUTROS	2,7 (Gm ³)	3,6 %
TOTAL	75,6 (Gm ³)	

Fonte: AEEG (2004).

Como os contratos firmados pela ENI são anteriores à normativa européia, ainda passar-se-ão anos até que seja realmente alterado o perfil, mas o crescimento da demanda faz com que surjam operações inovadoras, como a importação de gás da Argélia, feita pela ENEL e pela Gaz de France, recebida por meio de uma operação de swap com a ENI. Apesar de ainda dominar o mercado, a ENI enfrenta concorrência e como se encontra amarrada a contratos Take or Pay de 1997, terá de buscar na eficiência um diferencial para manter sua participação de 68,3% no mercado.

A ENEL e a EDISON são, também, atuantes no setor de distribuição de gás canalizado e geração térmica, podendo usar esta vantagem para ganho de sinergias e vantagens na concorrência com a ENI, que somente agora começa a entrar no mercado de geração.

A PLURIGÁS é uma joint venture entre serviços de distribuição de gás canalizado municipalizados (Milão, Genova e Brescia), que busca conseguir gás com menor custo. Neste grupo é comum a presença de pequenas gerações distritais com venda ou utilização de energia

e de calor, denominada de “teleriscaldamento”. As projeções de declínio para a produção nacional fazem com que os projetos de abastecimento externos assumam importância estratégica, sobretudo lembrando do importante papel que a geração termelétrica a gás vem assumindo neste país.

A projeção de oferta de gás italiano é estimada conforme mostra a figura 4.5.

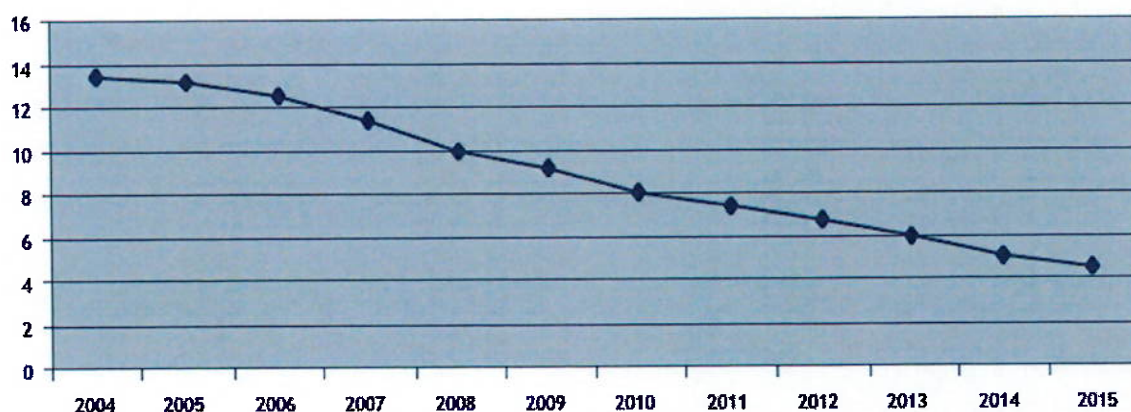


Figura 4.5. Projeção da produção interna na Itália, em bilhões de metros cúbicos de gás.

Fonte: AEEG (2004).

4.2.2.3 Gás natural liquefeito

Desde os anos 70, o terminal de regaseificação de Panigaglia, com uma capacidade de 10 milhões de metros cúbicos por dia, é a única alternativa para o recebimento de GNL na Itália. Com a liberalização, novos investidores vêm aderindo a este mercado, dando-se destaque aos projetos de Rovigo e Brindizi.

Até a publicação do Decreto Legislativo 164/00, que determinou a separação societária para a operação de infra-estruturas e para as atividades de comercialização, este terminal operava para a regaseificação de gás proveniente da Argélia em contratos da ENI e da ENEL.

Assim foi criada a sociedade GNL Itália Spa. Sendo que em 2001 ficaram determinadas as condições de acesso a este terminal, através de uma distribuição anual de capacidade, mantendo os descarregamentos decorrentes dos contratos de longo prazo e permitindo o descarregamento por meio de contratos spot. A distribuição destes contratos deu-se conforme apresentado na tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Descargas no terminal de GNL de Panigaglia nos anos térmicos de 2001/02 e 2002/03

	2001-2002		2002-2003	
	Nº de Descargas	Quantidade Descarregada (GJ)	Nº de Descargas	Quantidade Descarregada (GJ)
Contratos de longo prazo	101	131.536.454	96	109.478.323
Contratos Spot	12	8.996.928	29	21.554.317
Total	113	140.553.382	125	131.032.640

Fonte: AEEG (2004).

O terminal de Brindizi, na costa adriática, é um investimento da BG Brindisi LNG S.p.A., constituída pela British Gas International B.V. e Enel Trade S.p.A., que entrará em operação em 2007, e terá uma capacidade de 8 bilhões de metros cúbicos ao ano (ou cerca de 2 milhões de metros cúbicos por dia). O operador do terminal terá 80% da capacidade para seu uso e o restante para a contratação spot (AEEG, 2004).

Outro projeto em fase de implementação é o do terminal de Rovigo, tal empreendimento com capacidade igual ao de Brindizi, tem a participação da Edison LNG S.p.A. (pertencente ao grupo operador de várias áreas na distribuição de gás, energia e geração térmica), além de Exxom Mobil e Qatar Petroleum. Os participantes desta sociedade terão opção no uso deste terminal por meio de contratos take or pay, assinados com empresas

contratadas ou terceiros. O órgão regulador deliberou que 20% da capacidade total serão reservados para acesso regulado de terceiros (AEEG, 2004).

4.2.2.4 Transporte e despacho

Os sistemas de transporte italianos, em 2003, eram constituídos por cerca de 31500 km, com um operador dominante, a ENI. Através da SNAM - Società Nazionale Metano, da qual a ENI detinha 99% do controle acionário, eram operados os gasodutos de transporte, com 96% da extensão total e seus principais pontos de acesso (Gorizia, Mazara Del Vallo, Passo Gries, Travizio, Gela e o terminal GNL de Panigaglia).

Os sistemas que abastecem a Itália com gás importado são: o sistema TENP, que atravessa a Alemanha, a Holanda e a Suíça e que é utilizado para importar gás holandês recebido em Passo Gries; o sistema TAG, que atravessa a Áustria e a Eslovênia até os pontos de Triviso e Gorizia, que injeta gás proveniente da Rússia; o sistema Transigaz, localizado fora da Itália, mas que se conecta ao TENP, que possibilita a importação de gás norueguês; o sistema TTPC, que atravessa a Tunísia e a Argélia, passando pelo Mediterrâneo até o ponto de Gela, que importa gás argelino; e, o sistema TMPC, que também atravessa o Mediterrâneo e injeta gás líbio em Mazara Del Vallo.

A ENI possui participação nestes sistemas por meio de joint ventures com operadores locais. Os demais 4% são operados pela Edison T&S pertencente ao grupo Edison, já citado anteriormente.

Tanto SNAM, hoje Snam Rete Gás ou SRG, como Edison T&S são empresas que detêm a propriedade dos gasodutos e suas infra-estruturas auxiliares como estações de entrega e de compressão. Ambas são sociedades separadas das outras atividades do grupo a que são pertencentes. Existe ainda um estudo de fusão entre SNAM RETE GAS e TERNA, a

operadora de transmissão elétrica. A ENI detém hoje, 51% das ações de SNAM e os demais 49% foram pulverizados em bolsa.

O regulador adotou o sistema de tarifa entrada e saída (“entry exit”), que vem sendo recomendado pela comunidade européia para o acesso regulador a gasodutos. Neste tipo de tarifa o valor é diferenciado para os diversos pontos de entrada e saída da rede, o que é muito aderente ao tipo de rede do sistema nacional italiano (malha com diversos pontos de entrada). O modelo tarifário adotado reconhece tanto a capacidade empenhada, como o gás efetivamente escoado pela rede, tal modelo calcula a tarifa de modo a reconhecer os investimentos em incremento da capacidade, desde que comprovados. Além disso, também existe um dispositivo para que haja o incentivo do aumento no número de carregadores em cada ponto de entrega, criando uma tarifa decrescente em relação ao número de carregadores em um mesmo ponto, sem deixar diminuir a remuneração total do transportador.

Tal estrutura aparenta ser bem sucedida, pois os investimentos em gasodutos, bem como no GNL, estão sendo realizados. O exemplo cita-se pela AEEG e SNAM:

- a) O gasoduto de interligação à Líbia, com uma capacidade de 8 bilhões de metros cúbicos ano, que deve entrar em operação em 2006;
- b) O reforço do sistema TAG, para garantir os contratos de importação da Rússia, a serem finalizados em 2007;
- c) Adequações de capacidade para o TAG e TTPC;
- d) O gasoduto Argélia Sardenha Europa, para mais 10 bilhões de m³ ano, que está em fase de viabilização e prevê atender não só o mercado italiano, mas o europeu como um todo;
- e) O gasoduto Grécia Itália, que está sendo avaliado pela comunidade européia.

A figura 4.6. apresenta uma dimensão dos projetos correntes na rede nacional italiana.



Figura 4.6. Mapa de reforços da Rede Nacional Italiana.

Assim como para o GNL, no mercado de transporte, há indicações de que foi encontrado um equilíbrio, demonstrado pelo investimento maciço e pelo incentivo à concorrência, ainda que de forma embrionária.

4.2.2.5 Armazenagem

A armazenagem em poços de gás exauridos sempre foi uma alternativa estratégica para a garantia do suprimento, seja para suportar os momentos de pico ou de desbalanceamento do sistema de transporte, seja como uma reserva estratégica para diminuir a dependência dos sistemas de importação de GNL, que na prática podem ser interrompidos.

Dentro do ambiente regulatório que vem se desenhando, a estocagem é um serviço essencial para os operadores do sistema, e, também, para os carregadores, pois possibilita a utilização dos espaços para minimizar os riscos das cláusulas “Take or Pay” e “Ship or Pay” de importação de gás.

Após a separação societária, visando uma verticalização do mercado em 2001, surgiu a Stogit - Stocaggio Gás Itália, que é o braço do grupo ENI incumbido da administração do sistema de estocagem (AEEG, 2004). Essencialmente, a estocagem é cíclica, com o abastecimento do volume disponível no verão, para a injeção na rede no inverno. Com o objetivo de garantir a oferta de serviços inovadores, o regulador não estabeleceu uma tarifa, mas garantiu o livre acesso aos sistemas de estocagem. Dos 17 novos projetos em fase de estudo, dois foram suspensos e os demais continuam apenas no papel, mas são desenvolvidos por grupos que atuam como carregadores e em outras áreas do setor (AEEG, 2004).

4.2.2.6 Distribuição

Estima-se pela AEEG, que no final dos anos noventa, a distribuição de gás natural era feita por cerca de 180.000 km de redes regionais, distribuídas em aproximadamente 5500 municípios, o que equivale a 68% de cobertura nacional, atendendo a 15.987 mil consumidores (BERNARDINI; DI MARZIO, 2001).

O Decreto Legislativo 164/00 estabeleceu a separação societária entre as atividades de operação e de comercialização, visando obter uma maior eficiência através da livre concorrência. Na data de entrada em vigor deste decreto, o segmento de distribuição caracterizava-se por ser formado por um grupo de cerca de 700 empresas, com notáveis diferenças do ponto de vista organizacional, de porte e, conseqüentemente, de atendimento. Apesar do grande número de empresas, cerca de 50% do mercado era atendido por 4 operadores, destes destacam-se a Italgas, pertencente a Grupo ENI e presente em toda a Itália

e, também atuante no setor de água e saneamento, mas com menor intensidade; a Camuzzi Gasometri, presente na região do Piemonte, Veneto, Abruzzo e Puglia; a ENEL, atuante em Piemonte, Lombardia e Emilia Romagna, oriunda do setor elétrico (AEEG, 2004).

A Edson, atuante na região Nordeste, Emilia Romagna e Lazio, de natureza privada, sempre atuou na operação de distribuição e geração de energia elétrica, bem como na produção, transmissão e distribuição de gás natural, nos eventuais espaços que não interessam ao Grupo ENI, detentor da hegemonia nestes setores.

Num mercado tão fragmentado, o processo de busca por eficiência passou necessariamente pelo desenvolvimento da economia de escala. Tal processo resultou na redução para um número de 550 empresas (AEEG, 2004).

Ao contrário dos outros segmentos do setor gás, a distribuição não tratava de um monopólio, mas de um grande número de concessões e organizações em distintas áreas com as mais diversas características econômicas. Para estabelecer um parâmetro na formação de tarifas de distribuição, a AEEG adotou, então, um regime tarifário baseado em custos paramétricos em função dos consumidores, do comprimento da rede, do volume distribuído e da população atendida. Contestando tal metodologia, algumas empresas entraram com recurso na justiça, sendo que este foi acolhido pela Justiça da Lombardia. Assim, o regulador introduziu uma metodologia alternativa, que determinava a tarifa pelo capital investido, com base em balanços oficiais das empresas. Tal decisão distorceu e criou uma divisão entre as empresas maiores, que possuíam seus balanços publicados e as menores, que se submetem à metodologia anteriormente proposta, tal processo apenas agravou as diferenças entre as grandes e pequenas empresas existentes.

Ainda não é possível dizer se será bem sucedido o livre acesso às redes de distribuição, mas a reestruturação institucional a que se submeteu este mercado dá sinais de que tal processo está longe de terminar e caracteriza-se pela formação de organizações ou

grupos que atuam de forma consorciada para a aquisição de gás. AEEG (2004) propõe como uma classificação possível para estes grupos, a seguinte:

- a) Grupos de atuação, como concessionárias locais em diversos segmentos (como as distribuidoras de Genova, Milão e Brescia) e que buscam a competitividade na compra consorciada de gás, sem um foco nos chamados mercados inovadores;
- b) Grupos atuantes em nível nacional, que tem um foco na energia, atuando na geração e distribuição de energia elétrica e na distribuição de gás. Neste grupo percebe-se que existem empresas com uma presença forte em algum segmento e que têm como ponto central a colocação do gás próprio no mercado, buscando na verticalização, a garantia para a sustentabilidade do negócio;
- c) Grupos internacionais, como a Gaz de France e Rürhgas, que fizeram aquisições de alguns ativos e que, com o acesso garantido ao sistema de gasodutos que abastece a Itália, de certa forma buscam um espaço neste mercado.

