

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO  
ESCOLA POLITÉCNICA**

**ANDRÉ DE CARVALHO PARO**

**Estudo da contribuição do gás natural no setor elétrico – uma análise de cenários de sua expansão nos setores de geração termelétrica, cogeração e residencial**

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica

**São Paulo  
2005**

ANDRÉ DE CARVALHO PARO

**Estudo da contribuição do gás natural no setor elétrico – uma análise de cenários de sua expansão nos setores de geração termelétrica, cogeração e residencial**

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica

Área de Concentração:  
Sistemas de Potência

Orientadora:  
Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Eliane A. F. A. Fadigas

**São Paulo  
2005**

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

**Este exemplar foi revisado e alterado em relação à versão original, sob  
responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.**

**São Paulo, de novembro de 2005.**

**Assinatura do autor** \_\_\_\_\_

**Assinatura do orientador** \_\_\_\_\_

### FICHA CATALOGRÁFICA

**Paro, André de Carvalho**

**Estudo da contribuição do gás natural no setor elétrico - uma  
análise de cenários de sua expansão nos setores de geração  
termelétrica, cogeração e residencial / A.C. Paro. -- ed.rev. -- São Paulo,  
2005.**

**101 p.**

**Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade  
de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação  
Elétricas.**

**1.Gás natural 2.Termoeletricidade 3.Cogeração de energia  
elétrica 4.Demanda energética (Gerenciamento) 5.Desenvolvi-  
mento sustentável I.Universidade de São Paulo. Escola Politéc-  
nica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.**

**FOLHA DE APROVAÇÃO**

Aluno: André de Carvalho Paro

Título: Estudo da contribuição do gás natural no setor elétrico – uma análise de cenários de sua expansão nos setores de geração termelétrica, cogeração e residencial

Dissertação apresentada à Escola Politécnica  
da Universidade de São Paulo para obtenção  
do Título de Mestre em Engenharia Elétrica

Área de Concentração:  
Sistemas de Potência

Aprovado em:

Prof. Dr. \_\_\_\_\_

Instituição: \_\_\_\_\_ Assinatura: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. \_\_\_\_\_

Instituição: \_\_\_\_\_ Assinatura: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. \_\_\_\_\_

Instituição: \_\_\_\_\_ Assinatura: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. \_\_\_\_\_

Instituição: \_\_\_\_\_ Assinatura: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. \_\_\_\_\_

Instituição: \_\_\_\_\_ Assinatura: \_\_\_\_\_

## DEDICATÓRIA

À Viviane, minha esposa, e a toda minha família, que são os responsáveis por eu ser...

## AGRADECIMENTOS

Agradeço imensamente à Prof<sup>a</sup> Eliane, minha orientadora, que durante todo este tempo tem me conduzido com atenção e propriedade.

A todos os professores e colegas do GEPEA que direta ou indiretamente contribuíram para a concretização deste trabalho.

Aos Professores Dr<sup>es</sup>. Dorel Soares Ramos e Marco Antônio Saidel, membros da banca de qualificação, pela paciência, desprendimento e pelos importantes comentários feitos para a melhoria deste trabalho.

Aos colegas e professores do IEE, que me deram uma visão mais humana da relação entre energia elétrica e sociedade.

Agradeço a toda minha família, que sempre me apoiou e por vezes me cobrou empenho para que conseguisse cumprir os compromissos deste trabalho.

Á minha esposa, que simplesmente me ama e me suporta, pois sei do que ela abriu mão por mim.

Agradeço acima de tudo a Deus, no qual depositei e deposito a cada dia minha esperança, e do qual certamente recebo as forças que me fazem caminhar.

## RESUMO

PARO, A. C. **Estudo da contribuição do gás natural no setor elétrico – uma análise de cenários de sua expansão nos setores de geração termelétrica, cogeração e residencial.** 2005. 101p. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. São Paulo. 2005

Após a divulgação recente pela Petrobrás, da descoberta de uma grande quantidade de Gás Natural (GN) na bacia de Santos, as políticas de incentivo ao seu consumo e conseqüente aumento de sua participação na matriz energética nacional ganham força. Aliada a isto, a busca crescente da adoção dos conceitos do Desenvolvimento Sustentável (DS) e do Planejamento Integrado de Recursos (PIR) na utilização dos recursos energéticos em favor da sociedade, necessita da implementação de novos métodos de abordagem dos usos destes recursos de forma integrada. Este trabalho tem como objetivo estudar a contribuição do GN no Setor Elétrico. O estudo será feito através de uma análise de cenários de expansão do mercado do gás no estado de São Paulo a partir da previsão indicativa de usinas termelétricas do Plano Decenal de expansão do Setor Elétrico. Para isto, serão estudados os usos do GN diretamente associados à energia elétrica no país: geração termelétrica, cogeração industrial e aquecimento residencial de água para banho. Após a apresentação dos usos e suas tecnologias, será proposta a metodologia para a execução deste estudo. A metodologia será baseada nos aspectos de Consumo de Gás Natural, Custo de Investimento e Emissão de CO<sub>2</sub>. Será então desenvolvido um estudo de caso aplicado à região central do estado de São Paulo, nas proximidades do Gasoduto Bolívia Brasil (GASBOL), região com alto grau de industrialização e infra-estrutura, e próxima dos principais pontos da malha de Gás Natural existente no país. Os resultados apontam para a importância da integração entre os planejamentos dos setores de GN e EE, dando mais atenção aos usos distribuídos do GN, que possuem maior rendimento e contribuem ainda mais para o Desenvolvimento Sustentável.

## ABSTRACT

PARO, A. C. **Study of natural gas contribution on the electricity sector – an expansion scenario analysis in thermoelectric generation, cogeneration and residential sector.** 2005. 101p. Dissertation (Master's degree) – Polytechnic School, University of São Paulo. São Paulo. 2005

After the recent announcement by Petrobrás about the discovery on a large amount of Natural Gas (NG) in the Santos Field, consumption incentive policies and the expectation about its growth on national energy matrix are taking place again. Besides, the growing search towards the Sustainable Development (SD) and Integrated Resource Planning (IRP) concepts on energetic resources utilization at service of society needs new integrated resources utilization approach methods. This dissertation intends to study the contribution of Natural Gas use on Electric Energy Sector. The study is based on a market expansion scenarios analysis applied to the São Paulo NG market starting from the indicative thermoelectric plants planning presented on the Electric Brazilian Sector Expansion Decade Plan. For this, the straightly related to EE uses of NG: thermoelectric generation, industrial cogeneration and residential water heating are being discussed. After the uses and their technology discussion, the methodology for this study execution will be presented. It is based on NG Consumption, Investment Cost and CO<sub>2</sub> Emission. It will be then presented a case study applied to the central region of São Paulo State, on the neighbors of Bolivia-Brazil Gas Duct (GASBOL), a region with good industrialization and infrastructure degree, near to the most important points of Brazilian NG mesh. The results show the importance of the integration between NG and EE sectors planning, with special attention to the distributed uses of NG, more efficient and better contributing to the sustainable development.



## RELAÇÃO DE FIGURAS

Figura 2.1 – Formas de apresentação do GN nos poços.

Figura 2.2 – Reservas Medidas de GN no Brasil

Figura 2.3 - Preço no *city gate* do gás natural nacional, importado e programa PPT (em US\$ / MMBTU) – Período: 3º Trimestre de 1999 – 3º Trimestre de 2003

Figura 2.4 – Evolução da Energia Assegurada e Carga no Sistema Elétrico Brasileiro

Figura 2.5 – Evolução do Armazenamento (% do máximo) entre Jan/1997 e Jun/2001 – Sistema Sudeste/Centro Oeste

Figura 2.6 - Curva de consumo de EE no Brasil

Figura 2.7 – Diagramas Simplificados de Plantas de Ciclo Simples e Combinado a Gás Natural.

Figura 2.8 – Ciclos de Cogeração (a)Topping Cycle (b)Bottoming Cycle – Geração de Energia Elétrica

Figura 2.9 – Curva média para transformador de distribuição residencial – intervalo de integração 60 minutos

Figura 4.1 – Gasodutos e Áreas de Concessão – Estado de São Paulo

Figura 4.2 – Gráficos comparativos de consumo de GN – comparação real de cenários, comparação corrigida e comparação de cenários secundários corrigida.

## RELAÇÃO DE TABELAS

Tabela 2.1 – Distribuição de Consumo do Gás Natural no Brasil

Tabela 2.2 – Evolução do Consumo Final por Fonte Energética

Tabela 2.3 – Emissões padrão em atividades energéticas por tipo de combustível e por uso final.

Tabela 2.4 – Emissões médias por TJ (TeraJoule).

Tabela 2.5 – Volumes contratados e movimentados de Gás Natural no Brasil.

Tabela 2.6 – Comparativo entre o Rendimento da Geração Termelétrica e Cogeração para as diferentes tecnologias de máquinas térmicas.

Tabela 2.7 – Comparativo de emissão de gases poluentes entre Óleo Combustível e Gás Natural na indústria paulista em 2001-2002.

Tabela 2.8 – Participação dos diversos equipamentos em consumo de energia elétrica e em termos de potência

Tabela 3.1 – Tabela Comparativa (Modelo).

Tabela 4.1 – Usinas Termelétricas Indicativas para o Sistema Interligado.

Tabela 4.2 – Características Técnicas – UTE Ciclo Combinado.

Tabela 4.3 – Características Técnicas – Unidade Cogeneradora.

Tabela 4.4 – Potencial 2013 de Cogeração de Setores Dependentes de Derivados de Petróleo – Estimativa da Geração Regional de Energia Elétrica

Tabela 4.5 – Domicílios com sanitário atendidos pela rede geral de água nos municípios escolhidos para troca dos chuveiros elétricos.

Tabela 4.6 – Características técnicas do Aquecedor de Passagem a Gás marca Lorenzetti, modelo L-8.

Tabela 4.7 – Resultado da extrapolação do modelo de aquecedor para o Protótipo.

Tabela 4.8 – Premissas para expansão da rede de distribuição de GN em cumprimento ao PIARAG.

Tabela 4.9 – Tabela Comparativa de Cenários.

Tabela 4.10 – Tabela Comparativa de Cenários Corrigida (resultado: 2.800MW + 30Ton/h de vapor).

Tabela 4.11 – Tabela Comparativa de Cenários Corrigida com Cenários Secundários.

## RELAÇÃO DE SIGLAS

<b>AIA</b>	<b>Avaliação de Impacto Ambiental</b>
<b>ANEEL</b>	<b>Agência Nacional de Energia Elétrica</b>
<b>ANP</b>	<b>Agência Nacional do Petróleo</b>
<b>ARA</b>	<b>Aquecimento Residencia de Água</b>
<b>BEN</b>	<b>Balanco Energético Nacional</b>
<b>CC</b>	<b>Centrais de Cogeração</b>
<b>CD</b>	<b>Consumo Diário de Gás Natural</b>
<b>CI</b>	<b>Custo de Investimento</b>
<b>COGEN-SP</b>	<b>Associação Paulista de Cogeração</b>
<b>COMGÁS</b>	<b>Companhia de Gás de São Paulo</b>
<b>CONAMA</b>	<b>Conselho Nacional do Meio Ambiente</b>
<b>DS</b>	<b>Desenvolvimento Sustentável</b>
<b>ED</b>	<b>Emissão Diária de CO<sub>2</sub></b>
<b>EE</b>	<b>Energia Elétrica</b>
<b>EIA</b>	<b>Estudo de Impacto Ambiental</b>
<b>FC</b>	<b>Fator de Carga</b>
<b>GASBOL</b>	<b>Gasoduto Bolívia-Brasil</b>
<b>GD</b>	<b>Geração Distribuída</b>
<b>GLD</b>	<b>Gerenciamento pelo Lado da Demanda</b>
<b>GLP</b>	<b>Gás Liquefeito de Petróleo</b>
<b>GN</b>	<b>Gás Natural</b>
<b>GTC</b>	<b>Geração Termelétrica Convencional</b>
<b>HRSG</b>	<b>Heat Recovery Steam Generator – Unidade de Recuperação de Calor</b>
<b>MinFaz</b>	<b>Ministério da Fazenda</b>
<b>MME</b>	<b>Ministério de Minas e Energia</b>
<b>OLADE-SIEE</b>	<b>Organização Latino Americana de Energia – Sistema de Informação Econômica Energética</b>
<b>ONS</b>	<b>Operador Nacional do Sistema Elétrico</b>
<b>PCH</b>	<b>Pequena Central Hidrelétrica</b>
<b>PIARAG</b>	<b>Plano de Incentivo ao Aquecimento Residencial de Água a Gás Natural</b>
<b>PIE</b>	<b>Produtor Independente de Energia Elétrica</b>
<b>PIR</b>	<b>Planejamento Integrado de Recursos</b>
<b>PNUD</b>	<b>Plano das Nações Unidas para o Desenvolvimento</b>
<b>PPT</b>	<b>Programa Prioritário de Termelétricas</b>

<b>PROCEL</b>	<b>Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica</b>
<b>PROINFA</b>	<b>Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia</b>
<b>RESEB</b>	<b>Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro</b>
<b>RIMA</b>	<b>Relatório de Impacto Ambiental</b>
<b>SERHS-SP</b>	<b>Secretaria de Energia e Recursos Hídricos do Estado de São Paulo</b>
<b>SIN</b>	<b>Sistema Interligado Nacional</b>
<b>UN</b>	<b>Nações Unidas</b>
<b>UTE</b>	<b>Usina Termelétrica</b>

## SUMÁRIO

<b>CAPÍTULO 1.</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO 2.</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>5</b>
2.1.	MOTIVAÇÃO E PANORAMA DOS SETORES ELÉTRICO E DO GÁS NATURAL .....	5
2.1.1.	<i>O Desenvolvimento Sustentável e o Planejamento Integrado de Recursos .....</i>	<i>5</i>
2.1.2.	<i>O Gás Natural – Histórico no Brasil.....</i>	<i>10</i>
2.1.3.	<i>O Setor Elétrico Brasileiro .....</i>	<i>18</i>
2.2.	APRESENTAÇÃO DOS USOS FINAIS DO GÁS NATURAL .....	23
2.2.1.	<i>A Geração Termelétrica a Gás Natural.....</i>	<i>23</i>
2.2.2.	<i>A Cogeração Industrial .....</i>	<i>29</i>
2.2.3.	<i>O Aquecimento Residencial de Água.....</i>	<i>34</i>
<b>CAPÍTULO 3.</b>	<b>PROPOSTA DE TRABALHO – DESCRIÇÃO DA ANÁLISE DE CENÁRIOS .....</b>	<b>41</b>
3.1.	DEFINIÇÕES GERAIS - CONSTRUÇÃO DOS CENÁRIOS .....	43
3.1.1.	<i>Parâmetros Gerais.....</i>	<i>43</i>
3.1.2.	<i>Construção dos Cenários.....</i>	<i>43</i>
3.1.3.	<i>Parâmetros Específicos .....</i>	<i>45</i>
3.2.	DETERMINAÇÃO DAS FUNÇÕES DE ANÁLISE .....	46
3.2.1.	<i>Função Consumo Diário de GN (CD).....</i>	<i>47</i>
3.2.2.	<i>Função Custo de Investimento (CI) .....</i>	<i>50</i>
3.2.3.	<i>Função Emissão Diária de CO<sub>2</sub>(ED).....</i>	<i>52</i>
3.3.	ANÁLISE COMPARATIVA DOS CENÁRIOS .....	53
<b>CAPÍTULO 4.</b>	<b>ESTUDO DE CASO – A CONTRIBUIÇÃO DO GÁS NATURAL NA ELETRICIDADE.....</b>	<b>57</b>
4.1.	DEFINIÇÕES GERAIS - CONSTRUÇÃO DOS CENÁRIOS.....	57
4.1.1.	<i>Parâmetros Gerais.....</i>	<i>57</i>
4.1.2.	<i>Construção dos Cenários – Determinação dos Dados Específicos.....</i>	<i>58</i>
4.2.	CÁLCULO DAS FUNÇÕES POR CENÁRIO .....	73
4.2.1.	<i>Cenário A.....</i>	<i>73</i>
4.2.2.	<i>Cenário B.....</i>	<i>74</i>
4.2.3.	<i>Cenário C.....</i>	<i>74</i>
4.3.	ANÁLISE COMPARATIVA DOS CENÁRIOS .....	75
<b>CAPÍTULO 5.</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS .....</b>	<b>82</b>
5.1.	CONCLUSÕES .....	82
5.2.	ITENS PARA DESENVOLVIMENTO FUTURO .....	84
<b>CAPÍTULO 6.</b>	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>86</b>

## CAPÍTULO 1. INTRODUÇÃO

A eletricidade no mundo moderno faz parte da vida da maioria das pessoas. Em maior ou menor escala, todos dependem da energia elétrica para algo que façam, seja em casa, no trabalho ou em locais públicos. Especialmente no Brasil, os últimos anos têm sido marcados por acontecimentos importantes relacionados ao setor elétrico, tendo atingido em profundidade a opinião pública. Desde a reestruturação do setor pelo governo federal através do RESEB (1996), a privatização parcial das empresas do setor e a implantação de um ambiente competitivo, passando pela crise energética que ocasionou o racionamento de energia em 2001, até o atual governo, no qual novas alterações significativas são anunciadas, este tema tem estado permanentemente entre os que mais preocupam a sociedade.

Este ambiente de transformações permite o surgimento de inúmeras frentes de pesquisa e outras iniciativas visando a busca de soluções dentro dos diversos campos que envolvem a eletricidade no Brasil. Dentre os campos de estudo em evidência no setor elétrico brasileiro, destaca-se o do planejamento da expansão da oferta de energia elétrica. O parque gerador brasileiro é composto em sua maioria por usinas hidrelétricas. Mas devido ao esgotamento dos aproveitamentos de menor custo exigindo investimentos cada vez maiores, ao aumento das restrições ambientais associadas a este tipo de geração e à necessidade de se aumentar a confiabilidade do sistema elétrico nacional, o governo tem incentivado a diversificação das fontes de energia elétrica através da reestruturação do setor e de sua abertura à iniciativa privada.

Em consequência dos subseqüentes aumentos das reservas provadas nacionais de Gás Natural (GN) e da importação do mesmo a partir da Bolívia via contratos em regime “take or pay”, o governo tem reforçado nos últimos anos as políticas de incentivo ao aumento do consumo do GN. E o mercado reage positivamente a este incentivo, tendo o rápido

aumento do consumo de GN provocado uma preocupação com o atendimento à demanda do gás no curto prazo, pois novas obras de infra-estrutura são necessárias para permitir o atendimento a esta crescente demanda. Dentre os setores nos quais seu consumo foi incentivado, tem destaque a geração termelétrica a partir do Gás Natural (GN). Tal incentivo decorreu da junção de interesses do setor elétrico, para o qual o aumento da parcela de geração termelétrica significa uma melhoria no desempenho do sistema hidrotérmico de geração à medida em que diminui os déficits de EE na ocorrência de regimes hidrológicos desfavoráveis, e da Petrobrás, que necessitava ampliar o consumo de GN e conseqüentemente amortizar os investimentos neste setor. Um exemplo prático deste incentivo foi a implementação do Plano Prioritário de Termelétricas (PPT, 2000), que por diversos fatores não teve seu pleno desenvolvimento. Mas se do ponto de vista do Sistema Interligado Nacional (SIN) a participação do GN na geração elétrica traz maior confiabilidade, do ponto de vista energético e ambiental seu uso para esta finalidade não tem rendimento energético satisfatório comparado à geração hidrelétrica, além de representar um retrocesso no que diz respeito à busca pela utilização cada vez maior de fontes renováveis de energia, pois trata-se de um combustível fóssil não renovável. Mesmo comparada a outros usos do GN relacionados à energia elétrica, como a cogeração, a geração termelétrica apresenta rendimento energético inferior.

Somada a isto, a busca crescente da sociedade pela utilização responsável dos recursos naturais e fontes energéticas exige que o planejamento da expansão do setor elétrico esteja alinhado não somente com o uso racional da água como também do Gás Natural. Atualmente os planejamentos de expansão do Setor Elétrico e do Setor do Gás Natural são feitos de forma independente, sem que se considere já no planejamento o máximo aproveitamento energético do GN na geração de EE.

Dentro deste contexto, o presente trabalho tem como objetivo estudar cenários da contribuição do Gás Natural no Setor Elétrico. Para isto, serão estudados os usos do GN que afetam de maneira mais direta a oferta e a demanda de energia elétrica no país. A fim de se estudar a integração entre GN e Eletricidade, serão aplicados alguns conceitos baseados no Desenvolvimento Sustentável (DS) e no Planejamento Integrado de Recursos (PIR), descritos no Capítulo 2. Será aí apresentado o histórico no país e a atual conjuntura em que se encontram os setores de Gás Natural e Energia Elétrica, a fim de se ambientar o estudo e descrever suas motivações científicas. Serão também apresentados os usos do Gás Natural relacionados à Energia Elétrica que serão alvo do estudo. Dentre os múltiplos usos do GN, serão descritas e apresentadas as tecnologias mais utilizadas para:

- Geração Termelétrica Convencional;
- Cogeração Industrial (de EE e Calor);
- Aquecimento Residencial de Água para Banho.

O Capítulo 3 traz a descrição das etapas do estudo. Serão descritas as funções “Consumo Diário” de GN, baseada na eficiência energética de cada alternativa, “Custo de Investimento” e “Emissão Diária” de CO<sub>2</sub>. Será também descrita a montagem dos cenários de integração entre os usos a partir de um cenário de referência baseado no Plano Decenal de expansão do setor elétrico, de maneira que se possa avaliar cada parâmetro para um “mix” de oferta. Por fim será descrita a análise comparativa entre os cenários e os exercícios que poderão ser feitos para melhor explorá-la.

Será então feito no Capítulo 4, um estudo de caso baseado na metodologia proposta, a fim de se avaliar os cenários com melhor equilíbrio entre benefício energético, custo e impacto ambiental. Será feita uma análise de cenários na qual será tomado como base o atendimento ao planejamento de expansão da oferta de eletricidade através da implantação de termelétricas convencionais – Cenário A. A partir deste cenário, serão introduzidos mais dois



cenários, considerando-se as contribuições: da Cogeração - Cenário B - e do Aquecimento Residencial de Água a Gás – Cenário C.

Por fim, o Capítulo 5 apresenta as conclusões decorrentes do estudo realizado. Serão identificadas as combinações entre os usos que trazem maiores benefícios globais. Será feita também uma abordagem dos requisitos e fatores limitantes para a aplicação de cada um dos usos em estudo, identificando-se aí as questões econômicas, sociais e ambientais que cercam cada uma das opções.

Dando seqüência ao estudo, para de apresentar os usos do Gás natural relacionados à Eletricidade, é importante rever os conceitos do Desenvolvimento Sustentável e do Planejamento Integrado de Recursos, e o atual panorama dos setores de Gás Natural e Energia Elétrica.

## **CAPÍTULO 2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

### **2.1. MOTIVAÇÃO E PANORAMA DOS SETORES ELÉTRICO E DO GÁS NATURAL**

#### **2.1.1. O Desenvolvimento Sustentável e o Planejamento Integrado de Recursos**

Nos dias atuais, assuntos como o aquecimento global, desastres ecológicos, má distribuição de renda, entre outros, permeiam os mais diversos grupos na sociedade. Como resultado desta crescente conscientização sobre as influências sociais e ambientais da ação do ser humano, a sociedade atual tem vivido a busca de um novo conceito de desenvolvimento. Nasceu assim, o paradigma do “Desenvolvimento Sustentável”.

Segundo REIS E SILVEIRA (2001), o primeiro acontecimento multinacional voltado à discussão desse tema foi a Conferência de Estocolmo (UN Conference on the Human Environment – 1972). Já naquela ocasião, percebeu-se uma disparidade entre as preocupações dos países do Hemisfério Norte (desenvolvidos), concentrados na poluição da água, ar e solo, e do Hemisfério Sul (em desenvolvimento), que demonstraram maior preocupação com a gestão racional dos recursos visando o desenvolvimento socioeconômico.

