



**UNIVERSIDADE SALVADOR – UNIFACS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA E ARQUITETURA
MESTRADO EM REGULAÇÃO DA INDÚSTRIA DE ENERGIA**

CELESTINO BOENTE GARCIA

**MERCADO DE GÁS NATURAL DOS SETORES QUÍMICO E
TERMOELÉTRICO PARA OS PRÓXIMOS 10 ANOS NO
ESTADO DA BAHIA**

Salvador
2006

CELESTINO BOENTE GARCIA

**MERCADO DE GÁS NATURAL DOS SETORES QUÍMICO
E TERMOELÉTRICO PARA OS PRÓXIMOS 10 ANOS NO
ESTADO DA BAHIA**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado em Regulação da indústria de Energia da Universidade Salvador, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Rocha

Salvador
2006

FICHA CATALOGRÁFICA

(Elaborada pelo Sistema de Bibliotecas da Universidade Salvador – UNIFACS)

Garcia, Celestino Boente

Mercado de gás natural dos setores químico e termoeletrico para os próximos 10 anos no Estado da Bahia / Celestino Boente Garcia. - 2005.
223 f.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Salvador – UNIFACS – Curso de Regulação da Indústria de Energia.

Orientador : Prof. Paulo Rocha

1. Gás natural – Aspectos econômicos. 2. Gás natural – Bahia. 3. Indústria química e petroquímica - Bahia. 4. Indústria termoeletrica - Bahia. I. Rocha, Paulo, orient. II.Universidade Salvador – UNIFACS. III. Título.

CDD: 333.8233

TERMO DE APROVAÇÃO

CELESTINO BOENTE GARCIA

MERCADO DE GÁS NATURAL DOS SETORES QUÍMICO E TERMOELÉTRICO PARA OS PRÓXIMOS 10 ANOS NO ESTADO DA BAHIA

Dissertação aprovada como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre em Regulação da Indústria de Energia, Universidade Salvador - UNIFACS, pela seguinte banca examinadora:

Prof. Dr. Paulo Rocha – Orientador _____

Prof. Dr. Tarcilio Dutra Viana – Membro _____

Prof. Dr. James Silva Santos Correia – Membro _____

Prof. Dr. Sérgio Bello Neves – Membro _____

Salvador, 09 de novembro de 2006.

Aos meus filhos, Rodrigo e Leonardo, pelo carinho e pelo exemplo de comportamento.

À minha esposa, Eliene, pela compreensão e pelo seu companheirismo.

À minha mãe, Maria, um exemplo de vida.

AGRADECIMENTOS

Ao PRH/CTC/ANP, CT-Petro/ Finep/MCT, CNPq e ao Departamento de Engenharia e Arquitetura da UNIFACS por possibilitarem a execução deste trabalho.

Ao Eng.^o Petrônio Lerche Vieira, Presidente da Bahiagás, pelo seu incentivo para a elaboração dessa dissertação, além do seu dinamismo em tratar os assuntos do gás natural.

À Bahiagás pelas informações obtidas que muito ajudaram na evolução da Dissertação. Em particular, a todo grupo da Gerência de Atendimento pelo apoio que tem dado durante o meu trabalho como Consultor.

Ao Eng.^o Otto Vicente Perrone, Conselheiro do IBP, pelo excelente material fornecido.

A todos que leram, opinaram sobre essa dissertação, corrigiram e me possibilitaram aperfeiçoá-la.

Ao Eng.^o Paulo César Paim, Prof. Visitante da ANP, pela sua objetividade na coordenação do PRH23.

Ao Prof. Luiz Eraldo, meu co-orientador, pela sua grande ajuda e incentivo para a conclusão da dissertação.

Ao Prof. Paulo Rocha, meu orientador, pela sua competente e decisiva orientação, além da confiança depositada em mim.

RESUMO

A presente dissertação teve como objetivo estimar o mercado de gás natural no Estado da Bahia para os setores químico e termoeletrico até 2015. Esses dois setores são os mais importantes consumidores de gás natural no Estado. O dimensionamento de gás natural desses dois mercados, âncoras de consumo, contribuirá para identificar as obras estruturantes necessárias para regularizar o suprimento de gás natural para os próximos 10 anos no Estado. Convém ressaltar que o gás natural representa uma fonte primária de energia de vital importância para viabilizar o crescimento da economia baiana. O trabalho apresenta uma visão geral da indústria do gás natural, mostrando alguns aspectos do seu atual estágio de desenvolvimento no Brasil, comparativamente aos principais países que fazem uso de forma mais intensiva desse energético. A cadeia do gás natural foi apresentada nas suas principais etapas, buscando fornecer um conhecimento básico do seu funcionamento. A abordagem das questões regulatórias está disponibilizada em capítulo específico, pois a sua clareza e evolução são de fundamental importância para o crescimento da indústria do gás natural no Brasil. Um outro ponto abordado é o problema ambiental, cujas restrições aos derivados de petróleo, devido ao avanço da legislação ambiental, favorece o *market share* do gás natural. O mercado de gás foi elaborado a partir de quatro cenários econômicos para o país até 2015, que serviu de base para a construção dos mesmos para os setores químico e termoeletrico. Os cenários elaborados permitiram dimensionar a demanda de gás natural para estes mercados para os próximos 10 anos, além de gerar dados sobre o crescimento e organização da indústria petroquímica nacional e no Estado da Bahia. Outras informações importantes são as projeções de demanda de energia elétrica na Bahia e os problemas levantados sobre a falta de novos potenciais hídricos representativos no Nordeste, tornando a operação das usinas termoeletricas de primordial importância para o equacionamento do suprimento de energia elétrica na região.

Palavras Chaves: Gás natural; Setor Químico; Petroquímico; Setor Termoeletrico; Suprimento; Cenários Econômicos; Mercado.

ABSTRACT

This text has the meaning of predicting the natural gas market in the state of Bahia for the chemical and thermoelectrical sectors until 2015. They are the most important consumers of natural gas in the state. The dimension of natural gas of these two markets, major participants of the consumption, will contribute to identify the necessary infrastructure to regularize the supply of natural gas for next 10 years in the state. It's suitable to stick out that natural gas represents a prime source of energy that has vital importance to make possible the Bahia's economy growing. Before entering in specific questions of two sectors analyzed, we look for giving a general vision of the natural gas industry showing some aspects of its actual level of development in Brazil, compared to the most important countries that use this energetic in a more intensive way. The natural gas chain was presented in its main stages, looking for supply basic knowledge on how it works. The approach of regulatory questions is available in a specific chapter, because its clearness and evolution have primordial importance for the growing of the natural gas in Brazil. Other point to be approached are the environmental problems, which restrictions to oil derivatives due to the advance of environmental legislation, favour the market share of natural gas. To determine the growing of the studied sector, it was assumed that would be needed a detailed knowledge of the principal technical – economical involved questions. Following, we elaborated four economic scenarios to the country until 2015, that was the base for construct the scenarios to the chemical and thermoelectric market. The elaborated scenarios allowed the dimensioning of the natural gas demand for these markets to the next 10 years, besides generating data about the growing and the organization of the national chemical industry in the state of Bahia. Other important information, are the electric energy demand projections in Bahia and others problems about the absence of new representative hidric potentials in the Northeast part of the country, making the thermoelectric plants operations of primordial importance to the equalization of the electric energy supply in the Northeast part of Brazil in the next years.

Keywords: Natural gas; Chemical sector; Thermoelectric sector; Supply; Economic scenarios; Market.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Composição típica do gás natural	26
Tabela 2	Faturamento líquido da indústria química brasileira em US\$ bilhões	54
Tabela 3	Composição do consumo aparente nacional de uma cesta de produtos químicos	56
Tabela 4	Consumo per capita (kg por habitante) de resinas termoplástica nos últimos anos	58
Tabela 5	Potencial de extração de eteno a partir de gás de refinaria	64
Tabela 6	Emissões em fornos e caldeiras para uma mesma base energética em t/a	89
Tabela 7	Capacidade instalada de energia elétrica em MW	96
Tabela 8	Usinas hidroelétricas operadas pela Chesf no Nordeste	102
Tabela 9	Usinas termoelétricas inscritas no PPT no Nordeste	103
Tabela 10	Custo de geração EE numa usina térmica (R\$/MW)	105
Tabela 11	Emissões de usinas termoelétricas (kg/tep)	107
Tabela 12	Regulamentação da cadeia do gás natural	113
Tabela 13	Projeção do crescimento da demanda de eteno (mil t/a)	155
Tabela 14	Projeção da demanda de resinas termoplásticas (10^3 t/a)	158
Tabela 15	Capacidade a ser instalada de novos projetos do setor químico (10^3 t/a)	165
Tabela 16	Crescimento da produção de eteno (10^3 t/a)	168
Tabela 17	Capacidade instalada de eteno por uso	170
Tabela 18	Projeção do crescimento das resinas termoplásticas (10^3 t/a)	172
Tabela 19	Projeção da demanda de EE no Estado da Bahia (10^3 tep)	186
Tabela 20	Projeção da oferta de EE no Estado da Bahia (10^3 tep)	187
Tabela 21	Balanço de oferta de EE a partir da geração térmicas usando gás natural para o cenário 1 (10^3 tep)	189
Tabela 22	Balanço de oferta de EE a partir da geração térmicas usando gás natural para o cenário 2 (10^3 tep)	189

Tabela 23	Balanço de oferta de EE a partir da geração térmicas usando gás natural para o cenário 3 (10 ³ tep)	190
Tabela 24	Balanço de oferta de EE a partir da geração térmica usando gás natural para o cenário 4 (10 ³ tep)	191
Tabela 25	Oferta de EE a partir da geração termoelétrica usando gás natural (10 ³ tep)	191
Tabela 26	Projeção do consumo de GN como matéria-prima cenários 1, 2 e 3 (10 ³ tep)	194
Tabela 27	Projeção do consumo de GN como matéria-prima cenários 1, 2 e 3 (10 ³ de m ³ /d)	195
Tabela 28	Projeção de GN como matéria-prima cenário 4 (10 ³ tep)	195
Tabela 29	Projeção de GN como matéria-prima cenário 4 (10 ³ de m ³ /d)	196
Tabela 30	Projeção do consumo do gás natural para fins energéticos cenários 1, 2 e 3 (10 ³ tep)	201
Tabela 31	Projeção do consumo do gás natural para fins energéticos cenários 1, 2 e 3 (10 ³ de m ³ /d)	202
Tabela 32	Projeção do consumo do gás natural para fins energéticos cenário 4 (10 ³ tep)	202
Tabela 33	Projeção do consumo do gás natural para fins energéticos cenário 4 (10 ³ de m ³ /d)	203
Tabela 34	Projeção da demanda de gás natural para todos os cenários do setor químico (10 ³ tep)	203
Tabela 35	Projeção da demanda de gás natural para todos os cenários do setor químico (10 ³ de m ³ /d)	204
Tabela 36	Projeção do consumo de GN para geração de energia elétrica para os quatro cenários (10 ³ tep)	207
Tabela 37	Projeção do consumo de GN para geração de energia elétrica para os quatro cenários (10 ³ de m ³ /d)	208
Tabela 38	Demanda total de gás natural para todos os cenários dos setores químico e termoelétrico (10 ³ tep)	209
Tabela 39	Demanda total de gás natural para todos os cenários dos setores químico e termoelétrico (10 ³ de m ³ /d)	209

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Matriz energética brasileira do ano de 2004	27
Figura 2	Participação do gás natural na matriz energética mundial	28
Figura 3	Perfil por setores de consumo do gás natural no mês de novembro de 2005	29
Figura 4	Uso do gás natural comercializável em 2002, 10m ³ /d	30
Figura 5	Matriz Energética do Estado	34
Figura 6	Reservas mundiais provadas de gás natural	36
Figura 7	Reservas nacionais de gás natural	37
Figura 8	Reservas de gás natural na Bahia	38
Figura 9	Cadeia de valor da indústria do gás natural	39
Figura 10	Características dos reservatórios de petróleo e gás natural	40
Figura 11	Unidade de processamento de gás natural	42
Figura 12	Participação da indústria química no PIB brasileiro	53
Figura 13	Composição do faturamento líquido da indústria química brasileira por segmento no ano de 2004	54
Figura 14	Capacidade anual de utilização da indústria química brasileira	55
Figura 15	Vendas de produtos químicos de uso industrial	56
Figura 16	Consumo aparente de resinas termoplástica	57
Figura 17	Utilização da capacidade instalada das plantas de eteno	59
Figura 18	Diagrama simplificado da cadeia petroquímica do Pólo de Camaçari	60
Figura 19	Matéria-prima para a produção de eteno no mundo	61
Figura 20	Evolução do consumo de nafta pela indústria petroquímica até 2010	63
Figura 21	Cadeia de produtos petroquímicos feita a partir do gás de síntese	67
Figura 22	Consumo de gás natural como matéria-prima para o segmento petroquímico	68

Figura 23	Apresentação dos principais processos para a produção de eteno a partir do etano do gás natural	71
Figura 24	Esquema do processo UOP para a produção de olefinas a partir de metanol	73
Figura 25	Apresentação dos principais processos em desenvolvimento para a produção de eteno a partir do metano	74
Figura 26	Esquema simplificado da produção de metanol	76
Figura 27	Esquema simplificado de produção de amônia	77
Figura 28	Árvore da amônia como fertilizante	78
Figura 29	Esquema simplificado da transformação de gás natural para combustível líquido e produtos petroquímicos	82
Figura 30	Consumo de GN como combustível para o setor químico	85
Figura 31	Competitividade do gás natural	86
Figura 32	Comportamento hidrológico da região Nordeste	97
Figura 33	Curva de aversão ao risco do Nordeste	101
Figura 34	Perfil institucional da indústria do gás natural no Brasil	111
Figura 35	Apresentação de quatro cenários de crescimento para o Brasil até 2015	123
Figura 36	Crescimento do PIB brasileiro na hipótese do cenário 1 – Vitória da Persistência	127
Figura 37	Lógica do cenário 1 – A vitória da persistência	128
Figura 38	Crescimento do PIB brasileiro na hipótese do cenário 2 – A Sedução do Populismo	133
Figura 39	Lógica do cenário 2 – A Sedução do Populismo	134
Figura 40	Crescimento do PIB brasileiro na hipótese do Cenário 3 – Navegando na Trubulência	138
Figura 41	Lógica do cenário 3 – O Vôo da Galinha	139
Figura 42	Crescimento do PIB brasileiro na hipótese do cenário 4	143
Figura 43	Apresentação da interação das premissas assumidas para o cenário 4	144
Figura 44	Cenário 1 de setor químico – A Travessia para o Crescimento Sustentado	152

Figura 45	Cenário 2 do setor químico – Stop and Go	153
Figura 46	Cenário 3 do setor químico – Estabilidade com alto custo	154
Figura 47	Cenário 4 do setor químico – Fracasso da mudança radical	155
Figura 48	Projeção do crescimento da demanda de eteno	156
Figura 49	Projeção da demanda de resinas termoplásticas	158
Figura 50	Consumo aparente de resinas termoplásticas em 2004, por tipo de consumo	159
Figura 51	Crescimento per capita das resinas termoplásticas	160
Figura 52	Crescimento dos produtos químicos de uso industrial	161
Figura 53	Projeção da produção de eteno (10^3 t/a)	169
Figura 54	Capacidade instalada (10^3 t/a) de resinas termoplásticas	169
Figura 55	Projeção da capacidade instalada de resinas termoplásticas em 2006 (10^3 t/a)	171
Figura 56	Projeção da capacidade instalada de resinas termoplásticas em 2011 (10^3 t/a)	171
Figura 57	Crescimento da produção de resinas termoplásticas no Pólo de Camaçari (10^3 t/a)	173
Figura 58	Consumo de energia elétrica no Brasil	174
Figura 59	Evolução no consumo de EE no Nordeste por segmento	176
Figura 60	Evolução no PIB do Nordeste e do Brasil	176
Figura 61	Histórico de consumo de energia elétrica na Bahia	179
Figura 62	Histórico de produção de energia elétrica na Bahia	181
Figura 63	Cenário 1 do setor elétrico no Estado – A Travessia para o Crescimento Sustentado	183
Figura 64	Cenário 2 do setor elétrico no Estado da Bahia – Stop and Go	184
Figura 65	Cenário 3 do setor elétrico no Estado da Bahia – Estabilidade com Alto Custo	184
Figura 66	Cenário 4 do setor elétrico no Estado da Bahia – Fracasso com Mudança Radical	185

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABEGÁS	Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado
ABINEE	Associação Brasileira da Indústria Elétrica Eletrônica
ABIQUIM	Associação Brasileira da Indústria Química
ABIPLAST	Associação Brasileira da Indústria Plástica
AGERBA	Agência Estadual de Regulação de Energia Elétrica dos Serviços Públicos
ALCA	Área Livre Comércio das Américas
ANA	Agência Nacional de Águas
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APE	Auto Produtores de Energia Elétrica
Bahiagás	Companhia de Distribuição de Gás Natural da Bahia
BEBA	Balanço Energético do Estado da Bahia
BEN	Balanço Energético Nacional
Braskem	Empresa petroquímica que nasceu em 2002, da incorporação da Copene e de outras empresas no Pólo de Camaçari, além da incorporação de outros ativos petroquímicos em outros três estados
CAET	Comitê de Acompanhamento da Expansão Termelétrica
CBEE	Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial
CCPE	Comitê Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos
CHESF	Companhia Hidroelétrica do São Francisco
CMAI	Chemical Market Associates, Inc.
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
Cenpes	Centro de Pesquisas da Petrobras.
Coelba	Companhia Elétrica da Bahia

Conpet	Programa Nacional da Racionalização dos Derivados de Petróleo e do Gás Natural
Copene	Companhia Petroquímica do Nordeste
Copesul	Companhia Petroquímica do Sul
CPP	Catalytic Pyrolysis Process
D ₀	Demanda de gás natural para uso como matéria prima petroquímica
D ₁	Demanda de gás natural como combustível para atender as plantas que se encontram em operação do setor químico, além da sua expansão e os novos projetos
D ₂	Demanda de gás natural para atender a substituição de óleo combustível
D ₃	Demanda de gás natural para atender a co-geração, substituindo uma parte da energia elétrica utilizada pela indústria química
D ₄	Demanda total de gás natural como combustível para a indústria química
D ₅	Demanda de gás natural para geração de energia elétrica através das usinas termoelétricas
DCE	Dicloro Etano
DCC	Deep Catalytic Cracking
DMF	Dimetil Formamida
DMT	Dimetil Tereftalato
EAR	Energia armazenada na forma de água nas barragens
EE	Energia Elétrica
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
EPDM	Borracha a base de etileno e propeno
EVA	Etileno Acetato de Venila
EPA	Agência de Proteção Ambiental Americana
Fafen	Fábrica de fertilizantes, empresa pertencente a Petrobras
Fafen-Energia	Usina termoelétrica instalada na planta da Fafen-Camaçari, pertencente a Petrobras
FCC	Fluid catalytic cracking

GASBOL	Gasoduto Bolívia Brasil
Gasene	Gasoduto Sudeste Nordeste
GC	Gás Combustível - Produzido em unidades de processo das refinarias da Petrobras
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GN	Gás Natural
GNC	Gás Natural Comprimido
GNL	Gás Natural Liquefeito
GNV	Gás Natural Veicular
GTL	Gás to Liquids
GTO	Gás to Olefins
GTP	Gás to Poliolefins
HGVO	Hydron Vacuum Gás Oil
IBP	Instituto Brasileiro do Petróleo
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IBAMA	Instituto Brasileiro de Meio Ambiente
IFP	Instituto Francês do Petróleo
IGPM	Índice Geral de Preços do Mercado da Fundação Getúlio Vargas
IPCA	Índice Nacional de Preço ao Consumidor Amplo
IPCC	Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas
ISSO	International Organization for Standardization
K	Abreviatura da ordem de grandeza de milhares
kcal/m ³	Quilocaloria por metro cúbico: unidade de medida do poder calorífico por unidade de volume
kcal/kg	Quilocaloria por quilograma: unidade de medida do poder calorífico por massa
Kg	Quilograma unidade de massa
km ²	Quilômetro quadrado: unidade de medição de área
kW	Quilowatt : unidade de medida de potencia elétrica
M	Abreviatura da ordem de grandeza de milhões
m ³ /d	Metros cúbicos por dia: unidade de medição volumétrica
MAE	Mercado Atacadista de Energia

MBTU	Milhões de unidades térmicas britânicas
mil m ³ /d	Milhares de metros cúbicos por dia: unidade de medição volumétrica de gás natural
mil t/a	Milhares de toneladas por ano: unidade de vazão mássica, usada para expressar as capacidades de produção das plantas petroquímicas
Md	Margem da distribuidora
MME	Ministério das Minas e Energia
MTO	<i>Methanol to Olefins</i>
MVC	Monocloreto de Venila
MEG	Mono Etileno Glicol
MTBE	Metil Terc Butil Éter
MW	Milhões de watts:unidade de potência elétrica
MWh	Milhões de watts consumido numa determinada quantidade de horas: unidade de energia
NSPS	Nível de Segurança do Período Seco
NSPU	Nível de Segurança do Período Úmido
OCEA1	Óleo Combustível Tipo A nº 1
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
PCI	Poder Calorífico Inferior - Quantidade de energia liberada na combustão com a água no estado de vapor
PCS	Poder Calorífico Superior - Quantidade de energia liberada na combustão com a água no estado de líquido
Petrobras	Petróleo Brasileiro S.A.
PEAB	Polietileno de Alta Densidade
PELBD	Polietileno Linear de Baixa Densidade
PET	Polietileno Tereftalato
Pg	Preço do gás natural
PIB	Produto Interno Bruto
PM	Peso Molecular
PND	Programa Nacional de Desestatização

PP	Polipropileno
PPA	Acordo para compra de energia elétrica gerada pelas térmicas
PPI	Products Price Index
PPT	Programa Prioritário de Termoeletricidade
PQU	Petroquímica União
PSA	<i>Pressure Swing Adsorption Systems</i>
PTA	Ácido Tereftálico
PVC	Policloreto de Venila
RECAP	Refinaria Capuava
REDUC	Refinaria Duque de Caxias
REFAP	Refinaria Alberto Pasqualini
REGAP	Refinaria Gabriel Passos
REMAN	Refinaria de Manaus
REPAR	Refinaria Presidente Getulio Vargas
REPLAN	Refinaria de Paulínia
REVAP	Refinaria Henrique Lage
RFCC	Reform Fluid Catalytic Cracking
RLAM	Refinaria Landulpho Alves
RPBC	Refinaria Presidente Bernardes
SP	Centrais de produção de energia elétrica de serviço público
SRI	Standford Reserch Inc.
Termobahia	Usina termoelétrica pertencente a Petrobras
TEP	Tonelada equivalente de petróleo
Tg	Tarifa cobrada ao consumidor

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	20
2 A INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL	24
2.1 HISTÓRIA DO GÁS NATURAL	24
2.1.1 Origem	24
2.1.2 Utilização	26
2.1.3 A Evolução dos Mercados Mundiais e Brasileiro	27
2.1.4 A Evolução do Mercado de Gás Natural na Bahia	31
2.1.5 As Reservas Mundiais e Brasileiras	35
2.1.6 Reservas de Gás Natural na Bahia	37
2.2 A CADEIA DO GÁS NATURAL	38
2.2.1 Exploração e Produção	39
2.2.2 Tratamento	41
2.2.3 Transporte do Gás Natural	42
2.2.4 Distribuição	44
3 O PROBLEMA	45
4 METODOLOGIA	47
4.1 CENÁRIOS DE CRESCIMENTO ECONÔMICO	47
4.2 BALANÇO ENERGÉTICO DA BAHIA	48
4.3 CENÁRIOS PARA OS SETORES QUÍMICO E TERMOELÉTRICO	48
5 MERCADO DO GÁS NATURAL PARA O SETOR QUÍMICO	51
5.1 DESEMPENHO DO SETOR QUÍMICO NO BRASIL EM 2004	51
5.2 A INDÚSTRIA QUÍMICA NO ESTADO DA BAHIA	58
5.3 A MATÉRIA-PRIMA PARA A INDÚSTRIA PETROQUÍMICA	60
5.4 USO DO GÁS NATURAL COMO MATÉRIA-PRIMA	64
5.4.1 Utilização do etano do gás natural	68
5.4.2 Outros Processos não Convencionais para a Produção de Eteno, Considerando-se o Metano como Matéria-Prima.	72
5.4.3 Produção de Gás de Síntese e seus Derivados	74
5.4.3.1 Produção de Metanol	75
5.4.3.2 Produção de Amônia	76
5.4.3.3 Produção de Álcoois Superiores	78
5.4.3.4 Produção de Hidrogênio	80
5.4.4 Conversão de Gás Natural em Hidrocarbonetos Líquidos de Elevado Peso Molecular	81
5.4.4.1 Qualidade do Óleo Sintético	83
5.4.4.2 Perspectiva de Uso da Tecnologia do GTL	83
5.5 USO COMO COMBUSTÍVEL	84
5.6 IMPACTO AMBIENTAL	87
5.6.1 Nível de Emissões Provenientes do Gás Natural	88
5.6.2 O Gás Natural como Combustível de Transição	91
6 MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA NO NORDESTE – UMA OPÇÃO PARA OPERAÇÃO DAS USINAS TÉRMICAS	92

6.1 A IMPORTÂNCIA DO RIO SÃO FRANCISCO.....	94
6.2 A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO NORDESTE	95
6.2.1 Capacidade de Geração de Energia Hidrelétrica e Termoelétrica	102
6.2.2 Aumento da Oferta e Confiabilidade de Energia Elétrica no Nordeste	103
6.2.3 Custos de uma Usina Termoelétrica	105
6.3 ASPECTOS AMBIENTAIS NA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	107
6.3.1 Usinas Hidroelétricas	107
6.3.2 Usinas Termoelétricas	108
7 REGULAÇÃO	110
7.1 REGULAÇÃO DISPONÍVEL.....	110
7.2 EVOLUÇÃO DA REGULAÇÃO DA INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL NO BRASIL	112
7.3 POLÍTICA DE PREÇO INTERNACIONAL	114
7.4 POLÍTICA DE PREÇO NACIONAL	115
7.5 REGULAÇÃO DAS TÉRMICAS	116
8 CENÁRIOS	120
8.1 CENÁRIO MACROECONÔMICO PARA O BRASIL NO PERÍODO DE 2005 - 2015	120
8.1.1 Cenário 1 - Vitória da Persistência (A Travessia para o Crescimento Sustentável)	124
8.1.2 Cenário 2 – Sedução do Populismo (Stop and Go na Economia e na Política)	128
8.1.3 Cenário 3 – Navegando na Turbulência (Estabilidade com Alto Custo ou Vôo da Galinha)	134
8.1.4 Cenário 4 – Naufrágio à Vista (O Fracasso à Vista)	139
8.2 CENÁRIO DE CRESCIMENTO DO SETOR QUÍMICO	144
8.2.1 Lógica do Cenário Externo	144
8.2.2 O Contexto da Indústria Química Brasileira	148
8.2.3 Cenários de Crescimento da Indústria Química no Brasil	151
8.2.3.1 projeção da Demanda de Eteno.....	155
8.2.3.2 Projeções da Demanda de Resinas Termoplásticas	157
8.2.3.3 Projeções da Demanda de Produtos Químicos de Uso industrial	160
8.2.4 O Contexto da Indústria Química na Bahia	161
8.2.4.1 Cenário de Crescimento para o Pólo de Camaçari.....	166
8.3 CENÁRIOS DE CRESCIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA NO NORDESTE E NA BAHIA	174
8.3.1 A Lógica do Cenário de Energia Elétrica no Nordeste e na Bahia	174
8.3.2 A Lógica do Cenário de Energia Elétrica na Bahia	178
8.3.3 Cenários de Crescimento de Energia Elétrica na Bahia	182
8.3.2.1 Projeção da Demanda e Oferta de Energia Elétrica no Estado da Bahia	185
9 DIMENSIONAMENTO DO MERCADO DE GÁS NATURAL PARA A INDÚSTRIA QUÍMICA E PARA A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO ESTADO DA BAHIA ATÉ 2015.....	192
9.1 ESTIMATIVA DO CONSUMO DE GÁS NATURAL COMO MATÉRIA-PRIMA PARA A INDÚSTRIA QUÍMICA	192
9.2 METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO DA DEMANDA DE GÁS NATURAL COMO COMBUSTÍVEL PARA A INDÚSTRIA QUÍMICA.....	196
9.3 DETERMINAÇÃO DA DEMANDA DE GÁS NATURAL PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	204
9.4 RESUMO DA DEMANDA DE GÁS NATURAL PARA OS SETORES TERMOELÉTRICO E QUÍMICO	208
10 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	210
10.1 RECOMENDAÇÕES	213
REFERÊNCIAS.....	217

1 INTRODUÇÃO

A partir do final da década de 90, o gás natural (GN) começa a despontar como um insumo energético fundamental em todos os setores da economia brasileira. Essa descoberta, já há bastante tempo, foi feita por muitos países, tendo o gás natural uma participação representativa nas suas matrizes energéticas. No Estado da Bahia, o setor industrial tem, no gás natural, o mais importante insumo energético com 33% de participação na sua matriz energética, conforme consta no Balanço Energético Estadual de 2004, publicado em junho de 2005 (BAHIA, 2005a). A Bahia é um estado pioneiro no uso do gás natural para o setor industrial, as informações publicadas pelo primeiro livro da série Bahiagás Documenta, registra que esse atendimento começou na década de 50 para as empresas instaladas próximas aos campos de produção do Recôncavo (VIEIRA e outros, 2005).

A partir do final da década 90, a Petrobras resolveu adotar uma política que favoreceu o aumento do consumo de gás natural do país, para atingir os valores de *Take or Pay* de gás natural que estava contratado com a Bolívia, através do transporte desse gás pelo Gasoduto Bolívia - Brasil (Gasbol), e do aproveitamento do excedente de gás natural da bacia de Campos que estava sendo queimado. A estratégia se baseou na adoção de uma política de preço que favoreceu o gás natural em detrimento dos preços do óleo combustível, da gasolina e do gás liquefeito de petróleo (GLP). Isto levou a um crescimento do consumo de gás natural em diversas regiões do Brasil pela substituição dos derivados de petróleo citados, como foi o caso, da frota de automóveis convertidos para o gás natural veicular (GNV) que já ultrapassou um milhão de automóveis (ASPRO, 2006).

Essa política de menores preços do gás natural favoreceu o usuário, caracterizando o que é denominado pela teoria microeconômico clássica como um excedente do consumidor. O resultado da falta de planejamento deste crescimento

para a correspondente oferta de gás natural acabou gerando um déficit do produto e da infra-estrutura de gasodutos de transporte e de distribuição. A falta do gás natural já pode ser percebida em quase todas as regiões do país que possui uma rede de gasodutos. Na Bahia, por conta do crescimento do mercado industrial e do decréscimo de produção dos campos do Recôncavo, a restrição de gás é mais sentida pela indústria petroquímica e pelo setor termoelétrico. Caso houvesse necessidade no despacho das termoelétricas instaladas no Estado, não haveria lastro desse insumo para a operação das usinas.

Esta dissertação levanta o potencial de crescimento para os próximos 10 anos, destes dois mais importantes setores de consumo de gás natural para o Estado da Bahia. Os setores químico e termoelétrico detêm, atualmente, a maior capacidade instalada de consumo de gás natural no Estado. O dimensionamento das quantidades futuras de GN, desses dois mercados âncoras estudados, contribuirá para identificar as obras estruturantes para atender o suprimento de GN para os próximos 10 anos na Bahia e no Nordeste .

Em virtude da forte presença da indústria petroquímica no Estado, concentrada principalmente no Pólo Petroquímico de Camaçari, esse fato motivou que fosse feita uma análise mais aprofundada do mercado do segmento petroquímico. Na realidade, a dissertação avalia as projeções de gás natural para toda a indústria química (todos os segmentos que compõem o setor químico) no Estado da Bahia, até 2015, além do setor termoelétrico.

Até a metade da década de 90, o gás natural era considerado um produto indesejável durante a descoberta de petróleo. O seu valor comercial não justificava a criação de uma infra-estrutura para atender ao mercado consumidor, então o gás natural associado à produção de petróleo era queimado nos campos de produção. Muitos campos de gás não associados não foram desenvolvidos, por falta de interesse comercial num programa de desenvolvimento da produção desses campos.

Na 7ª Rodada de licitação de blocos da ANP, realizada em outubro de 2005, constaram áreas de grande potencial de descobertas de gás natural, o que demonstra a mudança do interesse nacional. O leilão foi o maior evento no gênero realizado no Brasil, tendo a ANP arrecadado perto de R\$ 1,7 bilhão. Das 11 áreas oferecidas para o Estado da Bahia, 10 foram arrematadas.

O planejamento de uma atividade econômica ligada ao mercado de gás natural tem como objetivo verificar cenários, que por sua vez vão antecipar necessidades de infra-estrutura, evitando a deterioração do suprimento e conseqüentemente o racionamento. À medida que cresce a importância do gás natural na matriz energética, maior se torna a importância de ser executado um bom planejamento de longo prazo. Daí ser fundamental a adoção de uma quantidade de medidas, visando sistematizar uma série de decisões em toda a cadeia do gás natural, de maneira a promover a expansão organizada da indústria do gás no Brasil. Além, da lógica econômica e social, não se pode esquecer que o GN é dos combustíveis fósseis o que menos impacta o meio ambiente.

A dissertação está estruturada em 10 capítulos, já incluindo a Introdução.