4.2.3 Reflexões sobre o caso

O Decreto Legislativo 164/00 é um dos instrumentos regulatórios mais avançados entre os propostos pela Europa Ocidental, no sentido de estabelecer condições adequadas para o livre aceso. Este reconhecimento vem através de “benchmarching” feitos pela comunidade européia e que reconhecem a Itália, como um dos países mais adiantados na questão de liberalização do mercado.

O domínio de um operador, no caso a ENI, presente em toda a cadeia é e continuará sendo forte, que em função de contratos de longo prazo e possibilidades de praticar menor custo a partir desta posição dominante, não tem sido um fator restritivo para os novos investimentos, nem para a entrada de novos agentes que atuam em novas formas de comercialização, aumentando, por exemplo, a ocorrência de contrato de curto prazo para o

GNL. Esse fenômeno é um indicativo de que há investidores interessados em operar no cenário de competição, possivelmente pela regulação com regras claras, que está se desenhando. Por outro lado, a própria ENI tem mantido seus investimentos em transporte, mesmo após a desverticalização.

Entretanto, apesar de grandes mudanças institucionais que ocorreram e de novos grupos que entraram em todas as fases do processo, no varejo, não se percebe grandes alterações e mesmo a abertura de acesso às redes de distribuição, não contribuíram para que, movidos por um menor custo, os consumidores residenciais busquem novos fornecedores (AEEG, 2004).

Em função deste fenômeno, prevê-se que este setor ainda permanecerá com um alto nível de regulação, de modo a garantir aos clientes residenciais a comercialização de gás a um custo acessível, até que a competição na comercialização do mercado residencial seja implementada de fato.

4.3 Estudo de Caso: Reino Unido

4.3.1 Preâmbulo

A experiência britânica, de certo modo, é um benchmarking dentro do mercado europeu. A regulação do livre acesso iniciou-se no Gás Act, em 1985, vindo a se tornar efetiva apenas em 1995. Como serão abordados, os procedimentos de rede (denominados Network Codes) da Transco, estão além da regulamentação, uma vez que estabelecem um padrão de processos de negócios que permeiam o ambiente de contratação.

Aqui é explicado o contexto no qual se deu a reinvenção da indústria do gás no Reino Unido, o que será importante para o entendimento de seus procedimentos.

4.3.2 Histórico

Por volta de 1998, o Reino Unido tornou-se auto-suficiente na produção de gás natural, juntando-se a um seleto grupo de países como EUA, Canadá e Nova Zelândia (KRAUSE; PINTO JR., 1998).

O Reino Unido possui uma característica insular e é cortado por um gasoduto que abastece zonas de distribuição local, as LDZ's (TRANSCO, 2002). O mapa deste gasoduto é apresentado no Anexo F.

As reformas decorrentes do Gás Act de 1986, que levaram a privatização da British Gás, permitiam o livre acesso às infra-estruturas. Basicamente o Gás Act regulamentava sobre as seguintes questões (KRAUSE; PINTO JR., 1998):

- obrigações referentes à qualidade dos serviços (gas supply standards);
- concessão de aprovisionamento da BG e suas restrições;
- regulamentação do fornecimento ao segmento cativo (residencial e serviços).

A nova estrutura regulatória envolvia órgãos mais ligados ao comércio e a monitoração da concorrência, porém com pouca ênfase no conhecimento da energia (KRAUSE; PINTO JR., 1998).

Contudo, o Gas Act por si só não logrou numa regulamentação eficaz. Em 1997, um processo de desverticalização e fomento à comercialização competitiva dividiu a BG em duas grandes companhias a British Gás Energy, voltada para a comercialização e a exploração, e a Transco, focada no transporte, porém condicionada ao acesso de terceiros e, hoje, controlada pelo operador do sistema elétrico National Grid (KRAUSE; PINTO JR., 1998).

Segundo Krause e Pinto Jr. (1998), o caso do Reino Unido fornece interessantes pistas sobre o funcionamento de mecanismos competitivos no abastecimento de gás e na regulação dos serviços de transporte. Um destaque é a mudança de um ambiente contratual mais

competitivo, onde contratos Take or Pay de longo prazo são gradualmente trocados por contratos de curto prazo.

Os procedimentos da Transco, denominados Network Codes, constituem uma complexa mistura de documento legal, procedimento operacional e de contratos de serviços a serem avaliados.

4.3.3 Reflexões sobre o caso

Dentre os casos abordados, com certeza, este é o que apresenta maior maturidade, bem como a dinâmica de transações entre carregadores e o operador. Neste contexto observa-se a migração do conceito de empresa vendedora de gás para o conceito de provedor de capacidades, sendo que estas capacidades também são mercadorias e negociadas entre os carregadores. Assim, o operador do ativo, praticamente tem seu risco reduzido e, por sua vez, os carregadores têm espaço para negociação do próprio gás e de capacidades alocadas. Os contratos sendo de curto prazo fazem com que o mercado tome uma dinâmica que abre espaço para outros operadores.

4.4 Estudo de Caso: Os Conflitos no Gasoduto Bolívia Brasil (GASBOL) - TBG X ENERSIL E TBG X BG

4.4.1 Preâmbulo

O GASBOL (Gasoduto Bolívia-Brasil) é a maior infra-estrutura de transporte de gás natural em operação no Brasil, também é a única a realizar importação de gás. Muito do crescimento do mercado estudado no capítulo 3 deve-se a esta infra-estrutura, entretanto,

ocorreram conflitos, relativos ao acesso a mesma, que demonstram claramente qual o estágio do livre acesso no Brasil.

4.4.2 Histórico

Segundo a TBG (2003), o GASBOL (Figura 4.7.) tem uma extensão de 3.150 km (567 km em trecho boliviano e 2.583 km em trecho brasileiro) e é o sistema de transporte no país. O carregamento é feito em Santa Cruz de La Sierra (Bolívia), onde começa o gasoduto e segue até Porto Alegre (estado do Rio Grande do Sul - Brasil), possuindo uma capacidade de transporte de até 30 milhões de metros cúbicos por dia (no Trecho Norte). Os dutos, com diâmetros de 32" a 16", formam dois trechos: o primeiro denominado Trecho Norte (Corumbá/MS-Guararema/SP) e o segundo, o Trecho Sul, que liga Campinas/SP a Refinaria Alberto Pasqualini REFAP/Canoas/RS.

Sua operação é realizada pela Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. - TBG, empresa formada em 1997, com a principal finalidade de atuar no transporte de gás natural proveniente da Bolívia. A empresa nasceu de uma associação entre a Petrobrás, através de sua subsidiária Petrobrás Gás S.A. - Gaspetro, e outras empresas no setor de energia, com a seguinte estrutura societária: Gaspetro (51%), BBPP Holding (29%), Transredes (12%), Shell (4%) e ENRON (4%) (ANP, 2003). Sua capacidade de transporte é de 30 MMm³/dia no Trecho Norte até o ponto de derivação para o Trecho Sul (próximo à REPLAN). O restante do Trecho Norte, que segue até Guararema, tem capacidade para 14 MMm³/dia, já, o Trecho Sul tem sua capacidade reduzida progressivamente de 6 até 1,8 MMm³/dia (SILVA, 2004).

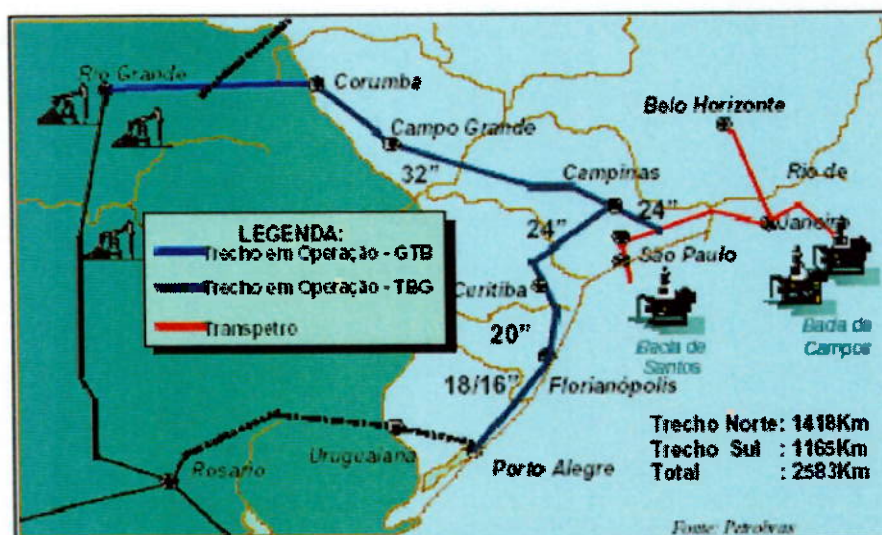


Figura 4.7. Traçado do Gasoduto Brasil Bolívia (Gasbol). Fonte: Silva (2004).

Dois episódios relativos ao acesso a esta infra-estrutura dão uma dimensão de como este processo pode ser de difícil implementação quando há um operador dominante, no caso a Petrobrás, que além de ser a maior acionista da TBG, também tem presença dominante na cadeia do petróleo e gás no Brasil (GARCIA CONSULTORES E STRAT CONSULTING, 2004).

4.4.2.1 O conflito TBG Enersil

Conforme Garcia Consultores e Strat Consulting (2004), o conflito arbitrado pela ANP desenrolou-se da seguinte forma. Em 6/10/1999, a Enersil manifestou interesse em contratar um serviço de transporte em base não firme, durante um ano. Após intimação da ANP, a TBG alegou que só poderia encaminhar uma proposta após a inauguração do trecho Sul do gasoduto. A ANP então solicitou a apresentação imediata de uma proposta para a Enersil. Uma proposta de um Serviço de Transporte Incidental (STI) foi encaminhada no dia seguinte da solicitação da ANP, estabelecendo as seguintes características: não se aplica tarifa por capacidade; não existe compromisso ship or pay, e a estrutura de preços deveria ser formada

por uma Tarifa de Transporte Firme de Longo Prazo (1,1659 US\$/MMBTU) e por uma Tarifa de Flexibilidade (0,2081 US\$/MMBTU). A Enersil recusou tal proposta, o que a desqualificou como serviço interruptível e oferecendo o preço máximo de 75% da tarifa firme anual. Em contrapartida, a TBG argumentou que a demanda não correspondia a um serviço interruptível normal, pois devido à capacidade do gasoduto o serviço não sofreria interrupção.

A decisão da ANP foi que, considerando a probabilidade de corte baixa, a tarifa seria entre 85% e 100% da tarifa de capacidade firme, a partir de um fator de carga do próprio carregador e uma tarifa não firme que refletia o valor distância.

Uma segunda rodada deste conflito teve início quando a Enersil solicitou a retirada em outros pontos em Guararema, além do determinado na resolução da ANP. Desta vez, a TBG alegava dificuldades na implementação do critério de tarifa definido pela ANP. Além de problemas relativos a nominação, prioridade e gás de uso para o transporte. Uma nova resolução da ANP definiu que se mantivesse o fator distância na tarifa e pela aplicação de um fator de carga do próprio carregador equivalente a 90% da tarifa firme e que se eliminasse do fator de desconto. Como condições gerais, a alocação deveria ser pro rata entre todos os carregadores e a prioridade de programação ficava mantida entre firme e não firme.

4.4.2.2 O conflito entre TBG BG pelo serviço não firme

Um conflito entre a TBG e a BG também teve como questão central uma solicitação de contrato de Serviço de Transporte Interruptível. A proposta da TBG foi considerada discriminatória pela BG, tendo-se por base o contrato com a Enersil, uma vez que ambas tinham a mesma situação (GARCIA CONSULTORES E STRAT CONSULTING, 2004). Uma resolução da ANP estabeleceu que, deveriam ser oferecidas à BG, as mesmas condições contratadas com a Enersil por um ano. Foi estabelecida uma tarifa não firme, considerando o fator distância e um fator de carga de 90%, sem fator de desconto.

4.4.2.3 O conflito TBG BG pelo serviço firme

A BG solicitou a TBG uma proposta para serviço de transporte firme de curto prazo, no período de 2001 a 2003. Na ocasião, a TBG informou que não dispunha de capacidade para ofertar, pois ainda não havia concluído a renegociação de seus contratos com a Petrobrás. A partir da resenha feita por Garcia Consultores e Strat Consulting, (2004) extraiu-se o seguinte resumo deste caso:

A resolução da ANP apontou para a aplicação do princípio do livre acesso, considerando a imposição de limites à participação de carregadores no capital votante dos transportadores, o que ocorre entre TBG e Petrobrás. Foi definido um prazo para que a TBG definisse seus contratos com a Petrobrás e estabelecesse qual a capacidade disponível no gasoduto, a capacidade total seria definida através de um processo de auditoria. Foi estabelecida, também uma prioridade para o gás, o programa PPT, que seria firme e o transporte para a BG seria interruptível, no caso de não haver capacidade disponível. Em setembro de 2001, como consequência da resolução da ANP, BG e TBG celebraram contrato de Serviço de Transporte Firme de Curto Prazo, onde BG dividiria as estações de entrega com o carregador original da Petrobrás. A BG então assinou contratos com um cliente: a Comgás.

Ocorreram dois problemas, o primeiro foi que a Petrobrás começou a solicitar a TBG quantidades superiores ao que era exigida pelo seu mercado, porém esta quantia não era retirada. Por esta razão, o gás da BG não podia fluir pelo gasoduto, condição esta devida a um desbalanceamento no Gasbol, impedindo a BG de injetar seu gás, em função da prioridade dada às quantidades solicitadas pela Petrobrás. O contrato da Petrobrás com a TBG, não impunha penalidades para que fossem solicitadas quantidades acima daquelas efetivamente retiradas, criando desbalanceamentos no gasoduto. O segundo problema foi que a TBG não tinha, dentro dos serviços estabelecidos contratualmente, a necessidade de uma ação para regularizar tal situação, tornando então a operação do gasoduto ineficiente. Finalmente a ANP

determinou que a Petrobrás mantivesse o controle de desequilíbrio acumulado no mês, limitando-o a 5% da quantidade programada e a TBG deveria reportar diariamente tal desequilíbrio a ANP.

4.4.3 Reflexões sobre o caso

Os casos apresentados demonstram o estágio em que se encontra a regulação do livre acesso no Brasil. O primeiro ponto é que o acesso à infra-estrutura não se deu de forma estruturada, mas num regime de exceção, estabelecido pelo regulador, o que está muito longe de configurar um processo de negócio. Observa-se, ainda que só a arbitragem não foi suficiente, uma vez que condições contratuais e operacionais impediram o gás de fluir e mesmo sendo um direito do carregador, o livre acesso não ocorreu de fato.