Em 1987, o relatório “Nosso Futuro Comum”, resultado do trabalho da Comissão Mundial para o Meio Ambiente e o Desenvolvimento, relatou a recusa dos países em desenvolvimento de tratar as questões ambientais em suas individualidades. Desta maneira as propostas da comissão foram orientadas para a noção de Desenvolvimento Sustentável e para a importância da participação internacional na solução dos problemas do meio ambiente e desenvolvimento. Desta maneira, ficou claro que os problemas ambientais e sociais estão diretamente relacionados, devendo-se rever políticas sociais e econômicas na busca de soluções para os problemas ambientais.

Em 1992, o Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD) resumia o desenvolvimento humano como sendo “o processo de ampliar a gama de opções das pessoas, proporcionando a estas maiores oportunidades de educação, saúde, renda e emprego, e ainda, abrangendo o espectro total de opções humanas, desde um contexto físico em boas condições até liberdades econômicas e políticas”.

Finalmente, REIS E SILVEIRA (2001) resumem o Desenvolvimento Sustentável (DS) com base naquele estabelecido pelo PNUD (1992), como sendo:

[...] o processo para ampliar o espectro de opções para as pessoas, oferecendo-lhes maiores oportunidades de educação, atenção médica, renda e emprego e abrangendo toda a gama de opções humanas, desde um ambiente físico em boas condições até liberdades econômicas e políticas.

Assim, o suprimento eficiente e seguro de energia insere-se como fator importante para o desenvolvimento sustentável, dada sua influência nas relações econômicas dos países, no meio ambiente e no desenvolvimento humano atual. Dentro deste contexto, as soluções energéticas voltadas ao DS em maior discussão na atualidade baseiam-se em:

- Diminuição do uso de combustíveis fósseis e utilização de combustíveis renováveis;
- Aumento da eficiência do setor energético, desde a produção até o consumo;
- Desenvolvimento tecnológico a fim de encontrar alternativas ambientalmente melhores para o suprimento de energia;
- Redefinição das políticas energéticas em favor do meio ambiente com maior custo para as opções não-sustentáveis;
- Incentivo ao uso de combustíveis fósseis menos poluentes como o GN no período de transição.

Por se tratar de uma forma de energia limpa e largamente utilizada no mundo, a eletricidade tem grande potencial de contribuição nas diversas estratégias que visam o DS, dentre elas:

- Tecnologias para diminuição do impacto ambiental de usinas a carvão ou óleo, com a maior utilização do GN;
- Aumento da eficiência nos usos finais da EE, como em motores e na otimização da automação industrial voltada para a redução de demanda, harmônicos e perdas.
- Otimização energética da biomassa na cogeração industrial.

Uma importante ferramenta que surgiu em decorrência da busca de novas práticas que levassem ao DS é o Planejamento Integrado de Recursos (PIR). O PIR surgiu nos Estados Unidos e no Canadá, e posteriormente em países da Europa, tendo sido focado inicialmente no planejamento a custo mínimo, na consideração de riscos, diversidade de suprimentos, inserção ambiental e na introdução da preocupação com o Desenvolvimento Sustentável. É um conceito que parte do planejamento convencional do setor elétrico, voltado intrinsecamente para a oferta de EE, e evolui para um planejamento que olha também para o lado da demanda. Para se aumentar a oferta de energia elétrica de determinada região, um conjunto de alternativas é avaliado, incluindo não somente o aumento da capacidade instalada como também a conservação e a eficiência energética. Abandona-se a partir daí a hipótese de correspondência linear entre o desenvolvimento socio-econômico e o consumo de EE.

Nas últimas décadas, com a crescente conscientização sobre a limitação dos recursos naturais, percebeu-se a importância da otimização dos usos finais da EE no gerenciamento deste recurso. A análise metodológica dos usos finais proporciona uma visão racional e econômica das alternativas energéticas de produção e uso, o desenvolvimento de cenários com diferentes alternativas de suprimento, a avaliação de estratégias políticas para promover a

eficiência energética e a avaliação dos impactos ambientais associados. Para isto, a análise dos usos finais requer:

- estimativa da quantidade de EE consumida em cada uso final;
- avaliação de tecnologias;
- conhecimento de custos dos equipamentos;
- previsão de demanda futura;
- dados econômicos das alternativas;
- ferramentas que permitam chegar a um conjunto de tecnologias com baixo custo relativo.

A necessidade de avaliação de todos estes requisitos leva a concluir que o PIR pressupõe a participação de todos os agentes envolvidos na utilização de um ou mais recursos naturais, no intuito de garantir benefícios para todas as partes. Em resumo, uma boa definição do PIR é dada por UDAETA (1997), que define o PIR como “um planejamento voltado para estabelecer a melhor alocação de recursos, que implica: procurar o uso racional dos serviços de energia; considerar a conservação de energia como recurso energético; utilizar o enfoque dos "usos finais" para determinar o potencial de conservação e os custos e benefícios envolvidos na sua implementação; promover o planejamento com maior eficiência energética e adequação ambiental; e realizar a análise de incertezas associadas com os diferentes fatores externos e as opções de recursos. O PIR diferencia-se do planejamento tradicional na classe e na abrangência dos recursos considerados, na inclusão no processo de planejamento dos proprietários e usuários dos recursos, nos organismos envolvidos no plano de recursos e nos critérios de seleção dos recursos.”

Aplicando-se os conceitos acima aos setores de GN e EE no Brasil, será visto mais adiante que existe um grande potencial de integração entre o Gás Natural e a oferta/demanda nacional de EE. O presente estudo não tem a intenção de ser uma aplicação do PIR sobre os setores de GN e EE. No entanto, o olhar do DS sobre o planejamento destes setores de forma

integrada é imprescindível para se alcançar o uso racional dos recursos naturais disponíveis no Brasil para obtenção da energia elétrica, tão indispensável atualmente. Prova disto é a constatação vista em ANP (2004) sobre os acontecimentos ocorridos nos setores de GN e EE entre os anos de 1997 e 2003, entre eles o racionamento de energia elétrica em 2001, de que:

[...] A aplicação das políticas de cunho energético, propostas pelo governo, não conseguiu integrar setores que deveriam ter sido harmonizados entre si, tais como: óleos pesados, gás natural e geração elétrica. Os “modelos” de cada um desses âmbitos desenvolveram-se paralelamente e de forma disjunta. Os agentes envolvidos no processo de reforma não o fizeram de maneira a observar a coerência entre os diversos energéticos.

Dentro do contexto de um parque gerador predominantemente hidrelétrico e de um mercado de GN em ascensão, é importante ressaltar a necessidade de estudos e iniciativas capazes de integrar as potencialidades de cada setor e tirar delas o máximo proveito. BOARATI (2003), por exemplo, propôs um modelo para avaliação ponderada da hidreletricidade e termeletricidade com GN através da análise de “custos completos”, conceito baseado no PIR, no qual são ponderados não somente os custos convencionais de investimento inicial, engenharia e operação, mas também os custos sociais e ambientais para cada empreendimento na fase de planejamento.

Para o estudo do uso do GN na eletricidade no contexto deste trabalho, foram selecionados os seguintes usos deste insumo:

- Geração de energia elétrica;
- Cogeração industrial;
- Aquecimento residencial de água para banho.

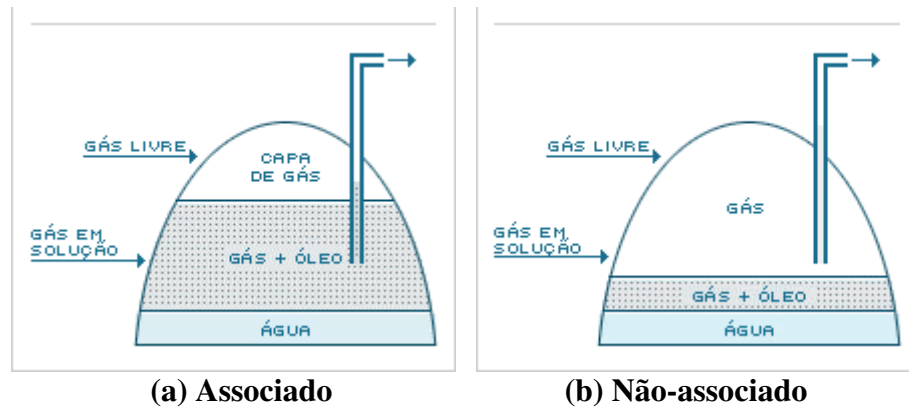
A partir da seleção acima, pretende-se avaliar a utilização do GN relacionada à EE tanto pelo lado da oferta de energia, representada pelas alternativas de geração e cogeração, como pelo lado da demanda, uma vez que o aquecimento residencial de água através do GN está fortemente relacionado à redução da demanda de eletricidade no setor residencial

brasileiro em consequência da substituição de chuveiros elétricos. O mercado de aquecimento residencial de água possui hoje outras soluções para a substituição da eletricidade, entre elas os aquecedores solares cada vez mais em evidência. No entanto, como será detalhado mais adiante, o presente estudo terá foco na utilização de aquecedores a gás para esta finalidade.

Destaca-se neste momento também, a importância do conceito de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) no planejamento do uso dos recursos naturais. A adoção de políticas de incentivo à redução no consumo de eletricidade, por exemplo, contribui socialmente para o uso racional de EE e pode adiar investimentos em geração. CAMPOS (2004) estudou uma aplicação do GLD pela empresa CEMIG (concessionária de geração e distribuição de EE no estado de Minas Gerais) no controle de demanda gerado por chuveiros elétricos no horário de ponta no município de Alfenas (MG), tendo verificado seus benefícios à demanda local de energia no horário crítico e sua boa aceitação pela comunidade local. A aplicação deste e de outros mecanismos contribuem também para a conscientização da sociedade quanto à necessidade de zelar pelo uso dos recursos energéticos disponíveis.

### **2.1.2. O Gás Natural – Histórico no Brasil**

O Gás Natural (GN) é definido como sendo a parcela do Petróleo que se encontra na fase gasosa ou em solução nas condições de reservatório e que permanece no estado gasoso nas condições atmosféricas. É composto por uma mistura de hidrocarbonetos, principalmente o metano, etano, propano e butano, e pode ser encontrado tanto associado, em poços petrolíferos, como não-associado, em reservatórios de gás. A Figura 2.1 abaixo ilustra as formas como o GN pode ser encontrado. Na natureza, a maior ocorrência é de reservatórios de gás não-associado, mais favorável à sua exploração comercial.



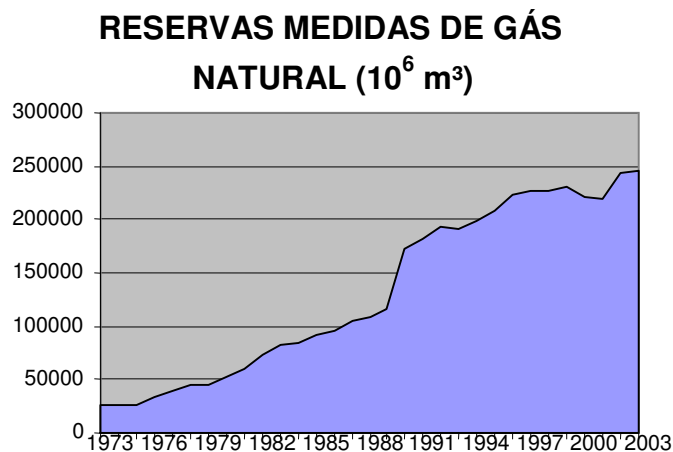
Fonte: Portal Gás Energia

**Figura 2.1 – Formas de apresentação do GN nos poços.**

A utilização do Gás Natural no Brasil começou por volta de 1940, com as descobertas de óleo e gás na Bahia, atendendo a indústrias localizadas no Recôncavo Baiano. Depois de alguns anos, as bacias do Recôncavo, Sergipe e Alagoas eram destinadas quase em sua totalidade para a fabricação de insumos industriais e combustíveis para a refinaria Landulfo Alves e o Pólo Petroquímico de Camaçari. No entanto, por muitos anos o GN foi considerado um subproduto do petróleo, sendo utilizado para reinjeção nos poços para potencializar a produção deste, ou queimado em tochas nas plataformas de produção.

De acordo com a Figura 2.2, as reservas provadas de GN no Brasil tiveram boa evolução na década de 80. Embora ainda não contabilizado até 2003, as mais recentes descobertas de reservas de GN na Bacia de Santos devem trazer um aumento de 200% no total das reservas nacionais, contabilizadas em torno de  $240 \times 10^9 \text{ m}^3$ , o que representa um aumento muito significativo nas reservas nacionais e um forte argumento a favor de sua maior participação na matriz energética nacional.





Fonte: MME – Tabelas BEN 2004

**Figura 2.2 – Reservas Medidas de GN no Brasil**

Por esta razão, o governo federal instituiu o Plano Nacional para o Gás Natural (1987), com o intuito de introduzir o GN definitivamente na matriz energética nacional, tendo planos de elevar sua participação a até 10% da matriz em 2000. Embora esta meta não tenha sido atingida no tempo previsto, desde então as reservas provadas de GN só têm aumentado e com elas, os argumentos a favor da expansão e consolidação do mercado do GN no país.

O grande marco inicial do consumo de GN no Brasil ocorreu com a exploração da Bacia de Campos, no Estado do Rio de Janeiro. O desenvolvimento da bacia proporcionou um aumento no uso da matéria-prima, elevando para cerca de 3% a participação do GN na matriz energética nacional a partir de 1997, conforme dados do BEN (2004).

O término do gasoduto Bolívia-Brasil representou um grande avanço no fornecimento de gás natural no país, com capacidade máxima de transportar até 30 milhões  $\text{m}^3$  diariamente. Outros projetos continuam em estudo para a exploração da Bacia do Solimões (Juruá e Urucu), na região Norte do país e para a interligação entre as malhas Sudeste e Nordeste de gasodutos, a fim de possibilitar a integração nacional do sistema e permitir um melhor desenvolvimento de seu mercado.

Desta maneira, hoje o Gás Natural é utilizado em diversos setores: na indústria petroquímica como matéria prima, na indústria em geral como combustível para processos de aquecimento ou cogeração, nas residências para aquecimento de água e cozimento, e no setor elétrico em usinas termelétricas. Atualmente, o Gás Natural tem a distribuição de consumo no Brasil conforme os dados da Tabela 2.1.

Observa-se que o consumo total de GN praticamente triplicou entre 1996 e 2003. O setor industrial teve grande contribuição absoluta, tendo aumentado seu consumo em 2,34 vezes. Mas os setores onde houve maior mudança no consumo do GN foram os de Geração Elétrica e Transportes, tendo aumentado cerca de 11 e 37 vezes no mesmo período, respectivamente. Em 2003, a Geração Elétrica representou cerca de 18,5% do consumo total, o consumo Industrial, cerca de 41,7% e o consumo Residencial, cerca de 1,2%. Os dados demonstram o quanto o consumo de GN tem evoluído e denotam o potencial de expansão do consumo em setores como o residencial, que ainda é muito baixo comparado à participação do GN no mesmo setor em outros países.

Também em comparação a outras fontes energéticas, o Gás Natural tem aumentado sua participação percentual na matriz energética nacional. A Tabela 2.2 mostra a evolução percentual de sua participação.

Observa-se que a participação percentual do GN aumentou de 3 para 6% de 1997 a 2003. No mesmo período, a participação do Óleo Combustível caiu de 7,8 para 4%, mostrando um movimento antagônico das duas fontes. Esta informação somada à evolução do consumo de Gás Natural no setor industrial no período 1996-2003, observado na Tabela 2.1, demonstra a substituição do Óleo Combustível pelo Gás Natural que vem ocorrendo na indústria.

**Tabela 2.1 – Distribuição de Consumo do Gás Natural no Brasil**

<b>GÁS NATURAL</b>	<b>UNID. 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup></b>							
	<b>1996</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>
PRODUÇÃO	9156	9825	10788	11898	13283	13998	15525	15792
IMPORTAÇÃO	0	0	0	400	2211	4608	5369	5055
VAR. EST. PERDAS E AJUSTES (*)	-3212	-3592	-4084	-4566	-5403	-5777	-5839	-4823
CONSUMO TOTAL	5944	6233	6704	7732	10091	12829	15055	16024
TRANSFORMAÇÃO	850	825	965	1417	2126	3579	3783	3807
PRODUÇÃO DE DERIVADOS PETROL.	584	561	616	785	1150	1250	772	848
GERAÇÃO ELÉTRICA	266	264	349	632	976	2329	3011	2959
CONSUMO FINAL	5094	5408	5739	6315	7965	9250	11272	12217
CONS. FINAL NÃO-ENERGÉTICO	878	768	845	807	831	798	821	791
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO	4216	4640	4894	5508	7134	8452	10451	11426
SETOR ENERGÉTICO	1199	1226	1471	1696	2278	2419	2722	2938
RESIDENCIAL	72	81	87	79	114	140	154	196
COMERCIAL/PÚBLICO	49	92	71	57	86	180	250	275
TRANSPORTES	36	47	132	159	313	572	980	1328
RODOVIÁRIO	36	47	132	159	313	572	980	1328
INDUSTRIAL	2860	3194	3133	3517	4343	5141	6343	6687
CIMENTO	31	37	53	58	56	27	32	16
FERRO-GUSA E AÇO	841	804	687	731	832	835	1023	1035
FERRO-LIGAS	0	0	0	0	0	0	0	1
MINERAÇÃO E PELOTIZAÇÃO	125	175	121	161	161	322	207	217
NÃO-FERROSOS / OUTR. METAL	29	41	28	61	168	185	317	372
QUÍMICA	686	1085	1168	1220	1423	1555	1853	1905
ALIMENTOS E BEBIDAS	288	168	227	255	257	306	462	491
TÊXTIL	213	81	89	107	195	211	270	305
PAPEL E CELULOSE	162	162	165	249	310	448	452	484
CERÂMICA	102	116	152	177	296	489	803	896
OUTROS	383	525	443	498	645	763	924	965

Fonte: MME – BEN 2004.

Estas informações, somadas às crescentes reservas já mencionadas, demonstram a grande oportunidade que surge do aproveitamento de todo o potencial do Gás Natural nos diversos setores de consumo, mesmo nos quais o GN já possui boa participação.

No entanto, mesmo com as constatações acima, o caminho da expansão do mercado do GN não tem sido fácil. SANTOS et al. (2002) declara que:

[...] Porém, ao mesmo tempo, não existe uma aplicação para o gás natural na qual ele seja indispensável e para o qual não haja concorrentes.

**Tabela 2.2 – Evolução do Consumo Final por Fonte Energética - Brasil**

**EVOLUÇÃO DO CONSUMO FINAL POR FONTE**

<b>IDENTIFICAÇÃO</b>	<b>1996</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>
GÁS NATURAL	2,9	3,0	3,0	3,3	4,1	4,8	5,6	6,0
CARVÃO MINERAL	1,1	1,3	1,2	1,5	1,7	1,6	1,7	1,6
LENHA	8,3	7,8	7,9	7,9	7,9	8,0	8,1	8,4
BAGAÇO DE CANA	9,6	10,1	9,9	9,8	7,8	9,1	9,8	10,7
OUTRAS FONTES PRIM. RENOVÁVEIS	1,5	1,4	1,5	1,7	1,7	1,8	1,9	2,2
GÁS DE COQUERIA	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
COQUE DE CARVÃO MINERAL	4,4	4,1	3,9	3,4	3,8	3,7	3,7	3,7
ELETRICIDADE	15,4	15,4	15,7	15,9	16,6	15,5	15,7	16,3
CARVÃO VEGETAL	2,9	2,7	2,4	2,6	2,8	2,6	2,6	3,0
ÁLCOOL ETÍLICO	5,0	4,5	4,4	4,3	3,8	3,5	3,7	3,5
OUTRAS SECUNDÁRIAS – ALCATRÃO	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
SUBTOTAL DERIVADOS DE PETRÓLEO	47,8	48,7	49,2	48,8	49,0	48,7	46,4	43,8
ÓLEO DIESEL	16,9	16,7	16,9	17,1	17,2	17,8	17,7	17,0
ÓLEO COMBUSTÍVEL	7,8	7,5	7,1	6,2	5,5	4,9	4,6	4,0
GASOLINA	8,4	8,6	8,8	8,1	7,7	7,6	7,0	6,9
GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO	4,4	4,3	4,4	4,5	4,6	4,5	4,2	3,9
NAFTA	3,7	4,4	4,3	4,6	4,7	4,6	3,7	3,7
QUEROSENE	1,7	1,8	1,9	1,8	1,9	2,0	1,8	1,3
GÁS CANALIZADO	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
OUTRAS SECUND. DE PETRÓLEO	2,7	3,1	3,2	4,0	4,8	5,1	4,9	4,9
PROD. NÃO-ENERG. DE PETRÓLEO	2,2	2,3	2,5	2,4	2,6	2,3	2,5	2,2
<b>TOTAL</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

**Fonte: MME – BEN 2004.**

E complementa:

[...] A penetração do gás natural não é portanto um processo pacífico; envolve conflitos de interesse importantes e, em geral, impõe ao energético substituído a obrigação de adaptar-se a uma nova realidade concorrencial...

Um argumento a favor da utilização do GN em substituição a outros energéticos fósseis é a grande redução de emissões poluentes que esta troca acarreta. As Tabelas 2.3 e 2.4 mostram as emissões padrão de poluentes para o Petróleo, Gás Natural e Carvão, indicando a considerável diferença entre os volumes emitidos.

Um papel preponderante no avanço da participação do GN na matriz energética nacional tem sido atribuído à Petrobrás (PB). PINHO (2004) estudou a participação da PB como investidor estratégico em termelétricidade e informou que:

[...] O evento determinante desta disposição foi a criação em 2000 da Unidade de Negócios de Gás e Energia, criada para expandir

o mercado interno e diversificar a matriz energética do Brasil (PETROBRÁS, 2002). A nova área estabelecia para si a meta de elevar a participação do Gás Natural na matriz brasileira de 3% para 8,5% até 2010.

**Tabela 2.3 – Emissões padrão em atividades energéticas por tipo de combustível e por uso final.**

Comb.	Atividade	Mat. Particulado (Kg/T)	SO <sub>2</sub> (Kg/T)	NO <sub>x</sub> (Kg/T)	HC (Kg/T)	CO (Kg/T)
Petróleo	Industrial	3,00	4,00	7,50	0,40	0,55
	Coml./Serv. Público	3,00	4,00	7,50	0,40	0,55
	Água/Pesca/Miner.	3,00	4,00	7,50	0,40	0,55
GN	Centrais Ger. Eletr.	0,29	1,00	11,50	0,02	0,32
	Ger. El. Autoprod.	0,34	1,00	3,60	0,06	0,32
	Industrial	0,34	1,00	3,60	0,06	0,32
	Residencial	0,36	1,00	1,56	0,18	0,32
	Coml./Serv. Público	0,34	1,00	3,60	0,06	0,32
	Transporte	0,36	1,00	3,60	0,15	0,32
	Água/Pesca/Miner.	0,34	1,00	3,60	0,06	0,32
Carvão	Centrais Ger. Eletr.	20,00	3,80	9,00	0,15	0,50
	Ger. El. Autoprod.	16,25	3,80	7,50	0,5	1,00
	Industrial	16,25	3,80	7,50	0,5	1,00
	Coml./Serv. Público	16,25	3,80	7,50	0,5	1,00
	Água/Pesca/Miner.	16,25	3,80	7,50	0,5	1,00

Fonte: OLADE-SIEE (Sistema de Informação Econômica Energética da América Latina e Caribe) (*apud* PINHO, 2004).