O capítulo 2 aborda a indústria do gás natural, em dois sub-capítulos: A História do Gás Natural e A Cadeia do Gás Natural. Esse capítulo apresenta, de um modo geral, a indústria do gás natural no mundo, no Brasil e na Bahia. Os assuntos estão colocados por blocos homogêneos, de forma a facilitar o entendimento e a pesquisa.

O capítulo 3 trata da motivação da escolha do tema da dissertação focada no problema de suprimento de gás natural para os dois mais importantes setores de consumo do mercado baiano, o químico e o termoelétrico. Já o capítulo 4 trata da metodologia usada para determinar as projeções de gás natural dos setores mencionados.

Avaliação da indústria química - petroquímica é feita de forma detalhada no capítulo 5. A análise possibilitou uma série de esclarecimentos sobre essa indústria mundialmente, no Brasil e na Bahia, de forma que as premissas adotadas na elaboração dos cenários no capítulo 8 foram as mais consistentes com a realidade do setor.

O capítulo 6 apresenta as principais questões que envolvem o abastecimento de energia no Nordeste, mostrando inclusive que a região esteve muito próxima de um novo racionamento de EE no início de 2004. Essa contextualização serviu para elaboração dos quatro cenários de crescimento da EE no Estado da Bahia até 2015, assunto visto no Capítulo 8.

A regulação das termoelétricas do Programa Prioritário de Termoeletricidade – PPT está abordada no capítulo 7. Ainda neste capítulo, discute-se a fragilidade regulatória da indústria de gás natural no Brasil.

No capítulo 8, um dos assuntos tratados é a competitividade da indústria petroquímica baiana através do Pólo de Camaçari, como maior pólo petroquímico do país. Além do uso do gás natural como combustível, analisa-se a problemática do equacionamento das matérias-primas para suportar a operação atual e da possibilidade de expansão do pólo petroquímico baiano através do uso do gás natural.

A elaboração dos quatro cenários econômicos para o país, que se encontram como um dos tópicos iniciais do capítulo 8, foi estabelecida com base no trabalho Quatro Cenários para o Brasil 2005 -2007 (Macroplan, 2004). A partir dos cenários econômicos criados pela Macroplan, adaptou-se esse trabalho para um horizonte até 2015.

A partir da elaboração dos cenários econômicos, foram construídos os cenários para os setores químico e termoelétrico descritos no capítulo 8. No capítulo 9, estabeleceram-se as projeções da demanda de gás natural destes segmentos. Finalmente, a dissertação se encerra no capítulo 10, que sintetiza as principais discussões ao longo do trabalho e sugere algumas recomendações.

2 A INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL

2.1 HISTÓRIA DO GÁS NATURAL

O gás natural é uma descoberta antiga, com evidências que sugerem que foram os Chineses em 900 A.C. que, pela primeira vez, utilizaram o gás natural. Nesta época, a técnica de perfuração de poços já era conhecida e o transporte era feito em tubos ocos de bambu, para evaporação da água salgada e produção de sal.

A história de utilização do gás natural na América começa em 1821, com um poço perfurado por William Hart em Fredonia, Pensilvânia, Estados Unidos, que produziu gás natural com o objetivo de iluminar casas e ruas (PETROLEUM ECONOMIST, 1998 apud MONTES, 2000).

No Brasil, assim como o petróleo, o gás natural associado foi descoberto em Lobato, na Bahia, em 1939. Já o primeiro poço de gás não associado foi descoberto em Itaparica, em 1942, sendo este o marco histórico da indústria do gás natural no país. Porém, a utilização em algumas indústrias só teve seus registros efetivados na década de 50 (VIEIRA e outros, 2005).

A história do gás natural no Brasil foi precedida pela utilização do gás manufacturado canalizado, produzido a partir do carvão. O fornecimento iniciou-se, no final do século XIX, com as redes urbanas no Rio de Janeiro e São Paulo, para fins de iluminação pública e residencial.

2.1.1 Origem

O gás natural é encontrado no espaço poroso de rochas subterrâneas (reservatórios) em muitos lugares do planeta, tanto em terra quanto no mar. O gás

natural recebe a denominação de associado, quando contém uma quantidade razoável de petróleo. Já quando o reservatório contém pouca ou nenhuma quantidade de petróleo o gás natural é dito não associado.

Os processos naturais de formação do gás natural são as degradações da matéria orgânica por bactérias anaeróbias, as degradações da matéria orgânica e do carvão por temperatura e pressão elevadas ou a alteração térmica dos hidrocarbonetos líquidos. A matéria orgânica fóssil é também chamada de querogêneo e pode ser de dois tipos: querogêneo seco, quando proveniente de matéria vegetal, e querogêneo gorduroso, quando proveniente de algas e matéria animal (GASNET, 2005).

No processo natural de formação do planeta, ao longo dos milhões de anos, a transformação da matéria orgânica vegetal, celulose e lignina produziu o querogêneo seco que, ao alcançar maiores profundidades na crosta terrestre, sofreu um processo gradual de cozimento, transformando-se em linhito, carvão negro, antracito, xisto carbonífero e metano, dando origem às gigantescas reservas de carvão do planeta (GASNET, 2005).

A transformação da matéria orgânica animal ou querogêneo gorduroso que não sofreu o processo de cozimento deu origem ao petróleo. Nos últimos estágios de degradação do querogêneo gorduroso, o petróleo apresenta-se como condensado volátil associado a hidrocarbonetos gasosos, com predominância do metano. Por esta razão, é muito comum encontrar-se reservas de petróleo e gás natural associados (GASNET, 2005).

Ao analisar-se o gás natural com foco em sua característica de estado físico, ou seja, uma mistura de gases, verifica-se que suas propriedades são similares às de dezenas de outros gases da natureza e às de milhares de outras misturas gasosas antropogênicas e conclui-se que, se, por um lado, este fato o coloca no conjunto do tradicional e das técnicas convencionais, por outro, demonstra que ele não apresenta nenhuma característica extraordinária além de particular leveza devido à sua densidade inferior à do ar.

O gás natural, como encontrado na natureza, é uma mistura variada de hidrocarbonetos gasosos cujo componente preponderante é sempre o metano. A Tabela 1 apresenta composições típicas para o gás natural.

Tabela 1 – Composição típica do gás natural

Elementos	Associado	Não Associado	Processado
Metano	81,57	85,48	88,56
Etano	9,17	8,26	9,17
Propano	5,13	3,06	0,42
C4+	3,22	2,03	0
Nitrogênio	0,52	0,53	1,2
Dióxido de Carbono	0,39	0,64	0,65
Total	100	100	100
Densidade	0,71	0,69	0,61
Poder Cal. Inf.(PCI)	9.916	9.583	8.621
Poder Cal. Sup.(PCS)	10.941	10.580	9.549

Fonte: (PETROBRAS–CONPET, 1997 apud SANTOS, 2002)

Além dos hidrocarbonetos, fazem parte da composição do gás natural bruto outros componentes, tais como o Dióxido de Carbono (CO₂), o Nitrogênio (N₂), Sulfeto de Hidrogênio (H₂S), Água (H₂O), Metanol (CH₃OH), metais e impurezas mecânicas. A presença e proporção destes elementos dependem fundamentalmente da localização do reservatório, da sua condição de associado ou não, do tipo de matéria orgânica ou mistura da qual se originou, e do tipo de rocha onde se encontra o reservatório etc. (GASNET, 2005).

2.1.2 Utilização

No início do século XIX, era o gás utilizado na iluminação na Europa, principalmente Reino Unido, França e Alemanha, manufaturado a partir do carvão mineral (coqueificação). Com início da prospecção de jazidas de gás natural pelos Estados Unidos, por volta de 1820, a utilização do gás natural não pararia mais de crescer. O gás natural foi inicialmente usado como combustível para iluminação, e depois, para cocção de alimentos, com o surgimento do primeiro fogão a gás em 1878, e aquecimento de água residencial. Com o advento da luz elétrica, no final do século XIX, o gás para iluminação aos poucos vai perdendo o mercado de iluminação pública residencial, ficando apenas com o aquecimento de água e calefação. Na segunda metade do século XX, o gás natural se consolida como um dos principais combustíveis industriais e, nas últimas décadas, como fonte de

energia para geração de termoelétrica e para sistemas de co-geração de eletricidade/calor (PETROLEUM ECONOMIST,1999 apud MONTES, 2000). Além destes usos, a utilização do gás natural como matéria-prima constitui-se no seu uso mais nobre.

2.1.3 A Evolução dos Mercados Mundiais e Brasileiro

O consumo de gás natural com fins industriais, no Brasil, até 1979, era restrito à Bahia. Só a partir desta data é que foram construídas malhas de gasodutos em outros estados, mesmo assim a participação do gás natural na matriz energética brasileira foi desprezível até 1998.

A partir de 1998, constatou-se uma mudança na matriz energética brasileira com a inserção do gás natural, definitivamente, como energético que começou a ganhar espaço e assumir um papel de relevância no desenvolvimento nacional.

A participação do gás natural na matriz energética brasileira no ano de 2004 foi de 9% (Figura 1), segundo informações divulgadas pelo Balanço Energético Nacional. O país tem como meta atingir 12% até 2010, no entanto, essa meta está sendo acelerada (CECCHI, 2004).

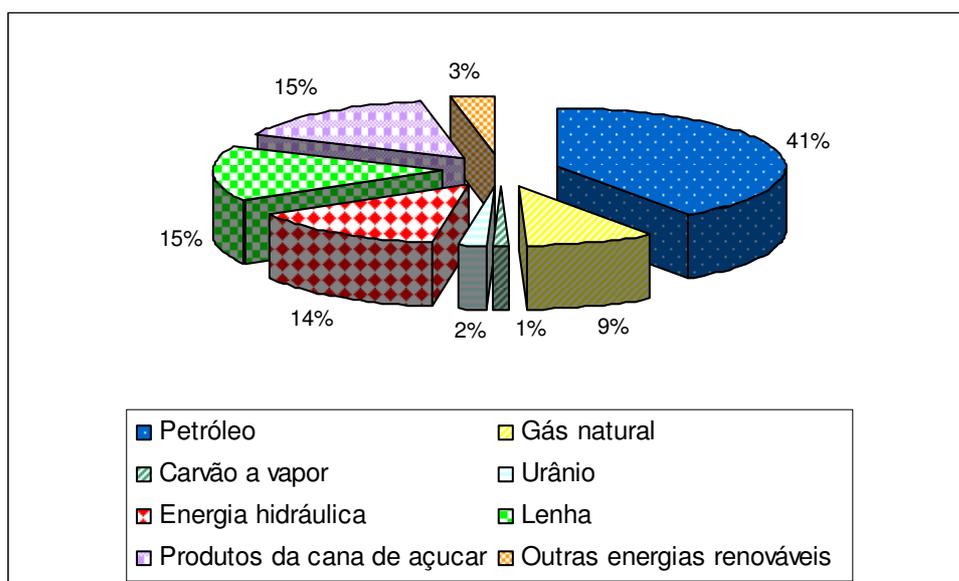


Figura 1– Matriz energética brasileira ano de 2004.
Fonte: Ministério de Minas e Energia (BRASIL, 2005).

Mesmo chegando a 12% da participação na matriz energética em 2010, a presença do gás natural no Brasil ainda está distante das de outros países. Com base nos números de consumo de gás natural de 2002, a Agência Internacional de Energia divulgou (Figura 2) a participação do GN na matriz energética dos principais países que usam esse insumo. No Brasil, é de 7%; na Argentina, por exemplo, é de 51%; na Rússia, 55%; no Canadá, 25%; nos EUA, 26% . Os números divulgados pelo Balanço Energético Nacional, em 2004, indicam uma elevação do gás natural para 9% (BRASIL..., 2005).

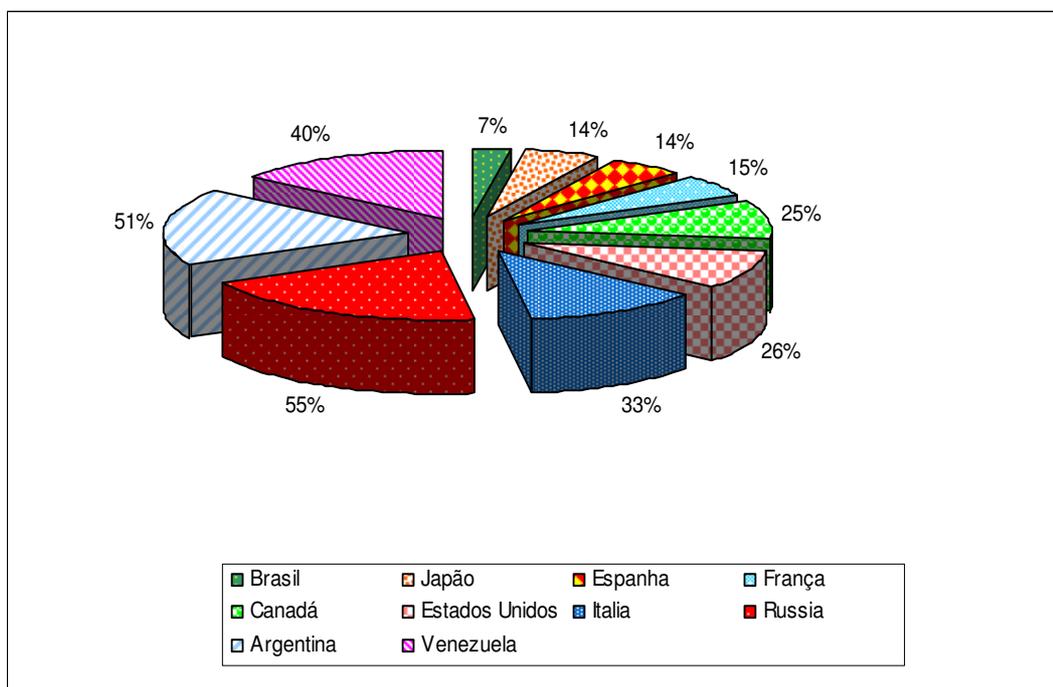


Figura 2 – Participação do gás natural na matriz energética mundial.
 Fonte: IEA, 2002.

A experiência de outros países na concepção da sua indústria petroquímica é a diversificação em função da disponibilidade das matérias-primas. Veja-se: a indústria química norte americana é baseada no aproveitamento do gás natural; as indústrias europeia e japonesa no início se apoiaram na carboquímica e, após a II Guerra Mundial, no aproveitamento da nafta; a indústria argentina tem sua petroquímica suportada pelo gás natural.

O uso do GN no Brasil para a produção de eteno, um dos usos mais importantes como matéria-prima, passou a ser de 16% das cargas processadas pelas centrais petroquímicas instaladas no país, com a entrada em operação do Pólo do Rio no final de junho de 2005. Nos EUA, esse valor é de 76% , na Argentina

100% e na média mundial o gás natural contribui com 24% como matéria-prima para a produção de eteno (ABIQUIM, 2002).

O condensado¹, proveniente do gás natural, pode ser usado como uma excelente matéria-prima para a produção de eteno², bem como as frações C₃, C₄ extraídas do gás natural podem alimentar os fornos de pirólise³.

O gás natural também é utilizado como matéria-prima no Brasil para a produção de amônia, de metanol e usado como gás de síntese em combinação com outras moléculas, além de ser utilizado como redutor químico na indústria siderúrgica.

A Figura 3 apresenta a quantidade de gás natural vendido no mês de novembro de 2005, nos diferentes setores. O setor industrial foi responsável por 57,1% de todo consumo de gás no país seguido pelo setor de geração de eletricidade com 27,9% (nesses números não constam o fornecimento direto da Petrobras para algumas térmicas em que a mesma tem participação e para uso de suas unidades industriais). Na Bahia, neste mesmo mês, o setor industrial foi responsável por 92% das vendas da Bahiagás e não houve fornecimento para a térmica da Chesf.

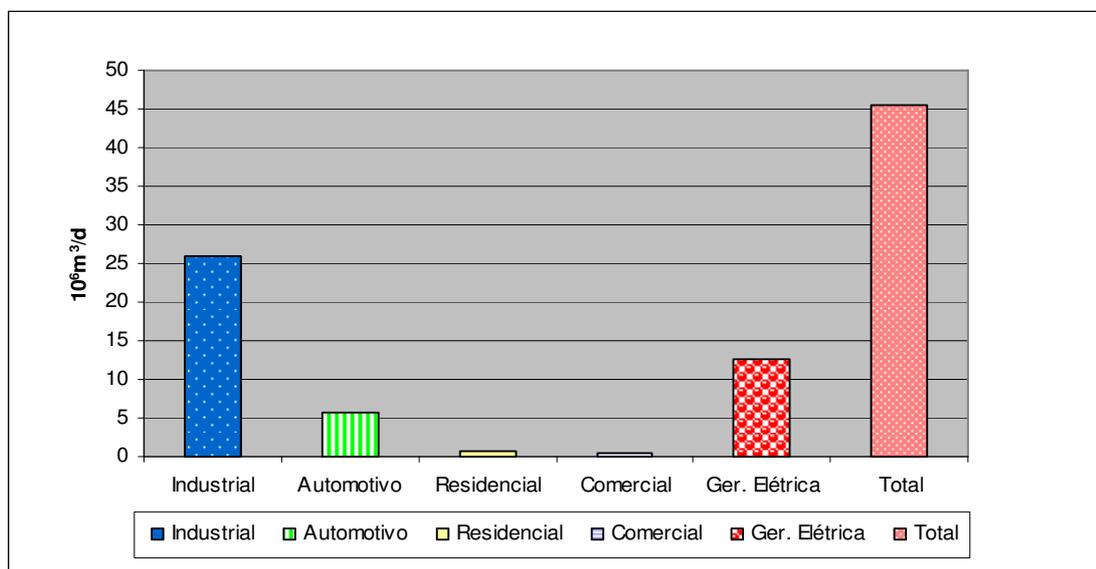


Figura 3 – Perfil por setores de consumo do gás natural no mês de novembro de 2005.

Fonte: ABEGÁS (apud RECORDE...2005, p. 42)

¹ Frações C₅₊ obtidas do gás natural.

² Obtido a partir da pirólise do etano ou de outros hidrocarbonetos de maior peso molecular (VIEIRA e outros 2005).

³ Mais conhecida como craqueamento térmico, envolve uma grande quantidade de calor na quebra de moléculas de maior peso molecular em moléculas menores (VIEIRA e outros, 2005).

O gás natural para fins não energéticos (matéria-prima) em 2002 atingiu 4% do consumo total de gás natural no país (Figura 4). De maneira geral, o principal usuário do GN como matéria-prima no país é o segmento petroquímico.

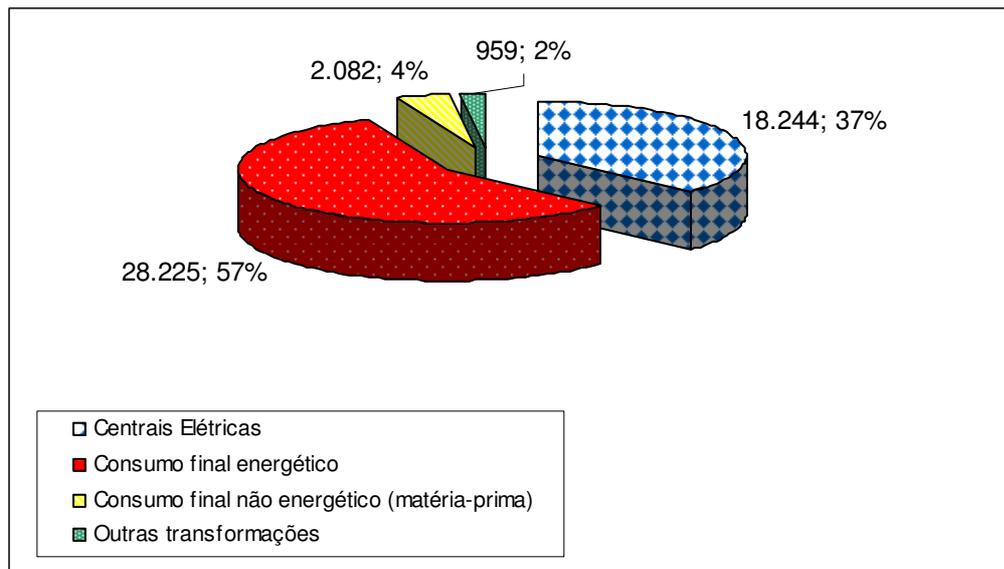


Figura 4 - Uso do gás natural comercializável em 2002, $10^3 \text{ m}^3/\text{d}$.
Fonte: Ministério de Minas e Energia (BRASIL, 2005).

O gás natural é uma das mais importantes fontes de energia primária usada no mundo para geração de energia elétrica, no entanto, no Brasil, a participação tem sido reduzida em face da predominância da energia elétrica de origem hídrica devido aos grandes potenciais hídricos existentes. Entretanto, após o racionamento de 2001, o governo passou a considerar essa alternativa de geração como complementação, em virtude do regime hidrológico em períodos desfavoráveis. Em 1999, foi criado o Programa Prioritário de Termoeletricidade - PPT, como forma de estimular o uso do gás natural na geração de energia elétrica. No Nordeste, em particular, devido à existência de um único grande rio, o São Francisco, as térmicas movidas a gás natural terão um papel importante como complementação no fornecimento de energia elétrica.

O gás natural veicular merece destaque como um dos segmentos de uso do gás natural de maior crescimento em todo território nacional, deslocando a gasolina e o álcool pela sua maior competitividade. Segundo os dados da Abegás de novembro de 2005, o crescimento de GNV foi de 260% nos últimos quatro anos (RECORDE..., 2005).

As grandes cidades, com exceção de São Paulo e Rio de Janeiro⁴, começaram a instalar redes de gasodutos através das distribuidoras de gás natural dos estados, a partir da década de 90, devendo alavancar o consumo de GN em substituição ao uso de gás liquefeito de petróleo (GLP).

A indústria de gás natural no Brasil está apenas começando, devido a necessidade de construção de novas redes de transporte e de distribuição para atender ao extenso território nacional, da continuação de novas descobertas de reservas de gás, do surgimento de novos produtores e, com eles, a competição; além do uso de etano e de condensados como matéria-prima para a indústria petroquímica, da adaptação da indústria de eletrodomésticos para fabricação de aparelhos movidos a gás natural e da criação de uma política específica por parte do Governo para o gás natural.

2.1.4 A Evolução do Mercado de Gás Natural na Bahia

A utilização do gás natural na Bahia, em escala, só ocorreu a partir do início da década de 1960, vinte anos após as primeiras descobertas no Recôncavo Baiano. Até então, o consumo ficara restrito aos campos, onde o gás serve, por um lado, como insumo de produção, na medida em que sua reinjeção aumenta a taxa de extração do petróleo e, por outro, como fonte de calor, abastecendo os queimadores que aquecem o óleo combustível antes que este alimente as caldeiras. Além destes consumos, algumas indústrias, na década de 50, que se encontravam próximas dos campos de produção, iniciaram o consumo de gás natural⁵ (BAHIAGÁS, 2006).

⁴ Essas cidades já possuem redes de gasodutos há mais de cem anos.

⁵ Dentre as fábricas que iniciaram o consumo de gás natural na década de 50, cita-se A Fábrica de Cimento Aratu; Tecelagem São Benedito; Fábrica de garrafas Fratelli Vitta; Cerâmica Mocambo (BAHIAGÁS, 2006).

Em razão do crescente volume de gás natural associado ao petróleo na Bahia e em acordo com a política de substituição das importações de derivados, em 1962, a Petrobras instalou a primeira unidade de processamento de gás natural (UPGN) do país, no município de Pojuca, extraindo condensados (pentano, butano, propano).

Em meados da década de 1960, a expansão da produção agrícola aumentou de forma significativa a demanda por fertilizantes à base de amônia e uréia. Na indústria petroquímica, o gás de síntese produzido a partir do gás natural é o insumo para a produção de amônia e uréia que, por sua vez, são produtos primários que dão origem à produção de fertilizantes nitrogenados. Em função do crescente aumento de gás natural nos campos do Recôncavo Baiano, em 1965, a Petrobras decidiu construir uma fábrica de fertilizantes na cidade de Camaçari, na Bahia. Três anos depois, foi criada a Petroquisa.

A segunda unidade UPGN foi inaugurada em 1971, na cidade de Candeias, região produtora do Recôncavo, com capacidade para processar 2 milhões de m³/d de gás natural. Assim, a disponibilidade de GN para a petroquímica aumentou consideravelmente.

Em 1972, o Governo Federal criou a Copene – Companhia Petroquímica do Nordeste, responsável pela operação de uma central de matérias-primas e uma central de utilidades para suprir empresas de 2^a geração. Dando início a implantação do segundo pólo petroquímico brasileiro, no mesmo local onde já funcionava a fábrica de fertilizante da Petrobras, utilizando o GN como matéria-prima. Essa fábrica sofreu sucessivas ampliações na década de 70.

Diante desses registros históricos, constata-se que o II Pólo Petroquímico começou efetivamente a se instalar na Bahia com a decisão do Governo de construir uma fábrica de fertilizantes, motivado pelo aproveitamento do gás natural como matéria-prima petroquímica.

O segundo pólo petroquímico nasceu com a concepção mista de carga gasosa e carga líquida, em face à limitação da disponibilidade do etano no gás natural (concentração em torno de 8% em vol.). Para prover toda produção de eteno de 388 mil t/a do novo complexo oriundo apenas do GN, seria necessário um processamento diário em torno de 14 milhões de m³ de gás natural seco, para extração de etano da corrente e ser este enviado para a pirólise. No entanto, a

disponibilidade de processamento do GN, na região de Camaçari, era em torno de 1,8 milhão m³/d, insuficiente, portanto. Além disto, na pirólise do etano praticamente o produto gerado é o etileno e, na época, havia necessidade da produção de outros petroquímicos básicos obtidos através do processamento de carga líquida (nafta + gasóleo).

Com o início de operação da Copene em 1978, deu-se efetivamente partida ao complexo de Camaçari, o maior empreendimento petroquímico da América do Sul. O Pólo de Camaçari teve sua expansão concentrada na década de 90 e hoje produz 1,28 milhão t/a de etileno, sendo essa expansão viabilizada pelo processamento de nafta.

Dos outros três pólos petroquímicos que estão operando no país, só o Pólo do Rio, inaugurado em junho de 2005, usa o etano do GN como matéria-prima principal no seu processo para a produção eteno (o uso de etano no Pólo de Camaçari não é significativo).

É importante, como marco histórico da petroquímica da Bahia e do Brasil no uso do GN como matéria-prima, também registrar o início de operação, em meados da década de 70, das fábricas da Metanor para fabricação do metanol e da Ciquine para a produção de álcoois superiores (butanol, octanol). Essas unidades foram integradas ao Complexo Petroquímico de Camaçari após o início de operação da Copene.

Um outro empreendimento importante para a região no uso do GN foi a fábrica de fertilizantes da Petrobras em Sergipe, cuja operação ocorreu no início dos anos 80. Todos esses empreendimentos contribuíram para que a Petrobras diminuísse as perdas de GN na região, passando a indústria petroquímica baiana a ser uma referência nacional no consumo do GN como energético e como matéria-prima.

Além do setor químico no Estado, existem vários outros setores industriais que usam o gás natural. Entretanto, merece destaque o setor Siderúrgico que, desde o final da década de 1960, através na época da Usina Siderúrgica da Bahia – USIBA, usava o gás natural como energético e como redutor siderúrgico. Atualmente esta fábrica pertence ao grupo Gerdau e tem um expressivo consumo de gás natural.

Na Bahia, em função do grande uso do gás natural no setor industrial, a participação deste energético atingiu 16% (Figura 5) da matriz energética do Estado em 2003. Com as vendas realizadas no ano de 2003 pela Bahiagás, no montante de 3,82 milhões m³/d (média), houve um crescimento de 16% em relação ao ano de 2001 (informação verbal)⁶.

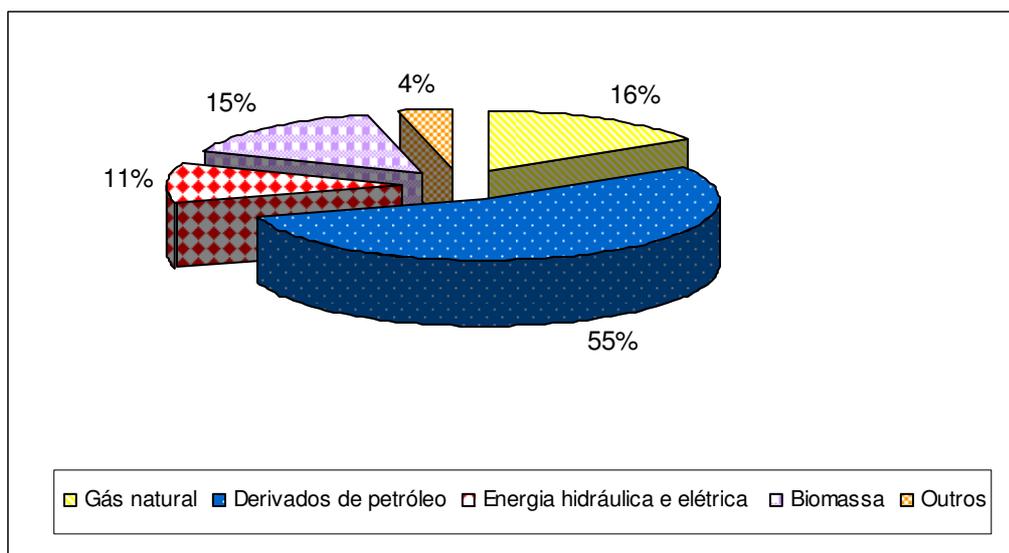


Figura 5– Matriz Energética do Estado – 2003.
Fonte: SEINFRA (BAHIA..., 2005)

Segundo dados do Balanço Energético Estadual - BEBA, o gás natural em 2003 representou 33% da matriz energética industrial do Estado, sendo o mais expressivo do país neste setor (BAHIA..., 2005). O setor industrial tem sido o principal responsável em suportar os investimentos para expansão da rede de distribuição de gás natural, visando o atendimento dos setores residencial, comercial, energético e veicular.

A Bahiagás iniciou o fornecimento de gás para o setor residencial na cidade de Salvador, em abril de 2004, fornecendo gás natural para prédios residenciais. Em dezembro de 2004, a Bahiagás mantinha contratos com 28 prédios. Destes, 10 estavam recebendo gás natural, atendendo a 319 domicílios, que utilizam o combustível para cocção de alimentos e aquecimento de água. Para 2005, está previsto o fechamento de contratos com 100 prédios, sendo que 60 receberão gás natural para atendimento de 2.000 domicílios (VIEIRA e outros, 2005).

⁶ Informações obtidas junto à Gerência de Atendimento da BAHIAGÁS em 26 de outubro de 2004.

O setor de transporte (segmento automotivo) também merece destaque pelo seu grande e rápido desenvolvimento. A Bahia mantém, em dezembro de 2004, 33 mil veículos convertidos para usar gás natural. Com 28 postos localizados em Salvador, na Região Metropolitana, o setor registrou crescimento de 25%, quando comparado aos dados de 2004 e 2003 (VIEIRA e outros, 2005).

De acordo com a política estadual para o desenvolvimento do gás natural, a Bahiagás tem como prioridade a interiorização da infra-estrutura para a ampliação do uso do produto. Uma das premissas é o pleno aproveitamento das reservas existentes no estado e o crescimento da malha de gasodutos, no sentido de ampliar o atendimento às indústrias, empreendimentos comerciais, postos automotivos e residências em toda a Bahia.

A Bahiagás implantou, em Feira de Santana, o primeiro gasoduto fora da Região Metropolitana de Salvador com extensão de 70 km, sendo inaugurado em junho de 2005. Atualmente, a Bahiagás está fornecendo gás natural para os setores industrial e automotivo (informação verbal)⁷.

O outro gasoduto que entrou em operação foi o gasoduto Catu–Alagoinhas, que iniciou a operação no mês de agosto de 2005, atendendo ao setor industrial, ao Pólo de Cerâmica da região, além de postos automotivos. O novo gasoduto tem uma extensão de 34 km e terá um ramal de 3 km até a cidade de Catu para atender a este mercado (informação verbal)⁸.

2.1.5 As Reservas Mundiais e Brasileiras

As reservas provadas de gás natural no mundo vêm evoluindo nos últimos 10 anos (Figura 6), sendo que 49,6% das reservas de 2003 pertenciam aos países da OPEP e os outros 50,4% não OPEP. O total em 2003 atingiu 176 trilhões de m³. A antiga União Soviética detém as maiores reservas do mundo, na ordem de 47 trilhões de m³ (26,7% do total mundial).

⁷ Informações obtidas junto a Gerência de Projetos da BAHIAGÁS em 20 de setembro de 2005.

⁸ Informações obtidas junto a Gerência de Projetos da BAHIAGÁS em 20 de setembro de 2005.