5 ESTUDO DOS PROCEDIMENTOS DE REDE

Neste capítulo estudar-se-á a estrutura funcional dos procedimentos de rede, de forma a entender os processos que se formaram em decorrência dos mesmos. Primeiramente, serão avaliados os Procedimentos de Rede do ONS, será analisado o “Codice Rete” da SNAM e por último, serão analisados os “Network Codes” da Transco, sendo feita uma análise comparativa dos mesmos no capítulo 6.

5.1 Estudo dos Procedimentos de Rede do ONS

O ONS cumpre o papel de operacionalizar a regulação do setor elétrico, coordenando a operação entre os agentes e estabelecendo requisitos operacionais, sendo que através do estudo de seus procedimentos podem ser entendidos importantes conceitos sobre como se dá o livre acesso à Rede Básica.

5.1.1 Estrutura básica dos procedimentos de rede

No intuito de fazer uma análise dos procedimentos de rede, estabeleceu-se uma organização funcional que será bastante útil no momento de realizar a análise comparativa com os demais procedimentos utilizados para o gás natural, tendo sido escolhidos os “Codice Rete” da SNAM italiana, pela clareza com que estão apresentados. Será apresentado o “Network Code” da Transco, a transportadora de gás natural no Reino Unido, porém de uma forma qualitativa que permita entender às similaridades e diferenças existentes entre o setor elétrico com o de gás natural. Os procedimentos de rede do ONS podem ser organizados como observado na tabela 5.1. (ONS, 2001,p.10):

Tabela 5.1 - Procedimentos de rede do ONS

Macro Função	Procedimentos do ONS
Administração dos Serviços de Transmissão	2. Padrões de Desempenho da Rede Básica e Requisitos Mínimos para suas Instalações
	3. Acesso aos Sistemas de Transmissão
	4. Ampliações e Reforços na Rede Básica
	14. Serviços Ancilares
	15. Administração de Serviços e Encargos
Planejamento e Programação	5. Consolidação da Previsão de Carga
	6. Planejamento da Operação Elétrica
	7. Planejamento da Operação Energética
	8. Programação da Operação Eletroenergética
	9. Hidrologia Operacional
	11. Proteção e Controle
Operação do Sistema	21. Estudos Especiais
	10. Manual dos Procedimentos da Operação
	16. Acompanhamento da Manutenção
Módulos Multifuncionais	1. Introdução Geral
	12. Medição para Faturamento
	13. Telecomunicações
	17. Requisitos de Informação entre o ONS e os Agentes
	18. Modelos Computacionais e Bases de Dados
	19. Identificação e Tratamento de Não Conformidades
	20. Definições e Glossário
	22. Análise de Ocorrências e Perturbações
	23. Critérios para Estudos

Fonte: ONS (2001).

5.1.2 Objetivos dos módulos

Suprimindo-se os módulos de pouco interesse para o presente trabalho, são apresentados comentários gerais sobre os procedimentos e seus objetivos (ONS, 2001).

[...] Módulo 1. Introdução Geral.

Objetivo: Apresentar uma visão geral do conjunto dos Procedimentos, sua Metodologia e fornecer instruções sobre seu uso, disponibilidade, atualizações

futuras e outros aspectos que visem a um correto entendimento de seu alcance e objetivos [...]

Módulo 2. Padrões de Desempenho da Rede Básica e Requisitos Mínimos para suas Instalações.

Objetivo: Definir padrões de desempenho da Rede Básica e requisitos mínimos das Instalações, com o propósito de:

Balizar as ações do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS visando a proposição das ampliações e reforços da Rede Básica, bem como a coordenação do acesso e a operação do sistema de Transmissão;

Subsidiar os usuários conectados, ou que requeiram conexão, à Rede Básica com as informações necessárias para o desenvolvimento ou atualização do projeto da conexão;

Definir parâmetros mínimos que devem ser obedecidos no desenvolvimento do projeto das instalações de Transmissão [...]

Módulo 3. Acesso aos Sistemas de Transmissão.

Objetivo: Estabelecer procedimentos e requisitos para a definição das condições do acesso aos Sistemas de Transmissão [...]

Módulo 4. Ampliações e Reforços na Rede Básica.

Objetivo: Estabelecer condições, critérios e procedimentos que permitam ao O.N.S.cumprir a responsabilidade legal de propor à ANEEL as ampliações e os reforços na Rede Básica, a serem licitados ou autorizados. As proposições de ampliações e reforços devem ser consolidadas no documento intitulado "Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica - PAR", o qual representa a visão do ONS sobre a expansão necessária para possibilitar o livre acesso aos sistemas de transmissão, preservar a segurança e o desempenho da rede de acordo com os requisitos definidos no Módulo 2 dos "Procedimentos de Rede" e assim garantir o funcionamento pleno do MAE [...]

Módulo 5. Consolidação da Previsão de Carga.

Objetivo: Estabelecer procedimentos para consolidação das previsões de carga, as quais se constituem no insumo para os estudos de ampliações e reforços da Rede

Básica, para o planejamento da operação elétrica de curto e médio prazo e para o planejamento da operação energética anual e mensal.

A consolidação da previsão de carga tem o propósito de minimizar os desvios de previsão, e assim proporcionar os seguintes resultados:

A sinalização mais precisa do custo marginal de operação, de acesso à rede básica e de investimentos no dimensionamento da rede do sistema elétrico;

Cálculo adequado da reserva de potência;

Antecipação de medidas operativas e preventivas de atendimento, nos diversos horizontes do planejamento eletroenergético [...]

Módulo 6. Planejamento da Operação Elétrica.

Objetivo: Definir os Procedimentos para realização do estudo para planejamento da operação elétrica mensal, quadrimestral e anual. Estabelecer critérios para a programação das intervenções em instalações da Rede de Operação. Também tem o objetivo de estabelecer limites operativos e diretrizes para a operação, visando manter a confiabilidade do sistema elétrico [...]

Módulo 7. Planejamento da Operação Energética.

Objetivo: Estabelecer procedimentos para o planejamento mensal e anual da operação energética, para a avaliação das condições de atendimento, para a definição das usinas despachadas de forma centralizada, para o cálculo do custo incremental das usinas térmicas despachadas de forma centralizada e para a respectiva política de abastecimento de combustíveis. Também tem o objetivo de estabelecer procedimentos para determinação da energia e potência asseguradas das usinas hidrelétricas despachadas de forma centralizada [...]

Módulo 8. Programação da Operação Eletroenergética.

Objetivo: Estabelecer o processo para a elaboração da programação diária da operação eletroenergética e da validação elétrica desta programação. Este processo compreende os programas de Geração hidráulica e térmica, as previsões de carga e os intercâmbios de energia e demanda, bem como as diretrizes para a operação eletroenergética do período a ser programado, através da análise das condições hidroenergéticas e hidrometeorológicas, das condições de atendimento ao mercado

de energia e demanda, considerando as condições operativas atualizadas dos aproveitamentos hidrelétricos, das usinas térmicas e do sistema de Transmissão [...]

Módulo 10. Manual dos Procedimentos da Operação – MPO.

Objetivo: Estabelecer regras e procedimentos para a operação do sistema eletroenergético, compreendendo as atividades de pré-operação, normatização, operação em tempo real e pós-operação. Definir hierarquia, níveis de autoridade e responsabilidades do ONS e dos Agentes envolvidos, nas atividades de operação do sistema. Definir os requisitos de telesupervisão que devem ser disponibilizados pelos Agentes para o ONS [...]

[...] Módulo 14. "Serviços Ancilares".

Objetivo: Apresentar a relação de Serviços Ancilares providos por Agentes de Geração e Consumidores Livres, bem como os arranjos comerciais correspondentes. Detalhar os procedimentos para a celebração de Contratos, a contabilização e o interfaceamento com o MAE para a respectiva liquidação. Dependendo da regulamentação que vier a ser estabelecida pela ANEEL, poderá, também, definir procedimentos para a precificação de Serviços e Encargos, a celebração de Contratos, a contabilização e a liquidação dos créditos e débitos dos Agentes relativos aos Serviços Ancilares providos por equipamentos conectados à Rede Básica [...]

Módulo 15. Administração de Serviços e Encargos de Transmissão.

Objetivo: Estabelecer procedimentos para precificação de Serviços e Encargos, celebração de Contratos, apuração, e liquidação dos créditos e débitos dos Agentes, referentes à prestação de serviços e ao uso do Sistema de Transmissão [...]

[...] Módulo 17. Requisitos de Informação entre o ONS e os Agentes.

Objetivo: Apresentar uma síntese dos requisitos de informação, entre o ONS e os Agentes, necessários a desenvolvimento dos processos de responsabilidade do ONS no cumprimento de suas atribuições para a operação do Sistema Interligado Nacional [...]

[...] Módulo 19. Identificação e Tratamento de Não Conformidades.

Objetivo: Estabelecer a metodologia para identificação e tratamento das Não-Conformidades resultantes do desempenho das atividades de natureza técnico operacional e de Administração da Transmissão de responsabilidade dos Agentes de Geração, Transmissão, Distribuição, Consumidores Livres e de Importação e Exportação, tomando como referência os Procedimentos de Rede e os Contratos de Administração dos Serviços de Transmissão [...]

Nos Anexo H a C1 é apresentada a composição detalhada, discriminando sua relevância para a análise comparativa com os procedimentos relativos ao gás natural.

5.1.3 Comentários sobre os procedimentos de rede

O primeiro ponto que chama a atenção, é que sendo o ONS um operador independente do sistema, nota-se a preocupação de que os procedimentos minimizem qualquer efeito que a assimetria da informação possa ter sobre os agentes do sistema. Dentro das reflexões sobre o estudo de caso do Gasbol, é visto que este tipo de assimetria entre os agentes inviabiliza a utilização eficiente da infra-estrutura em benefício de um dos agentes. O ONS cumpre o papel de operacionalizar a regulação, estabelecendo os papéis de cada um dos agentes e realizando processos rotineiros de coordenação da operação e do planejamento, bem como da gestão de não conformidades.

5.2 Estudo dos “CODICE DI RETE” SNAM RETE GAS (SRG)

A estrutura dos “Codice Rete” é definida por seções, que são subdivididas em capítulos. Na tabela 5.2, do item 5.2.1, apresenta-se esta organização e a tradução dos mesmos (tradução livre dos autores).

5.2.1 Estrutura básica dos Códice Rete

Tabela 5.2 - Estrutura básica dos “Codice Rete”

Seção	Capítulo
Informações	Capítulo 1: Contexto Normativo
	Capítulo 2: Descrição da Rede e de sua Gestão
	Capítulo 3: Descrição dos Serviços
	Capítulo 4: Procedimentos de Coordenação Informativa
Acesso ao Serviço de Transporte	Capítulo 5: Disponibilização de Capacidades
	Capítulo 6: Execução e gestão do Pontos de Entrega
Entrega do Serviço de Transporte	Capítulo 7: Transações de Capacidade
	Capítulo 8: Reserva
	Capítulo 9: Balaceamento
	Capítulo 10: Medição do gás
	Capítulo 11: Qualidade do Gás
	Capítulo 12: Pressão de Entrega e Devolução
Qualidade do Serviço	Capítulo 13: Qualidade do Serviço
Programação	Capítulo 14: Programação da Gestão da Manutenção
	Capítulo 15: Coordenação Operacional
	Capítulo 16: Exigências Informativas no âmbito da Previsão da Demanda de Transporte
Administração	Capítulo 17: Normas Fiscais e Aduaneiras
	Capítulo 18: Faturamento e Pagamento
	Capítulo 19: Responsabilidade das Partes
Emergências	Capítulo 21: Gestão das Emergências de Serviço
	Capítulo 22: Situações de PASSAGEM das Condições Normais de Operação para as Condições de Emergência
Guia de Revisão dos Códigos de Rede	Capítulo 23: Revisão dos Códigos de Rede

Uma vez apresentada a estrutura básica, descrevem-se aqui seus objetivos, segundo SNAM (2002). Uma visão mais detalhada é apresentada nos Anexos D1 a K1, onde se adotou uma organização em formato tabular, similar à utilizada nos procedimentos de rede do ONS.

5.2.2 Objetivos das seções

A seguir são descritos os principais objetivos de cada seção, em tradução livre por parte dos autores, a partir dos códigos de rede originais em italiano (SNAM, 2002), suprimindo-se as informações de pouco interesse para este trabalho.

A. Seção 1. Informações.

Objetivo: Apresentar uma descrição geral dos decretos, deliberações e diretivas, em âmbito nacional e internacional, que regulam os serviços de transporte e despacho de gás. São descritas as infra-estruturas necessárias às prestações de serviços, que também têm suas características definidas e justificadas. São descritas, ainda, as Tecnologias da Informação necessárias à Coordenação Informativa, bem como detalhes de sua operação.

B. Seção 2. Acesso ao Serviço de Transporte.

Objetivo: Estabelecer os critérios para atribuição de capacidade aos carregadores, para cada tipologia de pontos de entrada e saída do sistema e seus vínculos ao cronograma anual de transporte de gás (ano térmico), bem como às penalidades pelo não cumprimento da programação. Descrever os procedimentos para construção de novos pontos de transferência de custódia.

C. Seção 3. Entrega do Serviço de Transporte.

Objetivo: Definição dos Processos para as Transações de Capacidade, sua programação, os critérios técnicos para a medição do volume de gás, a verificação de sua qualidade e as condições para as pressões de entrega.

D. Seção 4. Qualidade dos Serviços.

Objetivo: Definir os padrões de qualidade técnica e comercial, no serviço de transporte.

E. Seção 5. Programação.

Objetivo: Definir os procedimento de programação e manutenção e suas interfaces com o usuário do serviço de transporte.

F. Seção 6. Administração.

Objetivo: Estabelecer os critérios administrativos, financeiros e aduaneiros para as operações de transporte.

G. Seção 7. Emergências.

Objetivo: Estabelecer os critérios para a gestão das ocorrências em caráter emergencial e as modalidades de passagem do serviço de operação normal para a operação de emergência geral.

5.2.3 Comentários sobre os códice rete da SNAM

Encontra-se uma estrutura muito similar à dos Procedimentos de Rede do ONS, porém apresentando menor assimetria quanto à informação do que é apresentado pelo ONS, não havendo maiores descrições sobre condições operacionais e detalhes sobre os sistemas.