**Tabela 2.4 – Emissões médias por TJ.**

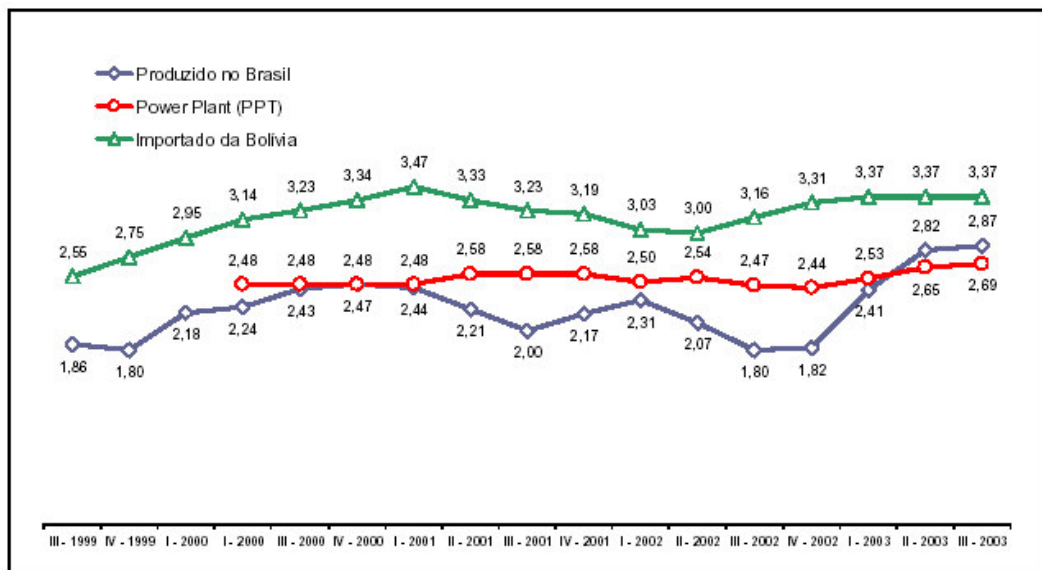
	Carvão vapor	Óleo Combustível	Óleo Diesel	Gás Natural
tCO <sub>2</sub> /TJ	0,094145	0,076593	0,073326	0,05582
kgN <sub>2</sub> O/TJ	0,001	0,003	0,003	0,001
kgNO <sub>x</sub> /TJ	0,3	0,2	0,2	0,3
kgCO/TJ	0,02	0,015	0,015	0,02
kgSO <sub>2</sub> /TJ	0,0024	0,0026	0,0024	0

Fonte: ONG ecen (Jornal e&e nº 23, Nov-Dez/2000)

Particularmente no estado de São Paulo, alvo de nosso estudo de caso mais adiante, o GN também tem tido um crescimento surpreendente, puxado pelo setor industrial. Conforme

matéria publicada na revista Brasil Energia nº277, Dezembro/2003, o consumo industrial de GN teve aumento de 74% entre 2001 e 2003. Por outro lado, verifica-se ainda um grande potencial de expansão neste setor. Ainda na mesma publicação, Roger Ottenheyem, diretor de Suprimentos e Energia da COMGÁS revela que “no setor industrial há bastante crescimento a ser feito, porque muitas empresas ainda trabalham com óleo combustível pesado e outras mantêm caldeiras elétricas”.

No entanto um fator que dificulta a penetração do GN nos diversos setores consumidores é seu alto preço em decorrência da formação de um “mix” de GN nacional e importado, principalmente nos estados cortados pelo Gasbol, cujo acesso ao GN nacional é reduzido ou nulo. A Figura 2.3 mostra a disparidade entre os preços do GN nacional e importado para as distribuidoras.



Fonte: ANP (2004) – Relatório: A Indústria de Gás Natural no Brasil

**Figura 2.3 - Preço no city gate do gás natural nacional, importado e programa PPT (em US\$ / MMBTU) – Período: 3º Trimestre de 1999 – 3º Trimestre de 2003**

ANP (2004) revela ainda que os preços do GN não têm conseguido se distanciar daqueles praticados para o Óleo Combustível, seu principal concorrente no setor industrial. PAULA (2004) também indica a redução dos preços de venda do GN como fator

preponderante para o sucesso de um plano de inserção incentivada de cogeração. Esta falta de competitividade é sentida também nos setores de geração elétrica e residencial, como será verificado adiante.

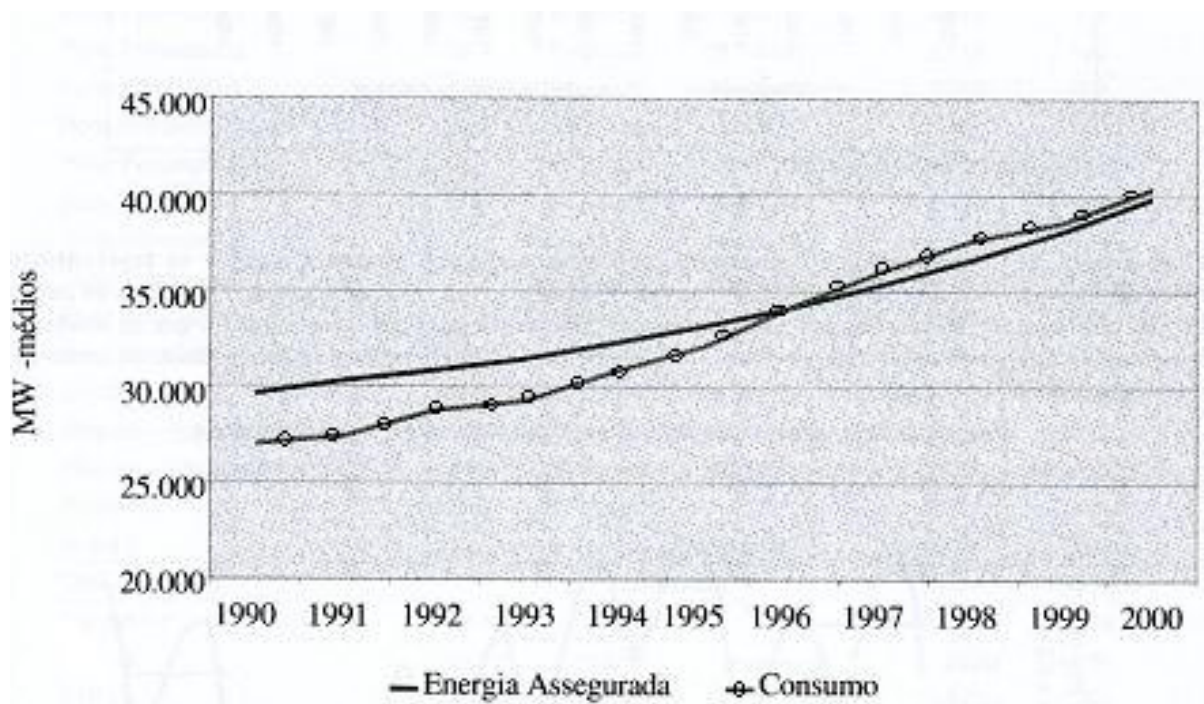
### **2.1.3. O Setor Elétrico Brasileiro**

O parque gerador brasileiro é composto em sua maior parte por usinas hidrelétricas, fato que decorre das características geográficas do país e do histórico de investimentos do governo neste setor. Esta alta dependência de recursos hídricos faz com que o mesmo seja sobredimensionado em sua capacidade instalada. Isto não significa que haja investimento em excesso. A capacidade excedente é necessária para garantir o grau de confiabilidade requerido para o sistema predominantemente hidrelétrico. Dentre os principais fatores responsáveis pela escolha em se ter um parque gerador predominantemente hidrelétrico quando em sua fase de maior expansão nas décadas de 60 e 70, estavam: o grande potencial hidrelétrico com diversos aproveitamentos a custos baixos e o choque nos preços do petróleo, que levou à busca de outros energéticos para geração de eletricidade. Além disso, até as décadas de 70 e 80 o estado foi o responsável pelo planejamento e expansão da geração elétrica nacional. No entanto, devido a vários fatores de ordem política e econômica, o governo viu reduzida sua capacidade de agir como único investidor e produtor de Energia Elétrica (EE).

Dentro desse contexto, para a década de 90 preparava-se uma reestruturação do setor, que previa a criação de um mercado competitivo de energia. A fim de reduzir o risco de déficit do sistema hidrogerador e de minimizar os impactos causados pela implementação de grandes reservatórios de água das hidrelétricas, o novo modelo previa atrair investimentos privados e diversificar a matriz energética através do aumento da participação de usinas termelétricas no parque gerador, para geração de energia em períodos de hidrologia desfavorável. Desta maneira, o custo de investimento inicial das termelétricas, menor que das

hidrelétricas, serviu de incentivo à entrada de capital privado no setor, embora seu custo marginal de produção seja historicamente maior. No entanto, devido novamente a diversos fatores dentre os quais o risco cambial que seria assumido pelos novos investidores, a migração para um novo modelo não ocorreu de forma satisfatória, ocasionando um longo período de indefinições regulatórias. Tais indefinições somadas à perda de capacidade de investimento do estado fizeram com que houvesse uma defasagem do crescimento da oferta de energia em relação ao seu consumo.

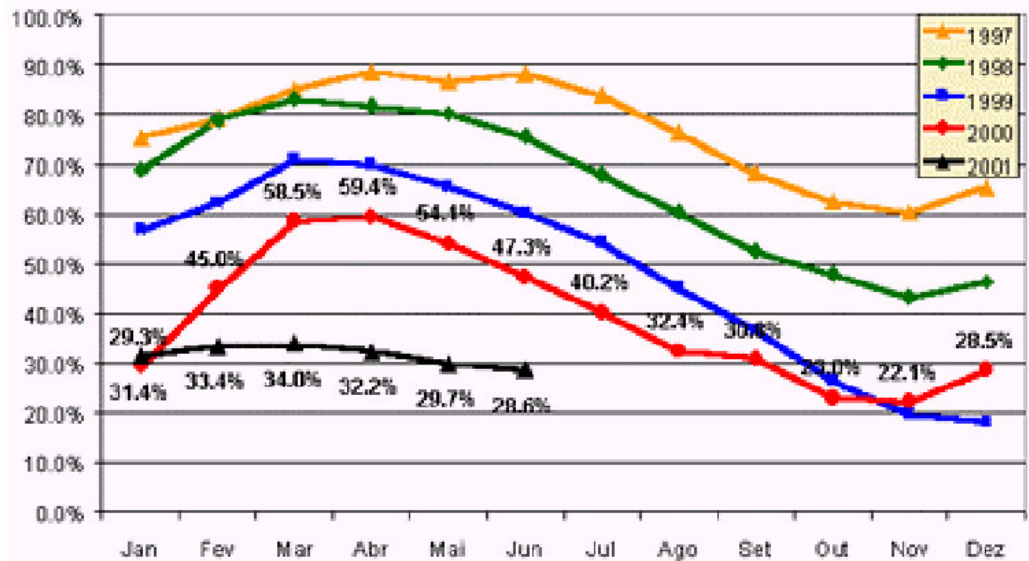
A Figura 2.4 mostra a relação entre a Energia Assegurada e a Carga no Sistema Elétrico Brasileiro. Observa-se que após 1996 a energia consumida ultrapassou a energia assegurada do sistema, aumentando o risco de déficit acima dos patamares desejáveis.



Fonte: Silva e Campagnolo (2001)/Gerasul *apud* Tendências Consultoria (2003).

**Figura 2.4 – Evolução da Energia Assegurada e Carga no Sistema Elétrico Brasileiro**





Fonte: KELMAN et al (2001) – Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica - MME

**Figura 2.5 – Evolução do Armazenamento (% do máximo) entre Jan/1997 e Jun/2001 – Sistema Sudeste/Centro Oeste**

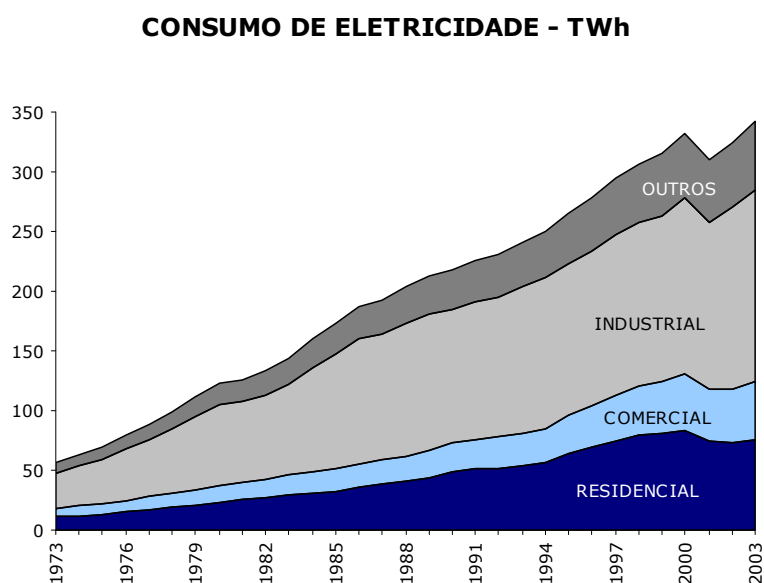
Imaginava-se que a implementação do novo modelo do setor elétrico, instituído em 1997, seria capaz de garantir a continuidade da expansão da geração para atendimento à demanda prevista nos anos subsequentes. No entanto, isto não ocorreu. KELMAN et al (2001) revelou que houve desequilíbrio entre oferta e demanda na partida da implementação do novo modelo, pois as energias asseguradas que respaldaram os contratos iniciais foram superdimensionadas, resultando numa sinalização equivocada para a contratação de nova geração. A partir daí os subsequentes atrasos na entrada de novas unidades geradoras previstas no plano decenal geraram o deplecionamento gradual dos reservatórios, conforme mostra a Figura 2.5.

Em 1999, devido aos mencionados atrasos nas entradas dos geradores das usinas hidrelétricas em construção, o sistema interligado já dava claros sinais da necessidade de intervenções emergenciais. Foi então instituído o Programa Prioritário de Termelétricas (PPT, 2000), que principalmente devido a impasses entre MME, Aneel, Petrobrás e Ministério da

Fazenda em torno do repasse das tarifas do Gás em dólar, não obteve o sucesso desejado (KELMAN et al, 2001).

Desta maneira, estavam compostas as condições que, diante de mais um ano (2001) com hidrologia desfavorável, culminaram com o racionamento de energia vivido naquele ano.

Como consequência do racionamento, os consumidores em todas as classes mudaram seus hábitos de consumo através de substituição de tecnologias e investimentos em equipamentos e métodos mais eficientes no uso da energia elétrica. A Figura 2.6 mostra a evolução do consumo de eletricidade no Brasil nos últimos 30 anos. É possível identificar em 2001 uma interrupção da curva de consumo, retomada em 2002 abaixo dos patamares anteriores ao racionamento.



Fonte: MME - Tabelas BEN 2004

**Figura 2.6 - Curva de consumo de EE no Brasil**

Desta maneira, o setor elétrico tem recentemente apresentado um excesso de oferta com capacidade de produção superior à demanda. No entanto, esta é uma situação conjuntural e investimentos são necessários para que se mantenha a capacidade de atendimento superior ao consumo e também os níveis seguros de confiabilidade do sistema.

Nos últimos anos, o setor tem passado por novas transformações. Um novo modelo é apresentado na busca de se estabelecer a competitividade e sustentabilidade necessárias à expansão da geração. Embora o país atravessasse uma momentânea situação de superávit de energia no sistema, as incertezas quanto à segurança no fornecimento de energia elétrica têm levado a estudos que apontam para novas soluções para o suprimento de energia da população, incluindo aí as pesquisas sobre a utilização de fontes alternativas de energia. Dentre as fontes energéticas apresentadas como alternativas estão as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), Eólica, Biomassa, entre outras de menor expressão, como a Solar Térmica, voltada ao aquecimento de água, e Solar Fotovoltaica, aplicada a sistemas isolados não-atendidos. Dentro deste contexto foi instituído o Programa de Incentivo a Fontes Alternativas (PROINFA, 2002) com o intuito de adicionar até 3.300MW em geração até 2006.

No entanto, o Gás Natural ainda é a alternativa à geração hidrelétrica que tem maior competitividade e que ganhou novo fôlego devido aos aumentos sucessivos das reservas provadas em território nacional, com destaque para a mais recente descoberta na bacia de Santos. Espera-se que a maior utilização de GN nacional e a renegociação dos contratos de importação possa contribuir para que o custo deste insumo deixe de ser um entrave à expansão de seu consumo.

No setor elétrico, como visto anteriormente, problemas associados ao repasse das tarifas do GN tiveram grande influência no não cumprimento das metas do PPT. Particularmente com relação ao gás importado da Bolívia, que constituía-se na fonte principal para as usinas do programa, sua característica de importação sob a forma de contratos “*take-or-pay*” nos quais o consumidor é obrigado a pagar pelo volume contratado de GN mesmo se não consumi-lo efetivamente, foi e é até hoje um fator que diminui a competitividade deste recurso, e conseqüentemente das usinas termelétricas a GN.

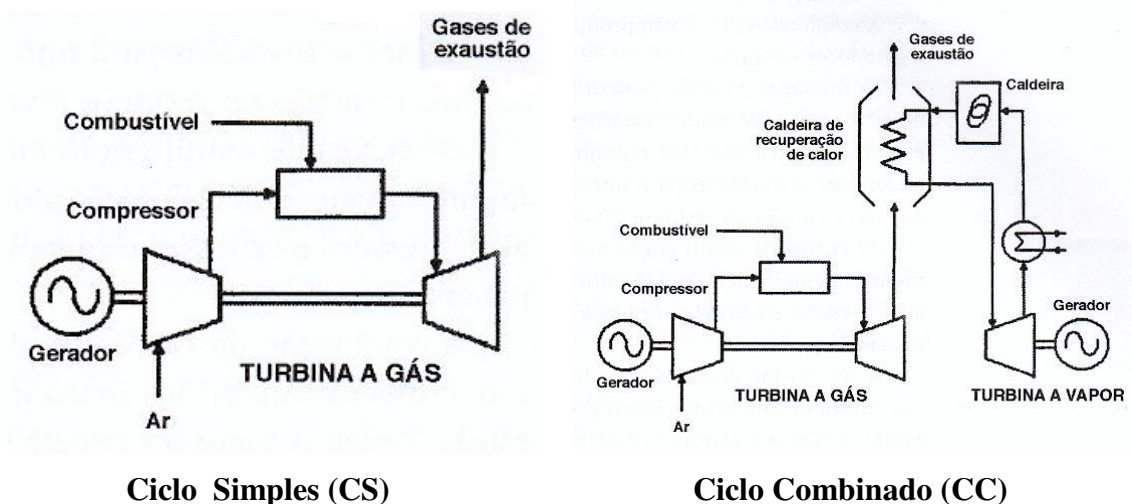
À medida em que as novas regras se fixem e permitam ao mercado retomar a segurança para investir no setor, será possível avaliar melhor a aplicação do Gás Natural no Setor Elétrico em seus diversos usos.

## 2.2. APRESENTAÇÃO DOS USOS FINAIS DO GÁS NATURAL

### 2.2.1. A Geração Termelétrica a Gás Natural

O conceito fundamental da geração termelétrica é baseado na conversão de energia térmica em energia mecânica e desta em energia elétrica. A conversão de energia térmica em mecânica é realizada através de um fluido que, na sua expansão, gera trabalho em turbinas térmicas. A energia mecânica é então transferida ao gerador elétrico acoplado ao eixo das turbinas.

De acordo com a Figura 2.7, abaixo, existem dois tipos principais de plantas termelétricas a Gás Natural:



Fonte: Reis (2003).

**Figura 2.7 – Diagramas Simplificados de Plantas de Ciclo Simples e Combinado a Gás Natural.**

Em uma planta de ciclo simples, o GN é queimado e seus gases de combustão movimentam a turbina, sendo então expulsos para a atmosfera. Conforme a publicação Gas

Turbine World (2002), o rendimento dos modelos de plantas de ciclo simples existentes no mercado varia de 30 a 40%.

Em uma planta de ciclo combinado, após a expansão na turbina, os gases de combustão são direcionados para uma caldeira de recuperação de calor, onde trocam calor gerando vapor, que movimenta outra turbina a vapor, acoplada a outro gerador elétrico. Este aproveitamento do calor dos gases de exaustão na geração de energia elétrica eleva o rendimento deste tipo de planta. Conforme a publicação Gas Turbine World (2002), o rendimento dos modelos de plantas de ciclo combinado existentes no mercado varia de cerca de 40 a até 60%.

Como dito anteriormente, a geração termelétrica a Gás Natural no Brasil teve seu último grande impulso com o racionamento de energia de 2001-2002, uma vez que se constituía na forma mais rápida de atender à necessidade emergencial gerada pelo déficit de energia daquele momento.

Desde a reestruturação do setor elétrico brasileiro (RESEB), ocorrida em 1997, a integração da geração elétrica a GN ao parque gerador brasileiro já era planejada, no intuito de trazer maior flexibilidade ao sistema elétrico nacional, fortemente baseado na geração hidrelétrica.

O novo modelo para o setor elétrico apresentado em 2003 volta a incentivar a geração termelétrica, mas sob forma de complementação térmica ao sistema hídrico. De fato, esta nova proposta trata a geração termelétrica com maior serenidade comparada ao tratamento dado entre os anos 2000 e 2002 fortemente influenciado pelo racionamento de EE. Tal fato é confirmado pelo subsequente congelamento de muitos projetos termelétricos, quando o regime hidrológico e a adequação da curva de consumo elétrico voltou a encher os reservatórios, provocando uma situação de superávit de energia que ainda perdura.

Um fator que deve ser levado em consideração é o alto consumo de GN associado à geração termelétrica. Segundo ANP (2004) a estimativa do governo federal à época do lançamento dos programas de incentivo às termelétricas estimava que seu consumo chegaria a 60MMm<sup>3</sup>/dia. Com a não concretização deste consumo, a evolução da utilização do Gasbol evoluiu abaixo do esperado, conforme mostra a Tabela 2.5.

**Tabela 2.5 – Volumes contratados e movimentados de Gás Natural no Brasil.**

	1999	2000	2001	2002	2003	2004 até 2019
Volume transportado (MMm <sup>3</sup> /dia)	2,2	5,7	9,9	10,3	13,2 (***)	
Volume contratado (MMm <sup>3</sup> /dia)	2,2	9,1	13,3	20,4-24,6 (*)	24,6-30,08 (*)	30,08
Take or Pay (**)	0%	60%	65%	70%	75%	80%

Fonte: Ministerio de Minería y Hidrocarburos de Bolivia (MMH) *apud* ANP (2004).

(\*) Os valores à esquerda correspondem aos volumes acordados originalmente no contrato de compra e venda, enquanto os da direita são os volumes renegociados em agosto de 2001.

(\*\*) Volume mínimo, conforme contrato no qual o comprador é obrigado a comprar e que, portanto, dá ao vendedor o direito de exigir o pagamento, tornando-se a compra efetiva ou não.

(\*\*\*) Média de janeiro - junho de 2003.

Outro fator importante a favor da utilização das termelétricas apenas em complementação é percebido ao avaliar seu baixo rendimento energético se comparado a outros usos do gás natural. Gas Turbine World (2002) apresenta os diversos modelos existentes de UTEs em ciclo simples e combinado. Observa-se que as combinações mais eficientes não ultrapassam 60% de rendimento. Tal eficiência é inferior àquela observada nos usos do GN para geração de calor ou calor associado à eletricidade. Ainda assim, cabe ressaltar o benefício em confiabilidade que a integração de usinas termelétricas traz ao sistema elétrico, sejam elas a GN ou mesmo óleo combustível. A questão então é: como equilibrar a utilização do Gás Natural disponível entre a geração termelétrica e seus outros

usos de maneira a trazer o maior benefício à sociedade, consumidor final da energia elétrica, e ao desenvolvimento sustentável dos setores Elétrico e de Gás Natural, em transformação.

É importante também neste momento destacar alguns aspectos econômicos e relacionados à geração termelétrica. Como dito anteriormente, do ponto de vista de investimento, a geração termelétrica é vantajosa em comparação à geração hidrelétrica. Verificando-se os custos base estabelecidos na publicação Gas Turbine World (2002), percebe-se que os custos unitários de plantas de ciclo simples variam bastante, desde US\$122/kW (para plantas acima de 100MW) até US\$877/kW (para uma planta de 500kW). Para plantas de ciclo combinado, mesmo com a inclusão de outros equipamentos e tecnologias, como unidades de recuperação de calor (HRSG) e turbinas a vapor os custos não são muito diferentes, variando de US\$335/kW (para uma planta de 800MW) a US\$1000/kW (para uma planta de 8MW).