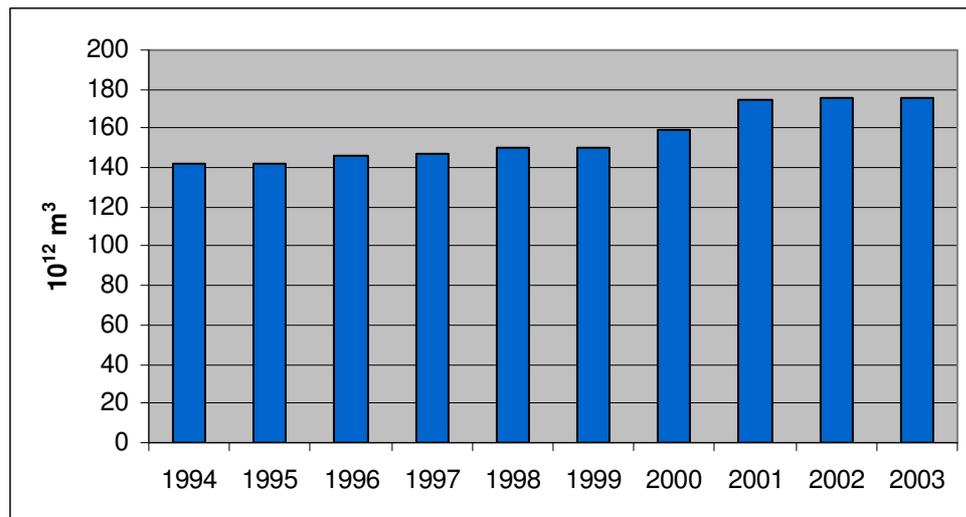


Figura 6 - Reservas mundiais provadas de gás natural.
Fonte: ANP, 2004.

As reservas provadas da América do Sul e Central somavam 7,06 trilhões de m³ de gás em 2002, sendo que deste total Brasil, Argentina e Bolívia respondem por 1,6 trilhão de m³. O governo brasileiro trabalha com planos para construir uma infra-estrutura de dutos de forma a integrar essas reservas e conseqüentemente os mercados destes países.

As reservas nacionais provadas depois de um período de estabilidade (Figura 7) deverão crescer de forma substancial, em face às novas descobertas no Estado de São Paulo. As reservas de gás provadas, que somam 245 bilhões de m³ em 2003, estão sendo reavaliadas para um número bem mais elevado. Esse aumento decorre da divulgação feita no segundo semestre de 2003 pela Petrobras, de que o novo campo de Mexilhão, na bacia de Santos, com reservas estimadas inicialmente em 70 bilhões de m³ de gás natural, foram revistas para 400 bilhões de m³. Entretanto, em decorrência de um maior aprofundamento dos estudos durante a fase de desenvolvimento do campo, a imprensa tem divulgado informações de que a Petrobras deverá revisar esse número para um valor mais baixo.

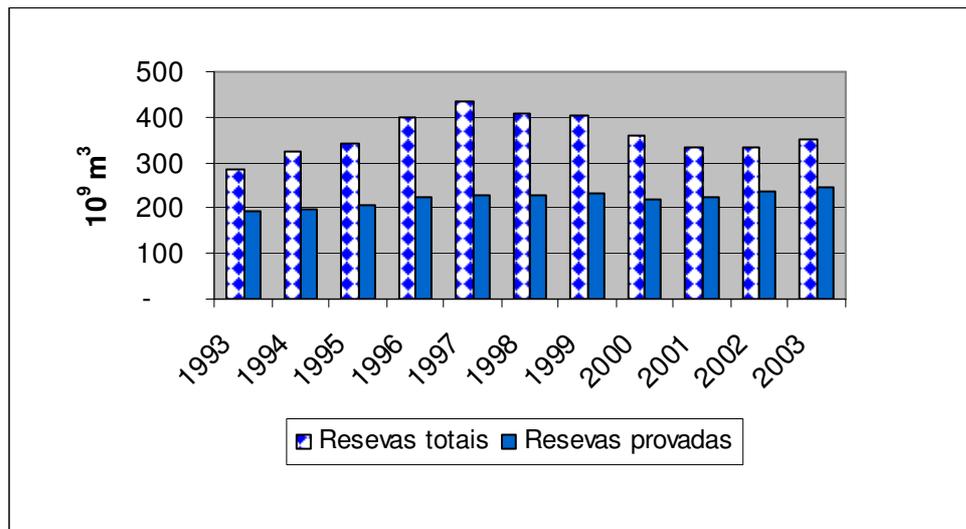


Figura 7 - Reservas nacionais de gás natural.
 Fonte: ANP, 2005.

2.1.6 Reservas de Gás Natural na Bahia

As reservas totais de gás natural na Bahia vinham sofrendo um decréscimo até o ano de 2002 (Figura 8). Tendo sido o primeiro estado a produzir este energético na bacia do Recôncavo, a Bahia se ressentia da descoberta de um grande campo de gás em uma das suas novas fronteiras exploratórias. Em outubro do ano 2000, o advento da descoberta do campo de gás natural de Manati na bacia de Camamu deu um novo ânimo na indústria de gás natural no Estado. A entrada em operação do campo de Manati, a partir do segundo semestre de 2006, compensará o declínio de produção da bacia do Recôncavo.

As reservas totais de gás natural na Bahia, segundo dados da Agência Nacional do Petróleo, ao final de 2003, somam 54 bilhões de m³, o que representa uma possibilidade de produção de 7,4 milhões de m³/d durante 20 anos.

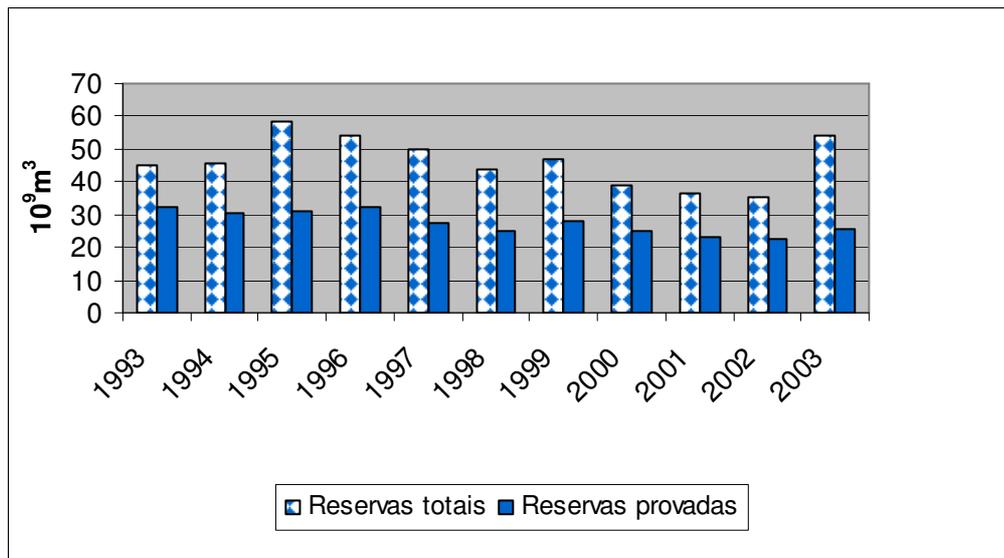


Figura 8 – Reservas de gás natural na Bahia.
Fonte: ANP, 2005.

A Bahia dispõe de blocos promissores para a exploração de gás natural, com efetiva possibilidade de contribuir para uma nova relação oferta-demanda do estado, caso se tenha sucesso em novas descobertas de jazidas de gás natural em decorrência do programa exploratório que vem sendo desenvolvido. Estes blocos envolvem áreas de exploração no Sul do estado, especialmente as áreas off-shore de Camamu-Almada, Jequitionha e Cumuruxatiba. Um exemplo desse potencial é o campo de Manati já mencionado anteriormente, pertencente à bacia de Camamu-Almada, distante em linha reta 65 km de Salvador, numa lâmina d'água de 35 metros. Esse campo representa a maior descoberta de gás natural de todo o nordeste brasileiro, sendo o principal responsável pelo incremento das reservas do Estado.

2.2 A CADEIA DO GÁS NATURAL

O entendimento das características técnicas e econômicas da indústria de gás natural faz-se necessária para compreender em que medida elas podem influenciar sua estrutura organizacional.

A cadeia de valor deste setor é comumente composta por cinco fases distintas: (i) exploração e produção; (ii) processamento; (iii) transporte; (iv)

distribuição; e (v) consumo final, como pode ser observado na Figura 9 (COSTA, 2003).

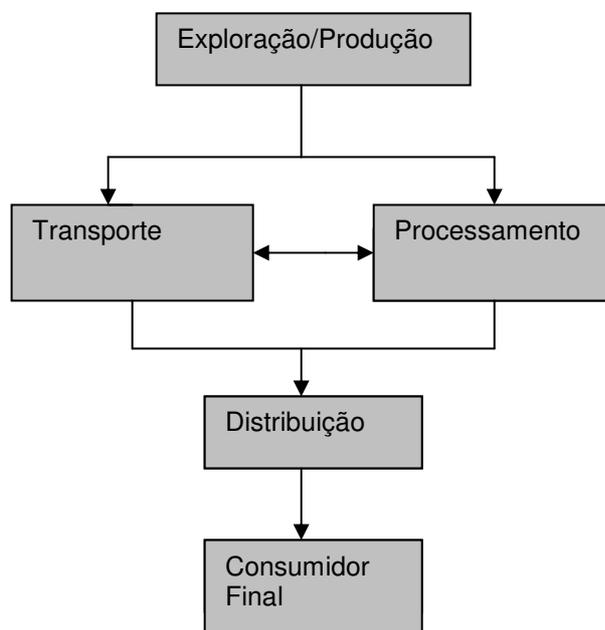


Figura 9 - Cadeia de valor da indústria do gás natural.
Fonte: COSTA, 2003.

2.2.1 Exploração e Produção

A exploração é a etapa inicial do processo e consiste no reconhecimento e estudo das estruturas propícias em bacias sedimentares⁹ ao acúmulo de petróleo e/ou gás natural. Essa fase precede à descoberta dos reservatórios. Em seguida, através da perfuração de poços exploratórios, pode-se comprovar a existência de hidrocarbonetos e seu nível comercial. Havendo viabilidade econômica, desenvolvem-se os campos, perfurando-se mais poços e adicionando-se as infra-estruturas que permitirão a extração e o escoamento dos produtos. Durante a fase de produção, os estudos sobre o conhecimento das condições dos reservatórios são continuados, o que permite avaliar com maior precisão a dimensão das reservas de hidrocarbonetos e a curva de produção.

⁹ Entende-se como bacias sedimentares, a depressão da crosta terrestre na qual se acumulam rochas sedimentares que podem ser portadoras de petróleo e/ou gás, associado ou não (ANP, 2000).

Quanto à origem, o gás natural pode ser classificado como Gás Associado - quando há predominância do petróleo na exploração da jazida e é separado durante o processo de produção, passando a ser um co-produto - e como Gás não Associado, quando é obtido em grande quantidade diretamente do reservatório, sendo pequena a quantidade de petróleo produzida, o que caracteriza o inverso da situação anterior, passando o petróleo a ser um co-produto. O aproveitamento econômico é fundamental para a produção do campo. O gás natural não associado apresenta os maiores teores de metano, enquanto o gás natural associado apresenta proporções mais significativas de etano, propano, butano e hidrocarbonetos mais pesados, conforme pode ser observado na Tabela 1 (ANP, 2000).

Também pode ser denominado de Gás Úmido, o gás que contém frações líquidas de hidrocarbonetos comercialmente recuperáveis, e de Gás Seco, aquele que tem a fração líquida retida depois de processado na Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN). Na Figura 10, é mostrado um esquema da origem e extração do gás natural (VIEIRA e outros, 2005)

Vale ressaltar que, tanto na recuperação do gás como na do petróleo dos reservatórios, é fundamental que sejam construídas as infra-estruturas de processamento e de transporte que permitam o escoamento dos produtos dos campos até os mercados.

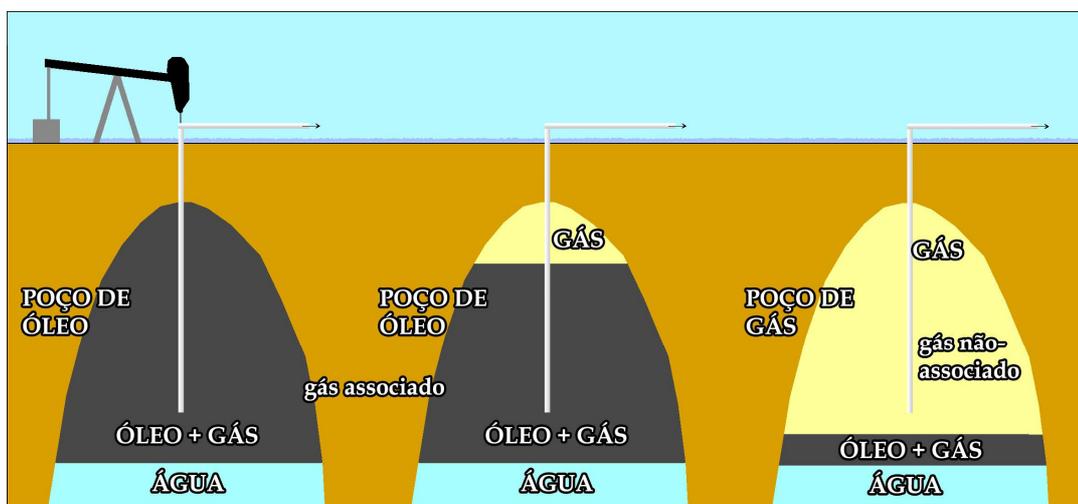


Figura 10 – Características dos reservatórios de petróleo e gás natural.

Fonte: Vieira e outros, 2005.

2.2.2 Tratamento

Conforme visto no item 2.1.1, a composição do gás natural pode variar de campo para campo, de acordo com o tipo de matéria orgânica que lhe deu origem, os processos naturais a que foi submetido e o processamento em unidades industriais, dentre outros fatores. Sua composição consiste predominantemente de metano e quantidades menores de etano, propano e outros hidrocarbonetos de maior peso molecular.

Além desses compostos, são encontrados nitrogênio, dióxido de carbono, água e compostos de enxofre, em forma de impurezas, porém, com baixo teor. O metano é o hidrocarboneto existente na natureza que apresenta a maior relação de hidrogênio em relação ao carbono, o que favorece a menor formação de CO₂ na reação de combustão. Essa é a principal razão para que o gás natural, com uma composição predominante em metano, gere menos esse componente em relação à combustão de outros combustíveis fósseis.

Ao ser produzido, a partir de campos que podem localizar-se em terra (onshore) ou no mar (offshore), o gás natural deve, inicialmente, passar por vasos separadores, que são equipamentos projetados para retirar a água (uma grande parte) e separar do gás os hidrocarbonetos que estiverem em estado líquido.

Se o gás estiver contaminado por compostos de enxofre, deverá ser enviado para uma unidade de dessulfurização para a retirada dos compostos de enxofre. Uma parte deste gás é usada internamente, para reinjeção nos campos para aumentar a recuperação de petróleo dos mesmos e como energéticos das unidades produtoras.

Em seguida, o gás é enviado para processamento em uma unidade industrial denominada de Unidade de Processamento do Gás Natural (UPGN) onde ele será desidratado, isto é, será retirado o vapor d'água, fracionado, gerando os seguintes produtos: (1) metano e etano, que formam o gás natural processado (as vezes o etano é separado, sendo uma importante matéria-prima da indústria petroquímica). O gás processado, constituído principalmente de metano, sendo denominado de gás seco, será transportado e distribuído até o consumidor final; (2) propano e butano que formam GLP (gás liquefeito de petróleo); (3) e uma corrente

C₅+ denominada de gasolina natural (SANTOS e outros, 2002). A Figura 11 apresenta as etapas de processamento do gás natural.

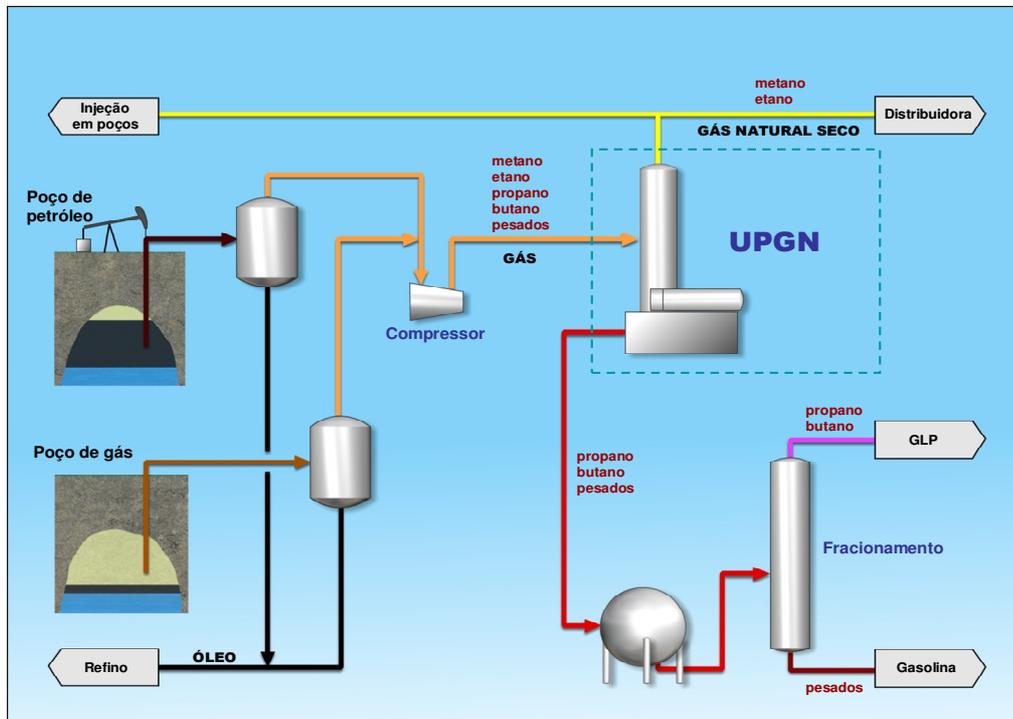


Figura 11 – Unidade de processamento de gás natural.
Fonte: BAHIAGÁS, 2006.

2.2.3 Transporte do Gás Natural

Aproximadamente 20% do consumo global de gás são atendidos através de transações comerciais internacionais, sendo que 15% envolvem importação através de gasodutos, enquanto 5% são normalmente importados através de Gás Natural Liquefeito (GNL). Cerca de 80 % do gás natural consumido no mundo é utilizado nos próprios países onde se origina a produção. O gás natural é transportado principalmente via gasodutos (SANTOS e outros, 2002).

O gás natural seco é transportado através de gasodutos e representa a forma mais tradicional de transporte. O gás natural comprimido (GNC) é uma outra forma de armazenamento e transporte, normalmente em cilindros, a serem entregues em distâncias relativamente pequenas e aonde gasodutos ainda não

chegaram. O GNC é transportado em torno de 220 kg/cm^2 , garantindo uma redução substancial de volume.

O GNC é normalmente transportado por via rodoviária, no entanto, também pode ser transportado por via ferroviária ou mesmo marítima. As aplicações do GNC são as mesmas do gás natural transportado por gasodutos, sendo a única diferença a forma como o gás chega aos clientes.

O abastecimento dos veículos pode ser feito sem a necessidade do uso de compressores, quando os postos de atendimento utilizam GNC. O abastecimento ocorre aproveitando a pressão do GNC nos cilindros.

Quando destinado para consumo residencial, comercial e industrial, o GNC deve ser descomprimido e entregue à pressão de fornecimento, em torno de $1,5 \text{ kg/cm}^2$. A vantagem do GNC é poder fornecer o insumo aonde as redes de distribuição ainda não chegaram.

O GNL é o GN em estado líquido. Para liquefazer o gás, é necessário que o mesmo seja resfriado a uma temperatura de $-163 \text{ }^\circ\text{C}$, tornando-se um processo de maior complexidade e custo em relação à simples compressão. No entanto, a liquefação do gás natural reduz seu volume em aproximadamente 600 vezes, enquanto que a compressão a 220 kg/cm^2 diminui em aproximadamente 268 vezes o volume original. Outra vantagem do GNL é que, por não estar sujeito a altas pressões, pode ser transportado em reservatórios mais leves. Por essa razão, uma carreta de GNL transporta uma quantidade equivalente a 22.000 m^3 de gás enquanto que uma carreta de GNC, apenas 4.500 m^3 . O custo de implantação de uma planta de GNL é superior ao de uma planta de GNC. Porém, em relação aos custos operacionais de armazenamento e transporte, esta situação se inverte. Portanto o GNC é mais apropriado a pequenos volumes e distância menores e o GNL para volumes e distâncias maiores, com as mesmas aplicações do GNC (VIGLIANO, 2004).

Com a alta do petróleo para cerca de US\$ 65 /barril no final do mês de agosto de 2005 e a tendência da manutenção desse preço na faixa de US\$ 50, o gás natural tende a ser o grande beneficiado como substituto imediato do petróleo. A elevação do preço do petróleo viabiliza o transporte do gás natural como gás natural liquefeito - GNL, facilitando o seu comércio das regiões produtoras para os grandes mercados. O transporte em navios metaneiros de grande porte tende a reduzir o

custo deste transporte, viabilizando para que o gás natural possa se tornar uma commodity.

O aumento do preço do petróleo favorece a exploração de novas reservas de gás natural e a viabilização da produção em áreas consideradas não econômicas até então. Isto, também, terá como consequência o aumento do comércio mundial de gás natural na forma de GNL.

2.2.4 Distribuição

A atividade de distribuição do gás natural inicia-se a partir dos *city gates*, onde são instaladas estações de medição. Neste local, são feitas interconexões entre os dutos de transporte e os dutos de distribuição. Nesta etapa, na maioria dos casos, é necessária a redução da pressão e a odorização do gás natural. Essa odorização se faz necessária para facilitar a detecção de vazamentos¹⁰. Os dutos são constituídos de aço carbono, porém aqueles que operam com pressões baixas, até 7 kg/cm², podem ser instalados com polietileno de alta densidade.

O GNC pode ser conectado a uma rede de distribuição, o mesmo ocorrendo com o GNL após ser vaporizado. No limite de bateria do cliente, antes do gás natural passar para as instalações do consumidor final, existe uma estação reguladora de pressão e medição que garante a entrega do gás nas condições acordadas contratualmente.

¹⁰ A odorização do gás natural é feita com mercaptanas até um limite de 70mg/m³ (especificação da ANP, conforme portaria 104).

3 O PROBLEMA

O dimensionamento do mercado de gás natural para os próximos 10 anos no Estado da Bahia é de vital importância para a determinação dos investimentos necessários na parte de infra-estrutura (dutos de transporte, dutos de distribuição, unidades de tratamento, ampliação da fronteira exploratória, etc.). Por não dispor de um planejamento mais eficaz de avaliação do mercado no Estado, o consumo de gás natural nos setores industrial e termoelétrico cresceu sem uma oferta correspondente da commodity (gás natural). O resultado deste descompasso é que existe atualmente um déficit da ordem de cinco milhões de m³/d de GN se todas as termoelétricas estiverem operando e se as plantas industriais estiverem consumindo dentro das suas capacidades máximas.

Em decorrência da crise de energia elétrica ocorrida em 2001, o governo incentivou a instalação de usinas térmicas movidas a gás natural, criando o Programa Prioritário Termoelétrico – PPT em 2000, uma vez que todos os indícios técnicos já antecipavam um grande risco de falta de energia elétrica para o setor, o que de fato acabou ocorrendo. Entretanto, as usinas do PPT não ficaram prontas a tempo de evitar ou minimizar o racionamento de energia elétrica. Aqui na Bahia, houve a instalação de duas novas usinas: a Fafen Energia e a Termobahia. Além disto, a Chesf substituiu turbinas obsoletas, movidas a óleo diesel, por cinco novas turbinas a gás natural. A capacidade instalada atual dessas usinas térmicas atinge o total de 673 MW e um consumo de gás natural de 4,4 milhões de m³/d, caso a ONS determine o seu despacho.

No setor industrial, o destaque é para o setor químico que representou, em 2003, 65 % de todo o gás distribuído pela Bahiagás, sem considerar o consumo da Fafen – Fertilizante, unidade da Petrobras localizada no Pólo de Camaçari.¹¹

A motivação de escolher os setores termoelétrico e químico como foco principal do estudo desta dissertação de mestrado, para o dimensionamento do mercado de gás natural para os próximos 10 anos, considera que os mesmos são os mais importantes para o Estado e serão âncoras para diversificação e ampliação dos outros mercados para o gás natural.

¹¹ A Petrobras considera o consumo do gás natural para fábrica de fertilizante como consumo interno e estes números não constam das estatística da Bahiagás (VIEIRA e outros, 2005).

4 METODOLOGIA

4.1 CENÁRIOS DE CRESCIMENTO ECONÔMICO

A determinação dos mercados de gás natural para os setores químico e termoelétrico no Estado da Bahia, até 2015, envolveu a elaboração de quatro cenários de crescimento econômico para o país para os próximos 10 anos, tendo como base o trabalho da Macroplan (2004). A Macroplan criou quatro cenários de 2005 até 2007, cuja sistematização foi adotada na extrapolação até 2015. Dentro desse pressuposto, o capítulo 8, o item 8.1, o texto na sua grande parte foi um resumo adaptado do trabalho original e algumas das figuras são cópias.

Os cenários foram elaborados com base numa conjuntura interna e externa. Para determinar a taxa de crescimento dos quatro cenários foram feitos levantamentos do PIB nacional de 1990 até 2004. O cenário mais otimista (cenário 1) considerou uma taxa de crescimento de 6% a.a. a partir de 2006. Valores acima deste número seriam pouco prováveis de acontecer face às questões estruturais em que o país está inserido, não sendo factível a manutenção de uma alta taxa de crescimento auto-sustentável de longo prazo.

Citam-se algumas dessas questões estruturais: alto nível de endividamento interno e externo; baixo nível de poupança interna; carga tributária elevada; e encargos trabalhistas exagerados. Tudo isto afeta a agenda microeconômica e macroeconômica, além de gerar implicações com as taxas de juros praticadas no Brasil.

Os cenários 2 e 3 foram construídos com base em taxas de crescimento próximas a da média histórica do PIB de 1990 a 2004 (2,53% a.a.). Já o cenário 4 se

baseou num contexto muito desfavorável em nível da governança política, com pouca chance de ocorrer e se manter por um período de 10 anos.

Adota-se como premissa que o crescimento da economia baiana, nos quatro cenários, irá crescer a um fator anual de 1,00477 acima do PIB nacional. Esse crescimento acima da média nacional, decorre de que regiões menos favorecidas têm um potencial de crescimento maior, é o caso da região Nordeste. Nos últimos 14 anos, o PIB da Bahia cresceu a uma média de 2,75% a.a., um pouco acima da média nacional.

4.2 BALANÇO ENERGÉTICO DA BAHIA

As informações dos consumos energéticos dos setores químico e termoelétrico foram baseadas no Balanço Energético do Estado da Bahia - BEBA, publicado em 2005, que disponibilizou as quantidades consumidas de gás natural, óleo combustível e de energia elétrica no Estado no ano de 2003. Além disto, uma série de outras informações permitiu um amplo entendimento da composição da matriz energética do Estado. Foram usados os poderes caloríficos inferiores do gás natural, do óleo combustível disponível no BEBA, dando origem às respectivas conversões energéticas em tonelada equivalente de petróleo (tep), gerando a base de dados que permitiu elaborar a demanda de gás natural até 2015 para os dois setores estudados.

4.3 CENÁRIOS PARA OS SETORES QUÍMICO E TERMOELÉTRICO

Para a determinação dos quatro cenários do setor químico em nível nacional, foram consideradas as seguintes informações: determinação dos fatores de elasticidade dos principais produtos químicos em relação ao PIB, com base num histórico de consumo de 14 anos baseado nos relatórios da Abiquim e Abiplast; analisados critérios de competitividade da inserção da indústria química no plano global; e a superação dos três grandes desafios para a indústria química nacional.

Para obter as projeções de crescimento da indústria química no Estado, foram consideradas, nos cenários 1, 2 e 3, as seguintes premissas: a necessidade de atender ao mercado nacional dos principais produtos petroquímicos; a superação

dos três grandes desafios da indústria química no Estado, em particular o segmento petroquímico em atendimento aos novos projetos que estão em andamento e que precisam do gás natural; as expansões das unidades existentes; a maior penetração do gás natural em substituição ao óleo combustível; uma melhoria de eficiência energéticas dos processos ao longo dos próximos 10 anos; e a disponibilidade existente dos produtos petroquímicos de 1ª e 2ª geração no Pólo de Camaçari para a verticalização da cadeia petroquímica. O cenário 4, é de estagnação, que só admite a finalização do primeiro ciclo de expansão, iniciado em 2002, das unidades que estão em operação, não considerando a implementação de novos projetos.

Foram criados quatro cenários de crescimento de energia elétrica no Estado até 2015, considerando que a demanda de EE cresça acima do PIB baiano, admitindo um fator de elasticidade de 1,0041. Este fator foi calculado a partir de um histórico de 13 anos entre o crescimento de EE e o do PIB da Bahia. Os cenários deram as condições de contorno para determinar as projeções de demanda, sendo assumidas as seguintes premissas para o equacionamento do suprimento de energia elétrica:

Considerou-se que o Estado utilizará seu parque termoelétrico, a partir de 2007, de forma mais intensa, usando o gás natural como combustível em 90% dessas unidades;

foram admitidas as ampliações da Termobahia nos cenários 1, 2 e 3 até 2010 e o fechamento do ciclo da usina da Chesf em 2008, em todos os quatro cenários;

a partir das necessidades de oferta de energia elétrica estabelecidas pelos cenários, considerou-se que essas usinas vão operar durante 330 dias no ano, despachando na máxima capacidade instalada. Para o cenário 4, admitiu-se que haverá escassez de água nas barragens, o que justifica o despacho dessas usinas para um cenário de baixo crescimento econômico;

a partir de 2008, com o fechamento do ciclo da usina da Chesf, a eficiência energética das centrais termoelétricas passou de 33,8% para 48%;

na projeção da demanda de energia elétrica, foi considerada uma melhoria de eficiência energética em todos os setores de consumo;

foram usadas informações de projetos outorgados de energia renovável pela Aneel que deverão ser instalados no Estado, sendo admitido que estes deverão

entrar em operação até 2010 e que novos projetos com a mesma capacidade elétrica vão acontecer até 2015, apesar do impacto pouco representativo desses projetos para ampliar a oferta de energia elétrica.

5 MERCADO DO GÁS NATURAL PARA O SETOR QUÍMICO

O setor químico é constituído de diversos segmentos possuindo uma grande quantidade de fábricas em todo território nacional. Na maioria das vezes, essas fábricas existem em pólos industriais e atuam de forma integrada, caracterizando uma cadeia de produção que visa uma sinergia de custos e uma racionalidade logística. A localização de uma fábrica é determinada, principalmente, em função da existência de matérias-primas, infra-estrutura e mercado local. Os critérios políticos e de incentivos fiscais provisórios perdem espaço, a cada dia, para critérios mais alinhados com o padrão internacional de decisão dos investimentos, baseado em rigorosa análise de competitividade global.

Os principais segmentos, de onde se origina o setor químico, estão relacionados a seguir: fertilizantes, petroquímicos básicos, resinas termoplásticas, cloro e soda, tintas e vernizes, detergentes, resinas termofixas, intermediários químicos para fibras sintéticas, elastômeros, plastificantes e outros. Dentro do setor químico, a petroquímica é o segmento de maior significância em termos econômicos. Essa indústria, que nasceu no século XX, é responsável pela geração de novos materiais sintéticos que vieram revolucionar a oferta de produtos de consumo para a humanidade. Para o Estado da Bahia, que abriga o maior pólo petroquímico da América do Sul, o Pólo Petroquímico de Camaçari, a indústria petroquímica tem uma importância significativa como vetor de desenvolvimento para o Estado.

5.1 DESEMPENHO DO SETOR QUÍMICO NO BRASIL EM 2004

Segundo a ABIQUIM (2005), o faturamento líquido da indústria química brasileira, considerando todos os segmentos que a compõem, subiu 30,5% em 2004, atingindo a cifra de US\$ 59,4 bilhões. Quando medido em reais, o faturamento

líquido cresceu 24,1%, passando de R\$ 140 bilhões em 2003 para R\$ 173,8 bilhões em 2004. Entretanto, o saldo líquido da balança comercial apresentou um déficit expressivo de US\$ 8,6 bilhões no período, resultado entre as importações e exportações do setor. Para inverter essa tendência de déficits crescentes nos últimos anos e atender a agenda de crescimento do país, o setor terá de expandir as fábricas existentes e construir novas unidades. Certamente muitos desses novos empreendimentos deverão usar o GN e os produtos derivados da sua transformação.

Em 2004, a indústria química foi beneficiada, principalmente, pela melhora geral da economia, que, em termos de PIB, cresceu 4,9%, atingiu recordes de produção e de vendas, com impactos positivos sobre a receita do segmento. Além da melhora da demanda no mercado interno, parcela substancial do aumento do faturamento líquido é justificada pela valorização do real, em relação ao dólar, durante praticamente todo o ano de 2004. No entanto, a explicação mais importante para a elevação do faturamento pode ser atribuída à recuperação dos preços de diversos produtos químicos no mercado internacional, que acabou tendo reflexos no país.

O comportamento dos preços que foram impactados pela demanda mundial aquecida, notadamente na Ásia, trouxe uma importante questão à tona, não só no Brasil, mas também em outros países: a falta de investimentos em níveis suficientes para atender ao aumento geral do consumo, causando, no curto e no médio prazo, elevação de preços. Acrescenta-se, por fim, a forte pressão sobre os preços dos produtos químicos derivados da nafta petroquímica e do gás natural, que foram afetados pelas altas das cotações internacionais do petróleo (ABIQUIM, 2005).