Isso quer dizer que, os princípios básicos de coordenação informativa, programação das entregas, planejamento de médio e curto prazo estão bem claros e definidos. Porém, para um novo agente não há esclarecimento sobre a qualidade do serviço, penalidades e detalhes, tais como índices de qualidade inerentes ao serviço. Muito possivelmente, esta característica

se deva ao fato de que o operador do sistema não seja independente como o ONS, e sim vinculado ao principal agente de comercialização.

Também não há um agente similar ao CCEE, o antigo MAE, que faça a contabilização das transações do gás e promova a sua comercialização de uma forma mais dinâmica.

O planejamento de longo prazo, não está presente no documento, mas está disponível no site da empresa, onde também se estabelece um cronograma de disponibilidade de capacidades nos pontos de entrada e saída do sistema operado.

5.3 Estudo do Sumário dos NETWORK CODES

Nos anos 90, a indústria de gás britânica sofreu um forte processo de mudanças, através da implementação de um competitivo mercado de gás (TRANSCO, 2002). Os Network Codes (Códigos de Rede) da Transco, outrora o braço de transporte e transmissão de gás natural da British Gás, hoje controlado pela National Grid, também operadora do sistema elétrico, é um documento de caráter legal, que define os direitos e responsabilidades dos usuários do sistema de transporte e foi criado por meio de longas consultas a indústria.

Esta análise foi embasada no sumário dos Network Codes, documento onde são apresentados todos os aspectos da operação da rede e as interações entre os envolvidos.

De modo a facilitar a comparação com os demais procedimentos analisados, procurou-se organizar estes procedimentos no mesmo formato dos anteriores, mesmo que para isso, a forma de apresentação original tenha sido bastante modificada.

5.3.1 Estrutura básica dos Network Codes

O Network Code é um documento de carácter legal, que estabelece a base para o atendimento, pelo transportador, de um carregador. A estrutura de tal documento é descrita por Transco (2002), como um quadro de acordos constituído por: acordos anciliares; acordo de saída da rede; documento principal; documento de transição; regras de modificação e manual de conexão.

Como os Network Codes são apresentados na forma de processo de negócios, apresenta-se um arranjo que estabelece estes processos no mesmo formato apresentado para os Códice Rete italianos (Tabela 5.3).

Salienta-se que o documento analisado não apresenta esta estrutura básica, mas a partir dos casos anteriormente estudados foi montada esta tabela, permitindo assim um melhor entendimento das funções de cada processo.

Tabela 5.3 - Estrutura básica dos Network Codes

Seção	Processo de Negócio
Informações	Principais Conceitos
	Agentes dos Processos
Acesso ao Serviço de Transporte	Atividades Preliminares
	Contratação
	Reserva de Capacidade
	Comercialização de Capacidade
	Nominação dos Pontos de Entrada e Saída
Entrega do Serviço de Transporte	Medição
	Operações Físicas
	Balanco Diário de Gás
	Alocação
Qualidade do Serviço	Não apresentado no sumário
Programação	Nominação de Gás
	Programação
Administração	On The Day Comodity Market (COM)
	Faturamento
	Reconciliação
	Calculo de Encargos
Emergências	Interrupções
Revisão dos Códigos de Rede	Não apresentado no sumário

Nos itens 5.3.2 a 5.3.3 , através das figuras 5.1. a 5.3., serão apresentados os objetivos e procedimentos dos processos relacionados aos Network Codes.

5.3.2 Objetivos dos processos

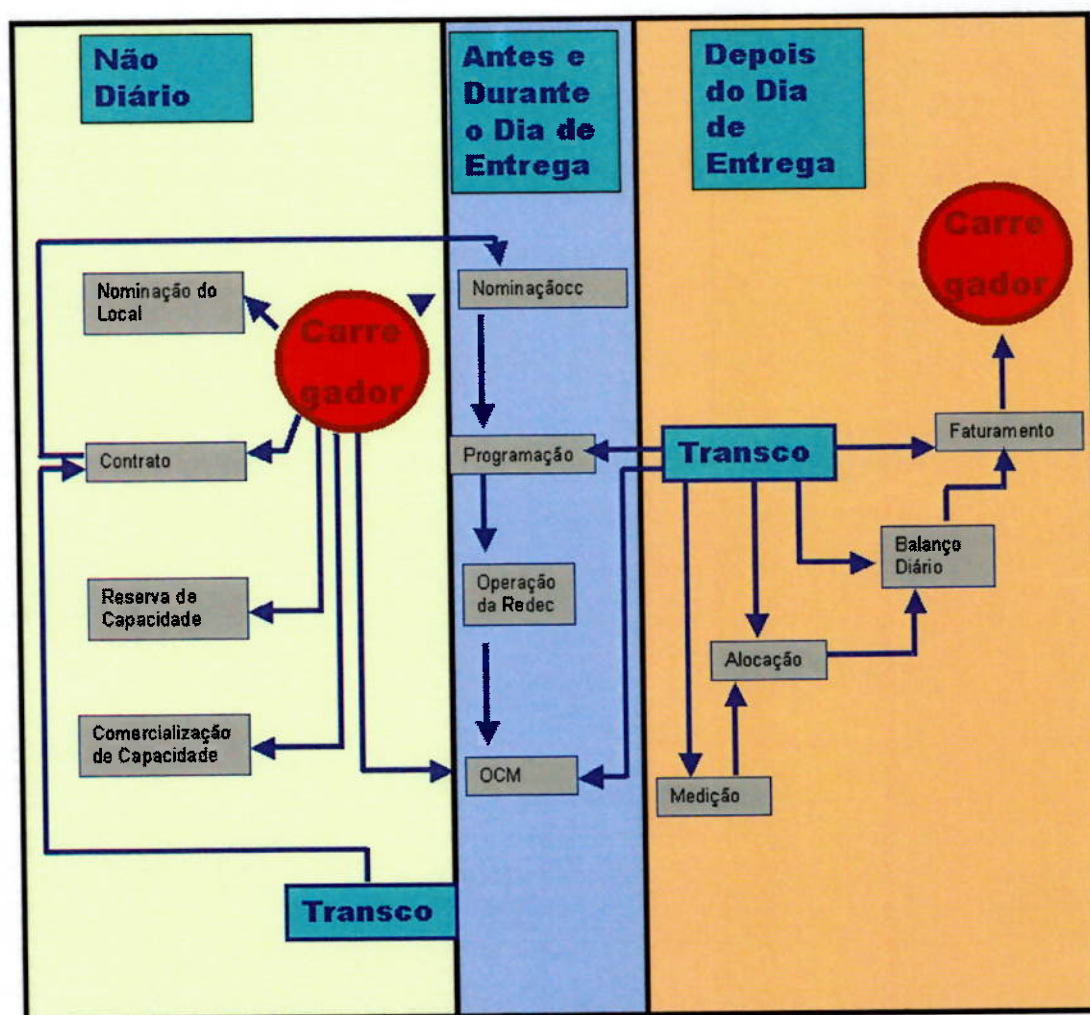


Figura 5.1. Processo de Negócios para a entrega de gás. Fonte: Transco (2002).

A. Informações e Conceitos.

- Os serviços de transporte de gás devem atender o mercado em bases não discriminatórias;
- A confiabilidade e segurança do sistema não podem ser afetados por ações de agentes;
- Os preços devem refletir os custos reais dos serviços relativos;
- Sistemas de computação robustos precisam ser criados e mantidos;
- O balanço diário de energia precisa ser operado;
- Carregadores são incentivados para balancear suas próprias demandas.

B. Os Agentes do Processo.

- Produtores: são aqueles que exploram o gás, perfuram poços e o escoam do subsolo;
- Operadores de Instalações de Entrega: são as empresas que operam as unidades de processamento de gás natural e os terminais na costa britânica;
- Transportadores de Gás: são aqueles que operam parte da rede que transporta gás dos terminais para 20 milhões de consumidores em todo o Reino Unido;
- Operadores de Armazenagem: são as empresas responsáveis por locais, conectados á rede, onde o gás pode ser estocado;
- Carregadores (Shippers): são as companhias licenciadas para comprar gás dos produtores e vendê-lo aos fornecedores, ou estocá-lo em unidade de armazenagem;
- Fornecedores (Suppliers): é a companhia licenciada para a compra de gás de um carregador e venda aos consumidores. Um carregador pode licenciar-se como fornecedor;
- Regulador – OFGEM (Office of Gás and Electricity Market): é um órgão governamental que regula o setor de gás “on shore”;
- Demais Agentes: existem outros agentes que fazem parte da cadeia entre eles, Gás Traders, Agentes de Alocação, Agentes de Carregamento, Agente de Leitura de Medidores, etc.

C. Acesso ao Serviço de Transporte.

Um carregador potencial necessita cadastrar-se junto ao OFGEM, para obter uma licença para carregar gás. Antes de assinar acordos e assumir compromissos decorrentes dos mesmos, este potencial carregador deve:

- obter uma licença do regulador (OFGEM) para comercialização de gás;

- assinar com a TRANSCO um acordo operacional, de modo a submeter-se as condições operacionais da rede;
- compreender suas obrigações e direitos perante o Network Codes e se organizar para operar neste ambiente;
- estruturar-se para atender o acordo operacional;
- assinar com clientes e registrar suas premissas com TRANSCO;
- contratar gás;
- consignar capacidades nos pontos de entrada e saída ou adquiri-las no mercado secundário;
- aprender a operação dos sistemas computacionais de apoio.

Ao cumprir estes requisitos, uma companhia pode começar a realizar suas primeiras nomeações de gás.

- Contratação: referente ao contrato de transporte entre a Transco e o Carregador, os termos gerais do acordo devem ser fechados antes que o carregador tenha licença para operar.
- Reserva de Capacidade: quando o carregador assina um Framework Agreement, tem o direito de reservar capacidade de transporte, sendo que esta pode ser reservada de três maneiras: na entrada do NTS (National Transport System) em um terminal ou campo on-shore, na saída do NTS e na capacidade de uma LDZ (Local Distribution Zone).
- Comercialização de Capacidade: um mercado secundário de capacidades é permitido, com isto, é possível que um carregador que tenha capacidade disponível em um determinado ponto, possa comercializar esta capacidade em caráter temporário ou definitivo com outro que necessite desta capacidade para escoamento de gás.
- Nominação dos Pontos de Entrada e Saída: para cada novo ponto de fornecimento e para pontos existentes e com consumo menor que 73.200 kWh, existirá uma respectiva

nominação do Ponto de Fornecimento. A Transco emitirá uma confirmação para este ponto, a partir da qual o carregador toma responsabilidade pela retirada de gás naquele ponto nominado.

D. Entrega do Serviço de Transporte.

- **Medição:** Ao término do dia térmico, às 06:00 h, as leituras de volume, energia e poder calorífico são realizadas. Os pontos a serem considerados são: os terminais, os campos on shore, as saídas do Sistema Nacional de Transporte, os pontos de entrega e os pontos de Injeção da Armazenagem. Nos casos onde ocorreu falha do medidor, o sistema prevê uma estimativa e a leitura correta é enviada posteriormente.
- **Operações Físicas:** A equipe da Transco acompanha os relatórios climáticos e também, todas as demandas, estabelecendo projeções para a demanda corrente, podendo avaliar as nomeações de entrada e saída e o melhor plano para atendê-las.
- **Balanço:** Após a realização da alocação é feito o balanço comercial, sendo que os resultados do balanço têm como objetivo a realização da seguinte operação: um carregador que entrou com mais gás no sistema do que retirou é reembolsado por seu balanço e, por outro lado, se ele retirou mais do que colocou é debitado. Os custos praticados no OCM servem de base para esta cobrança. Além disso, podem ser cobrados encargos por manter o sistema fora de balanço. Já, o balanço físico da rede pode ser representado como na figura 5.2.

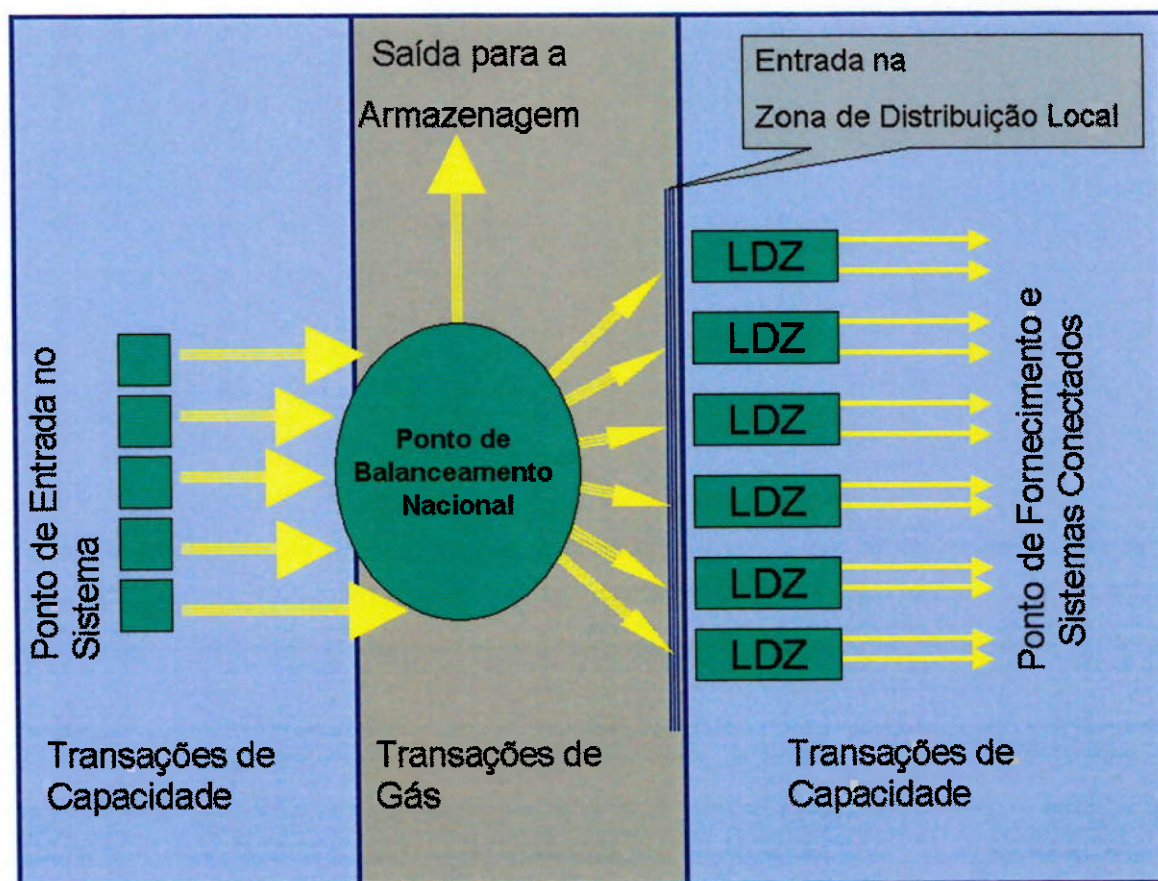


Figura 5.2. Transações de Gás. Fonte: Transco (2002).