No entanto, os fatores que mais contribuem para o alto custo da energia gerada em termelétricas são os custos de operação e manutenção, mais elevados que em outras tecnologias, e principalmente o custo do combustível, que no caso brasileiro é agravado pelos contratos de compra do gás importado sob o já citado regime “*take-or-pay*” e pela variação cambial entre a moeda nacional e o dólar, já que o preço do gás é considerado *commodity*. Esta questão do custo do GN agrava-se ainda mais quando se considera o já citado problema da substituição de outros combustíveis como o óleo, pois com a concorrência do GN das distribuidoras de gás, o preço óleo tem baixado para manter os clientes, garantindo a este mercado uma competição acirrada.

Outro fator que dificulta a ascensão da geração termelétrica a GN no Brasil são as restrições ambientais relacionadas à emissão de gases poluentes. Embora o Gás Natural apresente emissão de resíduos muito inferior ao carvão e aos óleos diesel e combustível, não deixa de se tratar de um combustível fóssil não renovável emissor de CO<sub>2</sub> e que se encontra

na contramão das últimas resoluções das conferências ambientais e da assinatura pelo Brasil do Protocolo de Kyoto, no qual os países desenvolvidos signatários comprometem-se a reduzir suas emissões de gases poluentes e causadores do efeito estufa em 5,2% (ante valores de 1990) entre 2008 e 2012. Esta redução poderá ser feita através da diminuição real das emissões ou da compra dos conhecidos “créditos de carbono” de outros países. Embora o Brasil não esteja entre os países obrigados a reduzir suas emissões, tal redução beneficia a negociação futura dos créditos.

Com todas as informações acima expostas, para se estudar a implementação de usinas termelétricas dentro dos conceitos do Desenvolvimento Sustentável e do Planejamento Integrado de Recursos, já apresentados, é necessária a avaliação de sua inserção ambiental. No Brasil, os requisitos básicos necessários à aprovação e liberação da execução de qualquer projeto de geração energética são a elaboração e aprovação do Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e do Relatório de Impacto Ambiental (RIMA). Segundo a resolução do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) nº 001/86, impacto ambiental é “qualquer alteração das propriedades físicas, químicas e biológicas do meio ambiente, causada por qualquer forma de matéria ou energia resultante das atividades humanas que, direta ou indiretamente, afetem: a) a saúde, a segurança e o bem-estar da população; b) as atividades sociais e econômicas; c) a biota; d) as condições estéticas e sanitárias do meio ambiente; e e) a qualidade ambiental.”

O Estudo de Impacto Ambiental (EIA) é o resultado de um conjunto de atividades científicas e técnicas que incluem o diagnóstico ambiental, a identificação, a previsão e medição dos impactos, a interpretação e valorização dos impactos, a definição de medidas mitigadoras e dos programas de monitoração dos impactos ambientais.

O Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) constitui documento do processo de Avaliação do Impacto Ambiental (AIA) e esclarece em linguagem corrente todos os elementos da proposta e do estudo, de modo que estes possam ser utilizados na tomada de



decisão e divulgados para o público em geral, inclusive a comunidade afetada. O RIMA contém as conclusões do EIA, devendo conter a discussão dos impactos positivos e negativos considerados relevantes.

Dada a complexidade e subjetividade dos conceitos apresentados, o processo de inserção ambiental de projetos energéticos no Brasil ainda merece uma série de ajustes e refinamentos a fim de se atingir o equilíbrio entre o crescimento social e econômico e o respeito ao meio ambiente e à sociedade, uma vez que a execução de usinas de geração elétrica deve atender a estes dois requisitos.

Um exemplo da influência de estudos de impacto associados a usinas termelétricas a GN é o caso da UTE Carioba (ERM, 2001), cujo orçamento básico previsto foi de US\$ 600 milhões. As conclusões do EIA continham propostas de ações mitigadoras dos impactos ambientais que necessitariam investimentos adicionais de R\$54 milhões, representando um valor da ordem de 4 a 5% do custo inicial previsto, percentual que não pode ser desprezado.

Com tudo isto, é muito importante que a preocupação com o atendimento aos requisitos ambientais para projetos de geração termelétrica esteja presente já na fase de análise de viabilidade de novos projetos e que seja uma iniciativa do próprio investidor (proprietário), a fim de garantir maior transparência no processo e facilitar a internalização de custos sociais e ambientais que certamente surgem durante os estudos.

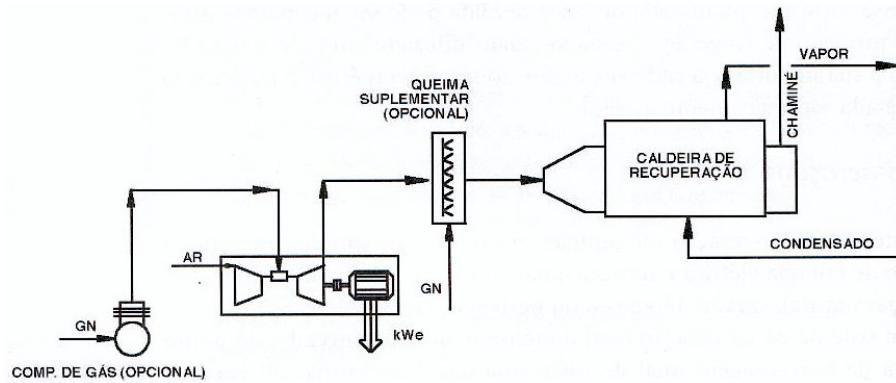
Fadigas (1998) apresentou uma contribuição à metodologia para escolha de locais para implementação de usinas termelétricas baseada na ferramenta SAEGET, aplicando-a ao caso do Gás Natural. A ferramenta insere o projeto dentro de células geográficas no estado de São Paulo, identificando os melhores locais baseados em localização, recursos hídricos disponíveis, disponibilidade de combustível, proximidade com a rede elétrica e limitações de emissões de poluentes presentes em cada célula catalogada.

A regulamentação sobre a utilização de ferramentas que auxiliam o planejamento com a identificação de projetos com menores impactos, facilita a internalização dos custos sócio-ambientais e pode trazer grande contribuição ao Desenvolvimento Sustentável neste setor.

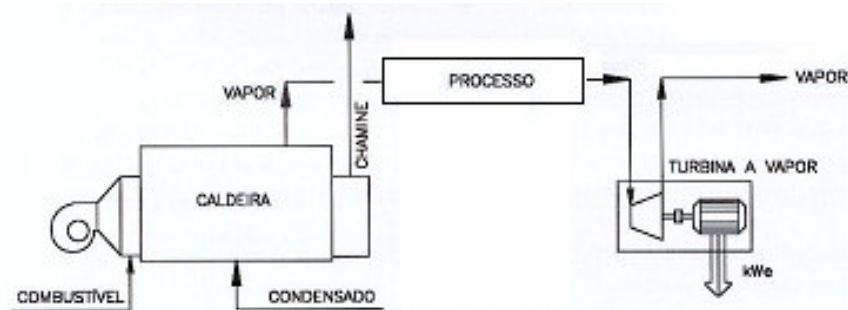
### **2.2.2. A Cogeração Industrial**

A Cogeração é a produção de duas ou mais formas de energia a partir de um único combustível. O processo mais comum é a produção de eletricidade e energia térmica (calor ou frio) a partir do uso de gás natural e/ou de biomassa, entre outros. A cogeração de energia elétrica e calor de processo pode ser realizada através de dois tipos de ciclo. As configurações mais comuns de cada um deles estão demonstradas na Figura 2.8. No “Topping Cycle”, o calor para o processo é retirado no final. Este ciclo é mais utilizado na cogeração a partir do Gás Natural. No “Bottoming Cycle”, o calor de processo é retirado no início. Este ciclo é mais comum na cogeração a partir da biomassa.

Os primeiros sistemas de cogeração no mundo surgiram na primeira década do século XX, quando ainda era rara a produção centralizada de energia elétrica. Esta situação perdurou até a década de 40. Com o avanço da tecnologia surgiram novos conceitos de geração e de interligação de sistemas elétricos, que apontavam para otimização quando aplicados de forma centralizada. Com o apoio das grandes centrais (hidrelétricas e termelétricas – nucleares, carvão, gás natural e óleo combustível), tais sistemas conseguiam fornecer energia abundante e de baixo custo. Os sistemas de cogeração foram então preteridos pelo mercado.



(a)



(b)

Fonte: Reis (2003).

**Figura 2.8 – Ciclos de Cogeração (a) Topping Cycle (b) Bottoming Cycle**

No Brasil, até poucos anos atrás, esta modalidade era praticada apenas pelo setor industrial com a finalidade de autoprodução. No entanto, em decorrência das transformações pelas quais tem passado o setor elétrico nas últimas décadas, dentre elas a incapacidade de manter os investimentos necessários à geração centralizada e a tendência de diversificação das fontes de energia elétrica, esta visão tem mudado bastante. Dentre os sistemas que contribuem para a geração distribuída, voltaram a ter destaque no setor industrial os sistemas de cogeração.

A partir da promulgação da Lei Federal nº 9.074, de 07/07/1995, a comercialização de excedentes de energia foi liberada e foi criada a figura do Produtor Independente de Energia (PIE). Desde então, com a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

através da Lei Federal nº9.427, de 26/12/1996, novas resoluções tem regulamentado esta participação e aumentado os incentivos à conexão de cogeneradores ao sistema elétrico. Tal participação, além de permitida tem sido incentivada principalmente após as transformações recentes do setor elétrico. Um exemplo deste incentivo foi a publicação da Portaria nº314, de 24/08/2000, incluindo as usinas termelétricas de cogeração que entrassem em operação comercial até 31 de dezembro de 2003, no PPT (2000). Foi também definido que os projetos de cogeração de então deveriam passar por uma qualificação com requisitos e critérios já definidos em resoluções anteriores.

PAULA (2004) descreve que cada projeto de cogeração deve ser avaliado sob os quesitos:

- Racionalidade Energética;
- Custo evitado com a geração distribuída;
- Diferenciação em função da fonte (renovável, resíduos).

Dentre os quesitos apresentados acima, a contribuição à geração distribuída merece destaque. A Geração Distribuída (GD) tem como regra o atendimento à demanda de EE de determinado cliente ou centro consumidor junto ao mesmo, através de um centro de geração de baixa potência.

Em matéria publicada na revista Brasil Energia nº277, de Dezembro/2003, que versa sobre a situação de carga em que se encontra o sistema de transmissão nacional, apresenta-se que:

[...] A confiabilidade está comprometida por situações de risco presentes em diversas instalações que integram sua malha de 11.589km de linhas e 99 subestações. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), ao expor as condições gerais de operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), confirma a gravidade do cenário e indica outros problemas que podem também comprometer o suprimento paulista. Das 70 situações de risco apontadas em todo o território nacional pelo órgão, 21 foram identificadas em São Paulo. Classificadas por categoria, oito podem implicar corte de carga, em

contingência simples, e 12 têm a ver com restrição de geração hidráulica.

Diante desta realidade, a maior aplicação prática da geração distribuída pode contribuir significativamente na redução das restrições de transmissão. Dentro deste contexto, organizações não-governamentais como a Associação Paulista de Cogeração de Energia (COGEN-SP), entre outras, trabalham no fomento à cogeração e outras formas de geração distribuída através da proposição de leis, resoluções e decretos que incentivem o investimento neste tipo de negócio.

Os principais equipamentos que compõem os sistemas de cogeração são aqueles que, utilizando um combustível (biomassa e/ou gás natural), produzem energia mecânica em forma de gases de combustão ou vapor, para mover um motor ou uma turbina. A máquina rotativa acoplada ao eixo de um gerador elétrico produz eletricidade, e outros equipamentos produzem energia térmica (calor e frio) a partir do reaproveitamento do vapor/gases. Relacionam-se abaixo os equipamentos mais comuns utilizados na cogeração:

- motores a combustão (ciclo Otto ou Diesel);
- caldeiras que produzem vapor para as turbinas a vapor;
- turbinas a gás natural;
- caldeiras de recuperação e trocadores de calor;
- sistemas de chillers de absorção, que utilizam calor (vapor ou água quente) para produção e frio (ar condicionado);
- sistemas de ciclo combinado (turbinas a vapor e gás) numa mesma central;
- equipamentos e sistemas de controle de geração e de uso final de energia.

Conforme informações descritas na Tabela 2.6, da Associação Paulista de Cogeração de Energia (COGEN-SP), para produzir a mesma quantidade de calor e eletricidade, uma termelétrica de ciclo simples consome até 48% a mais de combustível se comparada a uma unidade cogeneradora.

**Tabela 2.6 – Comparativo entre o Rendimento da Geração Termelétrica e Cogeração para as diferentes tecnologias de máquinas térmicas.**

<b>Ciclo</b>	<b>Otto ou Diesel</b>	<b>Rankine</b>	<b>Brayton</b>	<b>Combinado</b>
<b>Termelétrico</b>	40 a 46%	30 a 45%	35 a 45%	57%
<b>Cogeração</b>	62%	50%	70 a 75%	70 a 75%

Fonte: COGEN-SP.

Os sistemas de cogeração a gás natural produzem níveis menores de emissão comparados aos outros combustíveis fósseis, possibilitando mitigação dos impactos ambientais e trazendo maior competitividade para indústria. Um exemplo disto pode ser visto na Tabela 2.7. Após a troca de Óleo Combustível para Gás Natural efetuada pela Comgás em alguns clientes industriais do estado de São Paulo do ano 2001 para o ano 2002, foi observada uma grande redução dos níveis de emissões de poluentes daquelas indústrias.

**Tabela 2.7 – Comparativo de emissão de gases poluentes entre Óleo Combustível e Gás Natural em amostra da indústria paulista em 2001-2002.**

<b>Emissões de Gases Poluentes</b>			
	<b>MP (Kg)</b>	<b>SO<sub>2</sub> (Kg)</b>	<b>CO<sub>2</sub> (Ton.)</b>
Óleo Combustível (2001)	894.242	5.396.103	1.579.345
Gás Natural (2002)	57.838	8.676	1.156.756
Redução (%)	94	99	27

Fonte: COGEN-SP.

De acordo com dados da Secretaria Estadual de Recursos Hídricos do Estado de São Paulo (SERHS, 2004), a cogeração representou em 2003 um percentual de 3,1% do consumo de Gás Natural no estado de São Paulo. No entanto, este setor ainda tem um grande potencial de contribuição ao setor elétrico, tanto a partir do GN como de outros combustíveis como o bagaço de cana (biomassa). Se este potencial for aproveitado, deverá aumentar a participação do setor de cogeração no consumo de GN em São Paulo. ABE (2002) desenvolveu e aplicou uma metodologia de simulação para estudos de viabilidade de plantas de cogeração. PAULA (2004) indica que, com um plano de inserção incentivada, o potencial elétrico da cogeração a partir do Gás Natural no setor industrial poderá atingir cerca de 37GW no sistema elétrico interligado em 2013.

Para este trabalho, será dado maior enfoque à contribuição da cogeração a partir do Gás Natural no setor elétrico. Embora o rendimento energético da cogeração seja superior ao da geração termelétrica, conforme indicado na Tabela 2.6 acima, este melhor aproveitamento somente se percebe ao somar a energia elétrica e o calor de processo produzidos. Como o presente estudo tem foco inicial na EE gerada, a consideração do calor de processo obtido na aplicação da cogeração será feita através de artifícios de cálculo a serem detalhados no próximo capítulo.

### **2.2.3. O Aquecimento Residencial de Água**

Historicamente no Brasil, o aquecimento residencial de água é feito através de chuveiros elétricos. Este equipamento está presente em mais de 90% dos lares brasileiros oferecendo condições de conforto satisfatórias no momento do banho. Seu alto grau de difusão justifica-se pela sua facilidade de instalação, operação e manutenção, associado ao seu baixo custo.

A maior parte dos modelos disponíveis no mercado tem chave seletora para as estações do ano ou então chave que descreve posições de temperatura. Essas chaves, associadas ao controle de vazão de água, permitem compensar a variação da temperatura ambiente da água ao longo do ano e manter a qualidade satisfatória do banho. Esta característica decorre principalmente da grande expansão do parque gerador hidrelétrico ocorrida a partir da década de 70, quando grandes potenciais hidrelétricos foram aproveitados ocasionando uma grande oferta de energia elétrica a custos baixos. As baixas tarifas apresentadas para a EE frente aos preços do petróleo em ascensão levaram a uma grande expansão no consumo de EE principalmente no setor industrial, mas também no comércio e em residências.

Conforme indicado na Tabela 2.8, devido à característica intensiva de consumo do chuveiro elétrico comparado aos demais eletrodomésticos, ele representa em média 59% da potência elétrica do lar brasileiro, e mesmo sendo utilizado por um curto período de tempo do dia, representa em média 25% da conta de consumo de EE. Isto não somente pesa no orçamento familiar como também influi na demanda do sistema elétrico, pois muitos chuveiros funcionam justamente na mesma faixa horária (horário de ponta).

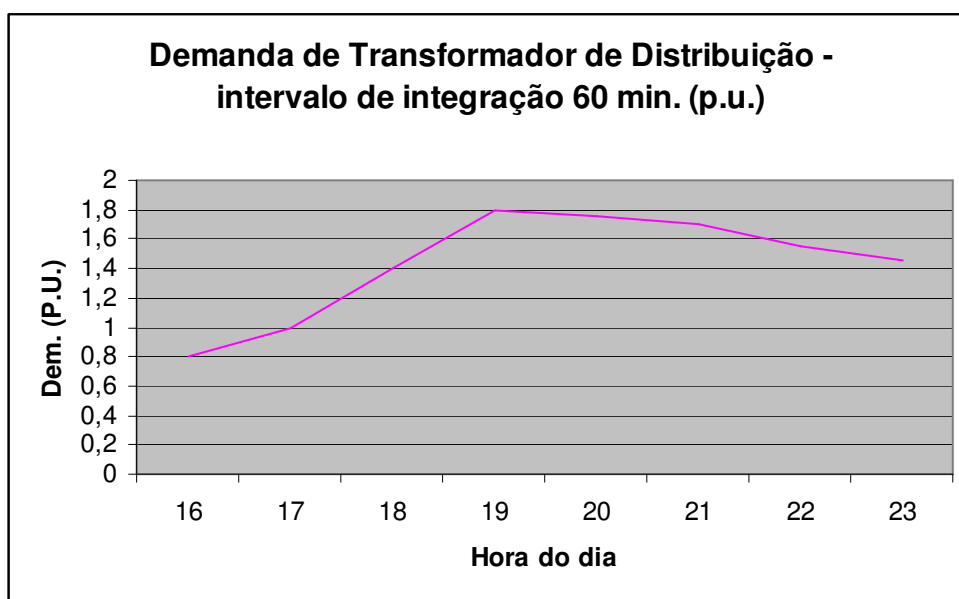
**Tabela 2.8 – Participação dos diversos equipamentos em consumo de energia elétrica e em termos de potência**

<b>Equipamentos</b>	<b>Participação em termos de consumo (%)</b>	<b>Participação em termos de potência (%)</b>
Chuveiro elétrico	25	59
Ferro elétrico	5	15
Maq. lavar roupa	5	9
Iluminação	20	7
Geladeira	30	3
TV/Vídeo/DVD	10	3
Outros	5	4
Total	100	100

**Fonte: ELEKTRO.**



Pesquisas realizadas pelo PROCEL e apresentadas por FERRARI (1996), demonstram que entre 18 e 19 horas, em 50% das residências há pelo menos um chuveiro elétrico funcionando. Durante o horário de ponta, entre 17 e 20 horas, as geradoras de energia elétrica necessitam manter uma oferta de potência elétrica superior ao valor médio diário. Naquele estudo são apresentadas diversas curvas de medição obtidas através de medições em consumidores residenciais individuais e em conjuntos de consumidores das companhias CESP e CPFL, demonstrando a influência dos chuveiros elétricos na curva de carga residencial diária. A Figura 2.9 mostra a curva de demanda média medida em transformadores de distribuição tipicamente residenciais no período das 16 às 23 horas. Pode-se observar entre as 17 e 19 horas sua característica ascendente devido ao funcionamento de chuveiros elétricos.



Fonte: FERRARI (1996)

**Figura 2.9 – Curva média para transformador de distribuição residencial – intervalo de integração 60 minutos**

Em contrapartida, em muitos outros países o aquecimento de água para banho é feito quase em sua totalidade através de combustíveis fósseis, particularmente o Gás Natural. Para isto, as duas tecnologias mais comuns utilizadas são os sistemas de aquecimento central e os

aquecedores de passagem, sendo o primeiro mais indicado para instalações com número maior de chuveiros, como prédios, hotéis, etc., e o segundo mais indicado para residências.

Na atual conjuntura dos setores Elétrico e de Gás Natural no Brasil, enquanto a eletrotermia (geração de calor a partir da eletricidade) é largamente utilizada, é inevitável uma reflexão sobre as prioridades na utilização do GN. SANTOS et al (2002) realiza um estudo comparativo da energia necessária para um banho padrão a partir do GN, através de três combinações: geração termelétrica de ciclo simples + chuveiro elétrico, geração termelétrica de ciclo combinado + chuveiro elétrico e aquecimento direto com aquecedor de passagem, tendo utilizado eficiências energéticas médias de termelétricas de ciclo simples e combinado em torno de 35 e 50% respectivamente, e eficiência energética média de aquecedores de passagem a GN é de 83,5%. É dito que:

[...] A eletrotermia reina nos lares e nos estabelecimentos comerciais brasileiros.

E ainda:

[...] A substituição do chuveiro elétrico por um aquecedor de água a gás aparece como a iniciativa mais evidente de proporcionar-se ganhos importantes de racionalidade no sistema energético brasileiro.

Finalmente, justifica que, sob a ótica do aproveitamento do GN:

[...] Alimentar processos eletrotérmicos através de eletricidade gerada a partir de termelétricas a gás representa, em geral, um grande desperdício de gás. A queima direta do gás para a geração de calor ou frio... produz eficiências energéticas muito superiores, acima de 80%.

Cabe incluir aqui uma análise sobre outras alternativas para eliminação da eletrotermia nos lares brasileiros. Uma solução muito interessante e que vem sendo amplamente estudada é a utilização de aquecedores solares. LIMA (2003) estudou a utilização otimizada de sistemas de aquecimento solar de água em residências, tendo obtido resultados ainda melhores decorrentes da escolha adequada do tipo de aquecedor conforme o perfil familiar de cada residência.

No entanto, mesmo na aplicação direta do aquecimento solar, tal solução ainda assim necessitaria de um sistema complementar para aquecimento de água nos dias frios. Desta maneira, a fim de manter o foco deste estudo na contribuição do GN à eletricidade, será dada ênfase apenas à substituição dos chuveiros elétricos por aquecedores de passagem a gás, deixando a instalação de aquecedores solares como hipótese a ser aprofundada em outra oportunidade.

Outra alternativa importante, e muito familiar, ao aquecimento de água com GN é sua realização a partir do GLP. Os aquecedores de passagem em sua quase totalidade operam simultaneamente com GN ou GLP, necessitando apenas pequenos ajustes de regulagem. Pesam a favor de uma substituição inicial da eletricidade pelo GLP: a infra-estrutura consolidada de distribuição deste energético e sua atual penetração nos lares brasileiros na utilização para cocção.

SANTOS et al (2002) lembra que o butano e propano (GLP) também são “gases naturais”, e o GLP pode funcionar como um vetor do desenvolvimento do mercado residencial de GN, chegando primeiro em locais não atendidos pela rede e atingindo localidades que nunca virão a ser atendidas por gás encanado.

Em virtude destes fatos, a substituição dos chuveiros elétricos no aquecimento residencial de água por aquecedores a Gás Natural ou GLP pode trazer benefícios ao sistema elétrico, dentre os quais o custo evitado de expansão da rede elétrica. Além do mercado já existente e consolidado do GLP, com a expansão do mercado de Gás Natural para as residências das capitais e cidades do interior do país, viabiliza-se esta substituição do sistema convencional pelo aquecimento a gás encanado.