A indústria química tem papel de destaque no desenvolvimento das diversas atividades econômicas do país, participando ativamente de quase todas as cadeias e complexos industriais, inclusive serviços e agricultura. No caso brasileiro, de acordo com o último dado disponível, relativo ao ano de 2003, a participação do setor químico no PIB total foi de 3,7%. A título comparativo, nos Estados Unidos, maior indústria química do mundo, a participação no PIB é de cerca de 2%. Levando em consideração a matriz industrial do Brasil, ainda segundo dados do IBGE, o setor químico ocupa a segunda posição, com quase 12% do PIB da indústria de

transformação, atrás apenas do setor de alimentos e bebidas, que tem cerca de 17% do total (ABIQUIM, 2005). A Figura 12 apresenta os dados históricos da participação da indústria química no PIB total nacional.

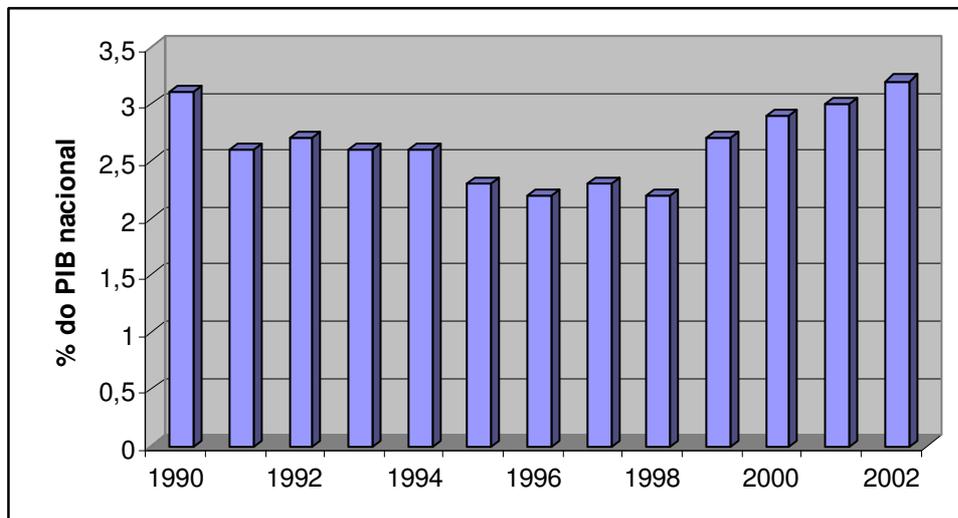


Figura 12 - Participação da indústria química no PIB brasileiro.
Fonte: ABIQUIM, 2005).

Os produtos químicos de uso industrial, com US\$ 33,0 bilhões, responderam por 55,6% do total do faturamento líquido da indústria. Nesta parcela está incluso o segmento petroquímico, o mais representativo da indústria química no país. O segmento de produtos farmacêuticos foi responsável por 11,4%, com faturamento de US\$ 6,8 bilhões. Os demais segmentos somados responderam por 33,0% do total. Merecem destaque também os grupos de higiene pessoal, perfumaria e cosméticos e de adubos e fertilizantes, que exibiram taxas de crescimento anual nos últimos 15 anos de 6,6% a.a.. No mesmo período, o grupo de defensivos agrícolas apresentou taxa de 10% a.a.. A série histórica, de 1990 a 2004, a cada dois anos, do faturamento líquido dos principais segmentos da indústria química, pode ser vista na Tabela 2.

Tabela 2 - Faturamento líquido da indústria química brasileira em US\$ bilhões

Segmento	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2002	2004	Cresc.médio %a.a.
Produtos químicos de uso industrial	19	17,4	19,2	19,9	18,5	22,8	19,4	33,0	4,0
Produtos farmacêuticos	2,7	3,0	5,0	7,6	8,7	6,7	5,2	6,8	6,8
Hig.pessoal, perf. e cosméticos	1,6	1,7	2,4	4,2	4,3	3,4	2,8	3,9	6,6
Aubos e fertilizantes	2,3	1,7	2,2	3	2,9	3	3,3	5,6	6,6
Sabões e detergentes	2,0	2,0	2,0	2,8	3,1	2,3	2,1	2,6	1,9
Defensivos agrícolas	1,1	0,9	1,4	1,8	2,6	2,5	1,9	4,2	10
Tintas, esmaltes e vernizes	1,7	1,7	1,8	2	2	1,5	1,1	1,5	-0,9
Outros	1,4	1,5	1,6	1,5	1,7	1,4	1,5	1,8	1,8
Total	31,8	29,8	35,6	42,8	43,8	43,6	37,3	59,4	4,6

Fonte: ABIQUIM, 2005.

A Figura 13 apresenta a participação dos segmentos no faturamento líquido da indústria química brasileira no ano de 2004. O destaque é o segmento de produtos químicos de uso industrial com 56% de participação de todo faturamento líquido em 2004.

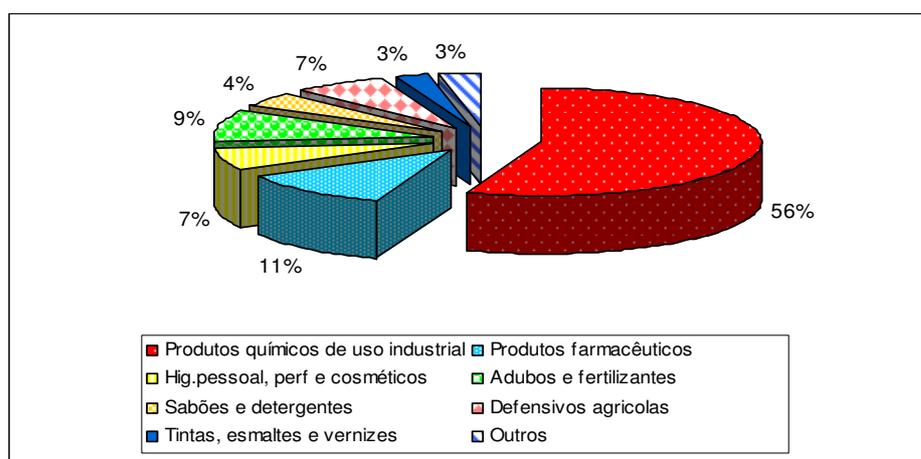


Figura 13 – Composição do faturamento líquido da indústria química brasileiro por segmento no ano de 2004.

Fonte: ABIQUIM, 2005.

A capacidade utilizada pela indústria química/petroquímica no país é apresentada na Figura 14 elaborada pela Abiquim, com base numa amostragem de grupos de produtos com uma maior homogeneidade, para os últimos três anos. O nível maior de utilização da capacidade instalada, em 2004, foi condizente com o maior crescimento econômico verificado.

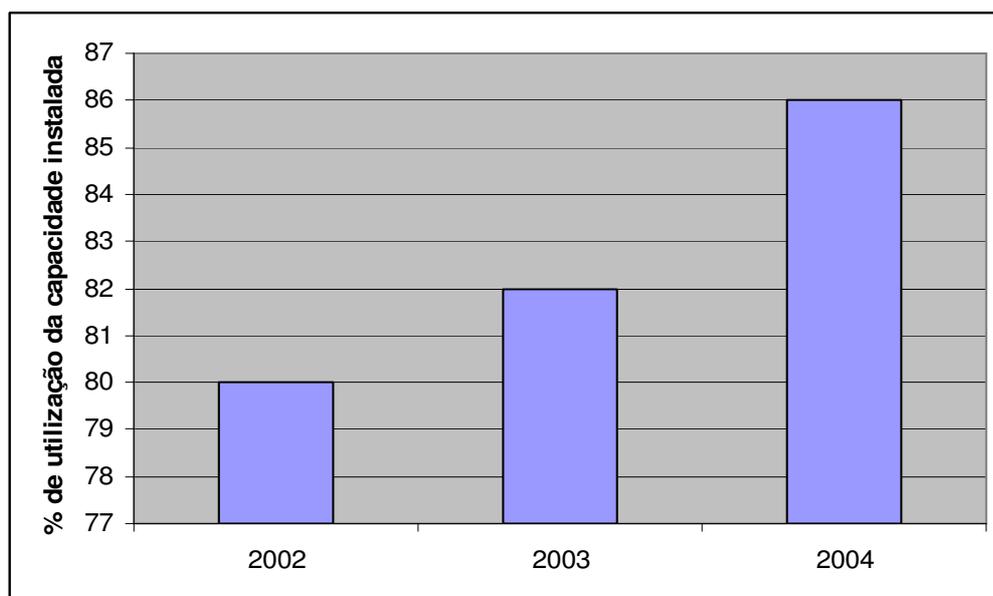


Figura 14 - Capacidade anual de utilização da indústria química brasileira.
Fonte: ABIQUIM, 2005.

A Tabela 3 apresenta um resumo da média do CAN (Crescimento Aparente Nacional) dos principais produtos químicos acompanhados pela Abiquim desde 1990, no que tange a produção, importação, exportação e consumo aparente. Esses resultados refletem o desempenho da indústria química em todos os seus segmentos. Esse crescimento apresentou um valor de 85,4% no período considerado de 1990 a 2004, contra um crescimento do PIB no mesmo período de 41,5% (INSTITUTO..., 2005), representando um fator de elasticidade de 1,3.

Tabela 3 – Composição do consumo aparente nacional de uma cesta de produtos químicos.

Itens do Balanço	Taxa anual de crescimento 1990/2004 (%)	Varição acumulada 1990/2004(%)	Varição 2003/2002(%)	Varição 2004/2003 (%)
Produção	3,0	51,8	4,6	7,6
Importação	13,8	513,8	15,4	9,9
Exportação	3,1	53,7	23,6	-2,0
CAN	4,5	85,4	5,7	8,5

Fonte: ABIQUIM, 2005.

A Figura 15 apresenta a evolução das quantidades vendidas dos produtos químicos de uso industrial a partir de 1990 (ABIQUIM, 2005). Dentre os produtos químicos de uso industrial, destacam-se os produtos petroquímicos, e dentre estes, as resinas termoplásticas e os petroquímicos básicos, como os mais importantes da indústria química do país. A indústria química/petroquímica baiana está essencialmente focada nesses dois segmentos.

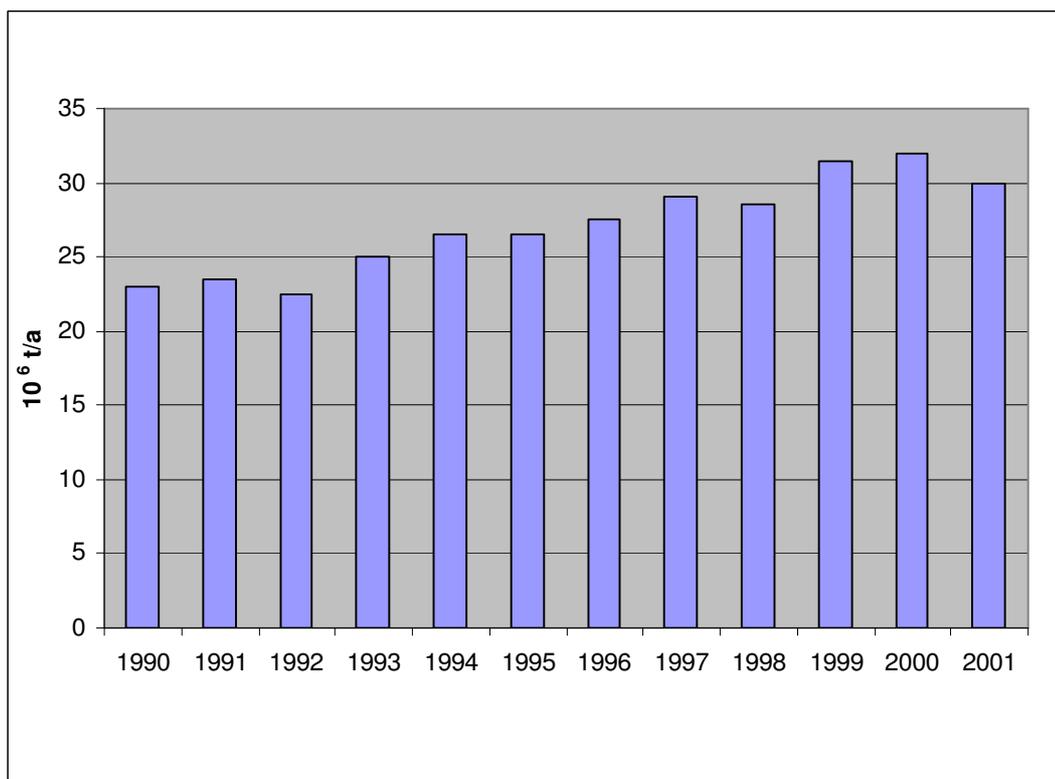


Figura 15 – Vendas de produtos químicos de uso industrial.
Fonte: ABIQUIM, 2005.

A Indústria de transformação Brasileira de material plástico¹² se tornou, nos últimos anos, um dos mais importantes segmentos da Indústria Brasileira, contribuindo em 2004, com 22% do faturamento de toda indústria química no país. Este importante segmento cresceu cerca de 193% nos últimos 15 anos (1990 a 2004), com um universo de mais de 8.200 indústrias, gerando mais de 236.000 empregos diretos e apresentando um consumo per capita da ordem de 23,5 quilos em 2004 (ABIPLAST, 2005; ABIQUIM, 2005). Esse segmento apresentou um fator de elasticidade de 2,1 acima do crescimento do PIB de igual período analisado.

A Figura 16 apresenta a evolução do consumo aparente das resinas termoplásticas no país. Convém destacar que os polietilenos são os termoplásticos mais importantes dentro deste segmento, produzidos a partir de eteno.

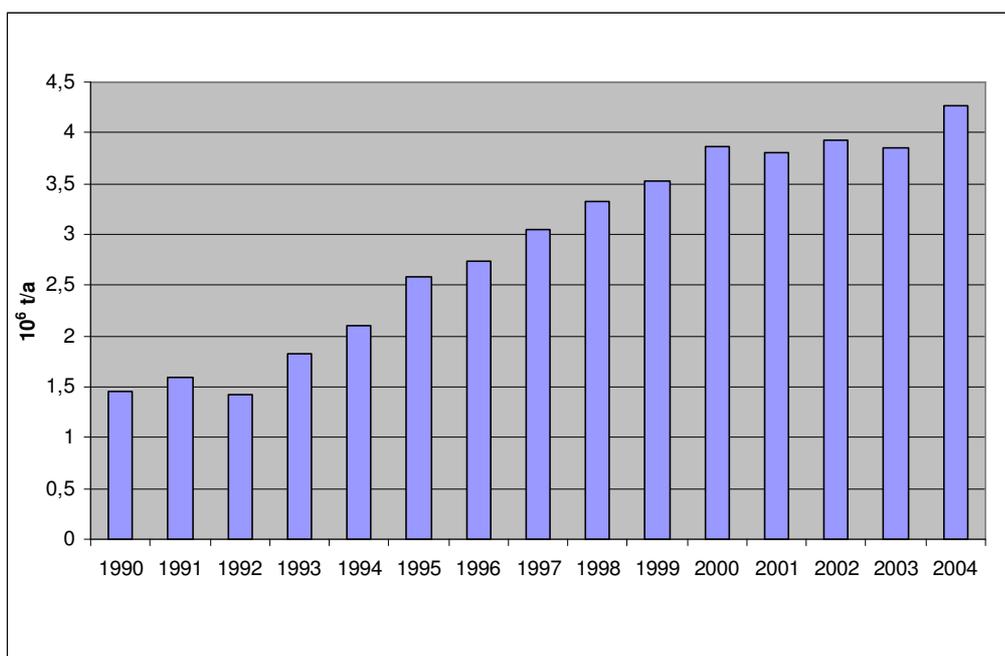


Figura 16 – Consumo aparente de resinas termoplástica.
Fonte: ABIQUIM, 2005.

Comparando os números apresentados na Tabela 4 com o consumo per capita em alguns países, verifica-se um espaço de crescimento ainda grande no Brasil. Destaca-se, por exemplo: no ano 2000, o consumo por habitante nos Estados Unidos era de 118 kg; no Japão, de 74 kg; na França, de 63 kg e no México, de 31 kg (ABIQUIM, 2005).

¹² Composta pelos seguintes produtos: polietilenos, polipropileno, policloreto de venila, poliestireno, polietileno teraftalato e eteno acetato de venila.

Tabela 4 – Consumo per capita (kg por habitante) de resinas termoplásticas nos últimos anos.

1990	1992	1994	1996	1998	2000	2001	2002	2003	2004
9,9	9,4	13,5	16,9	20,1	22,7	22,1	22,5	21,5	23,5

Fonte: ABIQUIM, 2005.

5.2 A INDÚSTRIA QUÍMICA NO ESTADO DA BAHIA

O Pólo Petroquímico de Camaçari é o maior empreendimento do gênero na América do Sul, abrigando mais de 40 empresas do setor químico. A Braskem é a maior dessas empresas, surgida da fusão da Copene com OPP, Nitrocarbono, Trikem, Proppet, Politen e Polialden, com ativos também nos estados de Alagoas, São Paulo e Rio Grande do Sul.

A indústria química no Estado está voltada basicamente para os segmentos petroquímico e de fertilizante, que tem no Pólo Petroquímico de Camaçari sua principal base industrial. Essencialmente formado pelo segmento dos petroquímicos básicos que fornece matérias-primas para as denominadas empresas de segunda geração (resinas termoplásticas, intermediários químicos e outros segmentos), o Pólo vem se transformando ao longo dos anos. A instalação da unidade da Monsanto de produtos agrotóxicos, no final da década 90, veio diversificar as atividades de produção do complexo.

A unidade de fertilizantes da Petrobras (Fafen), a primeira unidade a se instalar no final da década de 1960 no Pólo de Camaçari, além de produzir amônia e uréia para o mercado de fertilizantes, produz insumos químicos que são utilizados pelas empresas do Pólo (hidrogênio, dióxido de carbono, amônia e ácido nítrico).

Com o programa de incentivo do governo do Estado, várias empresas de transformação plásticas têm se instalado nos diversos distritos industriais do Estado, ajudando a verticalizar a indústria petroquímica e a gerar mais empregos. Segundo dados publicados, a Bahia possuía em 2004 196 indústrias de transformação de resina termoplástica (ABIPLAST, 2005).

A utilização da capacidade instalada do complexo de Camaçari, baseada no fator de capacidade das plantas de eteno da Braskem, foi apurada com base nos relatórios anuais dessa companhia (ver Figura 17). Essa performance não é muito diferente dos resultados obtidos junto à Abiquim do desempenho da indústria

química nos últimos três anos. Além disto, admitir o fator operacional do complexo usando o mesmo fator das plantas de eteno parece ser uma razoável consideração face que as duas unidades de eteno são as principais fornecedoras de insumos básicos para manter em funcionamento a cadeia petroquímica do Pólo de Camaçari.

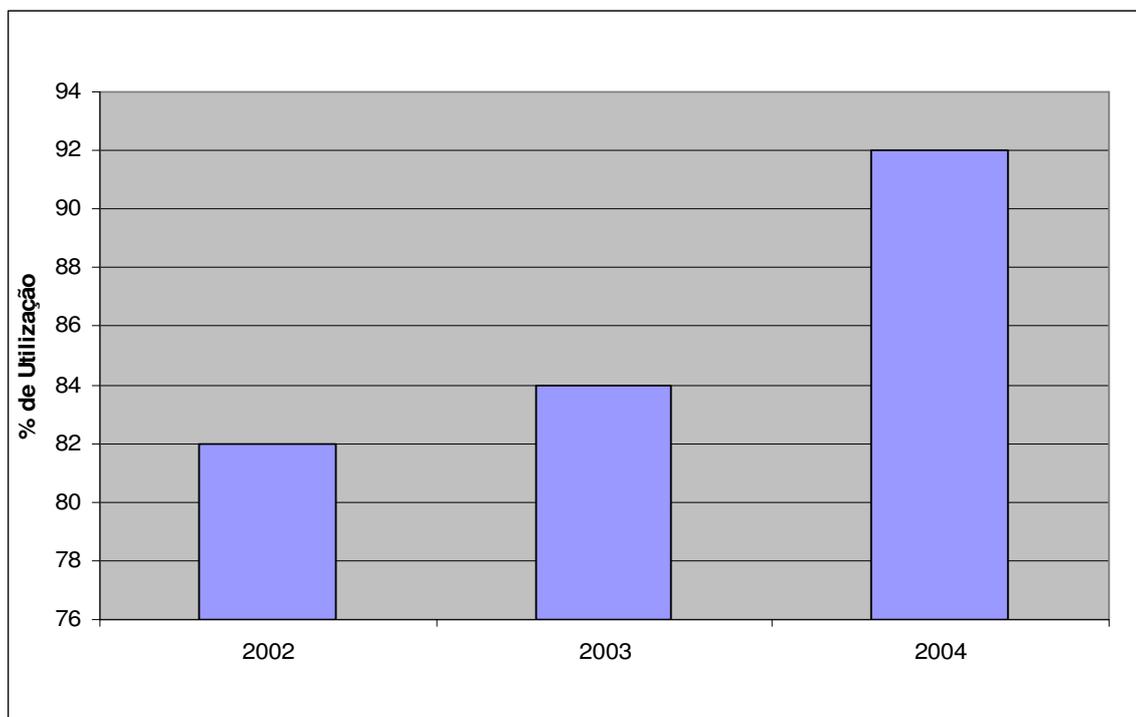


Figura 17 – Utilização da capacidade instalada das plantas de eteno.
Fonte: BRASKEM, 2005.

Um outro importante segmento da indústria química na Bahia é o segmento cloro-álcalis (devido à produção de cloro e soda cáustica). A produção de cloro e soda é bastante representativa no Estado, merecendo destaque o complexo de cloro e soda da Dow Química situado no Centro Industrial de Aratu e a unidade de cloro e soda da Braskem no Pólo de Camaçari. A soda cáustica e o cloro são insumos usados por várias empresas petroquímicas. No caso do cloro, este é usado como matéria-prima na indústria petroquímica para fabricação de solventes clorados, dicloroetano, mono cloreto de venila, fosgênio, etc.

A Figura 18 apresenta, de forma simplificada, as principais etapas e produtos envolvidos na cadeia petroquímica.

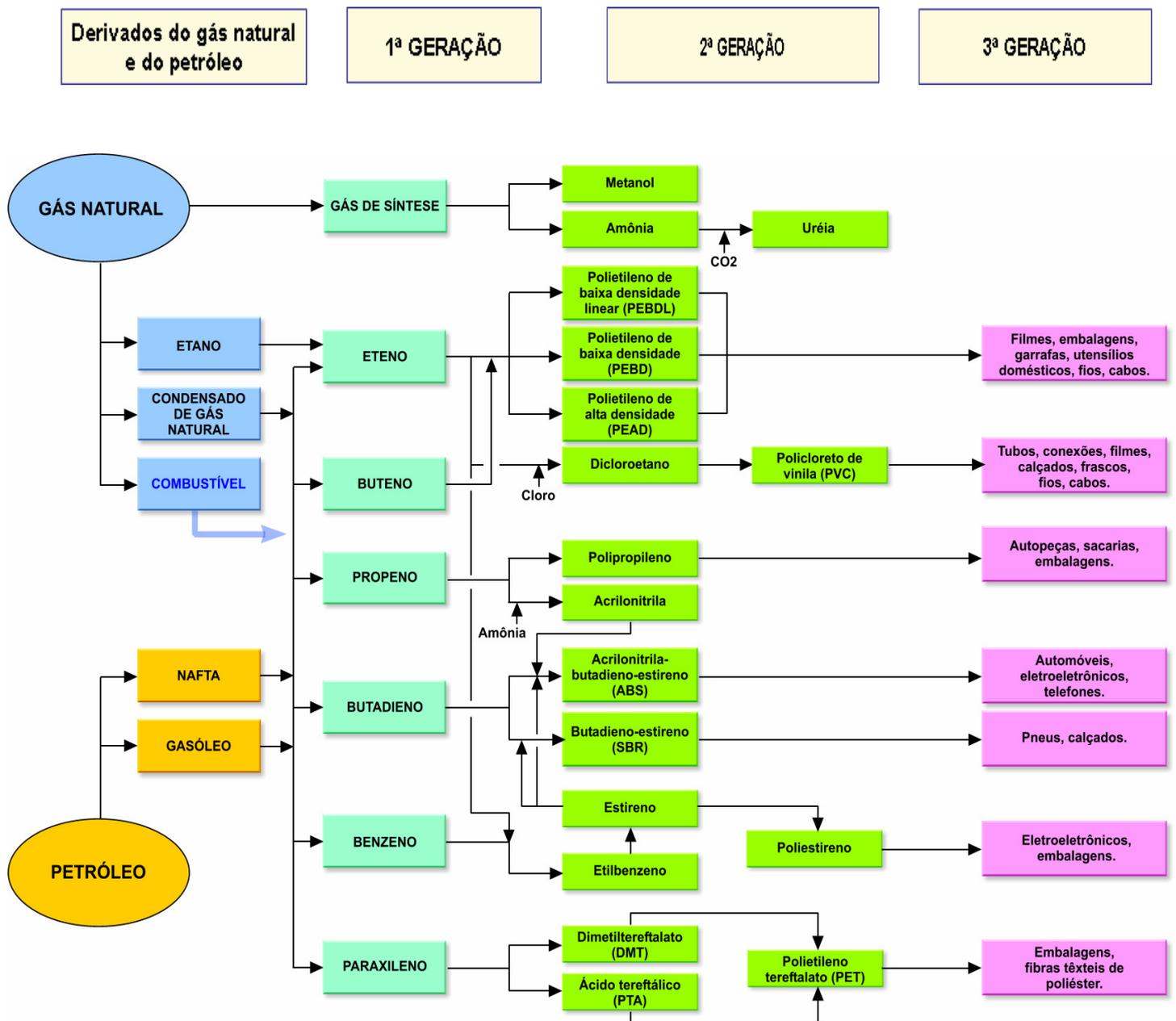


Figura 18 - Diagrama simplificado da cadeia petroquímica do Pólo de Camaçari.
 Fonte: Adaptação da GAZETA, 2002a.

5.3 A MATÉRIA-PRIMA PARA A INDÚSTRIA PETROQUÍMICA

A indústria petroquímica tem no eteno o seu principal produto dentro da cadeia petroquímica de primeira geração. O custo da matéria-prima (nafta ou etano) para sua fabricação, representa cerca de 70% a 90% dos custos variáveis. O eteno é o principal insumo para a produção das resinas termoplásticas.

A Figura 19 mostra a participação de diferentes matérias-primas para a produção de eteno no mundo, sendo o gás natural responsável por 24% da

produção mundial de eteno. Esse percentual não é maior em virtude da não disponibilidade de gás natural na maioria dos países. Entretanto, na América do Norte, 76% da produção de eteno vêm do etano recuperado do gás natural. Na Argentina esse valor é de 100% e no Oriente Médio representa 70% do gás natural (SRI, 2000).

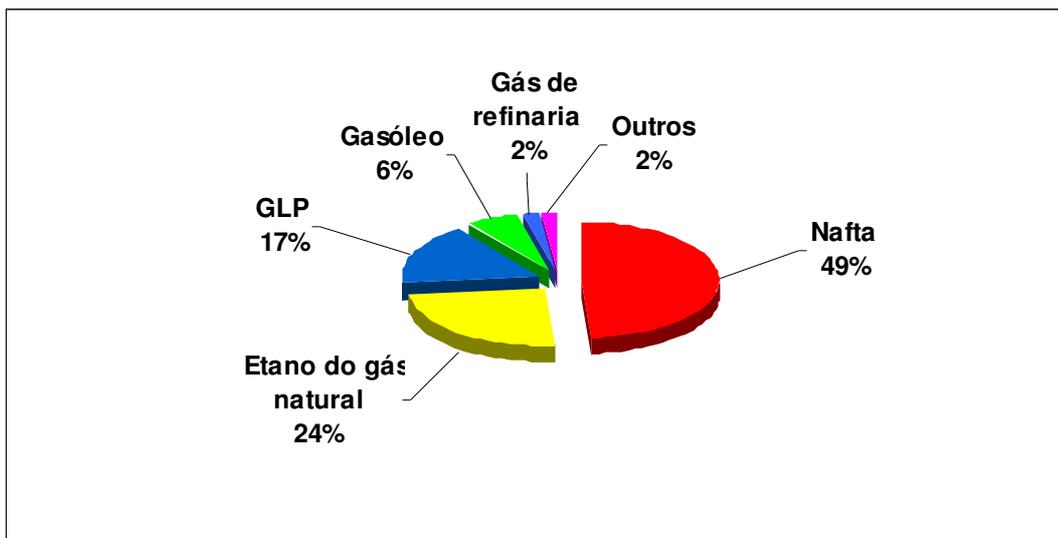


Figura 19 – Matéria-prima para a produção de eteno no mundo.
Fonte: ABIQUIM, 2002.

A indústria petroquímica Brasileira foi montada usando a nafta como matéria-prima, de forma que o eteno oriundo do gás natural foi estimado em torno de 1% da produção nacional (a Braskem, em Camaçari produz cerca de 30 mil t/a, usando o etano do gás natural) até o primeiro semestre de 2005.

Com a entrada em operação, no segundo semestre de 2005, do Pólo do Rio, usando etano do gás natural e complementando a carga com propano para a produção de 520 mil t/a de eteno. Além disto, a decisão da Petroquímica União (PQU) de aumentar a produção de eteno em 140 mil t/a em 2007, utilizando uma corrente rica eteno/etano proveniente do gás de processo das unidades FCC's (Fluid Catalytis Cracking) das refinarias de Capuava, de Paulínia e Henrique Lage, possibilitará o país aumentar o processamento de cargas gasosas nas centrais petroquímicas. Com essa ampliação, e mais o Pólo do Rio a produção de eteno no país de fonte de gás (gás natural + gás de processo) passará para em torno de 20% em 2007.

O Brasil hoje importa cerca de 40% de toda nafta e condensado consumido na petroquímica (cerca de 4 milhões t/a), valor considerado muito alto quando comparado com países importadores onde esse percentual varia até 10%; sendo uma exceção o Japão cujo valor é em torno de 40% (PURVIN & GERTZ; CMAI, 2001). A opção de substituição de uma parcela da nafta por condensado do gás natural¹³, decorre justamente do preço mais baixo dessa corrente em relação ao preço da nafta.

A explicação para esse déficit de nafta está na qualidade do petróleo de Campos, cujo rendimento em nafta é de apenas 5% contra 15% de um petróleo leve. Além disto, a nafta oriunda do petróleo de Campos possui características naftênicas o que é ruim para a produção de eteno. A Petrobras ainda não adaptou suas refinarias para transformação das frações pesadas em matéria-prima para a petroquímica. O projeto de uma refinaria com petróleo pesado, integrada a um pólo petroquímico que será construído no Estado do Rio de Janeiro, nos municípios de São Gonzalo e Itaboraí, foi anunciado pela Petrobras em março de 2006, devendo entrar em operação em 2011.

Projetada para processar nafta, a petroquímica nacional importa cerca de 40% do seu consumo, quantidade considerada absurdamente alta, pois paga um preço acima do Preço ARA (média de cotação da nafta nos portos de Antuérpia, Rotterdam e Amsterdã) devido aos custos envolvidos na importação do produto. Segundo projeções efetuadas pela Abiquim (ver Figura 20), nos dois cenários considerados, atinge-se um déficit preocupante, uma vez que atual oferta de nafta da Petrobras, na faixa de 7 milhões de toneladas ano, passaria para 10 milhões de toneladas até 2010. O estudo da Abiquim não analisou um horizonte além de 2010.

¹³ Condensado é uma corrente com cerca de 80% de nafta, contendo 20% de frações pesadas na faixa de destilação do diesel e que pode ser processada em alguns casos diretamente nos fornos de pirólise, como vem ocorrendo de forma sistemática no Copesul.

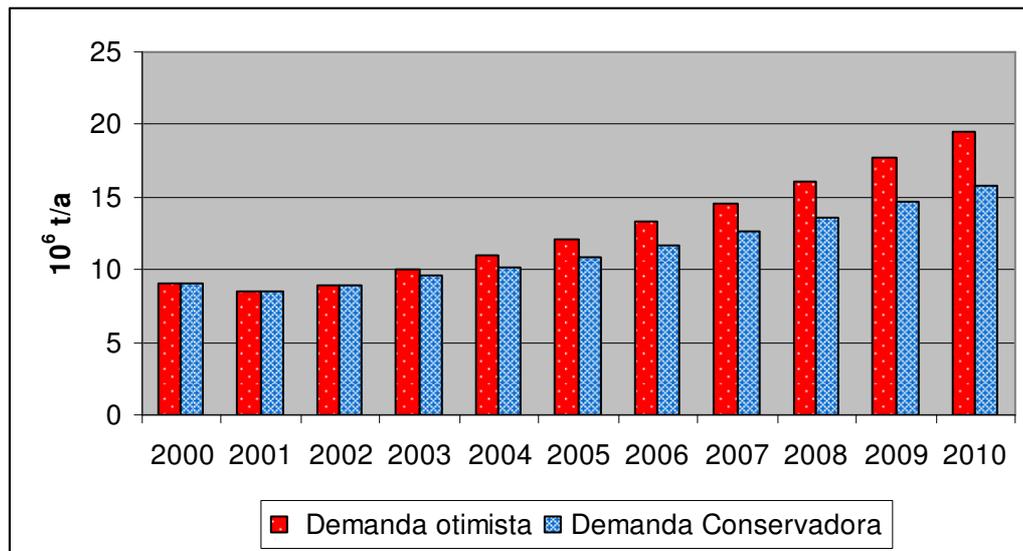


Figura 20 - Evolução do consumo de nafta pela indústria petroquímica até 2010.
Fonte: ABIQUIM, 2002.