Seria catastrófico para a indústria do gás se o sistema de transporte viesse a parar. Este ponto torna, particularmente, sensíveis certas questões, pois a segurança e a eficiência do sistema precisam ser mantidas, para o benefício de todos os usuários, sendo que para atingi-las é fundamental que o balanço do sistema seja mantido. O ideal seria que cada carregador controlasse o balanço de seus clientes. Se estes não o fazem, o transportador necessita recuperar o balanço através de medidas, como a compra e venda de gás, o que implica em custos adicionais. Os custos incorrem se o carregador carrega mais ou menos gás que o programado.

A responsabilidade pelo balanço físico do sistema é da Transco, sendo que o carregador deve prover o ressarcimento por qualquer medida de rebalanceamento, causada por uma diferença entre a entrada e a saída de gás, diferente da programada. A ferramenta

para a compra e venda de gás para o rebalanceamento é o OCM. O balanço do sistema é feito com frequência diária.

- Alocação: é a definição do gás que não é de responsabilidade dos carregadores, que tem três origens:
 - Variação no Estoque de Gás (Stock Change): referente a mudanças no regime de pressão do gasoduto durante o dia e o seu respectivo efeito para manter o volume desejado de gás no interior do sistema de gasodutos;
 - Gás de Uso Próprio (Own Use Gás - OUG): aquele utilizado para a movimentação de compressores e para o pré-aquecimento antes de redução de pressão;
 - Gás Não Contabilizado (Unaccounted for Gás – UAG): aquele perdido em vazamentos e em erros de medição.

Dividindo-se o fluxo de gás lido na Medição, conforme o acordo definido no Código de Rede, é o carregador quem paga um valor relativo ao volume de gás transportado.

E. Programação.

- Nominação de Gás

A nominação é o meio pelo qual o carregador informa quanto gás deseja transportar em um determinado dia. Com base nestas informações Transco faz a programação diária. Existem três tipos de nominação: para Ponto de Balanceamento Nacional a partir de um Ponto de Entrada; a partir do Ponto de Balanceamento Nacional para um Ponto de Saída; e, dentro do Ponto de Balanceamento Nacional para Transferência de Custódia. O Ponto de Balanceamento Nacional é um ponto virtual, que representa todo o sistema de transporte de gás. Existe um cronograma específico para a nominação de gás, que respeita um ciclo também

específico, de modo a possibilitar programação da operação no dia seguinte. Como a demanda está sujeita a variações em função do clima, existe um prazo no qual os carregadores podem rever as nominações, ou as renominações, nos pontos de entrega. Também devem criar renominações para comercialização do gás durante o dia.

- Programação: As nominações são encaminhadas para o sistema de programação. Como o gás pode seguir fluxos diferentes para chegar ao mesmo ponto de entrega, o sistema de programação avalia a factibilidade e a melhor alternativa para a entrega. A comercialização de gás entre carregadores pode ser uma forma de gerenciar as restrições de capacidade, uma vez que um carregador que esteja com excesso de capacidade disponível na entrada pode, após a entrada, fazer uma troca com um carregador com excesso de capacidade na saída. Isto confere ao sistema um uso mais racional para a capacidade e otimiza a operação da infra-estrutura.

F. Administração.

- Uso do OCM “On The Day Commodity Market” (Figura 5.3.): A partir de 1999, o OCM foi introduzido como uma forma de flexibilizar o sistema, sendo descrito pela Transco da seguinte maneira:
 - quando um carregador tem uma clara visão de seu suprimento e demanda em um dia particular, decide usar o OCM para compra ou venda de gás, para assim a Transco realizar o Balanço do Sistema;
 - o processo inicia-se quando o carregador faz uma “Proposta Física no NBP - National Balance Point que o Sistema de Transmissão. Especifica-se a data, se é compra ou venda, a quantidade de gás e o preço por kwh. Podem ser feitas propostas locais, quando a Transco desejar aumentar ou diminuir fluxos em pontos de entrada e saída.

A Transco e todos os carregadores participantes do OCM têm acesso à proposta, sendo que o carregador pode resubmeter uma proposta ainda não aceita se desejar alterar algum parâmetro, por exemplo, o preço.

Normalmente, uma proposta de gás é escolhida pelo preço, mas isto pode variar dependendo das condições operacionais, pois implica em fatores específicos como o local em que o gás pode ser disponibilizado ou a data e a hora necessária para tanto. O OCM informa ao proponente, que este é incumbido de preparar as operações necessárias para a realização da renominação do gás. As propostas não aceitas são informadas até às 03:35 h do dia em que foram encaminhadas. Ao fim, os carregadores são debitados ou creditados em relação ao volume fornecido ou consumido.

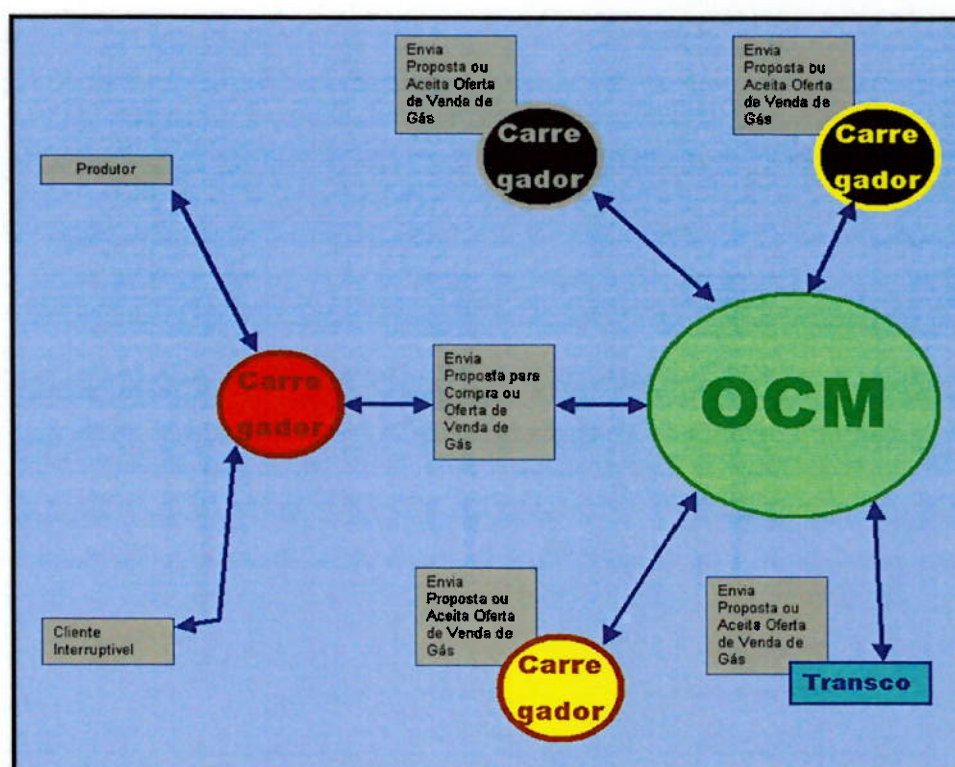


Figura 5.3. Esquema de funcionamento do COM.

- **Faturamento:** este é feito em um ciclo mensal, gerado pelo balanço de todas as transações e encargos computados em um mês.

G. Reconciliação.

Muitas vezes após o término do dia térmico, variações em função dos detalhamentos de dados podem ocorrer, sendo que é realizado um débito ou crédito para o carregador em função dos dados encontrados.

- **Encargos:** a cada dia são calculados encargos que incluem: capacidade - para Entrada, Saída e Capacidade de uma LDZ - Local Distribution Zone; commodity - custo do transporte pelo sistema Nacional entrando ou saindo de uma LDZ; cliente - Custos associados ao carregador como por exemplo serviços auxiliares; encargos de capacidade superada - encargos relativos à capacidade que um carregador tenha superado em relação à sua contratação; e, programação - variação entre os valores programados e entregues. Algumas transações podem ter lugar em função destes encargos calculados gerando débitos ou créditos.

H. Emergências.

- **Interrupções:** a Transco pode realizar interrupções em dois tipos de eventualidades: para sobrepor uma restrição devida a manutenção em um ponto particular da rede e para manter a pressão no sistema de armazenagem de gás, garantindo a segurança do sistema. Existem arranjos comerciais onde se algum ponto de entrega for declarado interruptível, o carregador recebe redução nos custos operacionais deste local. Há um determinado número de dias no ano que pode ser interrompido.

5.3.3 Comentários sobre os Network Codes da Transco

Pode-se concluir que se tem aqui, um estágio de liberalização muito mais adiantado, e que os procedimentos deixam, um pouco, o caráter de regulamento para assumir o papel de negócio. Ou seja, o operador faz da venda de capacidade e da operação do sistema, um negócio que é constituído por processos. É curioso notar, que estes processos encontram similaridade com os outros regulamentos analisados. Quando se define o conjunto de processo como negócio, há de se lembrar que o mesmo segue os princípios básicos de remuneração do capital investido, uma vez que se trata de empresa de capital privado.

6 ANÁLISE COMPARATIVA DOS PROCEDIMENTOS DE REDE

Para fazer a comparação entre os procedimentos, inicialmente elaborou-se uma matriz, que cruzou os procedimentos do gás com os procedimentos do ONS. Esta análise quantitativa, apresentada no Anexo L1, serviu para classificar a compatibilidade dos procedimentos em relação a quatro quesitos:

- Compatibilidade com a Diretiva Européia;
- Compatibilidade com a Indústria do Gás;
- Compatibilidade com os Network Codes da Transco, e
- Compatibilidade com os Códice Rete da Snam.

A cada módulo, para cada quesito, foi atribuída uma nota de 0 a 3, sendo calculado o seu somatório, sendo que tais resultados são apresentados na figura 6.1.

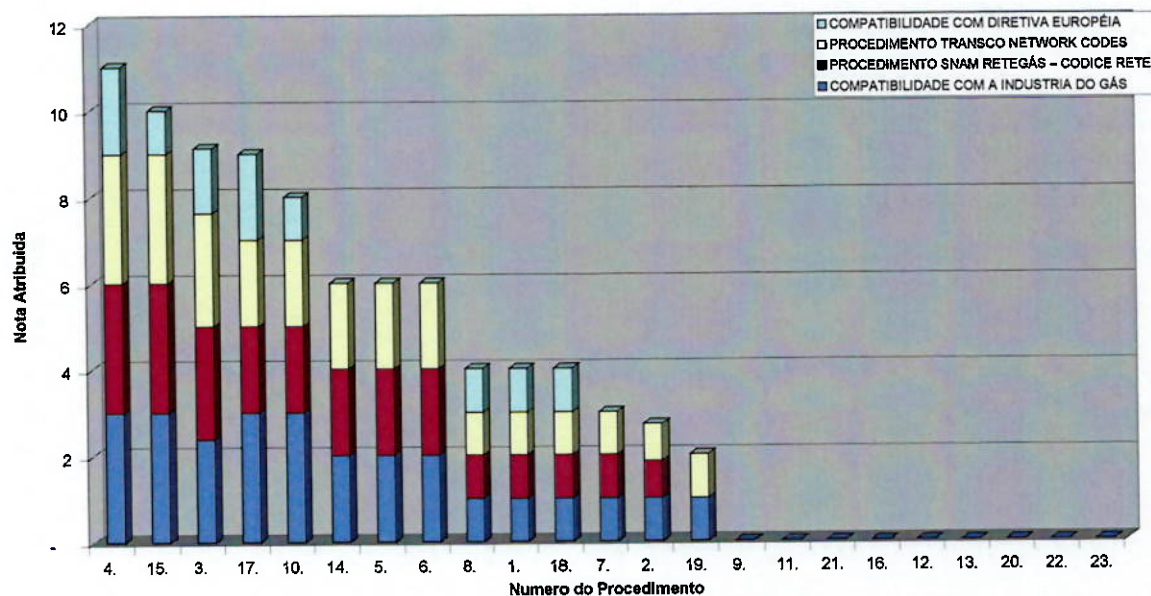


Figura 6.1. Compatibilidade dos procedimentos de Rede da ONS com os procedimentos dos operadores de transporte de gás natural.

Ao fim da análise quantitativa, estabelece-se a seguinte análise, em caráter qualitativo. De uma forma geral, pode-se entender que o livre acesso a uma infra-estrutura, salvo as características particulares de cada segmento, necessita das seguintes condições:

- Alto Nível de Coordenação Operacional, o que quer dizer que as operações devem ser feitas em conjunto, visto que uma ação não comunicada por parte de um dos agentes pode causar perturbações aos demais;
- Em ambos os casos, energia elétrica e gás, uma ação isolada de um agente pode reverter em danos para outro, caso a coordenação destas ações seja falha;
- Administração visando a redução da Assimetria de Informação. Seja na rotina operacional, no planejamento e nos projetos de engenharia, a assimetria de informações pode possibilitar ao operador da infra-estrutura o seu uso em benefício próprio.

Nos itens a seguir faz-se uma análise dos procedimentos, de forma a estabelecer uma comparação entre os mesmos.

6.1 Padrões de Desempenho

Num ambiente de livre acesso a uma infra-estrutura é fundamental que exista uma clara definição dos padrões de desempenho operacionais e dos serviços fornecidos pela rede. Esta definição é importante no sentido de estabelecer condições imparciais para conexões a jusante e a montante dos sistemas acessados.

No caso do ONS, há uma forte preocupação na parametrização dos padrões de desempenho e na gestão do mesmo através de índices. Esta preocupação evidencia-se pelo fato do mesmo não ser propriamente o operador técnico de cada ativo, mas sim o responsável

por sua coordenação. A título ilustrativo, serão descritos os padrões de desempenho da rede básica, sendo que os principais estão relacionados em cinco grandes grupos:

A. Continuidade da Rede Básica caracterizada pelos seguintes índices:

- DIPC – Duração da Interrupção do Ponto de Controle;
- FIPC – Frequência da Interrupção do Ponto de Controle;
- DMIPC – Duração Máxima da Interrupção do Ponto de Controle.