A fim de avaliar o alcance desta substituição tecnológica na sociedade, apresentam-se abaixo as conseqüências imediatas previstas para cada agente envolvido:

**Para o Consumidor:**

- Investimento para instalação de aquecedor;
- Redução na conta de energia elétrica;
- Aumento na conta de consumo de gás.

**Para a Concessionária de Energia Elétrica:**

- Redução na demanda regional de energia elétrica (aplicável à substituição em larga escala);
- Liberação de demanda no horário de ponta;
- Redução no faturamento na classe residencial.

**Para a Concessionária de Gás Canalizado:**

- Investimento para expansão da rede urbana de gás canalizado;
- Aumento do consumo de GN;
- Aumento do faturamento na classe residencial.

**Para o Sistema Elétrico:**

- Redução da demanda no horário de ponta;
- Maior oferta de energia disponível na ponta para outras utilizações;
- Alteração na curva diária de carga;

**Para o Mercado de aquecedores de passagem:**

- Aumento do faturamento com vendas de equipamentos;
- Fomento à pesquisa tecnológica para melhoria dos produtos existentes;
- Possibilidade de redução dos custos atuais devido a ganhos em economia de escala.

Para o presente estudo, esta substituição será avaliada com a premissa de não interferir nas características atuais de atendimento ao aquecimento de água para banho. Para isto, será mantida a correspondência energética entre os chuveiros e os aquecedores

substitutos. Os modelos possuirão a mesma potência de saída, a fim de não alterar a condição de conforto do banho. Desta maneira, quando esta condição não puder ser perfeitamente atendida com os modelos de aquecedores existentes no mercado, será considerado para efeito de cálculos um modelo obtido por extrapolação dos dados dos modelos existentes.

De posse de todas estas informações, será demonstrado neste estudo que esta substituição tecnológica tem grande impacto global em um sistema elétrico regional se realizada em grande escala, ainda que ocorra de forma gradativa. A questão que deve ser equacionada é: qual o real potencial de realização desta substituição em escala em cada região onde o estudo for aplicado.

É muito importante lembrar que, certamente, a troca de chuveiros elétricos por sistemas de aquecimento a gás ou solar não será a solução para os problemas do setor elétrico. Cada um dos usos apresentados até aqui para o GN têm suas vantagens e são necessários para se potencializar as vantagens do uso do GN na eletricidade. As ações conjuntas de implementação de usinas termelétricas a gás, disseminação de unidades cogeneradoras na indústria, eliminação da eletrotermia, entre outras, é que tornarão isto possível.

### **CAPÍTULO 3. PROPOSTA DE TRABALHO – DESCRIÇÃO DA ANÁLISE DE CENÁRIOS**

Como já mencionado, o planejamento da expansão do Setor Elétrico tem sido feito atualmente de forma independente do planejamento do setor de Gás Natural. Além disso, embora já existam iniciativas para incentivo a outras formas de geração elétrica, como o PPT, PROINFA, etc. , o planejamento do setor é ainda muito vinculado à geração centralizada.

A proposta deste estudo é justamente a de preencher este espaço, auxiliando na integração entre o planejamento da expansão do consumo do Gás Natural e o planejamento da expansão do Setor Elétrico. Esta integração se dá justamente naqueles usos do Gás Natural que afetam a oferta ou a demanda de Energia Elétrica. Ao invés de cada setor (Elétrico e Gás Natural) buscar o máximo do potencial de utilização do Gás Natural sem observar os outros setores consumidores, pretende-se aqui propor um meio de estudar de forma integrada a expansão do consumo do gás natural a fim de potencializar seu aproveitamento, olhando porém para o setor elétrico de modo a manter suas necessidades atendidas.

Como já mencionado, a análise integrada dos usos escolhidos justifica-se pelo fato de que cada um deles tem seu espaço no mercado consumidor de GN, conseqüência da importância de cada uso em seu respectivo setor. Embora haja outras importantes finalidades para o GN, serão estudadas apenas aquelas que afetam diretamente a oferta ou a demanda de Energia Elétrica. Para delimitar o universo de alternativas de uso do Gás Natural, foram determinados os seguintes usos:

- Geração Convencional de Energia Elétrica;
- Cogeração Industrial de Energia Elétrica;
- Aquecimento Residencial de Água para Banho.

Os usos acima representam os maiores responsáveis pela contribuição direta do Gás Natural no setor elétrico. A Geração Convencional afeta diretamente a oferta de energia no

Sistema Interligado Nacional. A Cogeração pode afetar tanto a oferta quanto a demanda de energia elétrica na região onde estiver instalada, pois ao mesmo tempo que alivia a demanda regional de EE, pode contribuir com a oferta através da venda do excedente de energia produzida. O Aquecimento Residencial de Água afeta a demanda de energia elétrica principalmente no horário de ponta uma vez que se dará através da hipótese formulada de substituição de chuveiros elétricos por aquecedores a Gás Natural.

Serão estudadas as três alternativas de uso do GN na eletricidade de forma integrada, considerando-se as características Consumo de GN, Custo de Investimento e Emissão de CO<sub>2</sub> de cada uma delas. Para isto, serão definidas as funções “Consumo Diário” de GN, “Custo de Investimento” e “Emissão” para cada uso.

Ressalta-se aqui que, como já visto anteriormente, o GN emite outros poluentes além do CO<sub>2</sub>. No entanto, trata-se do poluente que possui maior penetração na opinião pública por ser causador do efeito-estufa e cujas emissões relativas são mais expressivas em toneladas emitidas por unidade queimada. Por esta razão será considerada apenas a emissão deste poluente no presente estudo.

Dadas as colocações acima, as etapas básicas para execução do estudo são:

1. Definições gerais - Construção dos Cenários;
  - Contextualização do Setor Elétrico – verificação do Plano Decenal (Cenário de Referência);
  - Definição dos requisitos para atendimento com Geração Termelétrica – Cenário A;
  - Definição dos requisitos para inclusão da Cogeração – Cenário B;
  - Definição dos requisitos para inclusão do Aquecimento a Gás – Cenário C;
2. Obtenção das funções de análise (para cada cenário);
  - Consumo Diário de GN;

- Custo de Investimento;
  - Emissão Diária de CO<sub>2</sub>;
3. Análise comparativa dos cenários – verificação de incentivos e barreiras.

### **3.1. DEFINIÇÕES GERAIS - CONSTRUÇÃO DOS CENÁRIOS**

#### **3.1.1. Parâmetros Gerais**

Para uma melhor definição do estudo, de suas relações e a correta construção dos cenários, é primordial que sejam pré-estabelecidos os parâmetros gerais abaixo:

- Delimitação do Universo - Um universo bem delimitado, garante maior controle dos parâmetros estudados e facilita sua implementação. O universo de estudo pode ser uma cidade, uma região, um estado ou todo o país do qual se pretende estudar a participação do GN na eletricidade.
- Determinação do Horizonte de Tempo – Para efeito do setor elétrico, o horizonte de tempo estará atrelado ao Plano Decenal, sendo portanto de 10 anos. Com referência ao setor do GN, este parâmetro permitirá verificar se o consumo de Gás Natural estimado para as categorias em estudo está compatível com as previsões de oferta e crescimento dos respectivos setores, dentro do mercado do GN.

#### **3.1.2. Construção dos Cenários**

A construção dos cenários de aplicação do GN no setor elétrico será baseada na projeção (indicativa) de entrada de Unidades Termelétricas para atendimento a um dos cenários pré-determinados no Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico 2003-2012.



Desta maneira, considerando a previsão de expansão apenas da geração termelétrica, observa-se em MME (2002) que o Plano Decenal apresenta uma tabela com a previsão de entrada das UTEs incluídas no PPT e outra tabela com a previsão indicativa de UTEs a serem incluídas no SIN à medida em que forem necessárias ao longo do período. Dado que as UTEs incluídas no PPT são empreendimentos já em operação, em construção ou aprovados aguardando o momento oportuno para sua concretização, não será considerada como hipótese a substituição de qualquer um deles pela entrada de Centrais de Cogeração ou planos de redução de demanda. Sendo assim, a fim de estimar a demanda em MW a ser atendida nos cenários deste estudo, serão consideradas somente as UTEs da tabela indicativa, movidas a GN.

Após as considerações acima, será considerado como **Cenário A** o atendimento à demanda prevista através da construção de usinas termelétricas convencionais.

Outras considerações devem aqui ser feitas. Será considerado que o atendimento à demanda estabelecida se dará pela implementação de um determinado número de unidades geradoras com potência padronizada. Portanto, ainda que a tabela indicativa de UTEs do Plano Decenal possua uma lista de usinas a ser implementadas, o estudo aqui proposto extrairá da tabela apenas a soma das potências das usinas, calculando a partir deste o número de unidades geradoras padrão que atende à potência somada.

Será também necessário determinar previamente o Fator de Capacidade médio das unidades que atenderão à demanda, para efeito do cálculo de Consumo Diário de GN e Emissão de CO<sub>2</sub>, como será visto nas fórmulas apresentadas adiante. Este parâmetro poderá ser determinado com base na média observada para a geração termelétrica do sistema em estudo.

Após a determinação do Cenário A, a configuração do **Cenário B** será dada pela inclusão de unidades cogedoras para atendimento a uma parcela da demanda a ser atendida,

com a correspondente exclusão de uma ou mais usinas termelétricas. Desta forma, será considerada a substituição de um tipo de geração por outro a fim de facilitar a comparação posterior entre os parâmetros (consumo de gás, custo e emissão de CO<sub>2</sub>) decorrentes de cada cenário. Cabem aqui os mesmos comentários efetuados para a geração termelétrica referentes ao Fator de Capacidade.

Da mesma forma que no cenário anterior, a configuração do **Cenário C** partirá do Cenário B e será baseada na substituição de outra(s) usinas(s) termelétrica(s) pela demanda a ser liberada como consequência de um plano de incentivo à instalação de aquecedores a gás. Assim, tem-se neste cenário um “mix” compondo a participação simultânea dos três usos estudados no setor elétrico.

Reportando-nos aos conceitos do DS e do PIR, poder-se-ia considerar então em linhas gerais o Cenário A como sendo resultado da aplicação do planejamento convencional do setor elétrico, o Cenário B como sendo resultado da adição de um componente de Geração Distribuída ao planejamento, e o Cenário C como sendo resultado da adição do Gerenciamento pelo Lado da Demanda, representando uma combinação de ações na busca de um planejamento mais próximo da linha do PIR.

### **3.1.3. Parâmetros Específicos**

Para a construção dos cenários definidos acima, é necessário que se estabeleça como os mesmos serão atendidos. Sendo assim, os parâmetros específicos a seguir deverão ser definidos à medida em que são construídos os cenários. São eles:

- Escolha das Tecnologias a serem aplicadas em cada uso - Para cada alternativa de uso do GN, serão escolhidas as tecnologias dentre as existentes no mercado. Por exemplo: Geração Termelétrica - Ciclo Combinado, Cogeração – Ciclo Simples

com HRSG e Turbina de Contrapressão, Aquecimento de Água – Aquecedores de Passagem a Gás.

- Determinação dos Parâmetros Técnicos a serem aplicados a cada uso – Dentro de cada tecnologia, definem-se os parâmetros técnicos com base nas máquinas escolhidas dentre as disponíveis no mercado. Dentre os principais, pode-se citar: Modelo, Potência Nominal, Consumo Nominal de Gás Natural, Rendimento, etc. Também devem ser definidos os parâmetros sistêmicos, como Número de Usinas Termelétricas, Número de Centrais Cogeneradoras, Número de Aquecedores de passagem a instalar, Fator de Capacidade, Fator de Demanda, etc.

Cabe aqui ressaltar que nem sempre os dados referentes aos fatores de demanda e capacidade são fáceis de se obter com os agentes do setor elétrico. O fator de capacidade real por exemplo, será diretamente afetado pelos cálculos executados no âmbito do ONS, que controla o despacho centralizado da geração para o SIN. Tais cálculos por sua vez serão dependentes do custo e das restrições informados por cada agente gerador ao ONS.

Já o fator de demanda, que será necessário para a estimativa da demanda acarretada pela utilização dos chuveiros elétricos no horário de ponta, poderá ser estimado através da análise dos dados demográficos e de comportamento da população em estudo.

De posse de todos os dados de entrada, procede-se à segunda etapa do estudo.

### **3.2. DETERMINAÇÃO DAS FUNÇÕES DE ANÁLISE**

Nesta etapa serão sintetizadas as fórmulas que traduzirão os parâmetros a serem observados no atendimento à expansão da demanda de eletricidade a partir de diferentes soluções. A primeira função a ser determinada será o Consumo Diário de GN, que será baseado na soma das parcelas de consumo de cada uso do GN.

### 3.2.1. Função Consumo Diário de GN (CD)

Define-se a função Consumo Diário de GN de um uso como a quantidade de GN consumido diariamente dentro das condições de contorno estabelecidas, a ser medida em m<sup>3</sup>/dia. Assim, para cada uso do GN, define-se abaixo a parcela correspondente do consumo diário.

#### Geração Termelétrica Convencional (GTC)

Na alternativa de Geração Termelétrica Convencional, o cálculo do Consumo Diário (CD<sub>GTC</sub>) será dado pela equação:

$$CD_{GTC} = N_{UTE} \times Pot. \times FC \times 24 \times CU_{EE} \times I/PCS \quad (3-1)$$

onde:

CD<sub>GTC</sub> – Consumo diário de GN (m<sup>3</sup>) na geração termelétrica

N<sub>UTE</sub> – número de UTEs necessário para atendimento à demanda de EE

Pot. – Potência da UTE escolhida/determinada para atendimento (kW)

FC – Fator de Capacidade considerado para o funcionamento da geração termelétrica

24 – Número de horas do dia

CU<sub>EE</sub> – Consumo Unitário de Energia da Tecnologia Escolhida (BTU/kWh)

PCS – Poder Calorífico Superior do Gás Natural (BTU/m<sup>3</sup>)

#### Centrais de Cogeração (CC)

Para a alternativa de Cogeração Industrial, a função Consumo Diário (CD<sub>CC</sub>) será dada pela equação abaixo, similar à da alternativa Geração Termelétrica Convencional, pois as tecnologias utilizadas são praticamente as mesmas, tendo dados de entrada semelhantes.

$$CD_{CC} = N_{CC} \times Pot. \times FC \times 24 \times CU_{EE} \times I/PCS \quad (3-2)$$

onde:

CD<sub>CC</sub> – Consumo diário de GN (m<sup>3</sup>) na cogeração

N<sub>CC</sub> – Número de Centrais de Cogeração necessárias para atendimento à dem. de EE

Pot. – Potência da unidade cogeneradora média escolhida/determinada (kW)

FC – Fator de Capacidade considerado para o funcionamento da geração termelétrica

24 – Número de horas do dia

CU<sub>EE</sub> – Consumo Unitário de Energia da Tecnologia Escolhida (BTU/kWh)

PCS – Poder Calorífico Superior do Gás Natural (BTU/m<sup>3</sup>)

### **Aquecimento Residencial de Água (ARA)**

Para o Aquecimento Residencial de Água, o cálculo do CD será dado pela equação:

$$CD_{ARA} = N_{AQ} \times CUC_{AQ} \times T_{func}. \quad (3-3)$$

onde:

$CD_{ARA}$  – Consumo diário de GN (m<sup>3</sup>) nos aquecedores de água a gás

$N_{AQ}$  – Número de domicílios onde será efetuada a troca de chuveiros elétricos por aquecedores a GN

$CUC_{AQ}$  – Consumo unitário corrigido da tecnologia escolhida (m<sup>3</sup>/h) – dado fornecido pelo fabricante do aquecedor

$T_{func}$  – Tempo de funcionamento do aparelho por residência (h)

É importante ressaltar que o número de domicílios (ou aquecedores)  $N_{AQ}$  a ser utilizado deverá ser tal que a demanda economizada em EE pela troca por chuveiros elétricos deverá ser equivalente à potência da(s) UTE(s) a ser substituída(s). Para isto será necessário estabelecer premissas de demanda e consumo com base na quantidade e comportamento dos domicílios a serem estudados.

Deve-se também registrar aqui que o fator  $CUC_{AQ}$  a ser utilizado é um valor corrigido obtido a partir de aquecedores comerciais existentes, pois é muito difícil que na substituição de chuveiros elétricos por aquecedores de passagem ambos apresentem a mesma potência térmica de saída. Para tal correção, deverão ser consideradas as seguintes premissas:

- 1 – O protótipo deverá ser desenvolvido a partir de um modelo de aquecedor existente no mercado.
- 2 – Para a aplicação neste estudo, é necessário obter do protótipo: a potência equivalente, o consumo de GN e o preço médio.
- 3 – A potência equivalente em calor do protótipo a ser modelado deve ser equivalente àquela do chuveiro elétrico a ser substituído, e deve ser obtida para o poder calorífico superior (PCS) do GN.

4 – O rendimento do protótipo deverá ser equivalente ao do aquecedor de mercado.

5 – Todos os parâmetros acima serão obtidos através da extrapolação das características do modelo por aplicação de regra de três simples.

6 - O consumo corrigido de GN ( $CUC_{AQ}$ ) do protótipo deve ser obtido a partir do consumo do modelo, multiplicado pela razão entre a potência do protótipo (kW) e a potência do modelo (kW).

7 – O custo do protótipo deve ser obtido a partir do custo do modelo, multiplicado pela razão entre a potência do protótipo (kW) e a potência do modelo (kW).

Será visto mais adiante que isto se constitui em uma barreira à disseminação dos aquecedores a gás, que geralmente têm padrões de conforto e conseqüentemente custos bem acima dos chuveiros elétricos.

### **Consumo Diário Global (CDG)**

Uma vez definidas as fórmulas de Consumo Diário de cada uso, pode-se estabelecer a relação a que se pretende chegar: o Consumo Diário Global, dado pela soma dos três fatores. Sendo assim:

$$CDG = CD_{GTC} + CD_{CC} + CD_{ARA} \quad (3-4)$$

É importante ressaltar que quando da aplicação da fórmula a cada cenário, as parcelas da soma poderão existir ou não, em conformidade com o cenário correspondente. Outra ponderação é que, a cada cenário, todas as parcelas devem ser recalculadas, pois as entradas da segunda (cogeração) e da terceira (aquecimento) parcelas se dão pela substituição parcial da primeira (geração termelétrica).

### 3.2.2. Função Custo de Investimento (CI)

Define-se a função Custo de Investimento como sendo o investimento necessário para a implementação das tecnologias conforme cada cenário, capaz de suprir a demanda estabelecida, a ser medido em dólares (US\$).

É importante lembrar que na composição do custo unitário do serviço prestado ao consumidor (R\$/kWh para fornecimento de Energia Elétrica), o custo de investimento (considerando geração e transmissão) é apenas uma das parcelas, que se soma a outros custos como do combustível, operação e manutenção, tarifa de transmissão, tarifa de distribuição (se aplicável). No entanto, entende-se que estas outras parcelas são mais susceptíveis a intervenções dos órgãos reguladores a fim de incentivar este ou aquele uso do gás natural à medida dos interesses regionais ou nacionais. Desta maneira, será dada ênfase ao custo de investimento, incluindo-se as parcelas de ordem técnica (investimentos em geração e interconexão) e ambiental (investimento em medidas mitigadoras).

#### Geração Termelétrica Convencional (GTC)

Define-se a função Custo para a Geração Termelétrica Convencional através da seguinte equação:

$$CI_{UTE} = N_{UTE} \times [I + C_{EIA} + C_{TR} + (C_{URG} \times Bit. \times Compr.)] \quad (3-5)$$

onde:

$N_{UTE}$  – Quantidade de Usinas Termelétricas

$I$  – Investimento necessário para a construção de uma UTE (US\$)

$C_{EIA}$  – Custo decorrente de estudos de impacto ambiental para cada UTE (US\$)

$C_{TR}$  – Custo de Investimento para interligação à rede de EE, para cada UTE (US\$)

$C_{URG}$  – Custo Unitário de Investimento para interligação à rede de GN, por UTE (US\$/m/polegada)

$Bit.$  – Bitola do ramal de interligação de GN

$Compr.$  – Comprimento do ramal de interligação de GN

#### Centrais de Cogeração (CC)

Para a alternativa Cogeração Industrial, o Custo será calculado de forma semelhante à da alternativa Geração Termelétrica. De posse do número de unidades cogedoras determinado, define-se a função Custo para a Cogeração Industrial através da seguinte equação:

$$CI_{CC} = N_{CC} \times [I + C_{EIA} + (CU_{RG} \times Bit. \times Compr.)] \quad (3-6)$$

onde:

$N_{CC}$  – Quantidade de Centrais de Cogeração

$I$  – Investimento necessário para a construção de uma UCI (US\$)

$C_{EIA}$  – Custo decorrente de estudos de impacto ambiental por cogeração (US\$)

$CU_{RG}$  – Custo Unitário de Investimento para interligação à rede de GN, por cogeração (US\$/m/polegada)

$Bit.$  – Bitola do ramal de interligação de GN

$Compr.$  – Comprimento do ramal de interligação de GN

### **Aquecimento Residencial de Água (ARA)**

Para este uso, define-se a função Custo para a alternativa Aquecimento Residencial de Água através da seguinte equação:

$$CI_{ARA} = (CU_{RG} \times Bit. \times Compr.) + N_{ARA} \times TC \times (C_{ARA} + C_{AC}) \quad (3-7)$$

onde:

$CU_{RG}$  – Custo Unitário de Investimento para interligação à rede de GN (US\$/m/polegada)

$Bit.$  – Bitola média da rede em expansão

$Compr.$  – Comprimento total da expansão necessária da rede de GN

$N_{ARA}$  – Número total de aquecedores de passagem

$C_{ARA}$  – Custo de cada aquecedor de passagem (R\$)

$C_{AC}$  – Custo médio de adequações de construção civil por domicílio (R\$)

$TC$  – Taxa de câmbio US\$/R\$

### **Custo de Investimento Global (CIG)**

Uma vez definidas as fórmulas de Custo de Investimento de cada uso, pode-se estabelecer a relação a que se pretende chegar: o Custo de Investimento Global, dado pela soma dos três fatores. Sendo assim:

$$CIG = CI_{GTC} + CI_{CC} + CI_{ARA} \quad (3-8)$$



### 3.2.3. Função Emissão Diária de CO<sub>2</sub>(ED)

Define-se a função Emissão Diária de CO<sub>2</sub> como sendo a emissão de gás carbônico resultante do Consumo Diário de GN, a ser medida em Ton./dia. Desta maneira, esta função é diretamente dependente da primeira, já descrita.