Citam-se, abaixo, algumas possíveis soluções para equacionar o déficit de nafta com base na proposta da Abiquim (2002) são :

Aumentar o consumo de gás natural na matriz energética, de maneira a permitir recuperar o etano contido para uso como matéria-prima;

processar condensados e correntes de butano e propano do gás natural;
usar cargas pesadas (gasóleo, HVGO) no lugar de nafta;

integração com as refinarias da Petrobras para aproveitar o gás de processo (corrente rica em C₂) oriundo das unidades de FCC (fluid catalytic cracking) e RFCC (reform fluid catalytic cracking). Novos processos com catalisadores modificados oferecem rendimentos maiores em olefinas como é caso DCC (deep catalalytic cracking) e o CPP (catalytic pyrolysis process). A Tabela 5 apresenta o potencial de recuperação de eteno nas unidades de FCC da Petrobras instaladas em diferentes refinarias no país.

Quando se compara essa fonte de produção de eteno com a demanda projetada no capítulo 8, constatam-se que esses valores não são significativos.

Tabela 5 – Potencial de extração de eteno a partir de gás de refinaria.

Refinaria	FCC Carga m ³ /d	FCC Carga t/d (2)	Prod. GC t/d (1)	Prod. GC t/mol/d (4)	Prod. Eteno t/mol/d (3)	Prod. Eteno t/d (5)	Prod. Eteno t/a (6)
REPLAN	16.000	14.880	744	34	4,7	133	45.073
REDUC	7.500	6.975	349	16	2,2	62	21.128
RLAM	15.000	13.950	698	32	4,4	124	42.256
REVAP	12.000	11.160	558	25	3,6	99	33.805
REPAR	9.200	8.556	428	19	2,7	76	25.917
RPBC	9.500	8.835	442	20	2,8	79	26.762
REGAP	6.200	5.766	288	13	1,8	51	17.466
REFAB	3.100	2.883	144	7	0,9	26	8.733
RECAP	3.000	2.790	140	6	0,9	25	8.451
REMAN	500	465	23	1	0,1	4	1.409
Total	82.000	76.260	3.814	173	24,1	679	231.000

Fonte: ABIQUIM, 2002

Premissas:

- (1) Rendimento de GC ~5% p/p
- (2) Densidade carga da UFCC~0,93
- (3) Teor médio de eteno no GC~ 14% mol
- (4) PM GC ~22 g/gmol
- (5) PM Eteno ~28 g/gmol
- (6) Fator operacional ~0,931 (340 dias)

5.4 USO DO GÁS NATURAL COMO MATÉRIA-PRIMA

Ao se passar à perspectiva do gás natural como produto, as possibilidades de sua valorização econômica se ampliam e a perspectiva comercial define as melhores oportunidades de negócio e os nichos específicos de valorização. O gás natural é um produto fácil de transportar, através de tubulação, reservatórios pressurizados ou na forma de gás natural liquefeito. O seu valor comercial é diretamente proporcional ao grau de desenvolvimento tecnológico do uso final e ao valor agregado associado às suas características como produto. Entretanto, esta consideração não alcança o limite superior de sua valorização nem

justifica a importância estratégica que lhe é atribuída para o início do século XXI (GASNET, 2005).

É como matéria-prima que o gás natural encontra seu potencial máximo de valorização. Aparentemente este máximo se apresenta como consequência de sua aplicação como redutor siderúrgico, sua conversão em combustíveis líquidos ou em produtos tradicionalmente derivados da petroquímica que são, respectivamente, usos mais nobres que o uso energético direto e resultam em produtos de elevado valor agregado.

O uso histórico do gás natural como matéria-prima para a produção de eteno tem sido o mais econômica em várias regiões do mundo em relação à nafta, somente em raros momentos de escassez é que pode essa vantagem ser alterada.

Segundo o Stanford Research Inc (SRI), para instalação de uma planta de 250 mil t/a de eteno, via rota de etano do gás natural, e instalada na região do Golfo dos EUA, o investimento seria de US\$ 285 milhões contra US\$ 378 milhões usando nafta.¹⁴ Para cargas mais pesadas como HVGO, o investimento ainda é mais elevado (SRI, 2000).

Em nível de custos desembolsáveis, uma planta de eteno, a valores médios de 2000 na região do Golfo, apresentou o custo de US\$ 452/t de etileno usando etano contra US\$ 520/t de eteno usando nafta (SRI, 2000).

Vários produtos químicos intermediários podem ser sintetizados, direta ou indiretamente, a partir das transformações do metano, chamada também de Química do C₁.

De uma maneira geral, é possível dividir estes produtos em três categorias:

Derivados diretos do metano/etano de primeira geração, principalmente os clorados, eteno, gás de síntese e o ácido cianídrico;

derivados de segunda e terceira gerações, principalmente baseados nos gases de síntese (metanol e amônia), os álcoois oxo, acrilatos, fosgênio, resinas termoplásticas, acetaldeído, ácido acético, uréia, etileno glicol e acetato de vinila;

derivados de gerações superiores, que têm como origem os produtos dos dois grupos citados. Existe uma gama de produtos do topo da cadeia petroquímica,

¹⁴ Uma planta de eteno usando nafta requer mais equipamentos de processo e a dimensão dos equipamentos comuns são maiores, comparativamente a uma planta que use etano do GN.

que são essenciais ao desenvolvimento econômico no século XXI. Dentre estes produtos, citam-se: os transformados termoplásticos; os derivados das resinas termofixas; fibras sintéticas; tecidos; diversos produtos de borracha; detergentes; tintas e vernizes; insumos agrícolas; defensivos agrícolas; plásticos de engenharia.

A Figura 21 mostra a cadeia petroquímica a partir da reforma do gás natural, dando origem ao gás de síntese que por sua vez inicia, através de diversos processos e combinações químicas com outras moléculas, a síntese de diversos produtos petroquímicos.

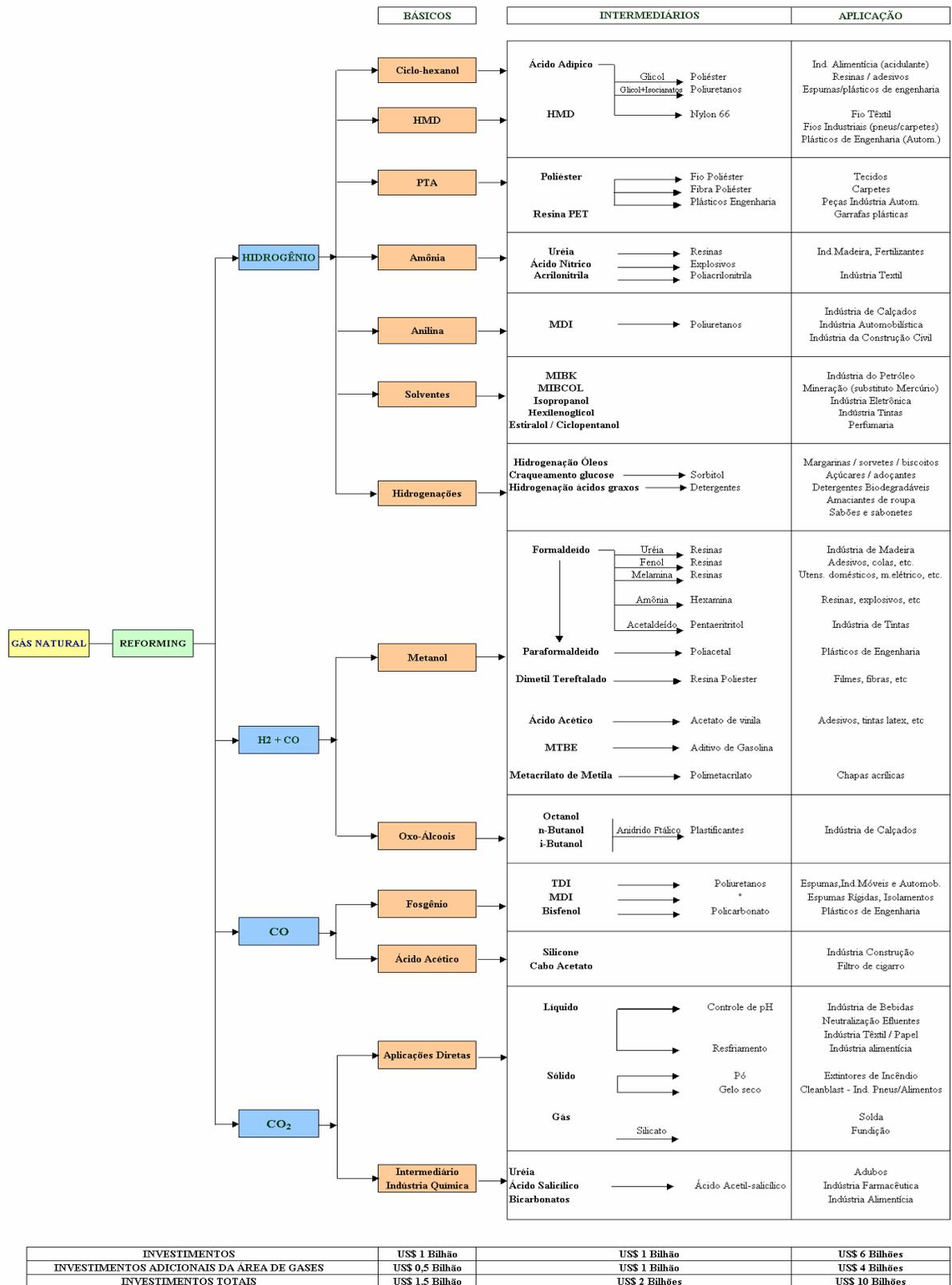


Figura 21 - Cadeia de produtos petroquímicos feitas a partir do gás de síntese
 Fonte: ABIQUIM, 2001.

A evolução da utilização do gás natural como matéria-prima é apresentada na Figura 22. Vale salientar que nestas informações não constam os dados da unidade de fertilizantes da Fafen no Pólo de Camaçari. A capacidade nominal da Fafen foi estimada em 595 milhões m³/a de consumo de gás natural (considerando o fator operacional 350 dias de operação no ano), o que corresponde a quase três vezes a quantidade vendida em 2003 pela Bahiagás de GN para utilização como matéria-prima.

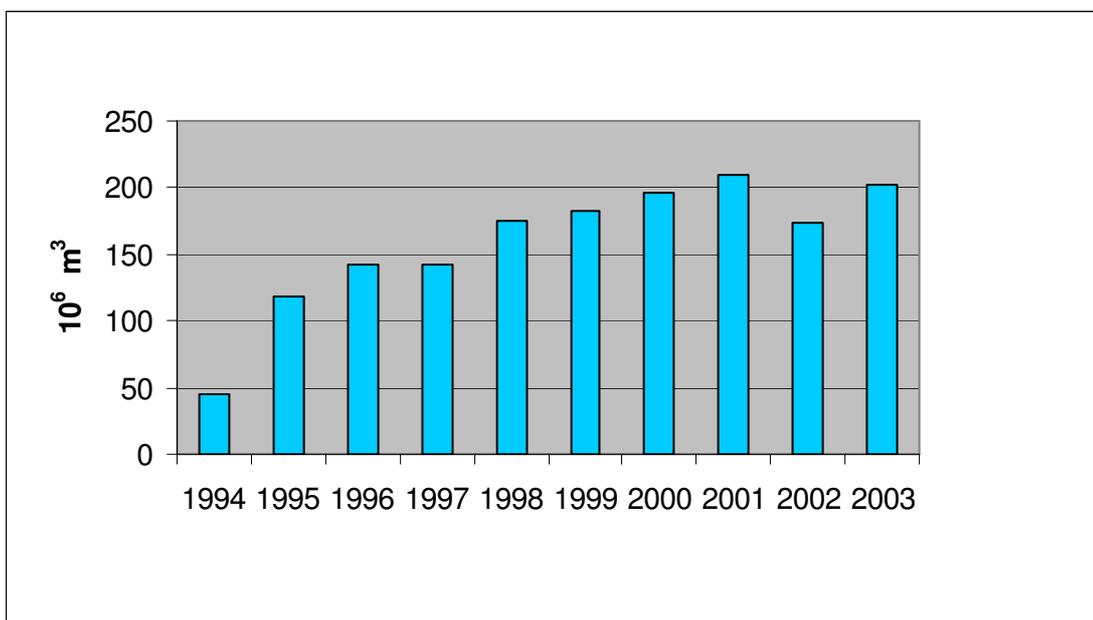


Figura 22 – Consumo de gás natural como matéria-prima para o segmento petroquímico.

Fonte: Gerência de Atendimento da BAHIAGÁS em 26 out. 2004.

5.4.1 Utilização do etano do gás natural

O etano é uma das frações mais valiosas do gás natural, pois serve como matéria-prima para a produção de eteno que, por sua vez, dá origem a toda cadeia das resinas termoplásticas

O etano, normalmente, varia entre 4% a 10% em concentração volumétrica no gás natural. Sua separação ocorre a temperaturas muito baixas, em torno de -130°C, através de uma desmetanização do gás seco e de uma deetanização. Nas UPGNs mais modernas, utiliza-se um sistema de turbo expansor, de forma a separar o etano das frações mais pesadas. Considera-se uma

recuperação de 95% do etano contido na corrente de GN como indicador de uma unidade bem projetada. Em função da sua baixa concentração no gás natural, faz-se necessário o processamento de grandes volumes de gás natural para uma recuperação que justifique a instalação de um cracking de etano para a produção de eteno.

No caso do Pólo de Camaçari, em função da limitada disponibilidade de gás natural, a Unidade-150 da Braskem foi projetada para processar 1,5 milhão m³/d de gás natural para recuperação do etano contido na corrente de gás natural. Atualmente, no entanto, essa unidade vem processando abaixo de um milhão de m³/d, o que acaba acarretando uma produção anual em torno de 30 mil t/a de eteno. Convém novamente frisar, que a concepção do Pólo de Camaçari foi feita com base em cargas líquidas.

A produção nominal das duas unidades de eteno da Braskem em Camaçari perfaz um total de 1,28 milhão de t/a de eteno, usando essencialmente nafta ou eventualmente algum condensado e uma pequena quantidade de etano proveniente do gás natural como matéria-prima.

O principal uso do etano na petroquímica é promover sua pirólise¹⁵ num forno com adição de vapor (steam cracking). O steam cracking é o processo predominante comercialmente na pirólise de eteno tanto para o craqueamento de cargas líquidas como para o etano. Numa planta de pirólise, como é o caso da unidade de insumos básicos da Braskem, a unidade de separação de etano está integrada energeticamente à unidade de pirólise, aproveitando os circuitos de eteno e propeno refrigerantes

Uma característica importante com relação à matéria-prima empregada na pirólise diz respeito ao desempenho energético do processo. Quando o etano é a matéria-prima utilizada, existe a necessidade de importação de um consumo líquido de energia para suprir a demanda energética total. Usando matérias-primas de maior peso molecular, como a nafta, o processo tende a auto suprir sua demanda em energia ou mesmo ser exportador de energia (OFFICE OF INDUSTRIAL TECHNOLOGIES/U.S DEPTO OF ENERGY, 2000 apud TOMASQUIM, SZKLO, SOARES, 2003).

12 - Craqueamento térmico da molécula de etano num forno a uma temperatura de 850°C com a presença de vapor d'água, gerando eteno, etano não convertido, H₂, metano, uma pequena fração de C3+ (TOLMASQUIM, SZKLO, SOARES, 2003).

Uma planta de pirólise com uma boa integração energética tem um consumo de energia numa faixa de 5.000-5.500 kcal/kg de eteno (usando nafta como matéria-prima). Para a produção de uma mesma quantidade de eteno, gasta-se muito mais energia, já que o rendimento de nafta em eteno é 2,45 vezes menor que o etano. Em compensação, a nafta produz outros petroquímicos básicos e uma quantidade de resíduos que a pirólise do etano não produz. Quanto maior o peso molecular da matéria-prima menor é o rendimento em etileno, variando de 23% para o gásóleo até 76 % para o etano (VIEIRA e outros, 2005).

Dois outros processos estão em desenvolvimento para a produção de eteno usando o etano como carga:

a desidrogenação do etano em presença de um catalisador traria uma economia de energia já que ocorre a temperatura em torno de 550°C, no entanto, sua aplicação comercial não foi aprovada ficando restrita às plantas semi-industriais;

a desidrogenação oxidativa do etano, cuja reação principal produz etileno e água mostrado na equação 5.1.



A Figura 23 apresenta um esquema dos principais processos para a produção de eteno a partir de etano do GN, destaca-se o processo de Steam Cracker como o de predominância absoluta na produção comercial, todos os outros estão em estágio de desenvolvimento.

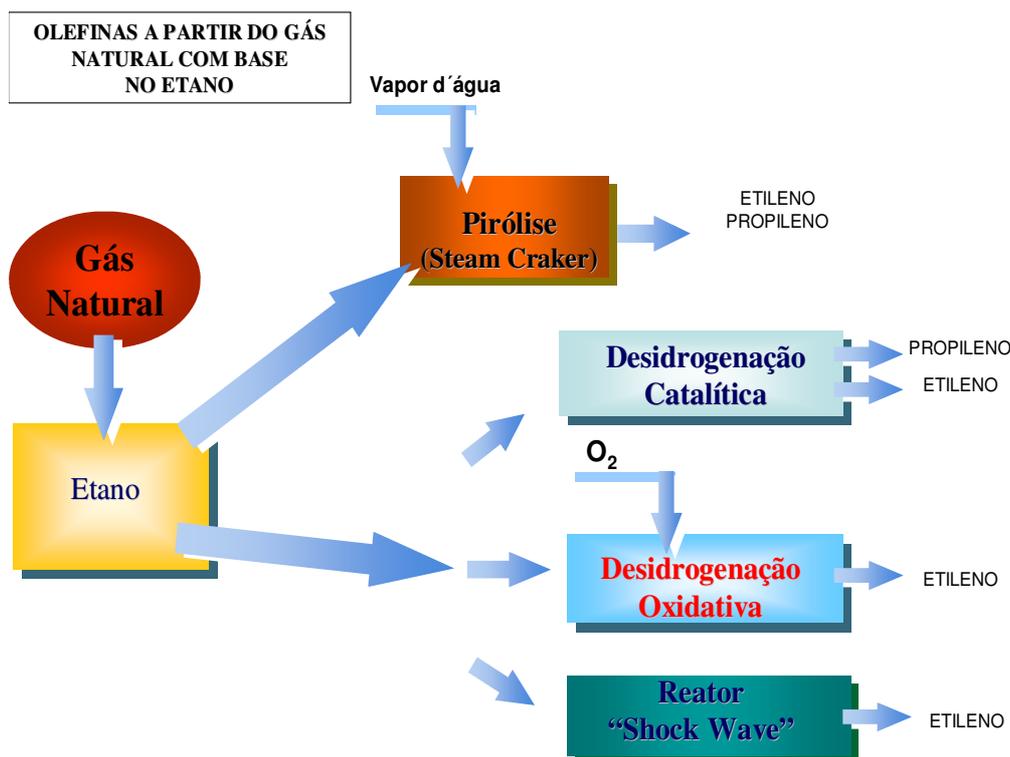


Figura 23 – Apresentação dos principais processos para a produção de eteno a partir do etano do gás natural.
 Fonte: CANTALINO, 2003.

O eteno é o principal produto de uma central de matérias-primas, podendo ser usado pelas empresas de 2º geração para a produção de resinas termoplásticas: PEBD, PEAD, PELBD, PVC, PS. Cerca de 80% da produção de eteno é destinado para fabricação das resinas termoplásticas.

Outros produtos que são fabricados com o eteno: monoetilen glicol (MEG); borracha proveniente da copolimerização do eteno com propeno (EPDM); reação do eteno com anidrido acético, gerando monoacetato de venila; copolimerização do eteno com monoacetato de venila, gerando a resina EVA; trimerização do eteno, produzindo hexeno 1 (alfa olefinas); monômero de estireno destinado à produção de elastômeros.

Vale destacar que se encontra em fase experimental uma planta de mono cloreto de venila (MVC) em operação na Europa, operada por um consórcio de empresas licenciadoras dessa tecnologia, usando etano diretamente obtido do gás natural. Os resultados já alcançados confirmam a viabilidade técnica comercial e econômica do processo, possibilitando que plantas comerciais possam entrar em

operação nos próximos anos (JUNIOR; NUNES; ORMANJI, 2002). Esse processo pode reduzir bastante o custo de produção do MVC ¹⁶, já que se trata de um insumo muito mais barato do que o eteno.

Convém chamar atenção que a viabilidade da recuperação de etano, para a produção de eteno em grande escala (hoje não se constrói plantas com menos de 500 mil t/a de eteno), está atrelada à existência de um mercado para o gás rico em metano oriundo da separação. Daí, a importância de associar o consumo do GN como combustível e como matéria-prima.

5.4.2 Outros Processos não Convencionais para a Produção de Eteno, Considerando-se o Metano como Matéria-Prima.

No sentido de dar uma visão mais abrangente das tecnologias que estão em desenvolvimento para produção de eteno a partir do metano, citam-se os principais processos:

A pirólise direta do metano requer temperaturas mais altas do que a pirólise convencional (steam cracking) devido a grande estabilidade da molécula do metano. Além de etileno, o processo produz grande quantidade de acetileno, hidrocarbonetos na faixa de C₃-C₁₂ e tende a formar bastante coque e hidrocarbonetos pesados. As grandes quantidades de resíduo de metano e de hidrogênio comprometem a economicidade do processo. Essa tecnologia vem sendo desenvolvida pelo Instituto Francês do Petróleo (IFP);

processo denominado acoplamento oxidativo, onde o metano reage com o oxigênio na presença de um catalisador produzindo etileno, acetileno, hidrogênio, monóxido de carbono e dióxido de carbono. Processo em desenvolvimento sem aplicação comercial;

existe um processo em desenvolvimento pela Universal Oil Products-UOP denominado de MTO (Methanol to Olefins), para transformar metanol (produzido a partir do metano do GN) em uma mistura de eteno e propeno (Figura

¹⁶ Monômero usado em reação de polimerização para fabricação do PVC. Aproximadamente 80% do PVC produzido no mundo ocorre em reação de polimerização através de suspensão.

24). Esse processo ainda não é viável economicamente frente à tecnologia tradicional do steam cracking. Para converter uma tonelada da mistura de eteno e propeno gastam-se três toneladas de metanol, sendo que o maior subproduto da reação é a água. Portanto, a viabilidade econômica deste processo depende do preço do metanol.

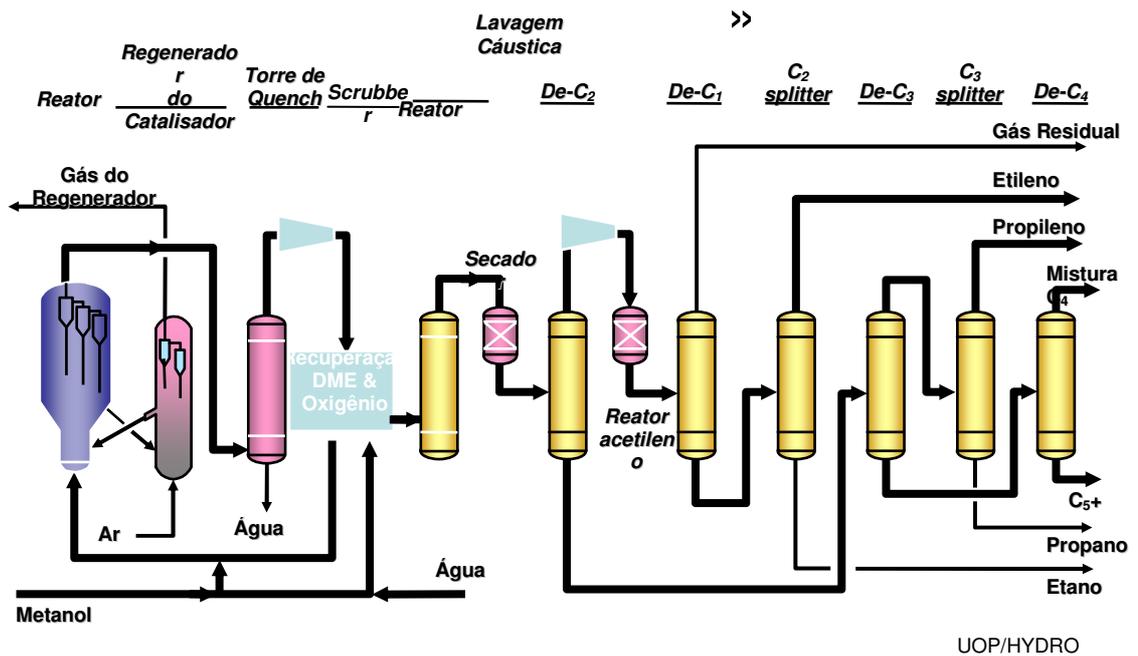


Figura 24 - Esquema do processo da UOP para a produção de olefinas a partir de metanol.

Fonte: CATALINO, 2003.

A Figura 25 ilustra um esquema dos principais processos acima mencionados, para a produção de eteno a partir de metano.

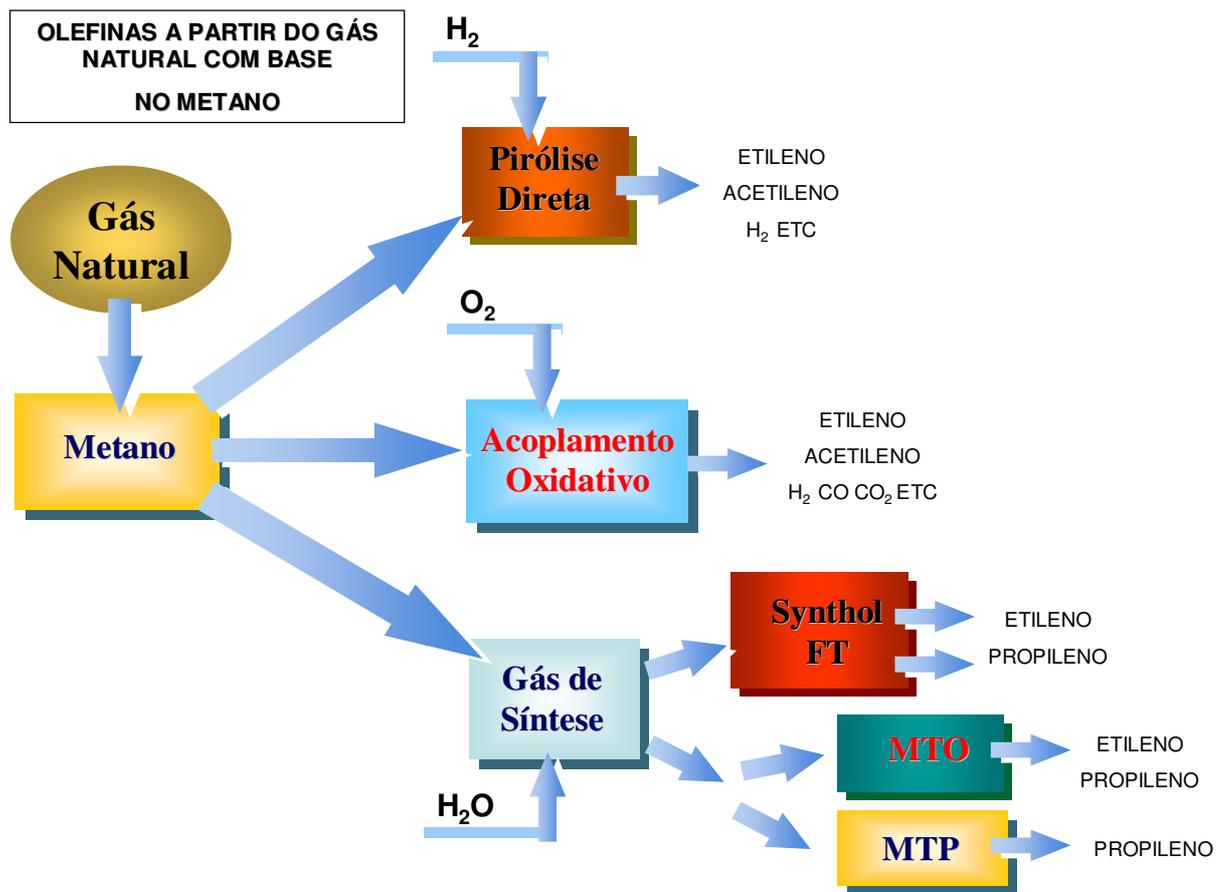


Figura 25 – Apresentação dos principais processos em desenvolvimento para a produção de eteno a partir do metano.
 Fonte: CANTALINO, 2003.

A viabilização comercial de outros processos para a produção de eteno usando metano ao invés de etano, seja de forma direta ou indireta, ampliaria o uso do gás natural como matéria-prima para a produção de petroquímicos. Daí, a importância de se continuar investindo em pesquisa de novas tecnologias.

5.4.3 Produção de Gás de Síntese e seus Derivados

A produção de gás de síntese, (uma mistura de óxidos de carbono, hidrogênio, água e hidrocarboneto não convertido) a partir do GN submetido a uma reforma a vapor numa base catalítica, vem sendo a rota mais usada na petroquímica. A partir dos componentes do gás de síntese, podem-se fabricar diversos produtos químicos e petroquímicos em combinações reativas com outras moléculas, formando a base da cadeia petroquímica para geração de produtos de

ordem superior. O gás de síntese pode também ser obtido através de oxidação do gás natural ou da substituição deste por nafta.

Os principais produtos oriundos do gás de síntese que são produzidos no Pólo de Camaçari são descritos nos próximos subitens.

5.4.3.1 Produção de Metanol

Um dos principais usos do gás de síntese é para a produção de metanol, que é obtido através da reação do gás de síntese (uma mistura de óxidos de carbono e hidrogênio) na presença de catalisador. O chamado metanol cru, na saída do reator de síntese, é enviado para a etapa de purificação, onde se obtém o metanol isento de contaminantes.

A estequiometria do gás de síntese pode ser definida pelas equações 5.2 e 5.3:



O metanol pode ser usado para a fabricação dos seguintes produtos: MTBE (metil terc butil éter), adicionado como aditivo para aumentar a octanagem da gasolina; formaldeído usado para fabricação de resinas termorrígidas; ácido acético, utilizado como intermediário químico em vários processos; DMF (dimetil formamida), empregado como solvente de processos industriais; DMT (dimetil tereftalato) usado para fabricação de PET e fibra de poliéster; e ainda a utilização direta do metanol como combustíveis. A Figura 26 representa, de forma simplificada, um esquema de produção de metanol a partir da reforma a vapor do gás natural para produção de gás de síntese.

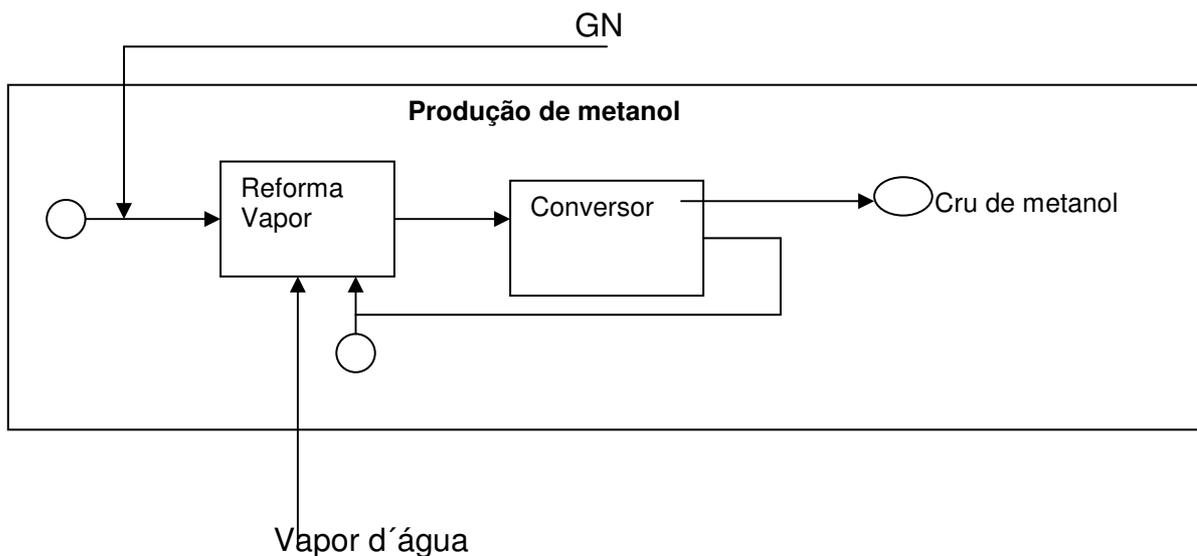


Figura 26 - Esquema simplificado da produção de metanol.

5.4.3.2 Produção de Amônia

A partir do gás de síntese, originado na reforma a vapor, procura-se converter todo CO em CO₂ e depois eliminar o CO₂ através de um processo de purificação, de forma a garantir que a corrente de H₂ esteja sem nenhum composto oxigenado (evitando a contaminação do catalisador de síntese). A reação de síntese da amônia ocorre da combinação do H₂ com o N₂ em presença de um catalisador¹⁷. A Figura 27 representa o esquema simplificado de produção. O CO₂ separado, neste processo, como impureza, serve como matéria-prima junto com a amônia para a fabricação de uréia. O principal uso da amônia é na produção de fertilizantes nitrogenados. A amônia é também um insumo bastante utilizado na indústria petroquímica e química. Uma parcela da amônia também é usada para a fabricação do ácido nítrico, que, como intermediário químico, tem uma série de usos.