A definição de continuidade é dada da seguinte maneira, conforme os Procedimentos de Rede (ONS, 2000):

[...] 5.1 A continuidade do serviço da Rede Básica é representada por indicadores monitorados nos Pontos de Controle.

5.2 Entende-se por ponto de Controle, a instalação ou conjunto de instalações da Rede Básica, que fazem fronteira com os ativos de conexão dos Agentes de Geração, de Distribuição, Consumidores Livres e demais instalações de transmissão [...]

B. Variação de Frequência, definida da seguinte maneira (ONS, 2000): “... 6.1 Em condições normais de operação, em regime permanente, a frequência do sistema interligado situa-se entre 59,9 Hz e 60,1 Hz ...”

C. Tensão em Regime Permanente, cuja definição é (ONS, 2000): “... 7.1 No que se refere aos valores de tensão em regime permanente, o padrão de desempenho da Rede Básica, nos pontos de conexão deve atender os requisitos que constam na resolução da ANEEL no 505/2001...”

D. Flutuação de Tensão que é (ONS, 2000):

[...] 8.1 Flutuação de Tensão é a variação aleatória, repetitiva ou esporádica, do valor eficaz da tensão. De um modo geral, pode-se relacionar as flutuações aleatórias e repetitivas com a operação de cargas não lineares com consumo de potência variável no tempo, enquanto que as flutuações esporádicas relacionam-se com manobras de rede ou de carga [...]

E. Qualidade da Energia Elétrica (ONS, 2000):

[...] Desequilíbrio de Tensão definido como:

9.1. O indicador para avaliar o desequilíbrio de tensão [2], nos barramentos da Rede Básica é o Fator de Desequilíbrio de Tensão (K), que exprime a relação entre as componentes de sequência negativa (V2) e sequência positiva (V1) da tensão, expresso em termos percentuais da componente de sequência positiva”:

$$K = \frac{V_2}{V_1} \times 100$$

10.1 O indicador para avaliar o desempenho global quanto a harmônicos [2] em regime permanente, nos barramentos da Rede Básica, corresponde à distorção de tensão harmônica”.

10.2 Entende-se por Distorção de Tensão Harmônica Total (DTHT) a raiz quadrada do somatório quadrático das tensões harmônicas de ordens 2 a 50. Esse conceito procura quantificar o conteúdo harmônico total existente em um determinado barramento da Rede Básica [...]:

$$DTHT = \sqrt{\sum V_h^2} \quad (\text{em } \%)$$

onde:

$$V_h = 100 \times \frac{V_h}{V_1} \Rightarrow \text{“tensão harmônica de ordem h em porcentagem da fundamental”};$$

“vh \Rightarrow tensão harmônica de ordem h em volts”;

“v1 \Rightarrow tensão fundamental nominal em volts”.

Varição de Tensão de Curta Duração que é definida como:

11.1 Entende-se por Variação de Tensão de Curta Duração um desvio significativo da amplitude da tensão por curto intervalo de tempo [...]

É muito evidente, em todo o submódulo, a preocupação quanto a correta atribuição de responsabilidades perante cada padrão, sendo que cabe ao ONS, o papel de controlar e empreender ações para o correto atendimento aos padrões esperados na Rede Básica, tal atribuição está definida no seguinte item:

[...] 12.2 Cabe ao ONS a gestão dos padrões de desempenho da Rede Básica, exercendo a coordenação de todas as atividades associadas a monitoração, identificação de causas e responsabilidades, no caso de violação de algum padrão de desempenho, bem como a indicação dos meios e ações que permitam tanto prevenir violações como restabelecer o adequado desempenho do sistema. Para tanto, o ONS deverá contar com a participação e colaboração dos diversos agentes que de algum modo estejam afetando ou sendo afetados pelo desempenho do sistema (ONS 2000).

Comentários:

Num sistema de gasodutos é fundamental, para seu desempenho, trabalhar sob pressões definidas entre máximas e mínimas, pois os sistemas a jusante estarão dependendo da mesma, quer para operar adequadamente, quer para manterem-se íntegros.

No caso dos Codice de Rete da SNAM ReteGas (SNG) não existe uma caracterização tão grande para as condições de desempenho da rede básica, pois a operação é realizada pelo proprietário do ativo que opera, ou seja, a Rede Nacional (RN). Assim define-se a categoria do gasoduto (que é legislada por um decreto ministerial de 1984) e a respectiva pressão de entrega ao referente gasoduto à montante do ponto de saída. Obviamente, nestes casos, existe uma assimetria de informação muito grande caso não exista um detalhamento maior das mesmas. No caso dos pontos de entrada conectados a gasodutos internacionais, a SNAM

RETE GAS analisa, caso a caso, com cada um dos seus parceiros na operação dos mesmos, para avaliar qual a pressão de entrada adequada aos volumes informados. Para pontos de entrada nacional é utilizada a pressão do gasoduto de jusante do ponto de entrega, conforme definido no decreto ministerial que categoriza gasodutos.

Como a responsabilidade pelo transporte e a entrega do gás é única, não há necessidade de se definir detalhadamente os parâmetros para a operação, como ocorre no caso do ONS, nem tampouco caracterizar a gestão de desempenho, pois se entende que tal gestão está inclusa no processo gerencial e técnico da transportadora. Porém, é entendida como inadimplência a entrega fora do padrão, por qualquer uma das partes, conforme capítulo 19. Neste caso, estão os submódulos relacionados de números 2.4.; 2.5.; 2.6. O submódulo 2.7, demonstra bem o papel regulatório do ONS e sua importância como Coordenador da Operação do Sistema. Este procedimento é fundamental na transparência da operação do sistema e sua integração, bem como, no esclarecimento dos riscos envolvidos nas operações de cada agente. Neste ponto aparece uma questão importante que é a forma como os padrões são estabelecidos, no caso do ONS, há mais precisão na definição dos padrões de desempenho, da qual decorre a transparência e contribui para diminuir a assimetria da informação.

6.2 Padrões de Desempenho em Equipamentos Associados

Além dos padrões de operação dos sistemas que influem na qualidade do serviço prestado, existem os equipamentos associados (conexão de linha de transmissão; conexão de unidade transformadora de potência; conexão de unidade de compensação reativa convencional; conexão de banco de capacitores série fixos; conexão de dispositivos FACTS e configurações de barras). Obviamente, que o operador deve estabelecer os critérios do projeto e de operação destes equipamentos, pois se os mesmos não forem corretamente

dimensionados e operados, influirão negativamente em todo o sistema, ou então, na entrega do serviço ao cliente. No submódulo 2.3 encontra-se um guia com todos os requisitos técnicos destes equipamentos (ONS, 2000).

Comentários:

Há similaridades com o capítulo 10 do Códice Rete (SNAM, 2003), que apesar de voltado para a medição do gás, detalha bastante a concepção, o projeto e o dimensionamento das Estações de Transferência de Custódia (denominados Impianti REMI - Riduzione e Misura), com todos os critérios necessários à conexão dos sistemas. A mesma similaridade pode ser constatada nos procedimentos da Transco, quando se verifica o custo de balanceamento da rede. Se um ponto de entrega não estiver corretamente dimensionado incorre-se no risco da não entrega do gás e na respectiva penalidade por sua retirada inferior.

6.3 Acesso aos Sistemas de Transmissão

Conceitualmente há muita similaridade nas questões relativas ao Livre Acesso, tanto na conceituação feita pelo ONS, como pela SNAM RETE GAS, pela Transco e pela própria Diretiva Européia 30/98. Os conceitos fundamentais apresentados no Módulo 3 (ONS,2001) e nos submódulos 3.1 até 3.8 são:

- Assegurar aos agentes Geradores, Transportador, Importador/Exportador, Distribuidor ou Consumidor Livre o direito ao acesso às infra-estruturas de Transporte (os agentes que fazem uso do acesso são denominados acessantes);
- Preservação da qualidade e desempenho do Sistema Elétrico, através de padrões pré-definidos;
- Análises específicas dos reflexos do ingresso dos acessantes na performance do sistema acessado;

- A definição do processo de solicitação e consignação de acesso;
- A responsabilidade pela coordenação do processo de solicitação e consignação de acesso.

Os submódulos do ONS que definem as condições de acesso são:

[...] 3.2 Consulta de Acesso: Define o fluxo e as responsabilidades de cada agente para cada consulta de acesso.

3.3 Informações para a Consulta de Acesso, que onde se caracteriza o Acessante, a origem da energia e o empreendimento que gerará a energia a ser carregada.

3.4 Solicitação de Acesso que é o processo de aprovação da conexão caracterizado pelas seguintes fases:

- Solicitação de Acesso que estabelece prazo e papéis para cada agente na fase de solicitação;
- Avaliação da Solicitação de Acesso onde é realizado o estudo de viabilidade técnica da conexão;
- Definição das Condições de Acesso que basicamente é formalizado por um parecer e pela prioridade de acesso por 90 dias;
- Contratos cujos instrumentos são o CCT entre o agente transmissor e o Acessante e o CUST entre o Acessante e a ONS;
- Estudos específicos quando necessário, em particular nos casos onde é necessária alguma ação técnica para mitigar algum efeito ao Sistema de Transmissão;
- Implantação da conexão;
- Acompanhamento da implantação da conexão;
- Aprovação do ponto de conexão.

3.5 Informações para a Solicitação de Acesso, que apresenta os formulários técnicos referentes as etapas apresentadas no item anterior.

3.6 Inspeções e Ensaio nas Instalações de Conexão que estabelece as condições para que o ONS e o agente de transmissão façam inspeções e ensaios nos pontos de conexão da rede.

3.7 Manutenção das Instalações de Conexão onde pode encontrar-se a matriz de responsabilidades para cada operação de manutenção dos Pontos de Conexão;

3.8 Requisitos Mínimos para a Conexão à Rede Básica. Neste procedimento descreve-se com detalhes todos os requisitos técnicos para pontos de conexão, sendo que é importante observar a sua relação com o módulo 2 [...]

No caso da SNAM RETE GAS estes mesmos princípios ficam caracterizados pelos seguintes pontos (SNAM RETE GAS, 2003):

- No capítulo 2, onde se descreve os serviços, é claramente estabelecida a modalidade de serviços de transporte e acessórios. Estabelece-se o procedimento técnico e administrativo para a consignação de capacidades do sistema de transporte e os serviços a esta associados, tal como despacho do gás, balanço da rede, balanço comercial;
- É relevante no caso da SNAM RETE GAS, o cronograma de demandas, assim há condicionantes para o prazo de solicitação e consignação de capacidades na Rede Nacional. Deste modo, há uma diferenciação entre contratar num ano iniciado e com antecedência, bem como para as solicitações de curto prazo (anual) e de longo prazo (plurianuais);
- Nos anexos deste capítulo são apresentadas as minutas de contrato e as garantias bancárias necessárias ao acessante. No capítulo 5, dos Códice Rete, estabelece-se um processo para a solicitação de capacidade, que no fundo é o objeto do livre acesso, as condições para a sua obtenção, os critérios de análise para a aprovação e uma rápida descrição do processo de contratação. No capítulo 6 são descritas as condições para a requisição, execução e instalação de pontos de conexão.

O processo da SNAM é bastante similar ao Network Codes da Transco, ou seja, o fluxo básico é a contratação e a consignação, ou reserva de capacidades do sistema de transporte. Um agente carregador só pode solicitar acesso à Transco após estar licenciado junto ao regulador (OFGEM). De acordo com o Network Codes Summary (TRANSCO, 2002) um carregador deve, antes de operar, cumprir as seguintes etapas:

- Obter uma licença do regulador (OFGEM) para comercialização de gás;
- Assinar com a Transco um acordo operacional, de modo a submeter-se as condições operacionais da rede;
- Compreender suas obrigações e direitos perante o Network Codes e organizar-se para operar neste ambiente;
- Estruturar-se para atender o acordo operacional;
- Assinar com clientes e registrar suas premissas com a Transco;
- Contratar gás;
- Consignar capacidades nos pontos de entrada e saída ou adquiri-las em mercado secundário;
- Aprender a operação dos sistemas computacionais de apoio.

6.4 Ampliações e Reforços da Rede Básica

Em função da Lei nº 9468/98, é atribuída ao ONS, a função de elaborar o Plano de Ampliação e Reforços na Rede Básica. Este plano tem por objetivo estabelecer os projetos a serem propostos, de modo a garantir que a capacidade de fornecimento do sistema mantenha-se em consonância ao crescimento da oferta e demanda dentro dos padrões de confiabilidade (ONS, 2000). Considerando que o mercado de livre acesso consiste basicamente em comercialização de capacidades, de modo que os agentes possam transportar commodities, a

manutenção da capacidade é fundamental para o mercado como um todo. A base para este trabalho é a consolidação de demandas apresentadas ao ONS pelo mercado.

No caso da SNAM RETE GAS, existe um plano específico de capacidades x tempo, considerando os pontos de entrada e de saída na rede. Este plano fica disponível na internet, de modo que os carregadores possam fazer programações a longo prazo, além disso, é disponibilizado um documento denominado “Piano di Realizzazione de Capacita e di Potenciamento”, onde são descritos todos os projetos e metodologias para execução dos mesmos. A Transco disponibiliza um documento similar, denominado “Transportation Ten Year Statement”, editado anualmente, onde são estabelecidas todas as premissas de mercado e as capacidades disponíveis.

6.5 Serviços Anciliares

Apesar de estar presente em todos os procedimentos, o conceito de serviços anciliares é bastante amplo, variando bastante caso a caso. Mas o conceito mais essencial e que pode ser aplicado a qualquer indústria, é aquele em que além do serviço básico do transporte, há outros que são de natureza auxiliar e podendo ou não ser dissociados do serviço base, que é o transporte, sendo necessário que haja um mínimo de regulamentação para sua oferta e comercialização. No caso dos procedimentos de rede, esta regulamentação é feita pelo ONS, no caso da SNAM RETE GAS e da TRANSCO, tais serviços existem e surgem de modo a atender uma necessidade específica de cada usuário.