#### Geração Termelétrica Convencional (GTC)

Define-se a função Emissão Diária para a Geração Termelétrica Convencional através da seguinte equação:

$$ED_{GTC} = CD_{GTC} \times 39,356 \times 10^{-6} \times EU_{GTC} \quad (3-9)$$

onde:

CD<sub>GTC</sub> – Consumo diário de GN na opção Geração Termelétrica Convencional (m<sup>3</sup>)

3,941\*10<sup>-5</sup> – Taxa de conversão entre TeraJoule e m<sup>3</sup> (TJ/m<sup>3</sup>)

EU<sub>GTC</sub> – Emissão unitária de CO<sub>2</sub> (Ton/TJ) para a geração termelétrica

#### Centrais de Cogeração (CC)

Da mesma maneira, define-se a função Emissão Diária para a Cogeração Industrial através da seguinte equação:

$$ED_{CC} = CD_{CC} \times 39,356 \times 10^{-6} \times EU_{CC} \quad (3-10)$$

onde:

CD<sub>CC</sub> – Consumo diário de GN na opção Cogeração Industrial (m<sup>3</sup>)

3,941\*10<sup>-5</sup> – Taxa de conversão entre TeraJoule e m<sup>3</sup> (TJ/m<sup>3</sup>)

EU<sub>CC</sub> – Emissão unitária de CO<sub>2</sub> (Ton/TJ) para a cogeração

#### Aquecimento Residencial de Água (ARA)

E assim, define-se a função Emissão Diária para o aquecimento residencial de água através da seguinte equação:

$$ED_{ARA} = CD_{ARA} \times 39,356 \times 10^{-6} \times EU_{ARA} \quad (3-11)$$

onde:

CD<sub>ARA</sub> – Consumo diário de GN na opção Aquecimento de Água (m<sup>3</sup>)

3,941\*10<sup>-5</sup> – Taxa de conversão entre TeraJoule e m<sup>3</sup> (TJ/m<sup>3</sup>)

$EU_{ARA}$  – Emissão unitária de  $CO_2$  (Ton/TJ) para queima em aquecedores de passagem

### **Emissão Diária Global (EDG)**

E finalmente pode-se estabelecer a relação a que se pretende chegar: a Emissão Diária Global, dada pela soma dos três fatores acima. Sendo assim:

$$EDG = ED_{GTC} + ED_{CI} + ED_{ARA} \quad (3-12)$$

### **3.3. ANÁLISE COMPARATIVA DOS CENÁRIOS**

Após a definição e obtenção de todos os parâmetros já definidos, a análise comparativa dos cenários se dará justamente sobre os resultados das três funções: Consumo Diário Global, Custo de Investimento Global e Emissão Diária Global, para cada cenário. Desta maneira, será preenchida a **Tabela Comparativa** abaixo:

**Tabela 3.1 – Tabela Comparativa (Modelo).**

	<b>Consumo Diário de GN(m<sup>3</sup>)</b>	<b>Custo de Investimento (US\$)</b>	<b>Emissão Diária de CO<sub>2</sub>(Ton)</b>
<b>Cenário A</b>	-	-	-
<b>Cenário B</b>	-	-	-
<b>Cenário C</b>	-	-	-

A seguir será executada uma análise dos resultados obtidos. Será verificado o cenário que resulta na melhor combinação entre os fatores analisados. Serão também feitas as considerações pertinentes sobre as premissas adotadas, os parâmetros determinados, as vantagens e desvantagens, barreiras e incentivos ao desenvolvimento de cada uso considerado no estudo.

Um importante aspecto que não poderá ser descartado na análise dos resultados diz respeito aos valores obtidos para o Consumo Diário de GN e Emissão Diária de  $CO_2$  para o

Cenário A ao compará-lo com os Cenários B e C. Devido à inclusão da cogeração nestes cenários, soma-se ao atendimento da demanda de EE o atendimento a uma demanda de vapor para a indústria. Portanto, a fim de comparar os montantes de GN consumido para os mesmos resultados, pode ser necessário estimar o quanto de combustível seria consumido a mais em caldeiras convencionais para a geração do calor que atenderia o universo de indústrias pesquisado.

Para o caso do combustível considerado ser o GN, a correção para a comparação entre cenários deverá ser feita somando o valor obtido ao Consumo do Cenário A, repetindo-se em seguida o procedimento para a correção da emissão de CO<sub>2</sub>.

Em caso de outros combustíveis, não há sentido em se comparar seu consumo com o de GN. No entanto, é importante a comparação de emissões gasosas. Neste caso, a parcela de emissões de CO<sub>2</sub> referente às caldeiras convencionais deverá ser subtraída dos cenários B e C, sendo considerada como mitigação de emissões, uma vez que novas caldeiras convencionais seriam evitadas ou caldeiras existentes seriam substituídas para se atingir cada cenário.

Sendo assim, para a correção do Consumo Diário de GN do Cenário A, poderão ser aplicadas as seguintes equações:

$$CD_{CAL} = N_{CC} \times CU_{GNC}^{(*)} \times FC \times 24 \quad (3-13)$$

onde:

CD<sub>CAL</sub> – Consumo estimado diário de GN (m<sup>3</sup>) em caldeiraria para geração de vapor com base na quantidade de vapor gerado para cogeração no Cenário B.

N<sub>CC</sub> – Número de Centrais de Cogeração necessárias para atendimento à dem. de EE

CU<sub>GNC</sub> – Consumo Unitário de GN em uma caldeira convencional (m<sup>3</sup>/h) com a mesma capacidade de geração de vapor da central de cogeração escolhida para montagem do Cenário B.

(\*) Em caso de cálculo do consumo de outro combustível, basta substituir o CU<sub>GNC</sub> pelo valor correspondente de consumo unitário daquele combustível.

FC – Fator de Capacidade considerado para o funcionamento da geração termelétrica

24 – Número de horas do dia

E também:

$$CDC_{GTC} = CD_{GTC} + CD_{CAL} \quad (3-14)$$

onde:

$CD_{GTC}$  – Consumo diário corrigido de GN ( $m^3$ ) na geração termelétrica (para comparação “Cenário A x Cenário B” ou “Cenário A x Cenário C”).

$CD_{GTC}$  – Consumo diário de GN ( $m^3$ ) na geração termelétrica.

$CD_{CAL}$  – Consumo estimado diário de GN ( $m^3$ ) em caldeiraria para geração de vapor com base na quantidade de vapor gerado para cogeração no Cenário B.

Após a aplicação das equações acima, deve ser feita a correção também do valor obtido para Emissão de  $CO_2$  no Cenário A, através de novo cálculo da equação 3-9.

Para o cálculo da emissão decorrente do consumo de outro combustível em caldeira convencional é necessário estimar primeiramente o próprio consumo diário deste combustível através da equação 3-13 acima, e a taxa de conversão de TeraJoule por unidade de volume ( $m^3$ , Ton., BEP ou equivalente) daquele combustível, para então aplicar na equação 3-15 abaixo.

$$ED_{OC} = CD_{OC} \times TC_{OC} \times EU_{OC} \quad (3-15)$$

onde:

$ED_{OC}$  – Emissão diária de  $CO_2$  (Ton/TJ) de outro combustível em caldeiras convencionais.

$CD_{OC}$  – Consumo diário do combustível – calculado pela equação 3-13.

$TC_{OC}$  – Taxa de conversão entre TeraJoule e volume do combustível (TJ/un. vol.)

$EU_{OC}$  – Emissão unitária de  $CO_2$  (Ton/TJ) para o combustível selecionado.

Ao efetuar a análise comparativa dos cenários, pode também ser necessário ajustar a quantidade de UTEs a ser substituída por cada um dos outros usos do GN. Isto poderá ser feito através da criação de cenários secundários B' e C', a fim de destacar as diferenças entre os valores obtidos para as funções consumo, custo e emissão e de verificar as diferenças entre tendências dos cenários. Para a criação dos cenários secundários, é importante uma revalidação da viabilidade técnica das substituições dentro do contexto da região em estudo.

É importante lembrar novamente que não há a intenção de que os resultados a serem atingidos sejam conclusivos a favor de um ou outro uso do GN associado à eletricidade. O estudo se desenvolve na busca de sinais indicativos de que a combinação de incentivos

paralelos a vários setores consumidores de GN, quando apoiada na busca do Desenvolvimento Sustentável, é benéfica aos agentes participantes dos setores Elétrico, Gás Natural, e à própria sociedade.

## **CAPÍTULO 4. ESTUDO DE CASO – A CONTRIBUIÇÃO DO GÁS NATURAL NA ELETRICIDADE**

Para se aplicar a metodologia descrita no capítulo anterior a um caso prático da utilização do Gás Natural nos usos determinados, segue-se um estudo de caso aplicado ao setor elétrico brasileiro.

### **4.1. DEFINIÇÕES GERAIS - CONSTRUÇÃO DOS CENÁRIOS**

#### **4.1.1. Parâmetros Gerais**

Os parâmetros gerais deste caso são o Universo a ser estudado e o Horizonte de Tempo. Conforme proposto no capítulo anterior, este estudo será baseado no Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico brasileiro.

##### **Universo**

Define-se o **Universo** do caso como sendo o **Sistema Interligado Nacional (SIN)**, pois o mesmo será diretamente beneficiado pelo aumento de oferta ou diminuição da demanda de energia elétrica, em consequência do estudo.

##### **Horizonte de Tempo**

De acordo com dados do Ministério de Minas e Energia, o Plano Decenal de Expansão 2003-2012 é o último publicado até o momento. Desta maneira, o **Horizonte de Tempo** será estabelecido em **10 anos**, com o período de análise coincidindo com o do plano, portanto de 2003 a 2012. Embora já tenham se passado quase dois anos e uma troca de governo desde o início deste período, acredita-se que este dado de entrada ainda seja em muito válido para a execução deste estudo, uma vez que o mesmo plano servirá certamente como base para o próximo a ser publicado.

#### 4.1.2. Construção dos Cenários – Determinação dos Dados Específicos

A fim de se quantificar a demanda de EE a ser atendida no horizonte do estudo, segue-se a análise dos dados encontrados no Plano Decenal 2003-2012.

**Tabela 4.1 – Usinas Termelétricas Indicativas para o Sistema Interligado.**

Sistema Interligado Brasileiro								
Usinas Termelétricas Indicativas								
USINA	POTENCIA TOTAL (MW)	ESTADO	DATA PREVISTA PARA INICIO DE OPERAÇÃO					
			MERCADO BAIXO		MERCADO REFERENCIA		MERCADO ALTO	
			Cenário A	Cenário B	Cenário A	Cenário B	Cenário A	Cenário B
ANGRA III	1.309,0	SE - CO	nov/08	---	nov/08	jun/09	nov/08	nov/08
CANDIOTA III	350,0	S	jan/06	---	jan/06	---	jan/06	---
FIGUEIRA II	100,0	S	jan/05	---	jan/05	---	jan/05	---
JACUÍ	350,0	S	jan/05	---	jan/05	---	jan/05	dez/11
SEIVAL	500,0	S	jan/06	---	jan/06	---	jan/06	---
USITESC	400,0	S	jan/07	---	jan/07	---	jan/07	---
UTE NE - 01	300,0	NE	---	---	dez/11	dez/08	dez/08	dez/06
UTE NE - 02	300,0	NE	---	---	---	dez/08	dez/09	dez/06
UTE NE - 03	300,0	NE	---	---	---	jun/09	dez/09	jun/07
UTE NE - 04	300,0	NE	---	---	---	jun/09	dez/09	jun/07
UTE NE - 05	300,0	NE	---	---	---	dez/09	dez/09	dez/07
UTE NE - 06	300,0	NE	---	---	---	dez/09	dez/11	dez/07
UTE NE - 07	300,0	NE	---	---	---	---	---	jun/08
UTE NE - 08	300,0	NE	---	---	---	---	---	jun/08
UTE NE - 09	300,0	NE	---	---	---	---	---	jun/08
UTE NE - 10	300,0	NE	---	---	---	---	---	dez/08
UTE NE - 11	300,0	NE	---	---	---	---	---	---
UTE SE - 01	500,0	SE-CO	---	---	---	dez/09	dez/11	jun/08
UTE SE - 02	500,0	SE-CO	---	---	---	jun/12	dez/11	jun/08
UTE SE - 03	500,0	SE-CO	---	---	---	---	dez/11	jun/08
UTE SE - 04	500,0	SE-CO	---	---	---	---	dez/11	dez/08
UTE SE - 05	500,0	SE-CO	---	---	---	---	dez/11	dez/08
UTE SE - 06	500,0	SE-CO	---	---	---	---	dez/11	dez/08
UTE SE - 07	500,0	SE-CO	---	---	---	---	dez/11	jun/09
UTE SE - 08	500,0	SE-CO	---	---	---	---	---	jun/09
UTE SE - 09	500,0	SE-CO	---	---	---	---	---	jun/09
UTE SE - 10	500,0	SE-CO	---	---	---	---	---	dez/09
UTE SE - 11	500,0	SE-CO	---	---	---	---	---	dez/09
UTE SE - 12	500,0	SE-CO	---	---	---	---	---	dez/09
UTE SE - 13	500,0	SE-CO	---	---	---	---	---	dez/09
UTE SE - 14	500,0	SE-CO	---	---	---	---	---	dez/10
UTE SE - 15	500,0	SE-CO	---	---	---	---	---	dez/10
UTE SE - 16	500,0	SE-CO	---	---	---	---	---	jun/11
UTE SE - 17	500,0	SE-CO	---	---	---	---	---	jun/11
UTE SE - 18	500,0	SE-CO	---	---	---	---	---	dez/11
UTE SE - 19	500,0	SE-CO	---	---	---	---	---	dez/11
UTE SE - 20	500,0	SE-CO	---	---	---	---	---	dez/11
<b>TOTAL (MW)</b>			<b>3.009,0</b>	<b>0,0</b>	<b>3.309,0</b>	<b>4.109,0</b>	<b>8.309,0</b>	<b>14.659,0</b>

Fonte: MME (2002).

De acordo com os dados da Tabela 4.1 extraída de MME (2002), o Plano Decenal prevê dois tipos de cenário para três condições de mercado possíveis. A fim de estudar as projeções do mercado seguindo uma tendência longe dos extremos, será adotado como base o mercado de referência. Dentro desta opção, será considerado no estudo o Cenário B, no qual estão representadas as usinas termelétricas indicativas a serem aprovadas à medida em que forem necessárias segundo as projeções de demanda do plano.

Uma ressalva deve ser feita:

Embora a usina Angra III faça parte do grupo do Cenário B no mercado de referência, a mesma não será considerada na soma da demanda projetada, pois não se trata de geração termelétrica a GN.

Desta maneira, chega-se ao montante de **2.800MW**, correspondente à soma das potências das UTEs a GN projetadas para entrada eventual em operação no período (excluída Angra III). Este valor será então considerado como a **Demanda a ser atendida** com geração termelétrica no horizonte de tempo programado.

De posse dos dados acima, passa-se então à definição dos dados para montagem dos cenários.

### **Cenário A**

Neste cenário será considerado que a demanda de 2.800MW será totalmente atendida através de Usinas Termelétricas a Gás Natural (UTES).

### **Parâmetros Específicos – Cenário A**

A fim de facilitar a obtenção dos parâmetros a serem estudados neste cenário, optar-se-á por atender à demanda projetada através de uma quantidade a definir de usinas termelétricas de mesma potência, não utilizando exatamente as potências das unidades previstas na Tabela 4.1, mas um conjunto que tenha o mesmo resultado no atendimento.



Assim, será adotada uma configuração típica de UTE a Ciclo Combinado conforme a Tabela 4.2 abaixo:

**Tabela 4.2 – Características Técnicas – UTE Ciclo Combinado.**

<b>Características Técnicas</b>	
Tecnologia:	Ciclo Combinado
Conjunto selecionado:	2.W501F
Máquinas Selecionadas:	2 x 501F + 1 x 207MW
Fabricante:	Siemens
Potência Nominal Total:	568,5MW
Consumo Unitário de Energia (CU <sub>ee</sub> ):	6060 BTU/kWh
Rendimento:	56,3%
Custo:	US\$214,890,000
Poder Calorífico Superior do GN:	37.381BTU/m <sup>3</sup>
Fator de Capacidade:	<b>50%</b>
Custo de mitigações decorrentes da elaboração de EIA (estimativa)	~5% do Custo (adotado conf. Caso UTE CariobaII – ver item.2.2.1) US\$10,000,000
Custo de Interconexão (Subestação)	US\$10,000,000 *

\* Subestação típica em configuração disjuntor-e-meio mais interconexão de até 2Km, com base em preços históricos praticados por empresas de engenharia do setor.

Fontes: GTW 2001-2002 Handbook e Promon Engenharia Ltda.

Cabem aqui algumas considerações a respeito do Fator de Capacidade adotado para a operação das UTEs. ECEN (2000), indica que o fator de capacidade médio da geração elétrica nacional está em torno de 50%. Tal valor é também encontrado em alguns trabalhos técnicos na área de geração termelétrica. Considerando-se que a geração termelétrica aqui proposta é de ciclo combinado, que tem melhor aproveitamento se operada na base do sistema elétrico, foi então adotado o valor equivalente à média da geração elétrica nacional.

De fato, a consideração acima sobre o fator de capacidade afeta diretamente os resultados a serem obtidos. Na situação em que se encontra o setor elétrico nacional atualmente, ainda que o mesmo tenha experimentado a entrada de várias novas usinas termelétricas desde 2002, o acompanhamento do despacho do ONS no período pós-acionamento, com superávit de EE e reservatórios cheios, não demonstra que o FC de 50%

venha sendo atingido nas novas UTEs. Considerando-se ainda que os contratos de compra de GN por cada UTE têm ainda hoje grande possibilidade de possuir cláusulas envolvendo take-or-pay, o fator de capacidade certamente deveria ser calculado com mais rigor a fim de se encontrar o valor mais apropriado para a viabilidade econômica deste investimento.

Outra importante informação que deve ser esclarecida desde já refere-se ao consumo parcial de cada tecnologia aqui estudada. As centrais de cogeração e aquecedores de água a GN a serem incluídos nos cenários seguintes não devem ser comparados isoladamente às UTEs a serem retiradas naqueles cenários, pois não é o intuito deste estudo comparar por exemplo uma UTE que opera com  $FC=50\%$ , a uma quantidade de aquecedores de água a GN que operam apenas durante o período de ponta. O fundamento das substituições de UTEs que serão propostas a seguir é o de manutenção do atendimento a uma determinada demanda em MW, seja por inclusão de centrais de cogeração ou por liberação da mesma demanda no período de ponta através substituição de chuveiros elétricos.

Desta maneira, ressalta-se que como a proposta deste estudo é a verificação do consumo de GN e emissão de  $CO_2$  diários, e do investimento inicial em cada cenário, não será avaliada aqui a relação entre o fator de capacidade e o custo do consumo de combustível ao longo da vida útil das UTEs, podendo este item ser desenvolvido em estudos futuros.

**Para se atender à demanda de 2.800MW são então necessárias 05 UTEs com potência de 568,5MW, conforme o modelo apresentado.** Está definido aqui portanto o valor do parâmetro  $N_{UTE}$  (número de usinas termelétricas) a ser utilizado nos cálculos das funções a serem obtidas posteriormente.

Para a estimativa dos ramais de interligação à rede de gás, estabelece-se como premissa que todas as usinas serão implantadas nas proximidades de gasodutos existentes, havendo portanto uma necessidade mínima de **expansão da rede de distribuição de GN** para atendimento às UTEs em **até 5km** para cada unidade. Além deste dado, necessita-se também

o custo unitário de expansão de gasoduto ( $CU_{RG}$ ), que será adotado em US\$ 15,00/m\*pol., conforme apresentado por MENDES (1996) para estimativas preliminares de gasodutos. Para o valor da **Bitola**, será considerado um ramal de **10” (polegadas)** por ramal de UTE.

Para o cálculo das emissões de CO<sub>2</sub> referentes a este cenário, será adotado o valor unitário de emissão de 0,05582Ton./TJ apresentado na Tabela 2.4 do Capítulo 2. Devido à dificuldade em se obter valores mais precisos da emissão deste gás para as diferentes formas de queima do GN, este mesmo valor médio será considerado para os três usos do GN aqui estudados.

Assim, tendo todos os dados necessários para o cálculo das funções a serem estudadas para o Cenário A, pode-se dar prosseguimento portanto à definição dos demais cenários.

### **Cenário B**

O Cenário B consiste na alteração do Cenário A através da substituição de uma ou mais UTEs por uma quantidade de Centrais Cogedoras capaz de atender à potência subtraída. Desta maneira, o atendimento à demanda de 2.800MW seria feito através de um “mix” de oferta entre termelétricas convencionais e centrais de cogeração.

Devido ao fato de não haver para o setor de cogeração uma lista de empreendimentos indicativos para entrada em operação, será estabelecido que o atendimento à demanda correspondente será feito através de uma quantidade a ser calculada de Centrais Cogedoras com potência padronizada a partir de um modelo típico.

Assim, será estabelecido como premissa para este caso, que uma das UTEs que atendem ao Cenário A seja substituída por Centrais Cogedoras típicas com as características técnicas conforme a Tabela 4.3 abaixo, obtidas através da utilização das diretrizes contidas em BOEHM (1987) para análise de projetos de sistemas térmicos:

Sendo assim, a partir dos modelos apresentados calcula-se que para substituir uma UTE de 568,5MW são necessárias 21 Centrais Cogedoras de 27,5MW cada.

Dado que a substituição da UTE por centrais cogedoras se dará com unidades com tecnologia semelhante, e considerando que as indústrias atendidas pelas centrais de cogeração deixarão de representar consumo e demanda de EE à rede elétrica, também aqui foi estabelecido o Fator de Capacidade em 50% para as centrais de cogeração. Tal medida mantém o atendimento ao consumo projetado com as UTEs do Cenário A funcionando com FC=50%.

**Tabela 4.3 – Características Técnicas – Unidade Cogedora.**

<b>Geração de Energia Elétrica</b>	
Ciclo de Cogeração:	Topping Cycle
Máquinas Selecionadas:	1 x FT-8 + 1 x 2MW
Fabricante:	Pratt&Whitney
Potência Nominal:	25,49 + 2 MW = 27,5MW
Consumo Unitário (aprox.):	8299BTU/kWh
Rendimento:	38,1%
Fluxo de Gás:	187lb/s
Poder Calorífico Superior do GN (PCS):	37.381BTU/m <sup>3</sup>
Relação energética:	1MWh = 3,412MBTU
<b>Geração de Vapor</b>	
<b>Equipamento</b>	HRSG
Quantidade	1 unidade
Fabricante	-
Capacidade do conjunto	30.000kg/h
Pressão	15Kg/ms <sup>2</sup>
<b>Conjunto</b>	
Custo de mitigações decorrentes da elaboração de EIA (estimativa)	~5% do Custo (adotado conf. Caso UTE CariobaII – ver item.2.2.1) US\$500,000
Fator de Capacidade	<b>50%</b>
Custo Total da Unidade	US\$12,567,173

Fontes: GTW 2001-2002 Handbook e Boehm (1987)

Dado que cada central cogeneradora representa um cliente industrial com consumo médio muito inferior a uma UTE de grande porte e que o mercado industrial é aquele procurado prioritariamente pelas concessionárias de distribuição de GN, conforme SERHS (2005), será considerado neste estudo que todas as centrais cogeneradoras previstas serão construídas em regiões já atendidas por ramais de rede de distribuição de GN, sendo portanto descartada a parcela de custo referente a este item.

A fim de averiguar a viabilidade da implantação de 21 centrais cogeneradoras, observe-se a Tabela 4.4, onde está declarado o potencial de oferta de energia decorrente da cogeração no Brasil, em estudo realizado por PAULA (2004). Foi estudado um plano de inserção incentivada de cogeração abrangendo todo o país, aplicado também ao horizonte do Plano Decenal 2003-2012.

**Tabela 4.4 – Potencial 2013 de Cogeração de Setores Dependentes de Derivados de Petróleo – Estimativa da Geração Regional de Energia Elétrica**

<b>REGIÕES TABULADAS</b>	<b>ESTIMATIVA ENERGIA ELÉTRICA GERADA (MWh x 10<sup>3</sup>)</b>	<b>ESTIMATIVA DA CAPACIDADE EQUIVALENTE (MW)</b>
OFERTA MÉDIA C. OESTE	7481	3444
OFERTA MÉDIA NORD.	9449	5002
OFERTA MÉDIA NORTE	3550	1624
OFERTA MÉDIA SUDESTE	53486	20530
OFERTA MÉDIA SUL	16392	6470
<b>OFERTA TOTAL BRASIL</b>	<b>90358</b>	<b>37070</b>

Observa-se que o potencial de contribuição da cogeração a partir de derivados de petróleo, mais precisamente do Gás Natural, à capacidade instalada do sistema elétrico chega a mais de 37.000MW, o que nos leva a concluir que a hipótese de implementação das 21 centrais cogeneradoras calculadas acima dentro deste mesmo horizonte de tempo é perfeitamente plausível. De posse de todos os dados necessários aos cálculos referentes ao Cenário B, segue-se a definição dos mesmos para o último cenário.

### **Cenário C**

Por sua vez, o Cenário C consiste no ajuste do Cenário B através da substituição de mais uma UTE pelo que será denominado o Plano de Incentivo ao Aquecimento Residencial de Água a Gás (PIARAG). Em decorrência da maior complexidade desta hipótese, faz-se necessário ir um pouco mais fundo na investigação da viabilidade desta iniciativa.