¹⁷ Compostos oxigenados são venenos para o catalisador

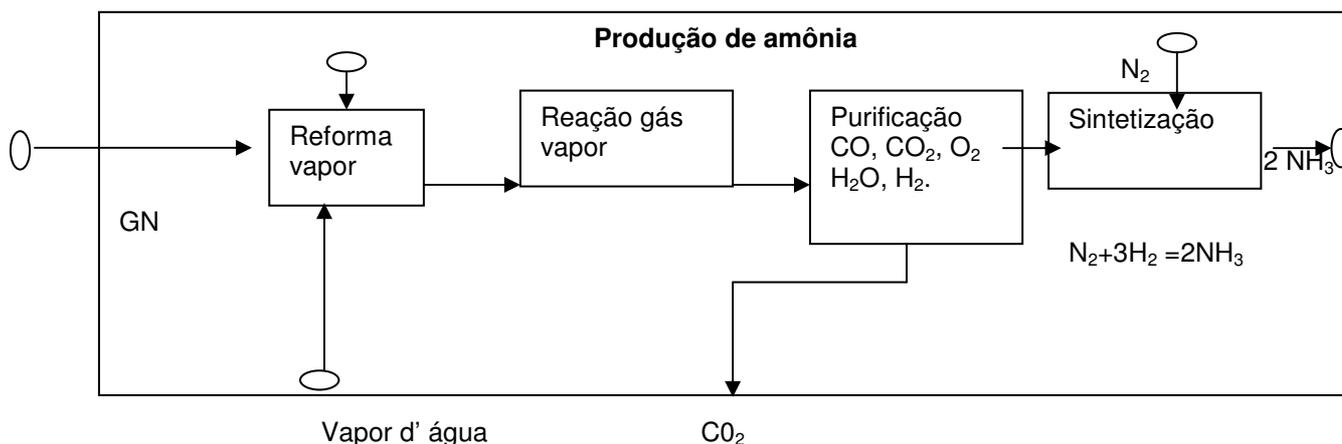


Figura 27 - Esquema simplificado de produção de amônia.

Fertilizantes nitrogenados são aqueles que têm na sua composição, como nutriente principal, o Nitrogênio. A amônia (NH₃) é a matéria-prima básica para produção dos principais fertilizantes Nitrogenados e a história desta indústria está intimamente ligada à evolução tecnológica da sua produção e das matérias-primas por elas utilizadas.

A amônia é um gás obtido pela reação do nitrogênio (N) proveniente do ar com o hidrogênio procedente de várias fontes, sendo o gás natural, a principal. Em função da alta estabilidade da molécula de N₂, para que esta reação ocorra são necessárias condições bastante drásticas como pressão e temperaturas elevadas e a presença de catalisador.

A rota de produção de alguns fertilizantes nitrogenados pode ser ilustrada pela Figura 28. Observando-se a Figura 28, percebe-se que a Uréia é obtida pela reação do NH₃ com o CO₂.

O Nitrato de Amônio é obtido pela reação (neutralização) da NH₃ com Ácido Nítrico, que, por sua vez, é obtido pela oxidação da Amônia. Finalmente, o Sulfato de Amônio pode ser obtido pela neutralização da Amônia pelo ácido Sulfúrico ou como subproduto da produção de caprolactama.

A Amônia é a matéria-prima básica para a produção de MAP (fosfato monoamônio) e DAP (fosfato diamônico), através da reação com o Ácido Fosfórico e pode ser utilizada, também, na produção de Superfostato Simples Amoniado.

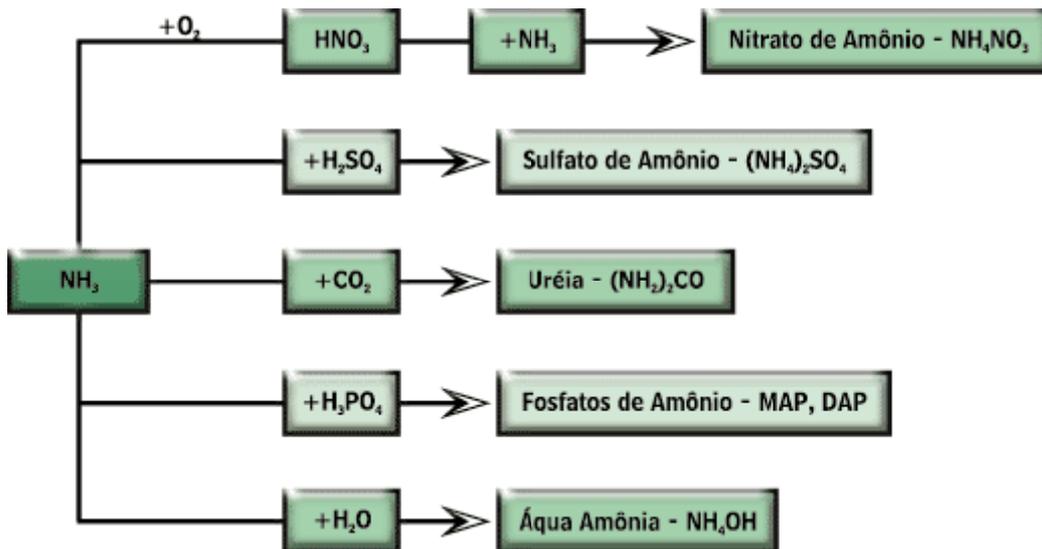


Figura 28 – Árvore da amônia como fertilizante.

A Petrobras – Fafen foi a primeira unidade a se instalar no Pólo Petroquímico de Camaçari, em 1971, dando início a todo processo de instalação da indústria petroquímica na Bahia. Suas unidades de processo já tiveram sucessivas ampliações, resultando nas seguintes capacidades: amônia, 908 mil t/a; uréia, 1.089 mil t/a ; ácido nítrico, 36 mil t/a (GAZETA, 2002a).

A Fafen atua como uma central de matérias-primas no Pólo de Camaçari, ajudando a diversificação do leque de produtos que são produzidos naquele complexo e representam, junto com a Braskem, as duas empresas de maior complexidade em escala de produção.

5.4.3.3 Produção de Álcoois Superiores

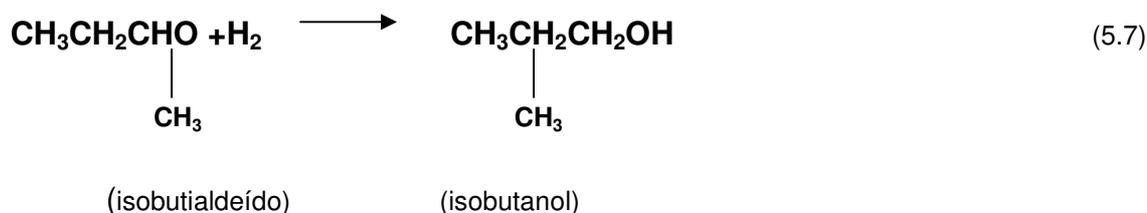
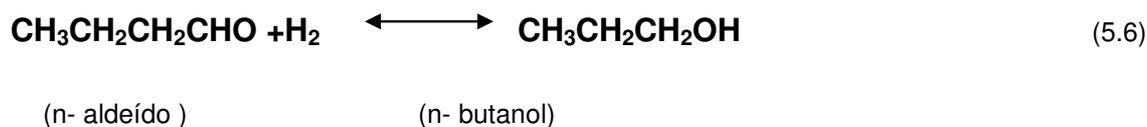
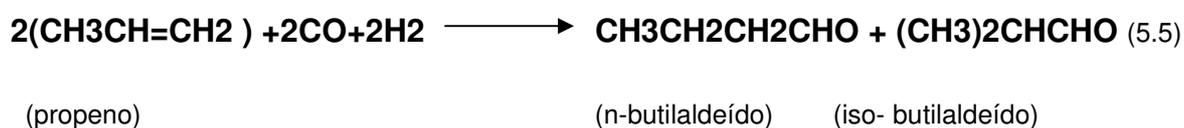
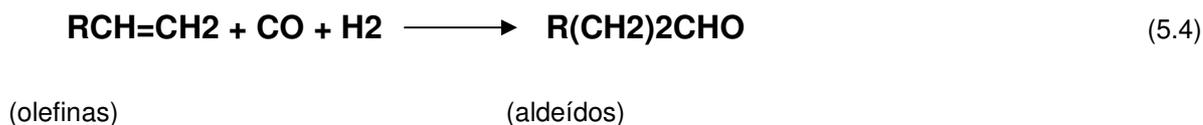
O gás de síntese é usado em combinação com olefinas (o propeno é o mais usado) para fabricar os chamados álcoois superiores (butanol, isobutanol, octanol). Esses produtos têm diversas aplicações na produção de plastificantes, tintas etc.

Os álcoois primários de 4 a 15 carbonos têm a sua aplicação principalmente em solventes e como matéria-prima para a produção de plastificantes e detergentes, dependendo do comprimento da corrente molecular e ramificações.

Uma pequena quantidade de butanois (álcool com 4 carbonos) e octanol (álcool com 8 carbonos) são derivados do acetaldeído, seguido de condensação aldol e hidrogenação. Uma quantidade mínima de álcoois C12 e C14 é obtida dos produtos naturais como coco (OGATA, 2003).

O Processo Oxo, normalmente conhecido como Hidroformilação, é uma reação de olefinas com monóxido de carbono e hidrogênio produzindo um aldeído. O processo envolve a adição de monóxido de carbono e hidrogênio quebrando a dupla ligação de uma olefina. Sendo, R representado por um grupo alquil tendo de 1 a 12 átomos de carbonos. As reações ocorrem em presença de um catalisador. Esta reação foi descoberta pelo químico alemão Otto Roelen da Ruhrchemie em 1930.

As principais reações de hidroformilação de olefinas são apresentadas através das equações 5.4 a 5.7.



As equações acima representam algumas das conversões de olefinas para aldeídos e álcoois. Nessas equações, são representadas também

simultaneamente a formação de normal aldeídos e seus isômeros, o isoaldeídos e os álcoois correspondentes, normal álcoois e iso-álcoois. A relação molar de normal aldeídos com iso-aldeídos, depende do catalisador e seu ligante utilizado (MORRISON & BOYD, 1978 apud OGATA, 2003).

A Ciquine Cia. Petroquímica foi fundada em 1968, sendo uma das primeiras empresa a se instalar no Pólo Petroquímico de Camaçari. Lidera o mercado nacional com a produção de álcoois, plastificantes, anidridos e ácido fumárico. A Ciquine é a única produtora de álcoois da América do Sul e já era um importante fornecedor da Elekeiroz, para a qual vendia os álcoois ocitílico e o isobutanol, utilizado na produção de diversos produtos (Gazeta, 2002a).

Dos plastificantes que a Ciquine produz, destaca-se o di-ocil ftalato (DOP) e o di- isobutil ftalato (DIBP). O principal uso destes produtos está como aditivo das resinas termoplástica, principalmente o PVC que adquire suas características termoplásticas após adição destes compostos. Cerca de 80% do DOP é destinado para fabricação de PVC. Em 2002, a Elekeiroz adquiriu controle da Ciquine.

5.4.3.4 Produção de Hidrogênio

Uma das principais fontes de obtenção de hidrogênio puro é através da reforma do gás natural, usando-se um sistema de membrana ou uma PSA (pressure swing adsorption system) que é uma peneira molecular seletiva para purificar o H₂ dos outros gases gerados durante a reforma do gás natural. A tecnologia de membrana vem sendo aperfeiçoada e trará como benefício a redução dos investimentos e dos custos operacionais.

O hidrogênio tem um uso muito vasto em toda indústria química, do petróleo e da indústria alimentícia. Os processos químicos exigem que as correntes que estejam sendo processadas sejam tratadas, face à eliminação de contaminantes que são prejudiciais aos catalisadores. O desempenho desses catalisadores é fundamental na obtenção da performance dos produtos finais. O hidrogênio é também usado para hidrogenação de compostos, permitindo a construção de novas moléculas durante o processo reacional.

Nas refinarias, o uso do hidrogênio é vasto no tratamento de correntes e produtos finais, com objetivo de redução dos contaminantes dos combustíveis. A demanda de hidrogênio vem aumentando, devido ao crescente nível de exigência por parte dos órgãos ambientais no que tange ao controle da qualidade do ar das grandes cidades.

Na indústria alimentícia, o uso do hidrogênio é destinado para garantir a qualidade dos produtos finais, das correntes intermediárias e também em diversos usos, sendo um insumo essencial para o desenvolvimento desse setor industrial.

Cabe destacar, ainda, o uso da nova tecnologia em células de combustível com base em hidrogênio. Este desenvolvimento tem ganho destaque, ultimamente, em função dos avanços alcançados e dos testes que já estão sendo feitos pela indústria automobilística.

Além do setor automobilístico, outros setores estão investindo grandes somas em pesquisa das células e cápsulas de H₂. Esta tecnologia tende a revolucionar a indústria como um todo e a fragmentar o uso de pequenas células de hidrogênio que poderiam ser comercializadas em supermercados, lojas comerciais etc.

Até o momento, a fonte mais econômica para a obtenção do hidrogênio é, ainda, através do gás natural.

No Pólo de Camaçari, várias empresas usam o hidrogênio em seus processos. Existem três empresas que fornecem esses insumos para as demais: Braskem; Fafen e Air Products.

5.4.4 Conversão de Gás Natural em Hidrocarbonetos Líquidos de Elevado Peso Molecular

Novas tecnologias estão sendo desenvolvidas e aplicadas para converter o gás natural para a produção de líquidos GTL (*gas to liquids*), com a finalidade de um melhor aproveitamento do gás natural e da substituição do petróleo e seus derivados por hidrocarbonetos sintéticos a partir do metano do gás natural.

Os novos projetos, moduláveis quanto à capacidade de produção, vêm permitindo a otimização de pequenos reservatórios de gás ou reservas que estejam

distantes do mercado consumidor, quase sempre, em países onde existem reservas de gás e são pobres em reservas de petróleo.

Existem alguns pontos fundamentais para tornar essa tecnologia competitiva, entre eles, os custos do gás e do petróleo, os custos de capital, os custos operacionais, a legislação ambiental e a elevação do fator operacional das unidades.

Há duas tecnologias disponíveis para o GTL na obtenção de um petróleo sintético (syncrude): uma conversão direta do GN e uma conversão indireta por gás de síntese. A conversão direta do GN (o gás natural contém entre 85% a 90% em volume de metano) elimina o investimento na unidade para a produção de gás de síntese, no entanto, a energia de ativação envolvida na reação é alta e se torna difícil o controle da reação. Foram desenvolvidos vários processos de conversão direta do GN, mas nenhum teve atratividade comercial. A conversão indireta tem sido efetivamente a escolhida pela grande maioria das empresas para promover o desenvolvimento dessa tecnologia (TRIMM, 2002). A Figura 29 mostra um fluxograma com as principais etapas de GTL para produção de combustível e de produtos petroquímicos.

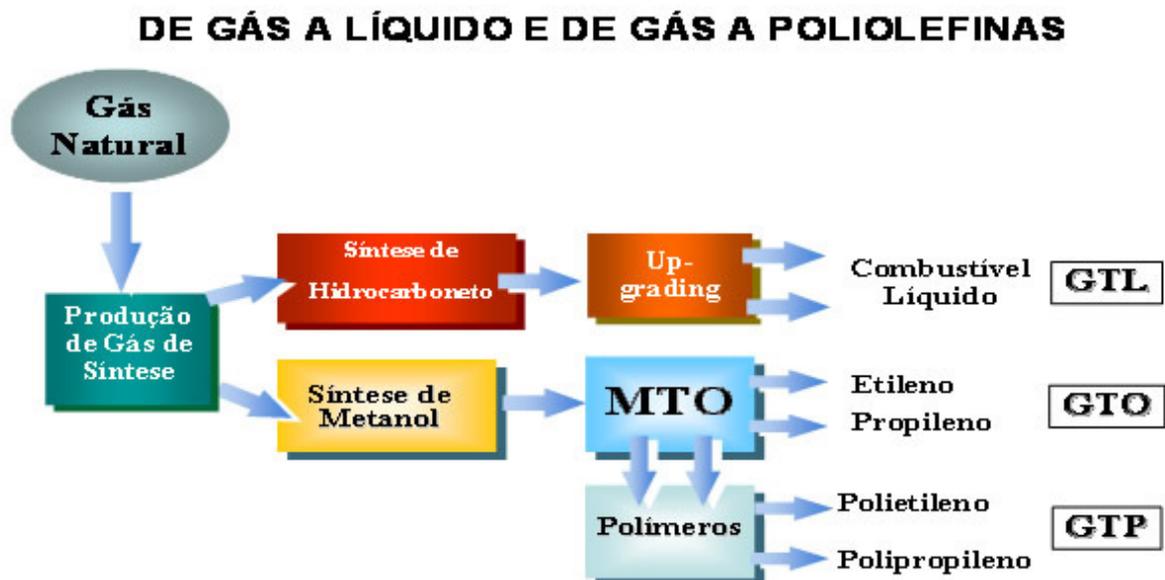


Figura 29 – Esquema simplificado da transformação de gás natural para combustível líquido e produtos petroquímicos
Fonte: CANTALINO, 2003.

5.4.4.1 Qualidade do Óleo Sintético

O maior atrativo da produção de hidrocarbonetos sintéticos provenientes do GN é que eles estão livres de enxofre, aromáticos e metais, o que se enquadra como uma vantagem adicional em face dos novos padrões ambientais. A nafta produzida tem uma baixa octanagem e vai requerer processos adicionais de isomerização ou reforma para efetuar essa correção de octanagem para uso como combustível, no entanto, se usada como matéria prima para a petroquímica, constitui-se numa excelente carga para a unidade de pirólise. O diesel sintético tem um excelente índice de cetano¹⁸ (70) e, se misturado com o diesel produzido numa refinaria, pode obter um prêmio. Em razão da alta qualidade desses combustíveis (alta pureza), estes poderiam ser usados como células de combustíveis em vez do metanol. A porção gerada do processo como cera pode ser convertida a lubrificantes e óleo de perfuração (CHEMLINK..., 2003).

5.4.4.2 Perspectiva de Uso da Tecnologia do GTL

O uso da tecnologia GTL tem tudo para avançar nos próximos anos em face da pressão constante da sociedade sobre as questões ambientais, de forma a diminuir a poluição. A legislação ambiental vem avançando em vários países e exigindo cada vez mais combustíveis que poluam menos.

A aplicação do GTL é ideal para campos isolados ou onde o gás natural está sendo queimado, agravando a questão do efeito estufa com a liberação de metano e CO₂ e exigindo penalidades para o concessionário de gás.¹⁹ Instalações conjugadas para a produção de GNL e GTL, em campos de grande porte, poderiam reduzir custos fixos e custos de instalações.

Os investimentos para a produção de GTL são ainda altos e giram ao redor de US\$ 25,000/barril contra o valor de US\$ 12,000 a US\$ 14,000/ barril para uma refinaria tradicional processar petróleo. Entretanto, Syntroleum anunciou uma modificação no processo F-T (Fischer- Tropsch) cujo investimento é equivalente a

¹⁸ O número de cetano indica como o combustível rapidamente tem sua auto-ignição e sua queima ocorre de forma uniforme. Em muitos países o índice de cetano está na faixa de 45 a 50.

¹⁹ O gás pode estar associado à produção de petróleo.

uma refinaria de petróleo, no entanto, esse processo na prática ainda não foi testado (CHEMLINK..., 2003).

O preço do petróleo é uma outra variável-chave que irá determinar a economicidade do processo alternativo GTL, juntamente com o preço do gás natural que irá variar em função das condições de seu aproveitamento. O preço que tem sido usado para determinar os custos operacionais gira em torno de US\$ 0,5/MBTU, mas esse valor pode ser até negativo se o gás estiver sendo queimado e penalizado por problema de poluição (CHEMLINK..., 2003).

Os custos operacionais totais giram em torno de US\$ 20/barril, no entanto, se houver incorporação de um prêmio de qualidade pelo combustível sintético, alguns produtores estimam que esse valor poderia chegar a US\$ 10 /barril. Então a conversão de GN para líquidos poderá se tornar um negócio auto-sustentável economicamente (CHEMLINK..., 2003).

No momento, há três unidades em operação de GTL produzindo hidrocarbonetos sintéticos: Moss gas Plant (África do Sul), com capacidade para a produção de 23.000 barris/dia; a Shell em Bintulu na Malásia e uma planta de produção de gasolina a partir de metanol na Nova Zelândia. Espera-se para 2003 o funcionamento de uma planta de 30.000 barris/dia da Shell e da Chevron na Nigéria (CHEMLINK..., 2003).

O envolvimento das grandes companhias de petróleo no projeto do GTL, os investimentos em pesquisa em cifra de bilhões de dólares e questões ambientais envolvidas abrem clara perspectiva do óleo sintético se tornar uma realidade dentro de pouco tempo. O Cenpes também vem desenvolvendo pesquisas nesta área, no sentido de viabilizar uma tecnologia comercial para o GTL.

5.5 USO COMO COMBUSTÍVEL

O uso do gás natural como combustível para o setor químico do Estado da Bahia vem evoluindo nos últimos 10 anos²⁰, conforme demonstra a Figura 30. Seu uso tem sido mais preponderante em fornos, caldeiras e estufas. Apesar de que, a partir de 2003, a Petrobras começou a restringir a oferta de gás natural para a

²⁰ Não constam dos dados apresentados na Figura 30 as informações de consumo das unidades da Petrobras no Estado (VIEIRA e outros, 2005).

Bahiagás, em razão do declínio de produção dos campos do Recôncavo, o que vem limitando o crescimento do GN para o setor químico desde então.

O crescimento mais expressivo, a partir de 1999, conforme pode ser observado na Figura 30, foi em decorrência de uma política de preço para o gás natural mais favorecida em relação ao óleo combustível, considerando uma mesma base energética. Isto exacerbou o consumo de gás natural em todo país, fazendo a sua participação dobrar na matriz energética nacional em cinco anos. Aliado a isto, a indústria petroquímica baiana tem longa tradição no uso do gás natural como combustível. Em 2003, foram utilizados 713 milhões m^3 de gás natural como combustível para o setor químico.

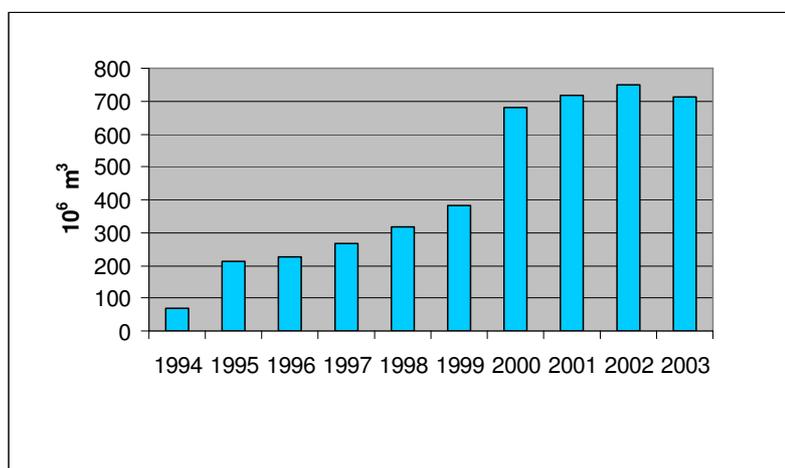


Figura 30 – Consumo de GN como combustível para o setor químico.
Fonte: VIEIRA e outros, 2005.

O preço do gás natural no Nordeste tem sido um pouco mais barato para o consumidor industrial do que na região Sudeste, pois, nesta região, o gás boliviano tem um preço mais elevado com a inclusão do custo do transporte. Isto tem facilitado a competição e penetração do gás natural no setor químico, principalmente em substituição ao óleo combustível que no Brasil custa mais do que o preço internacional. A Figura 31 apresenta o preço do gás natural (com impostos) vis-à-vis os seus principais concorrentes para o setor industrial no Estado da Bahia.

Essa avaliação considerou as seguintes premissas de preço no mês de outubro de 2004: tarifa de gás natural para uma faixa de consumo de 27 mil m^3/d ; tarifa de energia elétrica A3, praticada pela Coelba; preço do diesel dado pelo site da

ANP; preço do GLP praticado pela Brasilgás; preço da madeira para uma cerâmica da região (informação verbal)²¹.

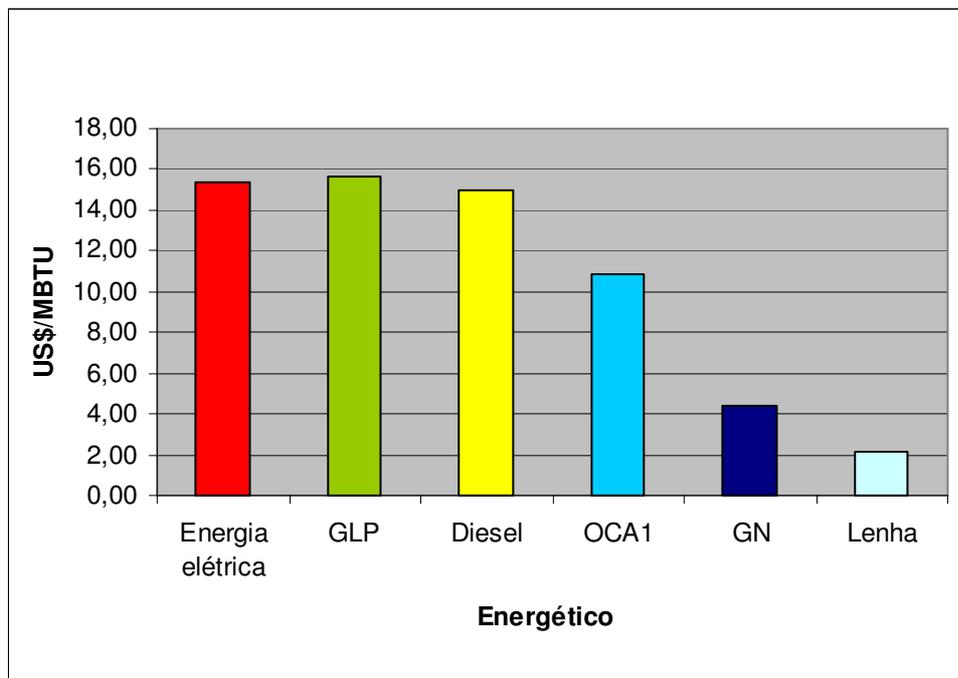


Figura 31 – Competitividade do gás natural.
Fonte: Gerência de Atendimento da BAHAGÁS.

A manutenção dos preços relativos do gás natural, em relação aos seus principais concorrentes, não deverá permanecer nos próximos anos. A produção do gás natural oriunda dos campos do Recôncavo está em declínio e a sua substituição pelo gás de Manati e pelo gás natural proveniente do Sudeste, a ser transportado pelo Gasene, tenderão a elevar seu preço nos próximos anos para suportar os investimentos que serão realizados.

Além da questão do preço, o gás natural apresenta outras vantagens significativas para uso como combustível, tais como: é um combustível fóssil mais limpo; sua eficiência de queima é superior ao do óleo combustível; não requer estocagem; as condições de segurança são melhores por ser mais leve que o ar, o que favorece sua rápida dispersão em caso de vazamento; baixos inventários são mantidos dentro das indústrias; sua queima é mais estável, em função da pouca flutuação da sua composição; o pagamento é efetuado após o consumo; os custos de manutenção são menores; requer menores investimentos de instalação;

²¹ Informações obtidas junto à Gerência de Atendimento da BAHAGÁS em 26 de outubro de 2004.

necessita de um número menor de operadores de processo; apresenta uma logística simples e mais confiável. Todos esses pontos devem ser considerados e não só o preço em si, para opção de uso do gás natural como combustível.

A lógica internacional deverá prevalecer na definição futura de uma política de preço no Brasil para o gás natural, considerando todos os benefícios diretos e indiretos no seu uso, o que deverá elevar o seu preço a um valor próximo do seu principal concorrente, o óleo combustível.

Um dos usos mais nobres do gás natural como combustível é na co-geração²², pois tende-se a aumentar a eficiência térmica de utilização do gás natural. A indústria química, pela sua alta demanda de calor utilizado em seus processos de transformação, são instalações ideais para se efetuar a co-geração. Segundo dados da Bahiagás, de todo gás natural utilizado em 2003 pelo setor químico como combustível, 53% foram para a co-geração (informação verbal)²³.

5.6 IMPACTO AMBIENTAL

O gás natural é o combustível fóssil de menor impacto ambiental de uma energia ambientalmente adequada. A importância de considerar-se este item, como um ponto fundamental na estratégia mercadológica do gás natural, decorre do fato do gás natural gerar menos emissões do que seus concorrentes fósseis. O item 5.6.1 apresenta a comparação das emissões do GN com seu principal concorrente no Estado, o óleo combustível.

Reporta-se aos aspectos anteriormente abordados para compreensão do gás natural, o gás, o combustível, o produto e a matéria-prima, para elaborar-se uma síntese conceitual que se propõe a apresentar as tendências de participação do gás natural como insumo básico da sociedade do século XXI diante do contexto de elevadas restrições ambientais e exigências econômicas.

Como combustível, o gás natural começa a apresentar algumas características relevantes que o diferenciam, seja por permitir variados e inovadores processos tecnológicos de atendimento direto ao uso final seja por realizar este atendimento com reduzidas restrições ambientais.

²² A co-geração significa a produção simultânea de duas formas diferentes de energia, por exemplo: vapor e energia elétrica (SANTOS, 2002).

²³ Informações obtidas junto a Gerência de Atendimento da BAHIAGÁS em 26 de outubro de 2004.

5.6.1 Nível de Emissões Provenientes do Gás Natural

Consideram-se, para efeito comparativo, as diferenças de emissões provenientes da queima de 100 mil m³/d de gás natural numa caldeira, frente ao seu principal concorrente o óleo combustível A1.

As seguintes premissas foram consideradas para realização do cálculo das emissões de CO₂, SO₂, NO_x e particulados:

a) não foi considerado o tratamento dos gases exaustos proveniente da combustão do gás natural ou do óleo combustível;

b) foi contemplada a mesma eficiência de combustão tanto para o gás natural como para o óleo combustível, apesar do gás natural requerer menos excesso de ar e não exigir aquecimento para prover sua atomização quando da queima;

c) apesar de a ANP considerar o limite de enxofre para o óleo A1 em 2,5%, a premissa foi considerar o valor de 1%, em decorrência de a Rlam entregar um óleo de qualidade melhor na região. Para o gás natural, usa-se o limite da especificação de 70 mg/m³, apesar do gás do Recôncavo não ultrapassar o limite de 7 mg/m³ após adição de mercaptanas para efeito de odorização (VIEIRA e outros, 2005);

d) os poderes caloríficos foram usados do Balanço Nacional de Energia – BEN;

e) os fatores para determinação de SO₂, NO_x e particulados foram usados para uma caldeira de grande capacidade de queima frontal (LORA & TEIXEIRA, 2001);

f) para determinação do teor de CO₂, usam-se os fatores divulgados pelo Intergovernamental Panel on Climate Change – IPCC para conversão em toneladas de carbono, fazendo o cálculo estequiométrico até chegar às emissões de dióxido de carbono.

Os resultados apresentados na Tabela 6 demonstram a vantagem do gás sobre o óleo combustível em termos de emissões de SO₂, CO₂, NO_x e particulados.

Tabela 6 - Emissões em fornos e caldeiras para uma mesma base energética em t/a.

Combustível	Dióxido de carbono	Dióxido de enxofre	Óxidos de nitrogênio	Particulados
Gás natural	75.134,00	5,11	163,52	2,92
Óleo combustível	103.617,00	669,86	269,28	8,04
Diferença	28.483,00	664,75	105,76	5,12

O principal problema do CO₂ é o aumento global da temperatura da terra, ocasionado pelo aumento de concentração deste gás de efeito estufa na atmosfera, causado pelo homem quando da utilização de combustíveis fósseis nos processos de combustão. A consequência do aumento da temperatura é uma mudança das condições climáticas, com descongelamento de geleiras, aumento do nível dos oceanos, chuvas em excesso em determinadas regiões e secas em outras. Tudo isto afeta a sobrevivência das espécies e ameaça as condições do habitat do planeta para as futuras gerações.

O SO₂ é responsável pela formação de chuva ácida causando sérios danos ambientais à flora e fauna, levando à destruição de imensas áreas florestais e mortandade a várias espécies de animais que não conseguem sobreviver num meio ácido.

O termo NO_x designa, de maneira genérica, o dióxido de nitrogênio (NO₂) e o monóxido de nitrogênio (NO). De forma geral, durante a combustão, a formação do NO ocorre de forma majoritária em detrimento do NO₂. No entanto, ao entrar em contato com o oxigênio do ar, o monóxido de nitrogênio passa rapidamente a NO₂. Por essa razão, as considerações sobre emissões são feitas com base nas propriedades do dióxido de nitrogênio.

.Assim como mencionado para o caso do dióxido de enxofre, o NO_x é também responsável pela ocorrência de chuva ácida, que traz malefícios em termos de diminuição de biodiversidade em lagos e rios e decaimento acelerado de materiais de construção, danificando monumentos. O NO_x também contribui para formação de ozônio superficial atmosférico (produto altamente danoso ao homem) e na formação de alguns particulados de origem secundária.