6.6 Modelos Computacionais

Cada empresa possui modelos computacionais que visam balizar informações e estabelecer uma base adequada para que os agentes possam usufruir os serviços e adequar-se

a rotina operacional estabelecida pelos operadores de transporte. Porém, a especificidade técnica e de gestão entre cada indústria dificultam uma comparação mais direta. No caso da Transco, é evidente a necessidade de sistemas de grande porte, que possibilitem negociar capacidades e compras e vendas de gás, bem como a simulação da operação, fundamental para a tomada de decisões.

6.7 Administração de Serviços e Encargos

Cada operador de sistema tem características específicas de faturamento e, obviamente cada sistema a ser operado possui detalhes técnicos que incorrem em custos, mas os princípios deste módulo são bastante aderentes aos praticado por Transco e SNAM RETE GAS. Vamos verificar que princípios são estes:

- Elaboração de Contratos de Conexão nos Sistemas que determinam as características dos serviços a serem prestados. Percebe-se uma similaridade nas questões referentes ao balanceamento da Transco no item 1.1 no submódulo 15.6 (ONS, 2003, p.3):

[...] 1.1.1. Estabelecer as premissas, diretrizes, requisitos e responsabilidades para apuração dos desligamentos, das restrições operativas temporárias, das sobrecargas e do atraso na entrada em operação de AMPLIAÇÕES, REFORÇOS ou MODIFICAÇÕES, verificadas nas instalações da Rede Básica, com a finalidade de subsidiar a Apuração Mensal de Serviços e Encargos, conforme Submódulo 15.8, quanto a:

- (a) Parcela Variável devido a indisponibilidades decorrentes de desligamentos de equipamentos das Instalações da Rede Básica;
- (b) Parcela Variável devido a indisponibilidades decorrentes de atraso na entrada em operação de AMPLIAÇÕES, REFORÇOS e MODIFICAÇÕES nas Instalações da Rede Básica;
- (c) Redução do PAGAMENTO BASE devido a restrições operativas temporárias nos equipamentos das Instalações da Rede Básica;

(d) Adicional Financeiro devido a sobrecargas que ocasionem perda adicional de vida útil nos transformadores da Rede Básica, conforme Resolução ANEEL nº 513/02.

Do mesmo modo que são apurados custos para balanceamento do sistema existente, os custos por ultrapassagem de demanda são apurados e tem seus critérios definidos no submódulo 15.7 (ONS, 2003). Aqui, mais uma vez, encontra-se uma grande similaridade, uma vez que a tarifação é a forma pela qual se regula o uso eficiente da infra-estrutura, mas que é diferenciada, caso a caso, pelas especificidades técnicas de cada sistema e pelas condições contratuais, que são particulares de cada agente. Enquanto os agentes do gás têm uma forte preocupação com a demanda em função de desbalanceamento no sistema, há a mesma preocupação por parte do ONS, porém esta se traduz no controle da ultrapassagem de demanda e das sobre cargas e danos causados aos mesmos.

6.8 Consolidação da Previsão de Carga e Planejamento da Operação Elétrica

O alto grau de coordenação que as indústrias de rede exigem, implica muitas vezes em uma consolidação de demandas que deve ser compartilhada e consolidada em um plano. Neste ponto, todas as comparações levam à importância que cada plano tem. A metodologia empregada pelo ONS é de estabelecer plano de curto, longo e médio prazo consolidando-os com todos os agentes (ONS, 2002).

Neste caso, há diferenças entre a forma de gestão do planejamento, porém se observarmos que o ONS é um ente que consolida e coordena a operação entre os agentes do sistema, e tanto SNAM RETE GAS, como Transco são efetivamente operadores do sistema, o planejamento é mais verticalizado nos últimos que no primeiro e talvez não exija tantas interações, mas mais compromisso dos agentes contratantes. Um ponto importantíssimo para

todos os sistemas é a programação de intervenções, uma vez que estas não programadas colocam em risco o nível de serviço do sistema. É muito importante haver um plano geral que consolide as intervenções programadas em períodos mais convenientes aos sistemas.

O grande benefício deste tipo de plano é a garantia do atendimento das demandas, ou seja, o interesse comum, em todo caso é importante notar que na falta de um planejamento adequado, o sistema pode fugir de suas condições de projeto e pode gerar custos adicionais para o balanceamento dos sistemas, ou em um caso ainda mais extremo, a imposição de restrições ao crescimento, devido à falta de investimentos na capacidade do sistema.

6.9 Planejamento e Programação da Operação Eletroenergética

Neste módulo são definidos os processos para a modelagem do planejamento energético como um todo, por parte do ONS, porém não no caso dos operadores da área do gás. Já, que os últimos não atuam sobre a produção de gás, esta gestão fica a cargo dos carregadores. O ONS autodefine-se como:

[...] Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS é uma entidade de direito privado, criada em 26 de agosto de 1998, responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados brasileiros com os objetivos básicos de:

- (a) Promover a otimização da operação do sistema eletroenergético, visando o menor custo para o sistema, observados os padrões técnicos, os critérios de confiabilidade e as Regras do Mercado;
- (b) Garantir que todos os agentes do setor elétrico tenham acesso à rede de transmissão de forma não discriminatória;
- (c) Contribuir, de acordo com a natureza de suas atividades, para que a expansão do sistema eletroenergético se faça ao menor custo e vise as melhores condições operacionais futuras [...] (ONS, 2001).

Se pensarmos na geração como o equivalente à produção no gás e um campo potencialmente promissor para a competição, teríamos então um ponto interessante a discutir. Como se pode regular a questão dos produtores com o intuito de estimular a competição, mas não deixar que as condições mínimas operacionais fossem afetadas?

Neste caso, criou-se um mecanismo de flexibilidade estabelecido por um mercado secundário de gás para o balanceamento de rede, que possibilita uma aquisição de gás de modo competitivo (TRANSCO, 2002). No caso da Transco, este procedimento é realizado pelo OCM, no caso da SNAM RETE GAS não fica claro o conceito de aquisição de gás para balanço. Porém, como já visto, ainda existe um carregador dominante na Itália. Ao passo que, hoje, na rede da Transco, este número é bem mais diversificado, ou seja, o cenário de competição é bem mais favorável.

6.10 Manual dos Procedimentos da Operação

O MPO - Manual dos Procedimentos de Operação é o principal documento do ONS, onde se detalha fundamentalmente todo o fluxo das operações, atribuindo funções e atividades a cada um dos agentes. Não há entre os documentos estudados, uma exposição tão grande. Conforme anteriormente exposto, o ONS tem uma atribuição de coordenar um amplo parque de Geração, Transmissão e Distribuição. O MPO define como se dá esta coordenação. Os objetivos de tal documento são (ONS, 2001, p.3):

[...]1.8. O Manual de Procedimentos da Operação tem, portanto, como finalidade organizar, de forma estruturada e sistematizada as premissas, conceitos básicos, diretrizes, critérios, regras, responsabilidades e procedimentos operacionais a serem seguidos pelo ONS e pelos Agentes envolvidos na operação da Rede de Operação e das interligações internacionais, com os seguintes objetivos:

- Definir as responsabilidades do ONS e dos Agentes envolvidos e regulamentar as atividades abrangidas pelas funções de Normatização, Pré-Operação, Operação em Tempo Real e Pós-Operação;
- Estabelecer os conceitos das Redes Eletroenergéticas envolvidas;
- Estabelecer as Normas de Operação, as Instruções de Operação, as Rotinas Operacionais, os Ajustamentos Operacionais e os Regulamentos Internacionais a serem utilizados na operação do sistema hidráulico, elétrico e energético;
- Definir a organização da operação, quanto à hierarquia funcional e operacional, os níveis de autoridade, as atribuições e os sistemas eletroenergéticos de atuação, envolvendo os Centros de Operação próprios do ONS, os Centros de Operação por meio dos quais serão prestados ao ONS serviços de operação de sistema, os Centros de Operação dos Agentes, órgãos designados pelos Agentes e as instalações integrantes da Rede de Operação no relacionamento operacional com o ONS;
- Estabelecer os processos que serão utilizados pelo ONS e pelos Agentes envolvidos para execução de suas atribuições e cumprimento de suas responsabilidades;
- Definir os requisitos de telessupervisão que devem ser disponibilizados para o ONS, pelos Agentes de Geração, Transmissão e Distribuição, para suportar as atividades da macro função Operação [...]

Não existe dentre os documentos analisados da SNAM RETE GAS e da Transco, um documento, onde responsabilidades e atribuição estejam tão claramente definidas. Porém, observam-se, as diferenças regulatórias e institucionais e a complexidade do ambiente operacional que o ONS tem para organizar suas atividades. Nos casos dos operadores de gasodutos não há transparência, mas um processo maior de negociação entre as partes, assim onde há procedimentos aparecem contratos e acordos.

6.11 Acompanhamento da Manutenção

Os procedimentos constantes do módulo 16 são referentes ao acompanhamento que o ONS realiza para monitorar como os operadores vêm agindo em termos de operação dos ativos, e assim garantir a confiabilidade do sistema. Conforme os objetivos contidos no submódulo 1 (ONS, 2001 , p.3) tem-se:

[...]1.1 Os Procedimentos de Rede referentes ao Acompanhamento da Manutenção – Módulo 16, foram elaborados com o objetivo de perenizar a operação, de modo a possibilitar ao ONS, coordenador de ações sistêmicas, oferecer um serviço de fornecimento de energia elétrica nos níveis e padrões de qualidade e confiabilidade requeridos pelos consumidores, definidos nos Padrões de Desempenho da Rede Básica e Requisitos Mínimos para suas Instalações - Módulo 2 e aprovados pela ANEEL.

1.2 Considera-se que os Agentes de Geração e os Agentes de Transmissão, por serem os proprietários dos equipamentos e instalações integrantes do sistema físico, são os responsáveis pela manutenção dos mesmos. Por outro lado, para que os níveis e padrões de qualidade requeridos sejam alcançados, é essencial e indispensável que as atividades de manutenção definidas e realizadas pelos Agentes nos equipamentos e instalações da Rede de Operação, garantam normalidade, confiabilidade e continuidade da operação dos mesmos nas condições nominais de projeto ou naquelas previamente comunicadas ao ONS, dentro dos padrões de desempenho homologados pela ANEEL [...]

De certa forma, pode-se subentender que neste ponto, o ONS atua propriamente como um braço do regulador, no caso a ANEEL. Esta função, dificilmente seria atribuída aos operadores SNAM RETE GAS e Transco, uma vez que estes são praticamente os únicos operadores dos ativos. Aqui, realmente as diferenças regulatórias e institucionais de cada situação, geram a necessidade de procedimentos específicos.

6.12 Medição para Faturamento

A medição consiste num processo fundamental em qualquer cadeia de valor, no caso de indústrias como a elétrica e a do gás, existem tecnologias específicas, porém para efeito de análise, leva-se em conta o processo de gestão da medição. A principal questão referente à medição é que no caso do ONS, trata-se de um documento de referência técnica e de atribuição de responsabilidades e, de certa forma, uma regulação. No caso dos procedimentos dos operadores SNAM RETE GAS e Transco, trata-se de um esclarecimento, pois estes documentos são informativos aos clientes.

6.13 Requisitos de Informação entre o ONS e os Agentes

O alto nível de coordenação entre os agentes é característico entre todos os procedimentos. Ao verificarem-se os procedimentos relativos ao Fluxo de informações, o ONS apresenta uma completa coleção de procedimentos, relacionados a cada agente, descrito na submódulo 17.1 (ONS, 2001) e elaborado sobre os seguintes submódulos:

- [...] (a) Descrição das Atribuições, Macroprocessos, Processos e Produtos do ONS e Requisitos de Informação - Submódulo 17.2;
- (b) Descrição das Informações Requeridas da ANEEL - Submódulo 17.3;
- (c) Descrição das Informações Requeridas do MME/CCPE - Submódulo 17.4;
- (d) Descrição das Informações Requeridas da ASMAE - Submódulo 17.5;
- (e) Descrição das Informações Requeridas dos Agentes de Geração - Submódulo 17.6;
- (f) Descrição das Informações Requeridas dos Agentes de Transmissão - Submódulo 17.7;
- (g) Descrição das Informações Requeridas dos Agentes de Distribuição - Submódulo 17.8;

(h) Descrição das Informações Requeridas dos Consumidores Livres - Submódulo 17.9;

Descrição das Informações Requeridas dos Agentes de Exportação e Importação - Sumódulo 17.10 [...]

No submódulo de introdução (17.1) está definida a metodologia para a elaboração dos processos e dá uma clara idéia da dimensão deste processo para um operador (ONS, 2001):

[...] (a) Caracterização do ONS no contexto do setor elétrico nacional com explicitação de suas atribuições;

(b) Descrição dos processos e produtos do ONS para o exercício das atribuições;

(c) Descrição dos requisitos técnico-operacionais de informação necessários ao ONS para a realização de cada um dos seus processos definidos e os correspondentes produtos;

(d) Descrição dos requisitos de informação a serem atendidos por cada tipo de agente, de forma a possibilitar ao ONS o cumprimento de suas responsabilidades, constituindo-se no nível tático das informações;

(e) Descrição do detalhamento dos requisitos de informação, tomando como referência os Procedimentos de Rede aprovados, constituindo-se no nível operacional das informações, objeto do Manual Técnico de Informações do ONS com os Agentes [...]

No submódulo 17.2 estão descritos os processos do ONS com as atribuições e responsabilidades de cada um dos agentes, sendo que o que talvez diferencie os procedimentos do ONS dos outros dois operadores de gás analisados seja a transparência com que os mesmos estão estabelecidos.

Neste ponto, a abordagem da relação processo e fluxo de informações é um ponto muito importante para a transparência e coordenação operacional e, conseqüentemente, para a garantia da não discriminação entre os agentes. Entretanto, não é obrigatório em um ambiente

de livre acesso como ocorre nos procedimentos da SNAM RETE GAS e da Transco, onde o processo de informação não está bem definido.

6.14 Identificação e Tratamento de Não Conformidades

Neste módulo existe uma grande diferença, que reside na característica da ONS cumprir, muitas vezes, um papel de operacionalizar as regras definidas pelo regulador. Ou seja, as penalidades não são aquelas negociadas, mas reguladas. Enquanto SNAM RETE GAS tem suas não conformidades tratadas num processo mais parecidas com o que as normas da série ISO definem; no caso da Transco, o processo se concentra nos detalhes dos códigos de rede que não puderam ser analisados.

7 CONCLUSÕES E COMENTÁRIOS

Apesar das diferenças tecnológicas existentes entre o transporte de energia elétrica e o transporte de gás, percebe-se que sob os aspectos regulatórios e de gestão há uma convergência.