Cabe ressaltar aqui que, embora a substituição dos chuveiros elétricos seja importante para reduzir a demanda de ponta do sistema elétrico, tal operação não substitui por completo a implantação de uma UTE, pois além de gerar energia na ponta as usinas termelétricas têm também a importante função de firmar energia em períodos de hidrologia desfavorável, podendo ser despachadas fora do horário de ponta para economizar água nos reservatórios das hidrelétricas. Isto reforça a instrução de que as diferentes soluções para atendimento da demanda em estudo não devem ser comparadas isoladamente.

A fim de delimitar o público alvo ao qual será oferecido tal plano, foram escolhidas para análise algumas regiões do estado de São Paulo atravessadas pelos gasodutos da malha Sudeste da Transpetro e pelo Gasoduto Bolívia-Brasil, que têm sido foco de investimentos em ampliação das redes de distribuição das empresas concessionárias.

A Figura 4.1 mostra os gasodutos e áreas de concessão de distribuição de GN no estado de São Paulo.

Com base em dados demográficos do IBGE, é necessário também verificar a viabilidade da implementação em massa de aquecedores na região escolhida. Segue então uma análise deste potencial.

O estado de São Paulo possuía em 2000, conforme o censo do IBGE, 10.364.152 domicílios. Conforme dito acima, dentro deste universo foram selecionados os municípios mais importantes e/ou populosos localizados em regiões atravessadas pelos gasodutos da

malha sudeste da Transpetro e pelo Gasbol. São as regiões: metropolitana da capital, centro do estado, de Campinas, Vale do Paraíba, e Baixada Santista. Dentre os municípios, muitos deles se encontram já atendidos por ao menos um ponto de entrega de Gás Natural (City-gate) em uma das áreas de concessão do estado pertencentes às empresas: Comgás, Gás Brasileiro ou Gás Natural São Paulo Sul.



Fonte: SERHS (2004).

**Figura 4.1 – Gasodutos e Áreas de Concessão – Estado de São Paulo**

A Tabela 4.5 indica tais municípios e informa a quantidade de domicílios com sanitário e atendidos por rede geral de água e esgoto, existentes em cada município. Estes domicílios, por todas as características de atendimento de água e saneamento que possuem e pelos municípios onde estão localizados, são considerados os mais favoráveis para substituição de chuveiros elétricos por aquecedores de passagem a GN ou GLP, com investimentos já iniciados em atendimento pela rede de GN.

Conforme dados de SERHS (2004), o estado de São Paulo possui atualmente cerca de 450.000 clientes residenciais de GN, dos quais estima-se que 1/3 já utilize o GN para

aquecimento de água. Sendo assim, 150.000 domicílios já possuem sistema de aquecimento de água a Gás Natural. Este número comparado ao total de domicílios da Tabela 4.5 mostra o grande potencial de expansão deste mercado somente na região estudada.

**Desta maneira, será considerado para o Cenário C a substituição de mais uma UTE pela implementação do Plano de Incentivo ao Aquecimento Residencial de Água a Gás (PIARAG).** Para verificação da quantidade necessária de aquecedores capaz de reduzir a demanda de ponta em 568,5MW, são necessárias as seguintes considerações:

1 – Conforme parâmetros da CPFL (2004), a potência média de um chuveiro elétrico será considerada como 4000W ou 4kW;

2 – Devido à dificuldade em se obter entre os agentes do setor elétrico um fator de demanda para os chuveiros elétricos da população em estudo, será necessário estimá-lo através de uma análise dos dados demográficos e de comportamento da região, conforme descrito no capítulo anterior. Conforme a Tabela 4.5, os municípios nos quais será implementado o PIARAG somam 5.512.893 domicílios. Considerando, conforme IBGE (2000), a média de 4 habitantes por domicílio, temos então um total estimado de 22.051.572 habitantes. Estima-se ainda que esta população tome banho diariamente durante o período de ponta, que vai das 17 às 22 horas conforme ONS (2003), e que o tempo de banho médio por habitante seja de 10 minutos, como utilizado por CAMPOS (2004). Então, dividindo-se as 5 horas que dura o período de ponta em turnos de 10 minutos, teríamos 30 turnos de banho no mesmo período. Dividindo-se então os 22.051.572 habitantes pelos 30 turnos, teríamos a média de 735.052 banhos/turno. Este número representa aqui a quantidade média de banhos simultâneos no período. Tal quantidade de banhos simultâneos multiplicada pela potência de 4kW da premissa anterior resulta na demanda média de 2.940,2MW no sistema elétrico durante o período de ponta. No entanto, sabe-se que a quantidade de chuveiros ligados simultaneamente varia no decorrer deste período. Sendo assim, é necessário ainda dividir o



valor estimado da demanda média pelo Fator de Carga (FC) dos chuveiros elétricos da amostra. O FC representa a relação entre a demanda média de determinada carga e a demanda máxima da mesma carga no período medido. Manipulando-se os valores de demanda apresentados na Figura 2.9, que demonstra a influência dos chuveiros elétricos na ponta de consumidores residenciais, chega-se a um fator de carga de 0,735. Desta maneira, a demanda máxima atingida no período de ponta é de 4.000MW. A supressão desta demanda estaria bem acima dos 2.800MW necessários para todo o estudo (UTES indicativas do Plano Decenal). No entanto, considerando que a adesão de 100% dos 5.512.893 domicílios ao aquecimento de água a gás é uma hipótese praticamente inviável e que o plano inicialmente proposto é de troca de apenas uma das UTES de 568,5MW, para se atingir tal potência será necessária uma adesão de 14,2% ao PIARAG. Assim, para a execução dos cálculos deste estudo, serão considerados 783.520 domicílios, que representam a adesão de 14,2% dos 5.512.893 domicílios da população estudada.

3 – O modelo de aquecedor de passagem deverá possuir características de aquecimento iguais às do chuveiro elétrico substituído.

**Desta maneira, pode-se considerar que para substituir uma UTE de 568,5MW, é necessária a substituição de chuveiros elétricos em 783.520 domicílios ( $N_{AQ}$ ).**

A fim de substituir os chuveiros elétricos por aquecedores de passagem a gás, o modelo de aquecedor mais popular encontrado no mercado tem as características conforme a Tabela 4.6.

**Tabela 4.5 – Domicílios com sanitário atendidos pela rede geral de água nos municípios escolhidos para troca dos chuveiros elétricos.**

<b>Município</b>	<b>Domicílios com sanitário atendidos pela rede geral de água e esgoto</b>
São Paulo	2.604.766
Osasco	127.984
Barueri	43.945
Carapicuíba	66.919
Cotia	19.243
Embu	30.600
Taboão da Serra	44.409
Santos	123.198
Cubatão	13.231
Jundiaí	82.875
Campinas	241.826
Sumaré	41.406
Moji Mirim	20.668
Mogi Guaçu	31.585
Paulínia	11.565
Indaiatuba	36.550
Itu	31.799
Sorocaba	128.126
Americana	49.220
Limeira	65.271
Piracicaba	86.913
Rio Claro	46.840
São Carlos	45.241
Araraquara	51.572
Araçatuba	47.585
Ribeirão Preto	138.521
Bauru	86.770
Santo André	167.501
São B. do Campo	170.052
São Caetano	43.174
Diadema	90.503
Mauá	74.664
Guarulhos	220.091
Mogi das Cruzes	66.062
Suzano	38.219
Poá	21.787
Itaquaquecetuba	46.377
São José dos Campos	128.850
Jacareí	42.443
Taubaté	60.328
Guaratinguetá	24.214
<b>TOTAL</b>	<b>5.512.893</b>

Fonte: IBGE (2000).

**Tabela 4.6 – Características técnicas do Aquecedor de Passagem a Gás marca Lorenzetti, modelo L-8.**

Características Técnicas	L-8		
	GN	GLP	GM*
Potência nominal nas condições padrão (kcal/min)	327	341	227
Potência nominal nas condições de ensaio (kcal/min)	320	334	201
Rendimento sobre o P.C.S.(%)	85		80
Vazão elevando a temperatura em 20° C (l/min)	7,4	8,0	
Tempo de acionamento da válvula de segurança para o acendimento (s)	1		
Pressão mínima da água (mca)	2,6 a 3,8		
Pressão máxima da água (mca)	80		
Consumo nominal de gás natural (m <sup>3</sup> /h)	1,20	-	-
Consumo nominal de gás GLP (kg/h)	-	1,48	-
Consumo nominal de gás manufacturado (m <sup>3</sup> /h)	-	-	3,00
Pressão do gás (mmca)	200	280	100
Pilha para ignição (V)	2 unidades de 1,5V (tipo D)		
Preço médio no mercado (R\$)	500,00		

\* Gás Manufacturado, obtido a partir do carvão betuminoso.

Fonte: LORENZETTI

No entanto, mesmo sendo um dos modelos de menor vazão e potência encontrados, este aquecedor excede às características necessárias para substituição de um chuveiro elétrico de 4000W. Isto certamente representará um custo adicional desnecessário ao consumidor. Mas para o cumprimento à premissa nº 5 estabelecida acima, será feita a extrapolação das características do modelo L-8 para um protótipo capaz de cumprir as exigências do modelo de estudo.

Conforme as instruções do capítulo anterior, será necessário extrapolar a potência equivalente em kW, o consumo nominal de GN e o custo médio. Sendo assim, a fim de verificar a potência elétrica equivalente do aquecedor L-8, tem-se que:

Consumo Nominal de GN (modelo L-8): 1,2m<sup>3</sup>/h

Poder Calorífico Superior do GN (P.C.S.): 9400kcal/m<sup>3</sup> = 10,932kWh/m<sup>3</sup>

Potência em kW: 10,932kWh/m<sup>3</sup> x 1,2m<sup>3</sup>/h = 13,12kW

Rendimento sobre o P.C.S.: 85%

Potência de saída do aquecedor:  $13,12\text{kW} \times 0,85 = 11,15\text{kW}$

Mantendo-se então constante o Rendimento de 85% sobre o P.C.S. e aplicando-se regra de três simples, tem-se os resultados apresentados na Tabela 4.7 abaixo.

**Tabela 4.7 – Resultado da extrapolação do modelo de aquecedor para o Protótipo.**

	<b>Modelo L-8</b>	<b>Protótipo</b>
<b>Potência de saída (kW)</b>	11,15	4
<b>Consumo nominal de GN (m<sup>3</sup>/h)</b>	1,2	0,43
<b>Preço médio (R\$)</b>	500,00	170
<b>Custo de adequações civis (R\$)*</b>	100,00	
<b>Relação Cambial</b>	US\$1,00 = R\$2,50	

\* Custo estimado para instalação do aquecedor, tubulação de cobre e serviços em alvenaria, independe da potência do aquecedor.

É importante ressaltar aqui que os preços obtidos para o protótipo de aquecedor acima são aplicáveis ao modelo matemático aqui proposto, não refletindo portanto uma realidade de mercado. Embora o modelo de mercado acima possa ser utilizado com potência reduzida a fim de simular as mesmas condições de potência do chuveiro elétrico, seu custo atual inviabiliza tentativas de popularização deste produto. Acredita-se que seja possível, com o desenvolvimento tecnológico em torno deste tipo de produto, uma aproximação do custo aqui estimado para aquecedores populares no futuro.

Além dos dados obtidos acima, outros são necessários para os cálculos das funções Consumo, Custo e Emissão a serem determinadas na modelagem deste cenário. Necessita-se agora verificar os requisitos de expansão da rede de gás canalizado.

Para a concretização do atendimento a todos ou parte dos domicílios da Tabela 4.5 , é necessário que se invista também na expansão das redes de distribuição de GN.

Em consulta a dados das redes existentes, verificou-se que, conforme dados de GASNET (2004), havia naquele ano para os cerca de 450.000 consumidores residenciais de GN no estado de São Paulo, pouco menos de 4000km de redes construídas pelas respectivas concessionárias. Esta informação somada à relação entre a expansão anual de rede e os novos clientes atendidos ao longo dos últimos anos conforme COMGÁS (2004), leva-nos a concluir que são necessários em média 1000km de extensão de rede para atender a 100.000 novos clientes. Desta maneira, considerando que haja 450.000 clientes já atendidos na região em estudo, para se chegar a cerca de 800.000 (783.520 domicílios) **são necessários cerca de 350.000 novos clientes, necessitando portanto de 3.500km de redes.** É importante ressaltar que esta regra de proporcionalidade foi aplicada para que o presente modelo de estudo possa estimar a expansão necessária da rede encanada de Gás Natural, não refletindo as necessidades reais do sistema para que seja atingida esta meta de clientes residenciais.

**Tabela 4.8 – Premissas para expansão da rede de distribuição de GN em cumprimento ao PIARAG.**

<b>Número de domicílios a sofrer substituição de chuveiros elétricos</b>	783.520 Dom.
<b>Tempo médio de banho por domicílio</b>	40min. (0,666horas)
<b>Expansão necessária de rede por 100.000 clientes</b>	1.000Km
<b>Nº de novos clientes</b>	350.000 clientes
<b>Expansão necessária total da rede</b>	3.500Km
<b>Custo unitário de expansão de gasoduto</b>	US\$ 15,00/m*pol.
<b>Bitola média da rede urbana de GN</b>	3 pol.

Fontes: IBGE (2000), GASNET (2004), COMGÁS (2004) e MENDES (1996).

Desta maneira, para o cumprimento do PIARAG incluindo a expansão da rede de distribuição de GN, serão consideradas as premissas resumidas na Tabela 4.8.

Os dados apresentados na Tabela 4.8 são também suficientes para a estimativa da parcela do Custo de Investimento referente à expansão da rede de distribuição de Gás.

Uma vez montados todos os cenários e estabelecidos todos os parâmetros para a execução dos cálculos referentes a cada um deles, passa-se aos cálculos das funções a serem analisadas: Consumo Diário de GN, Custo de Investimento e Emissão Diária de CO<sub>2</sub>.

## 4.2. CÁLCULO DAS FUNÇÕES POR CENÁRIO

Com base nos dados gerais e específicos apresentados acima serão calculados a seguir os valores das funções Consumo Diário, Custo de Investimento e Emissão Diária de cada Cenário.

### 4.2.1. Cenário A

Em função da definição de atendimento à demanda de 2.800MW através de 5 UTEs pré-definidas no Cenário A, tem-se:

#### Consumo Diário

$$CD_{GTC} = 5 \times 568.500 \text{ kW} \times 0,5 \times 24 \times 6060 \times 1/37.381 = 5.529.723,65\text{m}^3$$

$$CDG = CD_{GTC} = 5.529.723,65\text{m}^3$$

#### Custo de Investimento

$$CI_{GTC} = 5 \times [214,890,000 + 10,000,000 + 10,000,000 + (15 \times 10 \times 5.000)] =$$

US\$1,178,200,000

$$CIG = CI_{GTC} = \text{US\$1,178,200,000}$$

#### Emissão Diária

$$ED_{GTC} = 5.529.723,65\text{m}^3 \times 3,941 \cdot 10^{-5} \times 0,05582 \text{ (Tabela 2.4)} = 12,164\text{Ton.}$$

$$\mathbf{EDG = ED_{GTC} = 12,164\text{Ton.}}$$

#### 4.2.2. Cenário B

Em função do atendimento à demanda de 2.800MW por 4 UTEs e 21 Centrais Cogeneradoras no Cenário B, tem-se:

##### Consumo Diário

$$CD_{GTC} = 4 \times 568.500 \text{ kW} \times 0,5 \times 24 \times 6060 \times 1/37.381 = 4.423.778,92\text{m}^3$$

$$CD_{CI} = 21 \times 27.500 \text{ kW} \times 0,5 \times 24 \times 8299 \times 1/37.381 = 1.538.537,49\text{m}^3$$

$$\mathbf{CDG = CD_{GTC} + CD_{CI} = 5.962.316,41\text{m}^3}$$

##### Custo de Investimento

$$CI_{GTC} = 4 \times [214,890,000 + 10,000,000 + 10,000,000 + (15 \times 10 \times 5.000)] = \text{US\$}942,560,000$$

$$CI_{CI} = 21 \times (12,567,173 + 500,000) = \text{US\$}274,410,633$$

$$\mathbf{CIG = CI_{GTC} + CI_{CI} = \text{US\$}1,216,970,633}$$

##### Emissão Diária

$$ED_{GTC} = 4.423.778,92\text{m}^3 \times 3,941 \cdot 10^{-5} \times 0,05582 \text{ (Tabela 2.4)} = 9,732\text{Ton.}$$

$$ED_{CI} = 1.538.537,49\text{m}^3 \times 3,941 \cdot 10^{-5} \times 0,05582 \text{ (Tabela 2.4)} = 3,385\text{Ton.}$$

$$\mathbf{EDG = ED_{GTC} + ED_{CI} = 13,116\text{Ton.}}$$

#### 4.2.3. Cenário C

Em função do atendimento à demanda de 2.800MW por 3 UTEs, 21 Centrais Cogeneradoras e a adesão ao PIARAG de 783.520 domicílios no Cenário C, tem-se:

##### Consumo Diário

$$CD_{GTC} = 3 \times 568.500 \text{ kW} \times 0,5 \times 24 \times 6060 \times 1/37.381 = 3.317.834,19\text{m}^3$$

$$CD_{CI} = 21 \times 27.500 \text{ kW} \times 0,5 \times 24 \times 8299 \times 1/37.381 = 1.538.537,49\text{m}^3$$

$$CD_{ARA} = 1.064.912 \times 0,43 \times 0,666 = 224.384,46\text{m}^3$$

$$CDG = CD_{GTC} + CD_{CI} + CD_{ARA} = 5.080.756,14\text{m}^3$$

#### **Custo de Investimento**

$$CI_{GTC} = 3 \times [214,890,000 + 10,000,000 + 10,000,000 + (15 \times 10 \times 5.000)] =$$

US\$706,920,000

$$CI_{CI} = 21 \times (12,567,173 + 500,000) = \text{US\$}274,410,633$$

$$CI_{ARA} = 15 \times 3.500.000 \times 3 + 783.520 \times (170 + 100) \times 1/2,50 = \text{US\$}242,120,160$$

$$CIG = CI_{GTC} + CI_{CI} + CI_{ARA} = \text{US\$}1,223,450,793$$

#### **Emissão Diária**

$$ED_{GTC} = 3.317.834,19\text{m}^3 \times 3,941 \times 10^{-5} \times 0,05582 \text{ (Tabela 2.4)} = 7,299\text{Ton.}$$

$$ED_{CI} = 1.538.537,49\text{m}^3 \times 3,941 \times 10^{-5} \times 0,05582 \text{ (Tabela 2.4)} = 3,385\text{Ton.}$$

$$ED_{ARA} = 304.969,50\text{m}^3 \times 3,941 \times 10^{-5} \times 0,05582 \text{ (Tabela 2.4)} = 0,494\text{Ton.}$$

$$EDG = ED_{GTC} + ED_{CI} + ED_{ARA} = 11,178\text{Ton.}$$

### **4.3. ANÁLISE COMPARATIVA DOS CENÁRIOS**

De posse de todos os números referentes a cada cenário, prossegue-se com o preenchimento da Tabela Comparativa, abaixo.

**Tabela 4.9 – Tabela Comparativa de Cenários.**

	<b>Consumo Diário (m<sup>3</sup>)</b>	<b>Custo de Investimento (US\$)</b>	<b>Emissão Diária (Ton)</b>
<b>Cenário A</b>	<b>5.529.723,65</b>	<b>1,178,200,000</b>	<b>12,164</b>
<b>Cenário B</b>	<b>5.962.316,41*</b>	<b>1,216,970,633</b>	<b>13,116</b>
<b>Cenário C</b>	<b>5.080.756,14</b>	<b>1,223,450,793</b>	<b>11,178</b>



Observa-se que, em consequência do rendimento dos conjuntos escolhidos para a modelagem, há um aumento no Consumo Diário do Cenário A para o Cenário B. No entanto, é importante ressaltar que o consumo diário nos cenários B e C é suficiente para, além de atender à demanda de 2.800MW, gerar ainda 30Ton/h de vapor para cada uma das 21 centrais cogeneradoras consideradas. Sendo assim, considerando-se hipoteticamente que o atendimento de vapor no Cenário A seja feito através da queima de GN, para a comparação do consumo diário entre os cenários considerando produtos finais idênticos (2.800MW + 30Ton/h de vapor), aplica-se a correção abaixo através das equações 3-13 e 3-14 apresentadas no capítulo anterior:

$$CD_{CAL} = N_{CC} \times CU_{GNC} \times FC \times 24$$

$$CD_{CAL} = 21 \times 2.345^* \times 0,5 \times 24 = 590.940\text{m}^3 \text{ diários de GN}$$

\* Consumo Unitário da caldeira Aalborg modelo M3P-30, conf. AALBORG (2004).

E também:

$$CDC_{GTC} = CD_{GTC} + CD_{CAL}$$

$$CDC_{GTC} = 5.529.723,65 + 590.940 = 6.120.663,65 \text{ m}^3/\text{dia}$$

Sendo assim, ao se aplicar os novos valores à Tabela Comparativa, temos a Tabela 4.10, com resultados finais em energia elétrica e vapor iguais para os três cenários.

**Tabela 4.10 – Tabela Comparativa de Cenários Corrigida (resultado: 2.800MW + 30Ton/h de vapor).**

	<b>Consumo Diário (m<sup>3</sup>)</b>	<b>Custo de Investimento (US\$)</b>	<b>Emissão Diária (Ton)</b>
<b>Cenário A</b>	<b>6.120.663,65</b>	<b>1,178,200,000</b>	<b>13,464</b>
<b>Cenário B</b>	<b>5.962.316,41</b>	<b>1,216,970,633</b>	<b>13,116</b>
<b>Cenário C</b>	<b>5.080.756,14</b>	<b>1,223,450,793</b>	<b>11,178</b>

Observa-se agora uma redução do Consumo Diário à medida em que se vai do Cenário A para o Cenário C. Há duas explicações para este fato. Primeiramente, foi considerado o ganho no rendimento da transformação direta do GN em calor. Ressalta-se que não foi calculado um rendimento único que representa a soma do rendimento elétrico com o rendimento em calor, pois tal consideração somente pode ser abordada com base no conceito de exergia, que não foi motivo de estudo neste trabalho. No entanto, nota-se ainda assim que para se chegar ao mesmo resultado na geração de EE e vapor, a inclusão da cogeração traz melhor aproveitamento do GN consumido. Há também no Cenário C uma pequena distorção causada pelo fato de que a UTE substituída pelos Aquecedores funcionava com Fator de Capacidade em 50% (equivalente a 12 horas/dia), enquanto os aquecedores trabalhavam somente no horário de ponta (equivalente a 5 horas/dia). No entanto é importante lembrar que o maior rendimento garante ao aquecedor um menor consumo unitário de GN em m<sup>3</sup>/kWh gerado ou economizado.

O Custo de Investimento sofreu um aumento do Cenário A para o B. Isto se explica pelo fato de que as tecnologias escolhidas para Geração Termelétrica e Cogeração são praticamente as mesmas, diferindo apenas no rendimento térmico. Já para o Cenário C, há um aumento mais significativo no Custo de Investimento, puxado pela parcela de investimento em expansão da rede de gás encanado. É importante ressaltar aqui que, conforme dados da SERHS (2005) as redes canalizadas de GN no estado de São Paulo têm tido expansão média de 10% ao ano. A extrapolação desta taxa permitiria estimar que os 3.500km adicionais de rede necessários dentro deste estudo seriam atingidos em menos de 10 anos. Isto significa que, com um plano de antecipação de metas somado ao PIARAG, seria possível atingir a meta de expansão da rede através dos mecanismos de financiamento hoje utilizados pelas distribuidoras, sem que este fosse considerado um ônus à parte, como neste estudo. Tal

hipótese teria grande impacto na comparação dos cenários. Para verificar quanto esta consideração afeta na análise até aqui, destaca-se que a eliminação da parcela de investimento em rede de GN do Custo de Investimento em Aquecimento Residencial de Água do Cenário C, deixa o Custo de Investimento Global deste cenário em US\$1,065,950,793, o qual passaria a ser o menor dentre os três cenários.