Além do NO_x, outro subproduto nitrogenado formado a partir da combustão é o óxido nitroso (N₂O), um gás de efeito estufa. Porém, de acordo com

IPCC/1996 (NATIONAL..., 2005), as emissões são mínimas e sua estimativa altamente incerta.

Material particulado é um termo utilizado para designar pequenas e minúsculas partículas que ficam suspensas no ar. Esse material inclui substâncias como poeira, sujeira, fuligem e pequenas gotículas (EPA, 2003 apud VIEIRA e outros, 2005). Tais partículas são encontradas em tamanhos variados, de forma que os impactos na saúde humana causados por tal tipo de material estão intrinsecamente ligados a essa propriedade física do material.

Os particulados podem ser encontrados nas mais diversas dimensões, variando de 0,001 μm a 500 μm (CARVALHO JÚNIOR & LACAVA, 2003). As partículas menores, que na prática ficam suspensas na atmosfera indefinidamente, penetram o sistema respiratório até os alvéolos pulmonares, estruturas do aparelho respiratório humano onde ocorre a oxigenação do sangue. Causam, assim, uma série de problemas de saúde, como agravamento de crises asmáticas; bronquite crônica; decaimento da função pulmonar e morte prematura. Além desses efeitos sobre a saúde humana, os particulados estão ainda associados à redução da visibilidade em centros urbanos; redução de nutrientes no solo; contaminação de leitos aquáticos (rios e lagos); danificação de florestas e lavouras; além de potencialmente danificar monumentos históricos (EPA, 2003 apud VIEIRA e outros, 2005).

Os particulados podem ser formados de duas formas distintas: ou ocorrem diretamente a partir de reações de combustão diversas (veículos, termoelétricas), de sítios de obras, queimadas, atividades de mineração; ou são formados a partir de reações gasosas que ocorrem na atmosfera a partir de gases subprodutos da combustão em veículos e termoelétricas, reagindo com luz solar e vapor d'água (EPA, 2003 apud VIEIRA e outros, 2005). A fuligem, particulado bastante conhecido, tem tamanho inferior a 0,1 μm e é gerada com mais frequência quando ocorre a queima de um combustível líquido, apesar de a formação deste particulado ocorrer em fase gasosa (CARVALHO & LACAVA, 2003).

5.6.2 O Gás Natural como Combustível de Transição

O gás natural ocupa o lugar de fonte energética comercial abundante menos nociva ao meio ambiente da atualidade.

Se considerada a demanda cada dia maior por carburantes ambientalmente menos poluentes, como da gasolina e do diesel sem enxofre, e os custos de transformação tecnológica das frotas ao GNV e GNL, hidrogênio, metanol, etanol e eletricidade e, por outro lado, as necessidades crescentes de insumos químicos para suportar o desenvolvimento da indústria mundial e as restrições ambientais aos processos tradicionais de produção, compreende-se a importância e a potencialidade dos processos de conversão do gás natural em combustíveis líquidos, gasoquímicos e o seu uso direto como combustível.

Hoje, e no futuro ainda mais, muitos projetos cuja viabilidade econômica é frágil estão sendo implementados graças à internalização de custos e benefícios ambientais e sociais antes negligenciados. Neste panorama, os processos de conversão do gás se apresentam como escolha natural, pois além de economicamente atrativos, são atividades industriais que geram menos rejeitos agressivos ao meio ambiente.

Verifica-se assim que, no século atual, o gás natural deverá desempenhar um papel fundamental na sociedade mundial, permitindo a estruturação de uma civilização tecnológica e economicamente desenvolvida, ambiental e ecologicamente sustentável, atendendo à demanda energética industrial, comercial e residencial e à demanda de insumos da moderna indústria química e de materiais, base do progresso industrial do século XX. Ainda que não seja o estágio final ou definitivo, após algumas décadas de especulação sobre as fontes energéticas adequadas para o futuro, o gás natural surge como a melhor alternativa para realizar de forma ordenada e segura a transição da sociedade industrial atual para uma nova sociedade tecnológica e ecológica, baseada em insumos e processos ambiental e economicamente sustentáveis e com o mínimo de custos sociais devido à degradação do meio ambiente (VIEIRA e outros, 2005).

6 MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA NO NORDESTE – UMA OPÇÃO PARA OPERAÇÃO DAS USINAS TÉRMICAS

A indústria de energia elétrica no Brasil desenvolveu tecnologia no campo da construção, operação e transmissão de grandes centrais hidrelétricas, bem como na operação de sistemas de transmissão a grandes distâncias e, em alguns casos, como no de Itaipu, em corrente contínua. Esses sistemas de transmissão a grandes distâncias permitem a interligação das principais bacias hidrográficas, fazendo com que o sistema de gerenciamento seja centralizado e busque o controle dos níveis das barragens, atuando no despacho otimizado e em prol da segurança do abastecimento de energia elétrica no Brasil.

O sistema elétrico brasileiro apresenta, como peculiaridade, grandes extensões de linhas de transmissão e um parque gerador predominantemente hidrelétrico. O mercado consumidor, formado por 45 milhões de unidades, é bastante disperso pelo território nacional. As maiores concentrações estão nas regiões mais desenvolvidas Sul e Sudeste. Na região Norte e em parte do Centro-Oeste ainda existem muitos sistemas isolados, atendidos por pequenas unidades de geração, a maioria termoelétrica a óleo diesel.

Ao longo das últimas duas décadas, o consumo de energia elétrica apresentou índices de expansão bem superior ao Produto Interno Bruto (PIB), fruto do crescimento populacional nas zonas urbanas, do esforço da universalização e da modernização da economia. As classes de consumo residencial, comercial e rural foram as que obtiveram expressivos ganhos de participação. O segmento industrial teve participação menor no crescimento, principalmente pela utilização de tecnologias mais eficientes no uso final da eletricidade, aliada às medidas de racionalização do consumo postas em práticas especialmente na década de 90.

Esse índice de expansão se acentuou após a estabilização da moeda ocorrida a partir de 1995. O crescimento da demanda de energia elétrica no Brasil,

por dados históricos, é sempre superior ao PIB. A explicação para existência deste fator de elasticidade é o consumo anual per capita baixo, cerca de 2 MWh, enquanto nos Estados Unidos é de 13 MWh (BRASIL, 2002).

Durante o ano de 2000, começaram a surgir os primeiros indícios da crise de abastecimento de energia elétrica, porém, foi em 2001, que começaram a aparecer, de forma mais intensa, com alguma frequência, os sinais de uma grande crise no setor elétrico que viria afetar de forma profunda a vida nacional. O noticiário da imprensa divulgava, com insistência, a escassez de água nos reservatórios das usinas hidroelétricas brasileiras. O baixo nível de água nessas represas, num país que tem 95% de seu fornecimento dependente das usinas hidrelétricas, acarretava forte possibilidade de cortes no fornecimento no período seco, que vai de abril a novembro.

Embora significativo, o aumento da demanda não foi, por si, fator determinante da crise. Contribuiu para ela, muito mais que isso, um déficit de investimentos que começou no final dos anos de 1980, quando o Governo deixou de investir no setor elétrico por escassez de recursos e, por falta de regulamentação, a iniciativa privada também não investiu. Só a partir de 1995, com a reformulação do setor elétrico, é que a iniciativa privada voltou a realizar os investimentos, assim mesmo, em um ambiente que estava em mutação no seu modelo e simultaneamente sob o impacto de um crescimento da demanda de EE, conforme já comentado.

Evidentemente que esses investimentos não foram suficientes para resgatar o que tinha sido deixado de investir em épocas anteriores e associou-se a isto a falta de chuvas nas principais bacias hidrográficas, o que determinou através da medida provisória n.º 2.147, em 15 de maio de 2001 (BRASIL, 2001), a implementação pelo Governo Federal da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, com objetivo de propor medidas emergenciais decorrentes da situação crítica dos níveis das barragens para compatibilizar demanda e oferta de energia elétrica.

Ao perceber os indícios da crise de EE, no ano 1999, o governo interviu e anunciou um conjunto de medidas para incentivar a construção de usinas termoelétricas no país, que pode ser feita em um tempo relativamente rápido (dois anos), considerando-se o que se gasta com a construção das grandes usinas hidroelétricas.

Dentro deste cenário, foi criado o Programa Prioritário de Termoeletricidade - PPT a gás natural com a finalidade de incrementar rapidamente a oferta de energia elétrica. Entretanto, a falta de condições primárias para o financiamento dos investimentos; os atrasos das licenças ambientais; a falta de turbinas a gás no mercado; a falta de pessoal capacitado no gerenciamento dos projetos; os contratos de vendas de energia, e a definição do preço de venda dessa energia de origem térmica; a regulação confusa e que sofreu uma série de revisões; e as dúvidas sobre o preço do gás e a disponibilidade, acarretaram desinteresse por parte da iniciativa privada. A adesão ao programa foi feita quase que exclusivamente pela Petrobras e, durante a crise, quase não houve ajuda dessas térmicas. Das 51 usinas inicialmente previstas, só alguns projetos foram executados, a maioria pela Petrobras, com seu escopo modificado, sendo que a maior parte desses projetos foi concluída no ano de 2003.

6.1 A IMPORTÂNCIA DO RIO SÃO FRANCISCO

O rio São Francisco é o único rio do Nordeste com um grande potencial hídrico, possuindo uma enorme importância para a região Nordeste do Brasil, principalmente devido a sua situação geográfica. O intenso desmatamento e a poluição urbana e industrial afetaram seu potencial hídrico nos últimos anos, o que tem resultado em níveis cada vez mais baixos em seu leito e dificuldades para as populações e para as agroindústrias da região e a navegação, além de afetar a própria economia de subsistência como a pesca e a pequena agricultura familiar.

A transposição das águas do São Francisco para outros estados do Nordeste é um projeto polêmico que está tramitando na Câmara dos Deputados e que poderá afetar a disponibilidade para a geração de eletricidade e para as outras atividades que utilizam a água como recurso produtivo e de subsistência.

A aplicação do conceito múltiplo de uso da água, determinada pela Lei nº 9.984, de 2000 (BRASIL, 2000), que criou a Agência Nacional de Águas (ANA), entidade federal de implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos, tem grandes reflexos no processo de geração hidráulica de energia elétrica no país. Esta lei, além de atribuir à Agência a incumbência de definir e fiscalizar as condições dos reservatórios, visa garantir o uso múltiplo dos recursos hídricos. Isto significa que o

uso da água, que antes tinha prioridade para a geração de eletricidade, passou a ter outro tratamento, tendo de dividir essa propriedade com outros usos, como consumo humano, irrigação e navegação.

A área da Bacia do rio São Francisco tem cerca de 645 mil km², ao longo dos 2.700 km do rio. A vazão média do Rio é de 2.850 m³ por segundo, na altura da barragem de Sobradinho, que vem sendo compartilhada por múltiplas finalidades. A demanda de água na região, segundo a ANA, está estimada em 700m³ por segundo, considerando as outorgas existentes e novas solicitações de uso de água (BRASIL, 2002).

O vale do São Francisco é a única região semi-árida tropical do mundo onde se pratica a agricultura. Os perímetros irrigados somam 330 mil hectares, sendo 99 mil da Codevasp e os outros 231 mil da iniciativa privada, chegando à produção a contemplar 53 variedades de cultura.

Na área da Valexport, entidade que congrega produtores e exportadores de fruta, no Sub-Médio São Francisco, onde se produz principalmente manga e uva para exportação, a fruticultura irrigada gera empregos e renda, capaz de fomentar a criação de uma classe média rural no Nordeste.

O que se conclui é que a geração de energia elétrica não pode ser considerada de forma absoluta, prioritária, das águas do rio São Francisco. O Poder Público deve definir novos patamares de níveis mínimos nas barragens, observando o interesse maior das populações ribeirinhas. Isto ocorrendo, o modelo elétrico que até aqui tem considerado o nível mínimo de 10% para formatação da curva de aversão ao risco, deve sofrer uma nova alteração.

6.2 A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO NORDESTE

O sistema interligado nacional é de base predominantemente hidrelétrica. Segundo o MME, em torno de 21,7% da capacidade instalada de EE no Brasil é oriunda da termoeletricidade. No Nordeste esse número sobe para 28,5%. Contudo, mesmo com a expansão suscitada pelo PPT, a termoeletricidade ocupa pouco espaço na energia gerada por ordem de despacho devido ao custo elevado e da falta de gás natural, principalmente na região Nordeste. A Tabela 7 apresenta a

capacidade instalada de energia elétrica em 2004 no Brasil, na Bahia e na região Nordeste (BRASIL, 2005).

Tabela 7 - Capacidade instalada de energia elétrica em MW.

Capacidade Instalada	Hidro			Termo			Nuclear	Total		
	SP	APE	Subtotal	SP	APE	Subtotal	SP	SP	APE	Total
Brasil	67.572	1.472	68.999	14.529	5.198	19.727	2.007	84.108	6.625	90.732
Bahia	4.085	101	4.186	1.162	481	1.643	0	5.247	582	5.830
Nordeste	10.280	106	10.386	3.496	653	4.149	0	13.776	759	14.535
SP- Serviço Público APE- Autoprodutores										

Fonte: Ministério das Minas e Energia (BRASIL, 2005)

O perfil hidráulico brasileiro é um diferencial no processo de competitividade da produção nacional. O potencial hidrelétrico ainda é passível de expansão, o que indica que essa fonte será explorada durante os próximos anos, ofertando energia elétrica de baixo custo operacional. Determinar a capacidade exata, no médio e longo prazo, de energia hidráulica a ser enviada ao sistema é um complicado exercício decorrente da grande volatilidade do regime hidrológico das bacias brasileiras, do licenciamento ambiental, do nível de conservação dos reservatórios dessas bacias e do uso múltiplo de água.

A imprevisibilidade dos níveis dos reservatórios se revela no longo prazo, com períodos plurianuais de secas, mesmo no curto prazo, com alguns meses de hidrologia adversa. Essa característica probabilística do sistema elétrico nacional levou a constituição de um arcabouço estocástico que projeta e planeja a operação e a expansão do sistema, indicando os níveis de riscos de déficits dos subsistemas e do sistema integrado.

Definir o risco de déficit e planejar para que ele seja mínimo, não é garantia de atendimento das cargas existentes, principalmente no Brasil, com sazonalidades de períodos chuvosos, concentração espacial das chuvas e bacias hidrográficas com regime hidrológico semelhantes. O que, para o Nordeste, representa um risco muito grande de ficar como eterno importador de energia de outras regiões principalmente no período seco.

Segundo o painel realizado na conferência Rio & Gás de 2004 sobre confiabilidade versus modicidade tarifária do setor elétrico brasileiro, o Brasil corre o risco de viver um racionamento a cada 20 anos – por causa do risco de déficit do sistema, fixado em 5% ao ano. Se esse déficit fosse reduzido para 0,3%, a participação do parque termelétrico poderia crescer de 14,8% para 22,6%, com um consumo de gás natural chegando a 92 milhões m³/d. O custo de cada megawatt-hora que deixa de ser disponibilizado para o setor produtivo do país custa R\$ 2,6 mil. O risco atual de 5% foi considerado alto durante os debates realizados na Rio Óleo & Gás (VIGLIANO, 2004).

A determinação do nível de risco do setor elétrico é uma incumbência do Conselho de Política Energética – CNPE, que necessariamente leva em consideração o quanto a sociedade brasileira estaria disposta a diminuir esse risco, frente a um aumento da tarifa de energia elétrica.

A Figura 32, baseada em Santos (2004), mostra a variação da energia armazenada (EAR) nos reservatórios do Nordeste, destacando os picos de armazenamento. O ciclo hídrico da região é composto de períodos de secas recorrentes que leva a depleção dos reservatórios e risco imediato de novo “apagão”.

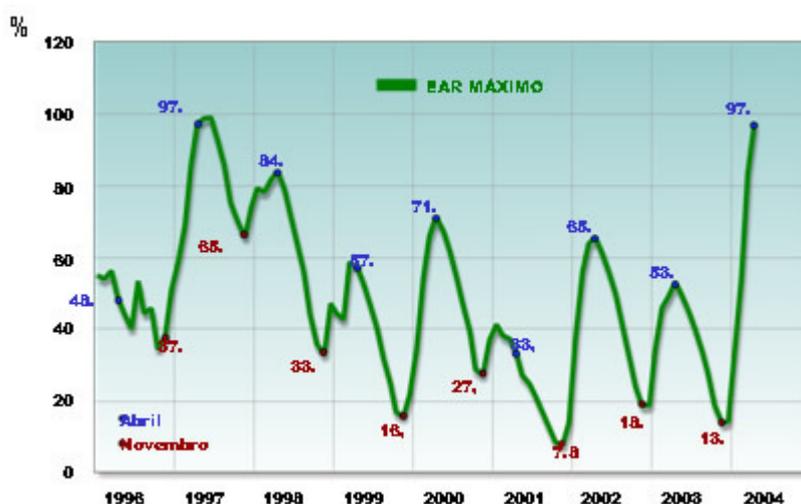


Figura 32 – Comportamento hidrológico da região Nordeste
Fonte: SANTOS, 2004.

Nos últimos meses de 2003, os níveis dos reservatórios nordestinos apresentavam números preocupantes. A falta de chuva e o aumento da carga fizeram com que os níveis de energia armazenada ficassem abaixo da curva de aversão ao risco, que representa a necessidade básica de energia da região, gerando os primeiros sinais de uma crise de abastecimento²⁴.

Segundo informações do ONS, o consumo da região estava em cerca de 6 mil MW médios. Desse total, em torno de 3,4 mil MW médios foram produzidos por usinas hidrelétricas da região. A região recebeu, ainda, 1,8 mil MW médios por meio de intercâmbio. Os níveis das barragens atingiram um ponto crítico no início do mês de janeiro de 2004, o que motivou o ONS a tomar algumas medidas emergenciais.

Com a eminência da crise no final de 2003, duas saídas foram utilizadas para manter o abastecimento da região: (i) transferências de energia oriunda de outras regiões brasileiras e (ii) usinas termelétricas integrantes do Programa Prioritário de Termoeletricidade e as usinas emergenciais existentes na região receberam autorização para despachar energia à plena carga. O ônus das térmicas emergenciais é extremamente alto, em virtude dos elevados custos operacionais e a utilização de combustíveis derivados do petróleo que causam poluição devido à baixa eficiência dessas usinas.

A transferência de energia elétrica via linhas de transmissão atingiu a sua capacidade máxima no período e as térmicas a gás natural não alcançaram as potências máximas registradas pela ANEEL, tal fato derivou de mais outra crise que afeta a região nordestina, a da oferta de gás natural.

As chuvas torrenciais do início de 2004 elevaram os níveis dos reservatórios impedindo o desabastecimento de energia elétrica na região Nordeste. Esse foi um dos eventos mais particulares na história do acompanhamento da energia armazenada dos reservatórios, pois, em dezembro de 2003, os níveis estavam bem próximos do alcançado no apagão e já no início de 2004 o percentual de armazenamento era o maior dos últimos sete anos.

Durante a crise de energia foi possível identificar que a região Nordeste possui sérias falhas de infra-estrutura. As alternativas viáveis para solucionar a vulnerabilidade do sistema seriam: a construção de mais hidrelétricas, evento dificultado pela intermitência hidrológica e pela limitação das bacias hidrográficas,

²⁴ O fim do período úmido ocorre no mês abril e o fim do período seco acontece no mês de novembro.

construção de linhas de transmissão e/ou disponibilidade de maiores volumes de gás natural para as termelétricas com construção de novos gasodutos. Com duas crises no intervalo de três anos e não em 20 anos com preconiza o modelo, tudo levar a crer que o risco do Nordeste é maior do que os 5% da média nacional.

A falta de gás natural para térmicas surpreendeu o ONS que não esperava que as usinas termelétricas ficassem em parte ociosas. Possivelmente, a ausência de comunicação e relacionamento do ONS com os outros agentes da cadeia do gás natural provocou o enorme assombro em relação à anormalidade no abastecimento de gás natural.

A desinformação dos geradores térmicos tem provocado distorções nas decisões relativas ao bom andamento do setor. No modelo do sistema elétrico em atividade, as decisões de despacho das usinas termelétricas advêm do ONS, que orienta a operação das usinas, de acordo o planejamento e a observação do mercado de energia elétrica. Entretanto, essa decisão esbarra no contexto do mercado de gás dos estados brasileiros, que mescla as duas inquietações apresentadas na seção acima: ausência de conexão dos organismos interessados e o suprimento intermitente.

No exemplo acima, verifica-se que vários estados da União, principalmente os do Nordeste, não dispõem de gás natural para atendimento das térmicas, impossibilitando o atendimento da ordem de despacho do ONS.

A falta de gás natural no Nordeste se deve à carência de investimentos em obras infra-estruturantes. A interligação de um gasoduto entre as regiões Sudeste e Nordeste é uma obra essencial para equilibrar a oferta de gás natural com a demanda. Um outro investimento importante para o Estado da Bahia será a entrada em operação do campo de Manati, o que deverá ocorrer no segundo semestre de 2006, seis anos após a descoberta da reserva. Destarte, a quantidade de gás solicitada pelas térmicas nordestinas desestabiliza o sistema, tanto pelo grande volume solicitado, como também, pelo consumo interruptivo.

Uma vez que há, por parte da indústria gasífera, necessidade de manter determinados níveis de oferta de gás, essa rigidez se deve ao fato do interesse do produtor em manter uma receita estável, com contratos de venda de gás cada vez mais rígidos (take or pay). Com contratos inflexíveis, aumenta-se o custo fixo das térmicas que perdem mercado, gerando por parte dos investidores desinteresse

nessa atividade. A criação de um mercado secundário para alocar esse gás para outros setores de consumo, durante períodos em que as térmicas não estejam sendo despachadas, passa a ser uma alternativa que vem sendo estudada pelo governo para a redução de custos dessas usinas.

A vaga clareza sobre o assunto, com pouco progresso no estabelecimento de um arranjo estrutural coerente e comprometido com os avanços do gás natural e da expansão da oferta de energia elétrica, permitiu a supremacia da lógica do capital, impondo sérios obstáculos à geração termelétrica. O leilão de energia elétrica ocorrido em dezembro de 2005, foi a prova cabal desse desinteresse por parte da iniciativa privada.

Conforme mencionado, a criação de um mercado secundário para o gás natural oriundo do lastro operacional das usinas termoelétricas pode ser uma solução para criar a flexibilidade necessária, direcionando o gás para o setor industrial, sempre que for desnecessária a operação das usinas termoelétricas. O problema é que o setor industrial, na sua grande maioria, não possui opção para uso de dois combustíveis. O outro ponto a considerar é a falta de gasodutos interligando as diferentes áreas do país, o que dificulta a movimentação de gás de uma região para outra.

A avaliação minuciosa das opções existentes é extremamente urgente para direcionar os próximos investimentos em infra-estrutura, de forma a aumentar a oferta de energia. A região Nordeste demonstra uma grande potencialidade e a oferta de energia elétrica é um importante vetor para seu desenvolvimento.

A partir de janeiro de 2005, o MME determinou alterações da curva de aversão ao risco determinando maior flexibilidade de despacho das usinas das térmicas emergenciais, frente aos patamares anteriores. As termoelétricas do PPT no Nordeste continuam paradas, na sua grande maioria, por falta de gás natural e devido ao ciclo hidrológico favorável durante o ano de 2005.

A Resolução nº109/2002 da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (BRASIL, 2002) estabeleceu critérios e diretrizes para a política de operação energética e despacho de geração termelétrica nos Programas Mensais de Operação realizados pelo ONS, bem como para a formação de preço no mercado de energia elétrica.

Uma dessas diretrizes é a curva bianual de segurança, também denominada "curva de aversão ao risco". Esta curva representa a evolução ao longo do período dos requisitos mínimos de armazenamento de energia de um subsistema, necessários ao atendimento pleno da carga, sob hipóteses pré-definidas de aflúências, intercâmbios inter-regionais e carga, e com toda a geração térmica (inclusive as térmicas emergenciais da CBEE) despachada em sua produção máxima, de forma a se garantir níveis mínimos operativos ao longo do período. Em outras palavras, para garantir o atendimento do mercado e assegurar a capacidade de recuperação dos reservatórios, os níveis de armazenamento do reservatório equivalente de uma região devem ser mantidos sempre acima da curva de aversão ao risco ao longo dos dois anos.

Os níveis verificados de armazenamento (em percentual da Energia Armazenada Máxima - % EAR máx) estão sendo comparados tomando duas datas como referência:

- Até o dia 30/09/2004, com a curva bianual de aversão ao risco 2004/2005, estabelecida pela resolução ANEEL 174/2004;
- a partir do dia 01/10/2004, com a curva bianual de aversão ao risco 2005/2006, estabelecida pela resolução ANEEL 360/2004 (ONS, 2004). Na Figura 33, são apresentados em destaque os níveis de segurança ao final dos períodos secos e úmidos, bem como no início e término de cada ano.

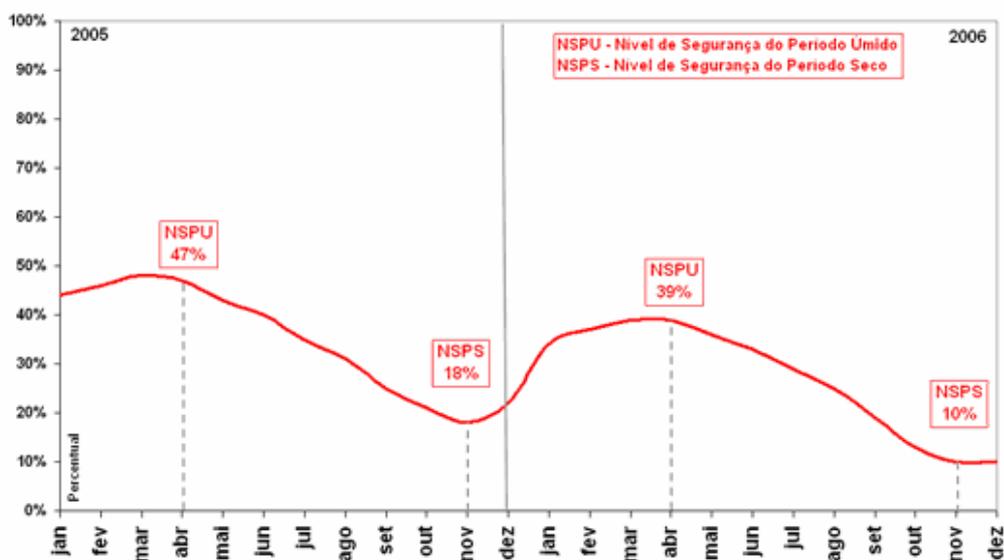


Figura 33 – Curva de aversão ao risco do Nordeste.
Fonte: ONS, 2004.

Atualmente, a oferta de energia elétrica, pelas regiões brasileiras no sistema interligado, ocorre, basicamente, por três formas: produção hídrica local; redes de transmissão e geração térmica local.

6.2.1 Capacidade de Geração de Energia Hidrelétrica e Termoelétrica

A Chesf possui no Nordeste 14 usinas hidrelétricas, a grande maioria fica localizada no rio São Francisco, conforme demonstra a Tabela 8. As usinas instaladas no Estado da Bahia representam 52% de toda capacidade da Chesf de produção de energia elétrica de origem hídrica²⁵.

Tabela 8 - Usinas hidroelétricas operadas pela Chesf no Nordeste.

Usinas	Capac.instalada MW	Localização	Rio
Paulo Afonso	4.279	Bahia	São Francisco
Sobradinho	1.050	Bahia	São Francisco
Itaparica	1.480	Pernambuco	São Francisco
Xingó	3.162	Alagoas/Sergipe	São Francisco
Boa Esperança	237	Piauí	Parnaíba
Outras	59	Bahia	Contas e outros
Total	10.267		

Fonte: CHESF, 2004

A geração de energia pelas hidrelétricas envolve riscos hidrológicos e escassez de rios com potencial hidráulico. As redes de transmissão permitem a transferência de energia elétrica das regiões superavitárias para aquelas deficitárias. Todavia, os custos são elevados e a confiabilidade é precária. A geração térmica local tem custo maior que as hidrelétricas, no entanto possui maior confiabilidade que as redes de transmissão, sobretudo quando abastecidas por gás natural através gasodutos.

A Tabela 9 informa a posição operacional das térmicas do PPT no Nordeste movidas a gás natural em fevereiro-04, segundo a ANEEL. Destas térmicas, três estão localizadas no Estado da Bahia (Termobahia, Fafen I e II e

²⁵ Informação obtida do site da Chesf diverge dos critérios estabelecidos pelo Balanço de Energia do Estado da Bahia, que considera 39% de toda capacidade da produção da Chesf no Nordeste pertencente ao Estado.

Camaçari I, II, III, IV e V), representando 33% de toda capacidade instalada das PPT do Nordeste.

Tabela 9 - Usinas termoeletricas Inscritas no PPT no Nordeste

UTE	Proprietário	Potência instalada (MW)	Capac. instalada de consumo de GN (10 ⁶ m ³ /d)
Fafen I	Petrobras	56	380
Fafen II	Petrobras	77	300
Termobahia	Petrobras	190	860
Camaçari I,II,III	Chesf	210	1.710
Camaçari IV	Chesf	70	570
Camaçari V	Chesf	70	570
Termo Pernam.	Iberdrola	520	2.150
Termoacu *	Iberdrola	325	2.200
Termo Ceará **	Petrobras	224	1.200
Termo Fortaleza	Endesa	307	1.550
Total		2.049	11.490

Fonte: ANEEL, 2004.

* A usina Termoacu deverá entrar em operação em 2007.

** A Petrobras adquiriu o controle dessa usina da MPX.

6.2.2 Aumento da Oferta e Confiabilidade de Energia Elétrica no Nordeste

Sob essa ótica, é interessante avaliar o fornecimento de energia do sistema elétrico do Nordeste que, constantemente, é afetada com variações na geração. Cerca de 30% da eletricidade consumida no Nordeste é proveniente das transferências dos subsistemas Norte - Sudeste e, com reforço das linhas de transmissão passará para 50%, aumentando a dependência da região de energia oriunda de outros subsistemas. É temerário, portanto, que metade da energia consumida venha por transferência, ou melhor, sujeita as sobras de energia de outros subsistemas. O aumento do consumo da região Sudeste acarretaria em menor transferência para o Nordeste, desfraldando a fragilidade do sistema elétrico nordestino.

A construção de novas usinas pouco ajudaria a resolver a situação da região, já que a geração de eletricidade é concentrada em uma única bacia, a do São Francisco, que apresenta altos níveis de evaporação e assoreamento. As

bacias complementares, do Norte, possuem regime hidrológico idêntico ao do São Francisco, reduzindo as possibilidades de aproveitamento.

A escolha pela construção de gasodutos, gerando maior oferta para as térmicas, tem vários pontos positivos, dentre estes:

Confiabilidade da transferência: os gasodutos estão mais protegidos às intempéries, vandalismo e ao excesso de carga;

os custos operacionais relativos à utilização de gasodutos poderão ser compatíveis com a da instalação das linhas de transmissão de grandes distâncias, principalmente considerando as dificuldades de essas linhas atravessarem reservas indígenas e parques nacionais. No caso particular da região Norte, a situação das novas usinas hidroelétricas a serem instaladas e suas linhas de transmissão, por estarem localizadas em áreas mais sensíveis ambientalmente, representa um desafio maior para a sociedade, em relação à interligação da rede de gasodutos da região Sudeste (maior região produtora de petróleo e gás natural do país) com a região Nordeste.

O crescimento da geração de EE das termelétricas a gás natural no Nordeste permitiria a diversificação da matriz energética, reduziria a dependência das importações de energia elétrica de outras regiões do país, além de evitar nos momentos de crise, a necessidade de despacho das térmicas emergenciais.

Enfim, é importante a criação de uma lei específica para o gás que estabeleça todo um arcabouço jurídico e crie, para o mercado, regras de estabilidade de forma a viabilizar os projetos de termoeletricidade.

A criação de um órgão equivalente ao ONS do setor elétrico para coordenar as operações de transporte do gás natural parece ser uma necessidade premente, principalmente, levando em consideração a complexidade destas redes e da tendência de uma interligação entre diversas regiões por gasodutos de grande capacidade. Esse novo órgão poderia coordenar as ações com o próprio ONS e estabelecer uma triangulação com a ANP e ANEEL.

Cabe avaliar, nessa perspectiva, a posição das companhias estaduais quanto à disponibilidade de gás natural. As distribuidoras das regiões sul e sudeste dispõem de gás natural boliviano e de outras fontes nacionais que representam as maiores reservas do país. As distribuidoras nordestinas encontram-se com a oferta

estrangulada, atendendo somente os contratos firmados sem condições de expandir a demanda.

Uma vez que as distribuidoras de gás natural, principalmente as do Nordeste, não possuem condições para ofertar este combustível para todas as usinas demandantes, então se verifica ausência de organismos competentes ao gerenciamento da obrigação de fornecimento de gás natural às distribuidoras e de formulação do planejamento integrado que compatibilize a demanda com a oferta. Em razão da escassa oferta de gás no Nordeste, algumas térmicas estão adaptando suas turbinas para bi-combustível, de forma a dar mais segurança na sua base operacional, como é o caso da Chesf em Camaçari.

6.2.3 Custos de uma Usina Termoeétrica

A Tabela 10 apresenta os custos dos diferentes combustíveis fósseis, para a produção de energia elétrica, numa central termoeétrica, usando diferentes tecnologias (turbinas a gás e turbinas a vapor). Os dados foram calculados de forma simplificada (apenas os custos dos combustíveis foram contemplados), conforme os conceitos termodinâmicos disponíveis na literatura especializada, de acordo com as seguintes considerações:

Tabela 10 - Custo de geração EE numa usina térmica (R\$/MW).