Quando se observa o aspecto relativo ao livre acesso a estas infra-estruturas, esta convergência é ainda maior. Para que o livre acesso se dê de forma a aumentar a eficiência de um serviço público, em benefício da sociedade e ainda garantida ao investidor, o retorno justo de seus investimentos, considera-se que deve haver um ambiente regulatório adequado e um operador isento.

7.1 Ambiente Regulatório Adequado

É um órgão regulador munido de recursos capazes de avaliar as complexidades técnicas e econômicas dos sistemas de transporte de energia, sendo que a assimetria de informações é um fator crucial. Percebe-se pelo grau de detalhamento dos procedimentos de rede do ONS tal barreira, que se tornou evidente no conflito TBG e BG pelo transporte firme; se houvesse assimetria das informações este conflito não ocorreria.

Ao contrário do que ocorre no Reino Unido ou na Itália, onde não existe um ente operacional como o ONS, existem no Brasil duas características importantes: a primeira é que o sistema de gás é basicamente operado por um ente único, que possui interesses estratégicos na cadeia de derivados de petróleo; e a segunda diz respeito a insipiência do mercado de gás natural no Brasil, face ao consumo de energia elétrica.

Assim, caso não haja um ambiente regulatório, amparado por um arcabouço legal bem definido, o gás natural será um complemento entre os derivados de petróleo e a geração

hidráulica. Isto, de certa forma, inibirá investimentos e não promoverá a competitividade entre estas cadeias, o que seria mais vantajoso para a nação como um todo.

7.2 Operador do Sistema Isento

No caso do setor elétrico brasileiro optou-se por um operador que atue em complementaridade ao regulador, fazendo o controle do sistema e, também, impedindo a discriminação. Este modelo é bastante interessante e aplicável, no caso do gás natural. Considerando que não há indícios de verticalização entre o operador dominante do sistema, este operador atuaria de modo a minimizar os efeitos da assimetria de informações decorrentes da concentração, em um operador, da hierarquia operacional (Figura 7.1.).

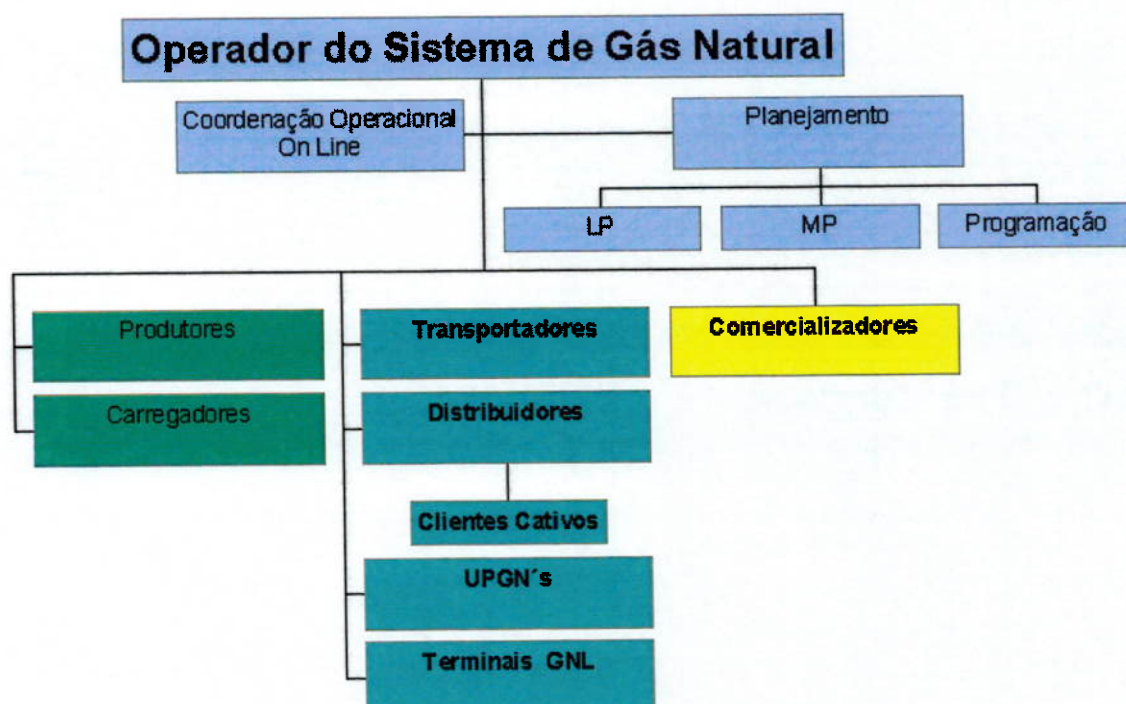


Figura 7.1. Esquema da hierarquia operacional do sistema de gás natural.

7.3 Criação de Procedimentos de Rede

Uma vez que a operação do sistema pode ser realizada de modo a discriminar novos entrantes e gerando ineficiências que prejudicam o bem comum, quer seja pelo custo de oportunidade a uma energia mais barata, quer seja pela qualidade o serviço devem ser criados procedimentos de rede, com objetivos a serem requeridos aos operadores:

A. Requisitos dos Sistemas.

Os procedimentos de rede devem estabelecer todos os requisitos de operação de um sistema, de modo a caracterizar um serviço de base, com característica de eficiência técnica e com padrões bem definidos e transparentes para todos os entes do sistema.

B. Condições de Acesso.

Deve-se estabelecer, de modo não discriminatório, as condições técnicas e comerciais para acesso a uma infra-estrutura. Devem ser definidas as condições regulatórias, de modo a definir claramente quais as restrições de caráter técnico-operacional, financeiro e de atividade econômica.

C. Serviços Anciliares.

Serviços que venham agregar valor devem ser informados, mas não incluídos na tarifa, de modo que o acessante possa optar ou não por esses serviços.

D. Programação.

O procedimento de rede deve estabelecer um fluxo de informação para a programação do dia seguinte, através de processos interativos de longo, médio e curto prazo. Cada um dos usuários da cadeia, transportadores, carregadores, distribuidores e consumidores livres devem

estabelecer suas programações. A não realização dessas programações deve representar custos adicionais, quando causarem desbalanceamento nos sistemas.

E. Planejamento.

O Planejamento deve ser integrado e público, incluindo o inventário de capacidades, bem como o planejamento de projetos de reforços em andamento.

F. Custos com Balanceamento.

O operador do sistema deve ser incentivado a criar um mercado secundário, de modo a reduzir os impactos de um desbalanceamento e eventuais prejuízos ao sistema, bem como aumentar a oferta no sistema. Aos consumidores que não tenham eficiência no planejamento energético de suas atividades, deve ser incluído um custo adicional. Este mecanismo gera um benefício ao sistema e ao bem comum, pois os mais ineficientes têm custos mais altos que os eficientes, sendo esta uma condição básica para o uso adequado e eficiente da infra-estrutura e dos recursos naturais.

G. Transações de Capacidade.

Um mercado secundário de capacidade deve existir para mitigar riscos aos carregadores e aumentar a eficiência de utilização do sistema. Existindo um grande número de carregadores e produtores, as transações de capacidade tornam-se interessantes ferramentas de fomento à continuidade dos serviços, bem como de inibição à contratação e não utilização da infra-estrutura, como abordado nos casos TBGxBG e TBGxEnersil.

H. Mercados Interruptíveis.

A atual estrutura do mercado de gás no Brasil não é adequada para a implantação de um mercado interruptível, devido a algumas condições:

- Operador Dominante com alto poder dentro do segmento de combustíveis;
- Poucas opções para compra e venda do gás, a curto prazo;
- Mercado incipiente de pouca flexibilidade;
- Infra-estruturas relativamente novas e não amortizadas.

A lista não é exaustiva, mas o livre acesso e algumas das propostas discutidas anteriormente, seriam uma alternativa que possibilitariam o desenvolvimento de um mercado mais competitivo e flexível, porém sem prejudicar os mercados tradicionais, formados por contratos de longo prazo, que cumprem o papel de estabilizar todo um sistema ainda em implantação.

Cabe entender, que no atual estágio de desenvolvimento do setor de gás natural no Brasil, o processo de criação de um mercado interruptível deve ser de forma bastante gradual, no sentido, num primeiro momento de funcionar de forma complementar aos contratos de longo prazo, de forma a diminuir o risco dos membros da cadeia, mas atraindo o interesse pelos benefícios gerados pela competitividade, o que com o passar do tempo atrairá, o interesse em formas com maior risco, porém rentáveis de comercialização do gás.

REFERÊNCIAS

AEEG Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore del gas naturale (IC 22). Autorità garante della concorrenza e del mercato & autorità per l'energia elettrica e il gás, 2004.

AGENCIA NACIONAL DO PETRÓLEO Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 2005.

ANP - Agência Nacional de Petróleo Regulação no mercado comum europeu para a indústria de gás natural: principais aspectos. Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural, Jul. / 2003.

ANP Estudo para Elaboração de um Modelo de Desenvolvimento da Indústria Brasileira de Gás Natural. Contrato n°. 7039/03, ANP – 008.766, 2004.

ANP Panorama da indústria de gás natural no Brasil: aspectos regulatórios e desafios. Agência Natural de Petróleo, Jul. / 2002.

ANP Regulação no mercado comum europeu para a indústria de gás natural: principais aspectos. Agência Nacional de Petróleo: Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural, Jul. / 2003.

ANP Considerações sobre a Importância da Celebração de Acordos Operacionais de Balanceamento (OBA) em Gasodutos Interconectados. Agência Nacional de Petróleo: Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural, Jul. / 2003.

AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS Disponível em: <<http://www.aeeg.it>>. Acesso em: 2005.

BERNADINI, O.; DI MARZIO, T. La distribuzione del gas a mezzo reti urbane in Italia: analisi del settore alla vigilia della liberalizzazione. Jun. / 2001.

CAYRADE, P. Investments in Gas Pipelines and Liquefied Natural Gas Infrastructure. What is the Impact on the Security of Supply? Set. / 2004.

COMGAS Disponível em: <<http://www.comgas.com.br>>. Acesso em: 2005.

COMISSÃO EUROPÉIA DIREÇÃO GERAL DE ENERGIA E TRANSPORTE Disponível em: <http://europa.eu.int/comm/dgs/energy_transport/index_it.html>. Acesso em: 2005.

COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES Commission on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market. Commission Staff Working Document, jan. / 2005.

COUTINHO, E. Curso MBA Energia, Disciplina A Indústria de Gás Natural. Notas de Aula, Escola Politécnica: USP, 2004.

ENEL Disponível em: <<http://www.enel.it>>. Acesso em: 2005.

ENI Disponível em: <<http://www.eni.it>>. Acesso em: 2005.

EUROGAS Disponível em: <<http://www.eurogas.com>>. Acesso em: 2005.

EUROGAS Natural Gas Consumption in Europe in 2003. Fev. / 2004.

European Commission Directorate of Transport and Energy to Determine Chances After the Gas Market opening in August 2000. Vol. I. European Overview, Weale, Graham e Omahony, Ghislain (Project Directors). Jul. / 2001.

European Commission Directorate of Transport and Energy to Determine Chances After the Gas Market opening in August 2000. Vol. 2. Country Reports; Weale Graham e Omahony Ghislain (Project Directors) DRI WEFA, Jul. / 2001.

EUROPEAN GÁS TRANSMISSION GROUP Disponível em: <<http://www.gte.org>>. Acesso em: 2005.

FUNDAÇÃO ENRICO MATTEI Disponível em: <<http://www.feem.it>>. Acesso em: 2005.

GARCIA CONSULTORES E STRAT CONSULTING Estudo para a Elaboração de um Modelo de Desenvolvimento da Indústria Brasileira de Gás Natural. Agência Nacional de Petróleo, Jan. / 2004.

ITALGAS Disponível em: <<http://www.italgas.it>>. Acesso em: 2005.

KRAUSE, G.G.; PINTO JR., E.; HELDER Q. Estrutura e regulação do mercado de gás natural: experiência internacional. Agência Nacional do Petróleo, Set. / 1998.

KRAUSE, G.G.; PINTO JR., E.; HELDER Q. Estrutura e regulação do mercado de gás natural: especificidades do caso brasileiro. Agência Nacional do Petróleo, Set. / 1998.

LINEU et al. Energia Elétrica para Desenvolvimento Sustentável. São Paulo: EDUSP, 1999, p. 33-146.

MME - Ministério das Minas e Energia. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>.

NATIONAL GRID Disponível em: <<http://www.nationalgrid.co.uk>>. Acesso em: 2005.

NERA - National Economic Research Associated Network Access Condition and Gas Markets in North America. Jul. / 2002.

ONS – Operador Nacional do Sistema Procedimento de Rede. 2003.

PERRELLA, M. Curso MBA Energia, Disciplina Geração de Energia Elétrica. Notas de Aula, Escola Politécnica: USP, 2004.

PETROBRÁS Disponível em: <<http://www2.petrobras.com.br/index.htm>>. Acesso em: 2005.

RAMOS, D.S. Curso MBA Energia, Transporte e Distribuição de Energia Elétrica. Notas de Aula, Escola Politécnica: USP, 2004.

RAMOS, D.S.M. Curso MBA Energia, Disciplina Transmissão de Energia Elétrica. Notas de Aula, Escola Politécnica: USP, 2004.

REIS, L.B. Curso MBA Energia, Disciplina Geração de Energia Elétrica. Notas de Aula, Escola Politécnica: USP, 2004.

SNAM RETE GAS Piano di Realizzazione di Nuova Capacità e di Potenziamento Della Rete di Trasporto. Set./ 2004.

SNAM RETE GAS Disponível em: <<http://www.snamretegas.it>>. Acesso em: 2005.

STOCCAGIO GÁS ITÁLIA Disponível em: <<http://www.stocgit.it>>. Acesso em: 2005.

TBG - Transportadora Gasoduto Bolívia Brasil Gasoduto Bolívia-Brasil: informações técnicas do lado brasileiro. Disponível em: <<http://www.tbg.com.br>>.

TRANSCO Network Code: The Summary. National Grid Transco plc, 2002.

TRANSCO Operational Guidelines Version 8.0. National Grid Transco plc, 2002.

TRANSCO Transportation Ten Years Statement 2004. National Grid Transco plc, 2002.

TRANSCO Disponível em: <<http://www.transco.co.uk>>. Acesso em: 2005.