Analisando as emissões de CO<sub>2</sub>, confirma-se que quanto mais se favorece a queima do GN em processos com alto rendimento, menor a quantidade emitida de Gás Carbônico na atmosfera. Cabe aqui uma outra análise: a implantação, em uma segunda etapa, de aquecedores solares mantendo os aquecedores de passagem a GN como sistemas de complementação traria um substancial ganho na emissão de CO<sub>2</sub>, podendo no futuro ser subsidiada pela comercialização de Créditos de Carbono.

É importante também mencionar aqui o fator dispersão dos poluentes emitidos. No Cenário A há a concentração em 5 pontos de emissão representados por cada UTE. Já no Cenário B um dos pontos (UTE) dá lugar a 21 novos pontos de emissão, supostamente espalhados em uma área muito maior. No Cenário C observa-se a melhor das opções, quando mais uma UTE dá lugar a 783.520 domicílios espalhados pelo estado, trazendo um impacto muito menor na concentração da emissão. Além disso, certamente a obtenção de licenças ambientais cai drasticamente à medida em que trocam-se os cenários, pois a percepção da sociedade é bem diferente quando se compara a emissão de CO<sub>2</sub> por uma UTE com a mesma emissão por milhões de domicílios. Por outro lado, do ponto de vista da região em que se está aumentando a emissão, ainda que de forma dispersa, está havendo uma grande emissão em área urbana, uma vez que o plano se desenvolve nas regiões mais desenvolvidas e habitadas do estado, merecendo uma análise mais aprofundada de suas vantagens e desvantagens.

A fim de observar melhor as diferenças entre os usos do GN, serão incluídos abaixo cenários secundários, simulando uma substituição mais arrojada de UTEs por cogeração e aquecimento residencial de água. Criam-se agora:

Cenário B' – Derivado do Cenário B, no entanto considerando a troca de duas UTEs por 42 Centrais de Cogeração, configurando-se 3 UTEs + 42 C. Cogedoras.

Cenário C' – Derivado do Cenário B', porém considerando a troca de mais duas UTEs por uma adesão de 28,4% ao PIARAG, configurando-se 1 UTE + 42 CCs + 1.567.040 domicílios aderindo ao PIARAG.

É necessário ainda revalidar a viabilidade técnica da substituição conforme os novos parâmetros acima. Portanto, referindo-se à cogeração, pode-se observar que a nova quantidade de 42 centrais cogedoras ainda é viável reportando-se novamente à Tabela 4.4, que apresenta potenciais de aproveitamento da cogeração em 2013 ainda muito superiores.

Para o aquecimento residencial de água, a nova meta traduz-se no aumento da adesão ao PIARAG de 14,2% para 28,4%, meta que, embora seja mais ousada, é ainda viável. Atenção especial deve ser dada para as necessidades de expansão da rede de gás canalizado neste novo cenário, pois partindo-se de 450.000 clientes hoje existentes a nova meta é atingir 1.567.040 clientes, necessitando 1.100.000 novos clientes, portanto 11.000Km de novos ramais urbanos de rede de GN.

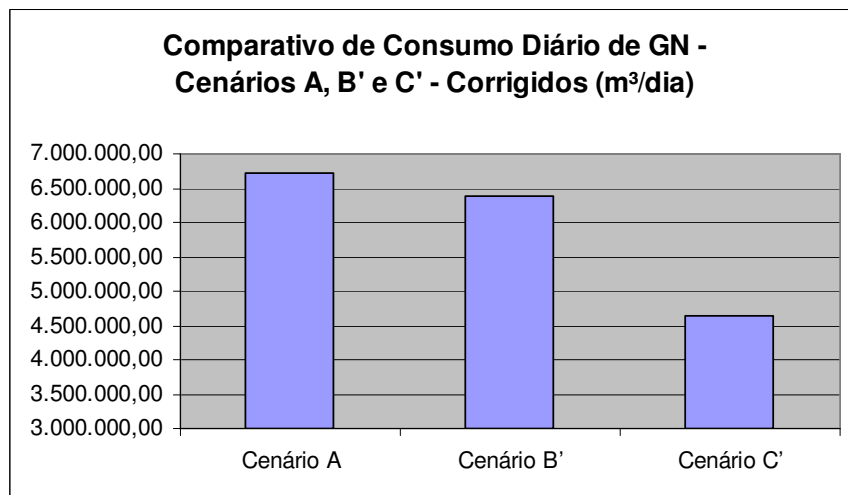
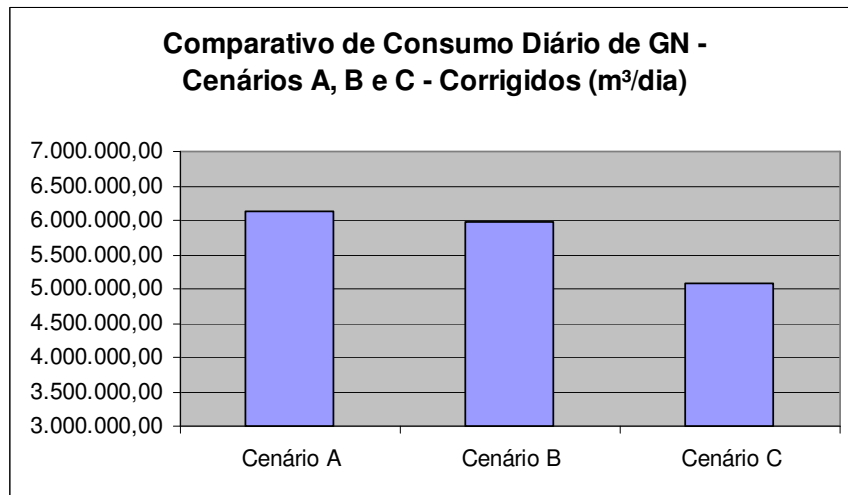
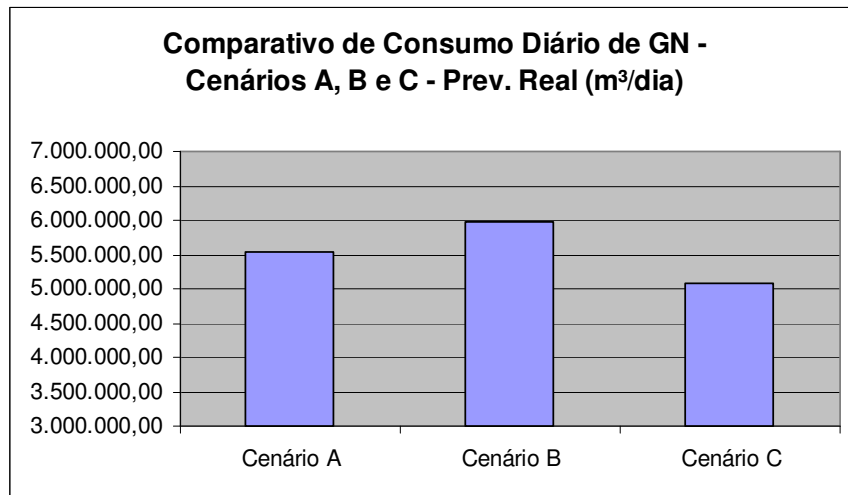
Com todas estas considerações, utilizando-se as equações já apresentadas e aplicando-se novamente a correção para entrega de EE e vapor em todos os cenários, chega-se à Tabela 4.11. Destacam-se nesta nova comparação as diferenças mais significativas entre os parâmetros calculados para cada cenário.

**Tabela 4.11 – Tabela Comparativa de Cenários Corrigida com Cenários Secundários.**

	<b>Consumo Diário (m<sup>3</sup>/dia)</b>	<b>Custo de Investimento (US\$)</b>	<b>Emissão Diária (Ton/dia)</b>
<b>Cenário A</b>	<b>6.711.603,65</b>	<b>1,178,200,000</b>	<b>14,764</b>
<b>Cenário B'</b>	<b>6.394.909,17</b>	<b>1,255,741,266</b>	<b>14,068</b>
<b>Cenário C'</b>	<b>4.631.788,91</b>	<b>1,448,701,586</b>	<b>10,190</b>

Comprova-se também a grande contribuição à redução de consumo de GN e de emissões quando se substitui mais UTEs por outros usos. Esta tendência se acentua ainda mais na passagem do Cenário B' para o Cenário C'. Dados a grande influência do aquecimento de água através de chuveiros elétricos no sistema elétrico e o alto rendimento desta transformação a partir da queima do GN, acredita-se aqui que esta opção deva ser levada em conta no planejamento dos setores elétrico e do GN.

Apresentando-se as curvas de variação do consumo em forma de gráfico a partir das Tabelas 4.9, 4.10 e 4.11, observa-se de maneira mais clara a contribuição ao consumo de GN que se traz com a consideração de um “mix” cada vez mais variado de usos do gás no qual se incluem transformações com alto rendimento. Estas informações podem ser observadas na Figura 4.2.



**Figura 4.2 – Gráficos comparativos de consumo de GN – comparação real de cenários, comparação corrigida e comparação de cenários secundários corrigida.**

## **CAPÍTULO 5. CONSIDERAÇÕES FINAIS**

### **5.1. CONCLUSÕES**

O estudo demonstra que há espaço nos mercados tanto do GN quanto da EE para o desenvolvimento de todas as alternativas estudadas, pois todas elas têm argumentos técnicos a seu favor e um potencial ainda não desenvolvido. Além disso, o mercado de consumo do Gás Natural encontra-se em franco desenvolvimento.

Já foram estudados e comprovados os benefícios da cogeração no que diz respeito ao bom aproveitamento energético que esta transformação possui e também quanto à sua contribuição para a geração distribuída e conseqüente alívio de curto prazo trazido para os sistemas de transmissão. Esta opção tem sido incentivada e favorecida, haja visto sua inclusão no PPT e no PROINFA (cogeração movida a biomassa) entre outras iniciativas. No entanto, há ainda entraves principalmente de ordem econômica resumidos aqui ao custo de investimento que em muitos casos fica a cargo da indústria, ao custo do GN, ainda restritivo para a competitividade desta opção em relação à compra de EE da maneira convencional, e ao preço estabelecido no PROINFA para compra desta energia, considerado muito baixo pelos agentes deste setor. Ainda assim esta modalidade de geração tem crescido e espera-se que possa experimentar taxas de crescimento menos tímidas no futuro.

A consideração da mudança de um modelo de aquecimento residencial de água através de chuveiros elétricos para um novo modelo fazendo uso do GN, seja através da implantação do PIARAG aqui proposto ou mesmo de outras iniciativas, demonstra seus benefícios. No entanto, é importante ressaltar no entanto que a dificuldade em se obter aquecedores de passagem com modelos e principalmente preços mais populares ainda se constitui em uma grande barreira para o desenvolvimento do aquecimento residencial de água

a gás. Como já mencionado por MORAES (2003), além de uma barreira econômica, trata-se de uma barreira cultural, o que torna um grande desafio o sucesso de qualquer plano de incentivo a esta mudança. Ainda para o aquecimento residencial de água, o custo de expansão de redes urbanas de gás também concorre contra esta alternativa. No entanto, como já abordado no item anterior é natural que as distribuidoras de GN continuem desenvolvendo suas redes na busca de novos clientes residenciais, comerciais e industriais, de maneira que o custo deste investimento continuará sendo amortizado pelo repasse de tarifas a todos os clientes, não somente pelos residenciais. Conclui-se por fim que mesmo demonstrando suas vantagens energéticas, o sucesso do PIARAG aqui proposto depende da superação das barreiras acima discutidas.

Embora do ponto de vista do setor elétrico a transformação cultural de aquecimento de água de chuveiros elétricos para aquecedores a gás tenha efeito singular, ou seja, uma vez trocados os chuveiros elétricos este uso passa a não ser mais observado como sendo do setor elétrico, para o setor do GN a análise é diferente. Ao se priorizar o uso do GN no aumento da geração elétrica em detrimento da redução da demanda em eletricidade, está se fazendo uso do GN com maior desperdício para atingir praticamente o mesmo objetivo ao longo dos anos.

Certamente para o setor elétrico a presença da geração termelétrica no SIN tem outras razões muito mais importantes de ser do que apenas gerar mais energia elétrica a ser utilizada entre outros setores no residencial, particularmente na alimentação dos chuveiros elétricos. No entanto, é importante a consideração de todas as possibilidades de uso do GN aplicado à eletricidade já na fase do planejamento dos setores a fim de se atingir um ponto de equilíbrio que seja benéfico para o país como um todo.

Retornando aos conceitos de DS e PIR, pode-se também concluir que a valorização de transformações diretas de GN em calor, com alto rendimento, são sempre favoráveis ao Desenvolvimento Sustentável, uma vez que contribuem para a economia e maior durabilidade



das reservas de GN. Além disso, maior economia significa menor volume de emissões no mesmo espaço de tempo, o que também contribui para a melhor dispersão e reabsorção dos poluentes pela natureza.

Em se falando do Planejamento Integrado de Recursos, como mencionado no início deste trabalho, o mesmo não teve a intenção de ser uma aplicação do PIR ao caso do GN na eletricidade, até pela complexidade de agentes e abordagens que tal análise exigiria. No entanto, não deixa de ser um exercício que poderá auxiliar na montagem de uma Carteira de Recursos com vistas a uma aplicação do PIR no planejamento integrado dos Setores de Gás Natural e Energia Elétrica, que certamente incluiria os usos do GN aqui estudados em abordagens semelhantes.

## **5.2. ITENS PARA DESENVOLVIMENTO FUTURO**

Em complementação ao trabalho aqui apresentado, sugere-se a inclusão de outras análises a fim de destacar a importância da diversificação do uso do GN em seus usos relacionados à eletricidade, e de se priorizar aqueles usos que proporcionam sua transformação direta em calor, finalidade para a qual seu rendimento é máximo.

Sugere-se para desenvolvimento futuro, aplicar a este estudo uma análise de custos mais completa, considerando os tempos de ciclo de vida para cada tecnologia em um horizonte de tempo comum. Considerando também, além dos custos de investimento, os de operação e manutenção, do combustível, taxas de interconexão e transmissão de eletricidade, entre outros.

As considerações feitas neste estudo acerca do Fator de Capacidade considerado para as gerações termelétrica e cogeração foram importantes para a realização do estudo do modelo matemático aqui proposto. No entanto, o valor a ele atribuído tem um grau de imprecisão

elevado. Considerando-se a atual conjuntura do setor elétrico, tal valor não reflete com fidelidade o que se tem observado nas UTEs de ciclo combinado em operação no país. Para uma análise em que sejam levados em conta os custos completos do empreendimento (análise de viabilidade técnico-econômica) é necessário que esta consideração seja melhor estudada a fim de se obter fatores de capacidade mais precisos, que possam dar suporte a eventuais decisões de investimento com segurança.

Outra característica interessante a ser explorada seria a consideração de UTEs em ciclo simples, que possuem custo de investimento inferior e que são consideradas por alguns estudiosos como mais apropriadas para uso em complementação térmica, como é proposto no atual modelo do setor elétrico. Caberia aí também, a consideração da utilização de outros combustíveis como óleo diesel, óleo combustível em tais UTEs, liberando o GN para usos mais nobres (gás-química, entre outros), uma vez que, operando em complementação térmica, as UTEs poderiam trabalhar com fatores de capacidade baixos, o que resultaria em uma menor taxa de poluentes emitidos.

Com referência à substituição de chuveiros elétricos, sugere-se que seja melhor desenvolvido o plano de ação aqui introduzido, a fim de se aproximar o trabalho de uma proposta viável à sociedade e aos agentes envolvidos. Entre as opções de aperfeiçoamento, sugere-se aprofundar o estudo em torno da integração dos sistemas de aquecimento a gás com sistemas solares, que possuem grande potencial de utilização no Brasil devido à sua característica de país tropical.

Espera-se que as proposições acima, aliadas a outras sugestões que possam ser feitas futuramente, sejam úteis à continuação deste estudo ou à elaboração de outras abordagens dos assuntos aqui tratados, pois a utilização do GN como energético, especificamente na eletricidade, é uma realidade que deve ser conduzida com responsabilidade na busca do desenvolvimento sustentável.

## CAPÍTULO 6. REFERÊNCIAS

- Aalborg Industries S.A. [on-line], Petrópolis, 2004, Linha de Produtos – Caldeiras a Vapor, Disponível em: <<http://www.aalborg-industries.com.br/>>. Acesso em 23 set. 2004.
- ABE, Ricardo S.; Desenvolvimento e Aplicação de Metodologia de Simulação para Estudos de Viabilidade de Plantas de Cogeração; Dissertação de Mestrado; Universidade de São Paulo, São Paulo, 2002, 142p.
- ANP - Agência Nacional do Petróleo – Relatório: A Indústria de Gás Natural no Brasil. Estudo para Elaboração de um Modelo de Desenvolvimento da Indústria Brasileira de Gás Natural. Rio de Janeiro, 16 de Janeiro de 2004. Contrato nº 7039/03 – ANP – 008.766.
- BOARATI, Júlio H.; Um Modelo para Avaliação Ponderada da Hidreletricidade e Termoeletricidade com Gás Natural Através dos Custos Completos; Dissertação de Mestrado. Universidade de São Paulo. São Paulo, 2003, 129p.
- BOEHM, Robert F.; Design Analysis of Thermal Systems; John Wiley & Sons inc. Publisher, 1987, 288p.
- CAMPOS, Alexandre de; Gerenciamento pelo Lado da Demanda: Um Estudo de Caso; Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo. São Paulo, 2004, 94p.
- COGEN-SP - Associação Paulista de Cogeração de Energia [on-line], São Paulo, 2004, , Disponível em: <<http://www.cogen-sp.com.br>>. Acesso em 04 out. 2004.
- COMGÁS - Companhia de Gás de São Paulo [on-line], São Paulo, 2004, Relatório Anual 2004. Disponível em: <<http://www.comgas.com.br>>. Acesso em 01 jul. 2005.
- CSPE - Comissão de Serviços Públicos de Energia [on-line], São Paulo, 2004, Gás Natural - Concessões - Mapa das Áreas de Concessão, Disponível em: <<http://www.cspe.sp.gov.br>>. Acesso em 13 set. 2004.
- CPFL - Companhia Paulista de Força e Luz, Norma Técnica – Fornecimento em Tensão Secundária de Distribuição (GED-13) – Versão 1.10, 2004, 88p.
- ECEN – Jornal e&e - Economia e Energia, nº23, Novembro-Dezembro/2000. ISSN 1518-2932. Disponível em <<http://ecen.com/>>.
- ERM – Environmental Resources Management – Estudo de Impacto Ambiental – Usina de Geração de Energia – UGE Carioba II, Vol.III – Identificação e Avaliação de Impactos Ambientais, 2001, 162p.
- FADIGAS, Eliane A. F. A.; Identificação de Locais e Opções Tecnológicas para Implantação de Termoeletricas no Sistema Elétrico Brasileiro: Contribuição à Metodologia e Aplicação ao Caso do Gás Natural; Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo. São Paulo, 1998, 267p.

- FERRARI, Eduardo L.; Utilização de curvas de carga de consumidores residenciais medidas para determinação de diversidade da carga, e carregamento de transformadores de distribuição; Dissertação de Mestrado. Universidade de São Paulo. São Paulo, 1996, 157p.
- GTW - Gas Turbine World 2001-2002 Handbook, Vol.22, 2002, Connecticut: Pequot Publishing Inc., ISSN 0747-7988.
- GASNET [on-line], São Paulo, 2004, O site do Gás Natural, Disponível em: <<http://www.gasnet.org.br>>. Acesso em 01 nov. 2004.
- IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística [on-line], Brasília, 2004, Censo 2000, Disponível em: <<http://www.ibge.gov.br>>. Acesso em 26 abr. 2004.
- KELMAN, Jerson (coord.); Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, Ministério de Minas e Energia, 2001.
- LIMA, Juliana B. A.; Otimização de Sistemas de Aquecimento Solar de Água em Edificações Residenciais Unifamiliares Utilizando o Programa TRNSYS; Dissertação de Mestrado; Universidade de São Paulo. São Paulo, 2003, 123p.
- Lorenzetti [on-line], São Paulo, 2004, Produtos - Aquecedores a Gás - L-8 - Características Técnicas, Disponível em: <<http://www.lorenzetti.com.br/>>. Acesso em 26 abr. 2004.
- MENDES, Antônio C. T.; Estudo dos usos de Gás Natural no Estado de São Paulo, Considerando-se a Implantação do Gasoduto Brasil-Bolívia, Dissertação de Mestrado, IEE – Universidade de São Paulo, São Paulo, 1996, 174p.
- MME - Ministério de Minas e Energia [on-line], Brasília, 2003, Plano Decenal de Expansão – Sumário Executivo, 2003 – 2012, Dezembro de 2002, Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/>>. Acesso em 01 jun. 2005.
- MME - Ministério de Minas e Energia [on-line], Brasília, 2004, Balanço Energético Nacional – Tabelas BEN 2004, Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/>>. Acesso em 01 out. 2004.
- MORAES, Suzy E. G.; O Mercado de Gás Natural no Estado de São Paulo: Histórico, Cenário, Perspectivas e Identificação de Barreiras; Dissertação de Mestrado. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2003, 157p.
- ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico [on-line], ONS – NT 108/2003, Expectativa dos efeitos do horário de verão 2003/2004 – Rev.1, Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>. Acesso em 31 jan. 2005.
- PAULA, Cláudio P.; Geração Distribuída e Cogeração no Setor Elétrico: Avaliação Sistêmica de um Plano de Inserção Incentivada. *Tese de Doutorado*. PIPGE/USP, São Paulo, 2004.

- PINHO, Julio C.; O Papel da Petrobrás como Investidor Estratégico em Eletricidade; Dissertação de Mestrado; Universidade de São Paulo. São Paulo, 2004, 137p.
- Portal GD [on-line], São Paulo, 2004, Chuveiro Elétrico Consome Meia Itaipu; Artigo de Osório Brito publicado no site de geração distribuída PortalGD em 27/10/2004, Disponível em: <<http://www.portalgd.com.br/>>. Acesso em 16 nov. 2004.
- REIS, Lineu B.; Silveira, Semida; Energia Elétrica para o Desenvolvimento Sustentável, Edusp, S. Paulo, Brasil, 2ª Ed., 2001, 284p.
- REIS, Lineu B.; Geração de Energia Elétrica – Tecnologia, Inserção Ambiental, Planejamento, Operação e Análise de Viabilidade, Ed. Manole, Barueri-SP, Brasil, 1ª Ed., 2003, 324p.
- SANTOS, Edmilson M.; Zamalloa, Guido C.; Villanueva Luz D.; Fagá, Murilo T. W.; Gás Natural: Estratégias para uma Energia Nova no Brasil; Ed. Annablume, São Paulo-SP; Brasil; 1ª Ed., 2002, 352p.
- SERHS –Secretaria de Energia e Recursos Hídricos do Estado de São Paulo [on-line], São Paulo, 2004, Balanço Energético do Estado de São Paulo 2003 – Secretaria de Energia, Recursos Hídricos e Saneamento – Governo do Estado de São Paulo, Disponível em: <http://www.energia.sp.gov.br/> . Acesso em 26 set.2004.
- SERHS –Secretaria de Energia e Recursos Hídricos do Estado de São Paulo [on-line], São Paulo, 2005, Boletim Informativo Junho/2005 – Série Informações Energéticas, 001 – Boletim Conjuntura Energética - Secretaria de Energia, Recursos Hídricos e Saneamento (SERHS) – Governo do Estado de São Paulo, Disponível em: <http://www.energia.sp.gov.br/> . Acesso em 29 jul.2005.
- Tendências Consultoria Integrada; Setor Elétrico Brasileiro – Cenários de Crescimento e Requisitos para a Retomada de Investimentos. 2ª Ed., 2003, 203p.
- STRAPASSON, Alexandre B.; A Energia Térmica e o Paradoxo da Eficiência Energética: Desafios para um Novo Modelo de Planejamento Energético; Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo. São Paulo, 2004, 134p.
- UDAETA, Miguel E. M.; Planejamento Integrado de recursos (PIR) – Para o Setor Elétrico (Pensando o Desenvolvimento Sustentável); Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo. São Paulo, 1997, 351p.