Combustível	Turbina a gás		Ciclo de Rankine
	Ciclo aberto	Ciclo combinado	
Gás natural	91	67	-
Óleo diesel	472	348	-
Óleo combustível	-	-	190
Carvão	-	-	31

Para o cálculo da eficiência de uma turbina a gás no regime de ciclo aberto²⁶ (ciclo de Brayton), foram admitidas as condições atuais das máquinas da

²⁶ As turbinas a gás (ciclo de *Brayton*) funcionam com a queima direta do gás natural, ou diesel, numa câmara de combustão da turbina, em seguida os gases são expandidos, realizando um trabalho

Chesf na usina de Camaçari. O rendimento calculado foi de 31%, independente se as turbinas estão usando diesel ou gás natural (essas turbinas são bi-combustíveis);

Para o fechamento do ciclo, considerou-se a instalação de uma caldeira de recuperação (a pressão de 102 kg/cm²) e uma turbina a vapor condensante, elevando o rendimento da usina para 42%. Não se considerou a instalação de uma turbina de vapor de extração (seria muito mais eficiente), em face da não existência de consumidores de vapor;

para as centrais movidas a carvão e óleo combustível, foi considerada uma caldeira projetada (ciclo de Rankine[·]) para geração de vapor a alta pressão (102 kg/cm²), além de uma turbina a vapor condensante para geração de energia elétrica. Esse tipo de turbina foi escolhido, pois se admitiu como premissa que não haveria consumidores de vapor. A eficiência assumida foi também de 42%, independente do tipo de combustível usado, apesar do gás natural apresentar uma eficiência superior aos outros combustíveis;

o preço do gás natural utilizado foi o do PPT no valor de US\$ 2,581 por MBTU, determinado de acordo com a Portaria Interministerial nº 234 de 2002. Além disto, foi adicionada a margem de distribuição e o custo do transporte no valor de US\$ 1,02 MBTU, usando uma conversão de 2,28 R\$/US\$;

os preços para o óleo diesel e óleo combustível foram utilizados os divulgados no site da ANP (semana de 10 a 16 de outubro-05) para os produtores. Adicionou-se a esses preços uma margem de 10% para a comercialização desses derivados. O preço do carvão foi obtido no site do MME, usando uma conversão de 2,28 R\$/US\$ (BRASIL, 2005);

não foi considerado outros custos variáveis no processo de geração de EE, quando na hipótese presente foi utilizado como combustível carvão, gás natural, óleo combustível e óleo diesel. No caso do carvão, chama-se atenção para o fato de que os outros custos são bastante representativos, principalmente os relativos a tratamento de poluentes, custos logísticos, disposição de resíduos;

os investimentos de uma usina termoelétrica a carvão são bem mais elevados do que os de uma usina movida a gás natural, considerando os investimentos destinados ao tratamento dos poluentes atmosféricos, terminais

diretamente sobre as palhetas da turbina Todas as etapas do processo, ocorrem numa única fase, a fase gasosa.

logísticos e as dimensões dos equipamentos que compõem a caldeira. Em relação a uma usina que usa óleo combustível, o gás natural também requer menores investimentos.

6.3 ASPECTOS AMBIENTAIS NA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

6.3.1 Usinas Hidroelétricas

No passado, a geração hidrelétrica era considerada uma das formas de produção de eletricidade das mais limpas e menos agressoras ao meio ambiente. Atualmente, esta visão tem sido questionada por um aprofundamento das questões ambientais e sociais. Sabe-se que as grandes usinas provocam mudanças da fauna e da flora ribeirinhas; causam destruição do meio ambiente e da biodiversidade em áreas submersas; emitem gás metano (gás estufa), o qual contribui para o aquecimento global. Na área social, os impactos estão relacionados com o deslocamento de populações inteiras e conseqüente destruição de áreas de subsistência, tais como terras aráveis, pastos e florestas (REIS, 2003).

A questão a ser discutida é se os projetos de hidroelétricas devem ser definitivamente deixados de lado, ou se eles devem ser reavaliados, evitando erros do passado, em face da crescente demanda por energia elétrica. Esses projetos poderiam ser substituídos ou complementados por outras soluções energéticas locais, por exemplo, uso de termoelétricas a base de gás natural, energia eólica, fotovoltaica (REIS, 2003).

Nos países desenvolvidos, há um grande potencial hídrico. O Banco Mundial calcula que somente 10% deste potencial está sendo usado. Isto equivale a um terço da capacidade total (considerando todas as formas de geração) dos países em desenvolvimento (REIS, 2003).

Além disto, os fundos para construção de grandes hidrelétrica estão se tornando escassos. Muitas agências e bancos financiadores têm restringido os investimentos em hidrelétricas, porque, na maioria dos casos, há uma grande distância entre a localização das fontes e das áreas onde a demanda cresce mais rapidamente. O Nordeste Brasileiro apresenta essa característica (REIS, 2003).

Se a construção de uma usina hidroelétrica for realmente necessária num determinado país, é importante minimizar as consequências negativas nas áreas social e ambiental e considerar, de forma correta, os riscos econômicos envolvidos no projeto (REIS, 2003).

No Brasil, nas últimas décadas, foram feitos grandes investimentos em grandes usinas hidrelétricas. Os projetos implantados na Amazônia são causa de discussões controvertidas devido ao deslocamento de populações indígenas e da destruição do meio ambiente. Além disto, a política de subsídio para o setor energético causou distorções no mercado de energia. Em Tucuruí, por exemplo, os preços subsidiados acompanharam os da indústria de alumínio por 20 anos (REIS, 2003).

Estudos de Impactos Ambientais (EIAs) têm sido requisitados de maneira compulsória nos projetos de usinas hidrelétricas e, de fato, têm se tornado cada vez mais abrangentes, de forma a incluir ações mais amplas na área social e a alocar suporte financeiro para remanejamento das populações. Entretanto, ainda resta muito a fazer para minimizar ou mesmo planejar soluções para resolver os problemas ambientais. Os efeitos de grandes projetos energéticos, no contexto regional, não têm sido tratados com a seriedade e profundidade que merecem (REIS, 2003).

6.3.2 Usinas Termoelétricas

Para o Nordeste, que possui uma dependência de importação de EE de outras regiões do país, a geração de energia elétrica através de usinas termoelétricas é uma das alternativas para o aumento da oferta, principalmente para o Estado da Bahia que é o maior consumidor de EE em função da sua base industrial.

Em razão da restrição na oferta de gás natural, atualmente a Chesf resolveu adaptar as turbinas a gás da sua usina em Camaçari para terem a flexibilidade de operar com diesel.

As usinas termoelétricas que utilizam turbina a gás ou que estão adaptando esses equipamentos para operar com diesel na falta do gás natural,

apresentam resultados ambientais distintos, conforme podem ser visto na Tabela 11. Para emissões de dióxido de carbono, o uso do gás natural como combustível apresenta uma diferença de 31,3% menor para cada tonelada equivalente de petróleo utilizada (tep). Foi utilizado o método do IPCC para realização do cálculo (VIEIRA e outros, 2005).

Tabela 11 - Emissões de usinas termoelétricas (kg/tep).

Combustível	Dióxido de carbono	Dióxido de enxofre	Óxidos de nitrogênio	Particulados
Gás natural	2.526,00	0,162	5,165	0,092
Diesel	3.318,00	4,018	2,870	4,790
Diferença	792,00	3,856	-2,295	4,698

O gás natural dos campos produtores do Recôncavo bahiano é praticamente isento de enxofre, no entanto, usa-se o teor máximo da especificação da ANP de 70 mg/m³. Para o óleo diesel, usa-se o valor de 0,2% de enxofre (especificação da ANP para o diesel metropolitano). O cálculo para determinação do teor de dióxido de enxofre foi em bases estequiométricas (VIEIRA e outros, 2005).

Devido à maior robustez na combustão do gás natural em relação ao diesel, as emissões de óxidos de nitrogênio são mais provenientes do gás natural. A referência para o cálculo foi o fator determinado por Lora (apud CARVALHO; LACAVA, 2003).

Com relação aos particulados, o gás natural é praticamente isento e apresenta uma grande vantagem em relação ao óleo diesel. A referência para o cálculo foi o fator determinado por Baile (apud CARVALHO; LACAVA, 2003).

7 REGULAÇÃO

7.1 REGULAÇÃO DISPONÍVEL

Desde a publicação da Lei 2.004 (BRASIL, 1953) até a entrada em vigor da Emenda Constitucional n.º 9 (BRASIL, 1995), toda a atividade exploratória, produtiva, de processamento e de transporte era considerada monopólio da União exercido pela Petrobras, o que dava à empresa o poder de controle de definição de mercados e da penetração do gás natural na matriz energética brasileira, mesmo que isso fosse atribuição exclusiva de órgãos puramente políticos, tal como o Ministério de Minas e Energia. Desta maneira, o perfil de oferta e de demanda do energético estava intimamente ligado às decisões de investimento da Petrobras, ao longo dos anos de exercício do monopólio.

A promulgação da Constituição Federal foi responsável por uma pequena, porém significativa, alteração da estruturação institucional da indústria do gás natural, com a criação do parágrafo 2º do artigo 25 da Constituição Federal, que determinou aos Estados, o monopólio da distribuição de gás. A partir de então, a atividade de distribuição passou a ser concessão estadual. Isto fez com que várias unidades da federação brasileira criassem suas respectivas empresas, com o objetivo maior de garantir uma parcela da renda econômica gerada na venda de gás natural para os consumidores finais.

No entanto, foi com a publicação da Emenda Constitucional n.º 9/95 que ocorreu a maior reestruturação institucional do setor, flexibilizando legalmente o monopólio da União. Estas modificações possibilitaram a entrada de novos agentes no setor. Para que essa abertura ocorresse de forma ordenada e, com o objetivo tanto de disciplinar as atividades da indústria do gás natural quanto de garantir sua eficiência econômica, foram criadas agências reguladoras estaduais e federais.

Logo, pode-se verificar que, dada à queda da barreira institucional, a indústria do gás natural nacional está se reestruturando de forma a atingir o modelo apresentado, tal como identificado na Figura 34. De acordo com este modelo, a esfera federal regula as atividades de produção e de transporte, ficando as atividades de regulação de distribuição com os estados. Conforme mostrado por Krause e Pinto Júnior (1998) e Silveira (2000), ambos citados por Costa (2003), esse modelo tem por característica a possibilidade de haver uma ou várias empresas verticalmente integradas com a infra-estrutura de transporte aberta a terceiros.

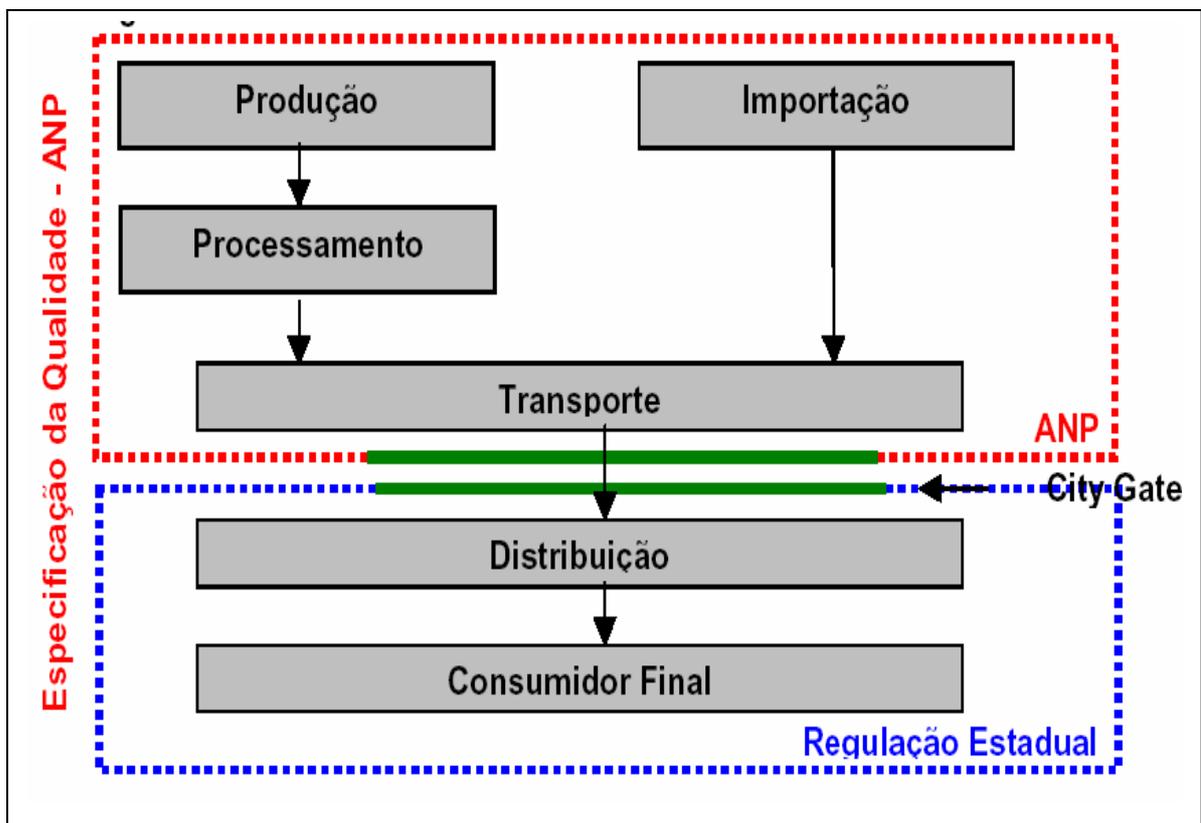


Figura 34 – Perfil institucional da indústria do gás natural no Brasil.
 Fonte: ANP, 2002d (apud COSTA, 2003).

Com base no exposto e considerando a natureza recente da indústria do gás natural e da estruturação da atividade regulatória necessária, após a reforma do Estado brasileiro, o próximo item irá fazer uma descrição das ações dos órgãos reguladores federais (setorial e de defesa da concorrência).

7.2 EVOLUÇÃO DA REGULAÇÃO DA INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL NO BRASIL

A determinação dos setores da indústria gasífera que devem ser regulados bem como o escopo dessa ação estão na Lei n.º 478 (BRASIL, 1997). No entanto, verifica-se que, devido ao estágio incipiente dessa indústria, a aplicação conjunta dos princípios de introdução da concorrência, nos setores potencialmente competitivos e de desenvolvimento do mercado de gás natural nacional, é extremamente complexa para definição do marco regulatório do setor.

Primeiro, porque a simples tentativa de abrir o mercado para novos agentes econômicos, atrelada à necessidade de expansão da infra-estrutura de transporte, possibilita a formação de grandes oligopólios. Isto ocorre em função das características técnicas e econômicas da indústria, que propiciam maior concentração das empresas atuantes. Segundo, porque a ação regulatória (setorial e da concorrência) é exercida por órgãos federais distintos, fato este que pode gerar superposição de atividades, além de necessitar sistemáticas ações conjuntas.

Daí, a necessidade da criação de uma lei específica para o gás natural que proporcionaria o aperfeiçoamento de todo arcabouço regulatório existente. O Senador Rodolfo Tourinho apresentou um anteprojeto de uma lei do gás ao Congresso Nacional, no mês de junho de 2005, que vem sendo discutida e aperfeiçoada por todos agentes do mercado, inclusive, pela representação dos partidos no Congresso Nacional. Em fevereiro de 2006, o Deputado Luciano Zica, encaminhou um outro projeto de lei para a Câmara dos Deputados e o Governo encaminhou um terceiro projeto, sobre o mesmo tema, no início do mês de março de 2006, para o Congresso Nacional. Espera-se uma discussão intensa nos próximos meses sobre os três projetos, já que os mesmos possuem várias questões divergentes entre si.

Para melhor compreensão da atividade regulatória na indústria de gás natural nacional, ver a Tabela 12, que resume como as atividades da cadeia do gás natural se encontram reguladas atualmente.

Tabela 12 - Regulamentação da cadeia do gás natural.

CADEIA DO GÁS NATURAL	BASE LEGAL	TIPO DE CONTRATO	REGIME
Exploração e Produção	Monopólio da União Constituição Federal ART.177	Concessão de uso de bem público/ANP	Preço Livre
Importação / Exportação	Monopólio da União Constituição Federal ART.177	Autorização de uso de bem público/ANP	Preço Livre
Transporte	Monopólio da União Constituição Federal ART.177	Autorização de uso de bem público/ANP	Monopólio natural/ tarifa regulada
Comercialização	Sem regulamentação constitucional	Livre (nacional) autorização ANP (importado)	Preço Livre
Distribuição	Monopólio Estadual Constituição Federal ART.25	Concessão de serviço público/Agência Reguladora Estadual	Monopólio natural/ tarifa regulada

Fonte: BAHIAGÁS, 2006.

A Agência Nacional do Petróleo é o órgão responsável pela regulação setorial da indústria do gás natural. Segundo o exposto na Lei n.º 9.478 (BRASIL, 1997), esta é responsável pela regulação das atividades de produção, importação, processamento e transporte de gás natural, além de estabelecer os requisitos a serem cumpridos pelas empresas interessadas em operar postos revendedores varejistas deste energético. Para tanto, a ANP exerce tais atividades seja através da regulamentação do setor (por meio de Portarias), seja mediante as ações de fiscalização (com perfil mais voltado à repressão de condutas violadoras da legislação) e monitoramento (com caráter mais direcionado ao papel orientador) das atividades acima citadas.

No que diz respeito ao segmento da produção, a ação regulatória está atualmente voltada à emissão de regulamentos de ordem técnica (que garantam o exercício da atividade dentro dos melhores padrões internacionais, visando à segurança do abastecimento, bem como do meio ambiente e das populações, além do uso eficiente dos recursos naturais) e da conseqüente ação fiscalizadora. Todavia, foi neste segmento que uma das principais barreiras institucionais à entrada foi eliminada. A Emenda Constitucional n.º 9 (BRASIL, 1995) permite que

qualquer empresa que cumpra os requisitos estabelecidos no artigo 5º da Lei 9.478 (BRASIL, 1997), inclusive a Petrobras, possa exercer a atividade.

Para tanto, a Lei supracitada, nos seus artigos 21 a 52, define os princípios gerais a serem seguidos pela ANP com relação à atividade, tendo como principais atribuições: (i) o desenvolvimento de estudos para delimitação de blocos exploratórios; (ii) a fiscalização da execução de serviços de geologia e geofísica; (iii) a realização de processos licitatórios para concessão de áreas de exploração; (iv) a definição do modelo de contrato de concessão padrão; (v) o controle do cumprimento dos contratos de concessão assinados; (vi) a distribuição das participações governamentais decorrentes da atividade produtiva aos seus beneficiários; (vii) a autorização para a transferência de titularidade de contratos de concessão já assinados (COSTA, 2003).

7.3 POLÍTICA DE PREÇO INTERNACIONAL

O principal formador de preço do gás natural é o preço das demais alternativas energéticas e o custo do acesso ao mercado. Nos EUA, o seu preço tende a ser determinado pelo custo do óleo combustível colocado no consumidor. O valor na boca do poço refletirá, portanto, o custo da logística para entregar o gás (quanto mais alto o custo da logística menor é valor pago ao produtor, já que o preço na ponta é determinado pelo mercado). Condições específicas de oferta e demanda, competição entre fornecedores e a necessidade de gerar um consumo mínimo não sazonal são os elementos que definirão o preço de mercado, a partir da base estrutural considerada acima, com descontos e acréscimos.

Apesar dessa visão mercadológica de como a política de preço do gás natural é tratada nos EUA (um mercado maduro), ao se empreender uma análise em outros países, há que se considerarem outras características físicas (clima, dimensão geográfica, nível pluviométrico, dentre outras) e socioeconômicas (grau de desenvolvimento da indústria), assim como a disponibilidade de combustíveis alternativos, o nível de integração dos setores gasífero e elétrico, dentre outros aspectos, os quais, entendem-se, condicionam a efetividade das políticas implementadas de preço e das tarifas praticadas.

Em regiões remotas, sem utilização energética para o gás, tendem a formar o seu preço de trás para frente, arbitrando-se uma rentabilidade desejada para um empreendimento petroquímico, único destino possível. A partir de tal meta, fixa-se o preço do gás de forma a atingi-la. Essa estrutura de preços é típica no Far East, Venezuela e Chile. No caso do Canadá, apesar de suas reservas, o preço do gás é influenciado pelo mercado energético americano. Em regiões onde existe uma grande demanda do gás natural como energético, o preço do etano é calculado com base no seu valor energético adicionado o custo da separação deste componente do gás natural.

A implantação da indústria petroquímica em países que associam grande disponibilidade de gás com população elevada, como o Irã e a Malásia, entre outros, pode representar nova variável relevante na equação internacional de preço, caso associem políticas de exportação agressivas à proteção de seus mercados.

Nas regiões onde a disponibilidade energética está aquém da demanda energética, predominam os projetos petroquímicos baseados em nafta, como na Europa e Ásia²⁷.

7.4 POLÍTICA DE PREÇO NACIONAL

No Brasil, em função da flexibilização do monopólio de petróleo, conforme previsto na Lei 9.478 (BRASIL, 1997), que permitiu a ANP liberar todos os preços dos derivados a partir de 31/12/2001, o preço do gás natural para o produtor também foi liberado (gás na boca do poço), pois se pressupõe que exista concorrência na oferta e que o equilíbrio comercial venha em decorrência do modelo adotado. Entretanto, a Petrobras continua praticamente como o único produtor no país e o preço do gás natural continua livre, sem nenhuma previsibilidade para o consumidor, o que tem deixado o mercado intranquilo.

A questão do acesso aos dutos de transporte é outra grande questão que está contemplada na proposta do Senador Rodolfo Tourinho para a criação da lei do gás, tendo essa questão uma influência direta no interesse dos investidores no programa exploratórios de jazidas de gás natural. A Transpetro, que deveria ter uma

²⁷ Aspectos de formação de preços na indústria petroquímica- trabalho elaborado pela Petroquisa (MARINHO, 1998).

independência contábil administrativa, na prática, é gerenciada diretamente pela Petrobras, o que compromete o modelo de competição na exploração e produção de petróleo e gás natural, preconizada pela Lei n.º 9.478/97.

A tarifa praticada para o consumidor é composta de três parcelas, conforme demonstrado através da equação 7.1: o preço do gás (commodity); a tarifa de transporte e a margem das distribuidoras estaduais. A tarifa de transporte é regulada pela ANP e a margem de distribuição é regulada pelas agências estaduais, no caso do Estado da Bahia – AGERBA.

$$Tg = Pg + Tr + Md \quad (7.1)$$

Tg = Tarifa cobrada ao consumidor (R\$/m³)

Pg = Preço do gás (R\$/m³)

Tr = Tarifa de transporte (R\$/m³)

Md = Margem das distribuidoras (R\$/m³)

Com a evolução do marco regulatório, o que deverá acontecer com a criação da lei do gás que está sendo elaborada pelo governo, espera-se uma série de definições que estimulem o crescimento do gás natural nos diferentes segmentos de uso. A definição de um marco regulatório claro e transparente e o fortalecimento da ANP como órgão regulador poderão favorecer o crescimento da indústria do gás natural no país, através da atração de capitais que estejam dispostos a investir nesta indústria.

7.5 REGULAÇÃO DAS TÉRMICAS

Para melhor análise das normas, é necessário, antes de qualquer aferição crítica, interpretá-la à luz dos acontecimentos, ou seja, analisá-la detidamente para descobrir seu verdadeiro sentido, qual a intenção do Chefe do Poder Executivo e quais as forças, sejam de ordem política, social ou econômica, que motivaram sua edição.

A partir da edição do Decreto 3.371 (BRASIL, 2000), alterado pelo Decreto 4.067 (BRASIL, 2001) de 27 de dezembro de 2001, várias portarias foram publicadas sobre a regulação das usinas termoelétricas, com melhor destaque para

a Portaria n.º 43, de 25.02.2000, a Portaria n.º 551, de 6.12.2000 e a Portaria Interministerial n.º 234, de 22.07.2002.

O Programa Prioritário de Termoeletricidade - PPT foi instituído pelo Decreto n.º 3.371, de 24 de fevereiro de 2000, publicado no Diário Oficial de 25.02.2000, quando entrou em vigor (BRASIL, 2000). Para favorecer as usinas termelétricas, o Decreto estabelece, no seu art. 2º, que tais usinas farão jus a algumas prerrogativas, como a garantia de suprimento de gás natural, pelo prazo de até vinte anos, de acordo com as regras a serem estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia. As medidas implementadas também abarcavam a criação do Valor Normativo (VN), para assim solucionar, não só a questão do preço do gás natural, mas o repasse para o consumidor final do custo da geração.

O Decreto 4.067 de 27.12.2001 que alterou o Decreto 3.371/00, acrescentando um parágrafo único ao art. 2º, estabelece que, enquanto o Mercado Atacadista de Energia (MAE) não tiver condições de efetuar liquidação das operações comerciais de energia, a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial – CBEE ou outra entidade do Ministério de Minas e Energia - MME, poderá assim o fazer (BRASIL, 2001).

A Portaria n.º 43/2000 define as usinas termelétricas integrantes do PPT, de acordo com os critérios de enquadramento estabelecidos pelo Comitê de Acompanhamento da Expansão Termelétricas - CAET. No art. 2º desta Portaria, estão elencadas as prerrogativas a que fazem jus as usinas termelétricas, com especial evidência a garantia, pelo Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, do suprimento de gás natural, por prazo de até vinte anos, ao preço médio, fixado inicialmente, equivalente em reais a US\$ 2,26/MBTU, na base de setembro de 1999, para as usinas vinculadas ao sistema elétrico interligado.

A Portaria n.º 215/00 alterou o art. 2º da Portaria nº43/00, estabelecendo um novo preço na base de abril de 2000, de acordo com a política de gás natural nacional e de acordo com as demais condições de comercialização constante nos contratos firmados para o gás natural importado, com a previsão também de reajustes trimestral pró-rata tempore indexados nos preços dos óleos combustíveis nacionais. Assim, a referida Portaria, além de registrar a Petrobras com responsável pelo suprimento, por determinado prazo, garante a aplicação do Valor Normativo (VN) criado pelo Decreto 3.371/00, que consiste num valor máximo que poderia ser

repassado às tarifas de energia elétrica pelas distribuidoras que adquirissem energia das térmicas, conforme a Resolução n.º 233/99 da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Estabelece também a garantia de apoio financeiro do BNDES, com a disponibilidade de acesso ao Programa de Apoio Financeiro a Investimentos Prioritários no Setor Elétrico, e conforme alteração da Portaria n.º 215/00, estendido também ao sistema de transmissão associados às usinas.

Em seu art. 3º, esta Portaria determina que o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos – CCPE exerça a coordenação, em conjunto com o Operador Nacional do Sistema-ONS, dos estudos para integração à rede básica das usinas termelétricas integrantes do PPT.

A Portaria n.º 551/00 (BRASIL, 2000), que revogou a Portaria nº 314/00, ratifica os termos da Portaria 43 e inclui as usinas termelétricas de co-geração, que usam os diversos combustíveis disponíveis no País, no Programa Prioritário de Termoeletricidade-PPT, com garantia da Petrobras de suprimento de 3 milhões de m³/dia de gás natural para divisão entre as regiões brasileiras. A Portaria garante o acesso destas usinas a financiamento do BNDES e a segurança da aplicação do valor normativo por um período de 20 anos.

A Portaria Interministerial n.º 234/02 (BRASIL, 2002), que revogou a Portaria nº176/01, por sua vez, fixa um novo preço base máximo de US\$ 2,581/MBTU, para suprimento de gás natural destinado à produção de energia elétrica pelas usinas integrantes do PPT, conforme disposto no seu art. 1º, com vigência de 12 anos e reajuste anual, sendo 80% deste valor pela taxa de câmbio mais o PPI (Products Price Index – All Commodities), ou seja, a inflação americana e os 20% restantes pelo Índice Geral de Preços do Mercado da Fundação Getúlio Vargas – IGPM-FGV. A mesma Portaria cria, no art. 5º, a Conta de Compensação – CC e a Parcela Compensatória-PC destinadas a viabilizar a manutenção dos preços do gás natural fixos.

Vale ressaltar que a criação do PPT foi motivada pelo governo, por ser as usinas termoelétricas investimentos em geração de eletricidade que são implementados num horizonte de dois anos, o que não acontece com as usinas hidroelétricas que têm um tempo de implantação bem superior. No ano 2000, ao tomar consciência da eminente crise na oferta de energia elétrica, face aos atrasos nos investimentos na geração de energia elétrica e linhas de transmissão, o governo

fez a opção de aumentar a participação das térmicas no modelo energético, a partir de uma concepção que começou a ser feita desde um ano antes.

Mesmo com a série de portarias que se sucederam, o arcabouço jurídico foi considerado insuficiente pela iniciativa privada, pois faltou, dentre outras coisas, o acordo de compra da energia gerada pelas térmicas - o PPA. Com o baixo interesse da iniciativa privada, a alternativa do governo foi induzir que as térmicas fossem construídas pela Petrobras.

8 CENÁRIOS

8.1 CENÁRIO MACROECONÔMICO PARA O BRASIL NO PERÍODO DE 2005 - 2015

O Brasil vem tendo um crescimento histórico nos últimos 20 anos muito aquém das suas necessidades, resultado principalmente de políticas econômicas internas equivocadas e que resultaram num processo inflacionário e de estagnação econômica. O processo inflacionário foi contido, em razão de uma política macroeconômica correta (combinando metas de inflação, superávit primário e taxas de juros elevados) adotada pelo Governo de Fernando Henrique Cardoso e que tem sido continuado pelo Governo de Luis Inácio Lula da Silva. Entretanto, existem ainda algumas indefinições em termos microeconômicos que dificultam os investimentos privados, tais como: os marcos regulatórios dos principais setores estruturantes da economia, a independência das Agências Reguladoras e a presença do Estado como agente direto no desenvolvimento do país.

Para o Brasil, que se acostumou com a estagnação econômica por duas décadas, crescer a uma taxa de 3,5% (taxa prevista para 2006) pode parecer um valor moderado. No entanto, para um país emergente que concentra uma desigualdade social, isto é pífio. A Índia cresceu a uma taxa de 7,3% em 2004, a Rússia 7,1%, a Turquia 8,1% e a China 9,5%. A Argentina anunciou um crescimento de 9,1% em 2005. O crescimento de 4,9% do PIB no Brasil verificado em 2004 foi impulsionado pelo bom desempenho da economia mundial, associado à folga da capacidade de produção interna. Isto em decorrência do baixo crescimento em anos anteriores. Entretanto, o recrudescimento do processo inflacionário no primeiro trimestre de 2005, como conseqüência da expansão econômica ocorrida no segundo semestre de 2004, vem demonstrar ser inviável a permanência de um crescimento

continuado a valores acima de 4,0%, se não houver uma expansão da capacidade de produção interna.

No plano macro econômico, o governo precisa ainda completar as reformas que resultem de forma mais contundente na diminuição dos gastos do governo, de maneira a possibilitar uma redução da carga tributária, do seu endividamento interno e conseqüentemente da redução da taxa de juros. A modernização da legislação trabalhista, as reformas do poder judiciário e a formulação de uma política industrial, permitindo uma evolução de desenvolvimento mais equilibrada nas diferentes regiões do país. Esses são elementos essenciais para promover um crescimento continuado e virtuoso para os próximos 10 anos.

A distorção da carga tributária brasileira é enorme, chegando a ultrapassar o limite da realidade econômica. O sistema tributário brasileiro é medieval. O empresário ao investir 100 milhões de reais para construir uma fábrica, é obrigado a recolher 30 milhões em impostos, antes da fábrica produzir. Se esse investimento fosse feito em outro lugar, teria custo tributário zero, antes de iniciar a produção. Os 30 milhões, ou seja, estes 30% de impostos, poderiam ser aplicados em novos empreendimentos gerando novos empregos (JOHANNPETER, 2005).

No *front* externo será fundamental que as atuais barreiras dos países desenvolvidos sejam quebradas, para que o Brasil consiga manter um crescimento das exportações nos próximos 10 anos. A estabilidade geopolítica da América Latina e o crescimento da economia mundial serão também essenciais para a elevação das exportações brasileiras, além da criação da Área de Livre Comércio das Américas – ALCA.

Para a elaboração dos quatro cenários macroeconômicos considerados possíveis de ocorrer, nos próximos 10 anos, foi adaptado como modelo o estudo da empresa Macroplan, divulgado em dezembro - 2004, que considerou quatro cenários para determinar o crescimento do país entre 2005 a 2007. As incertezas projetadas neste estudo foram extrapoladas e adaptadas para um horizonte até 2015, no que tange a projeção do PIB.

Os cenários desenvolvidos para o Brasil dependem da forma como se combinam no tempo os comportamentos das incertezas críticas, que só podem ser antecipados com base em hipóteses plausíveis e demonstráveis. Como forma de simplificação das hipóteses, pode-se articular os desempenhos diferenciados de

cada incerteza, formando uma incerteza-síntese para o contexto mundial e outra para o Brasil; estas incertezas-síntese agrupam aquelas definidas anteriormente, procurando organizar as hipóteses consistentes internamente, como apresentado a seguir (MACROPLAN, 2004).

Hipóteses para a incerteza-síntese mundial

Agrupando as hipóteses das incertezas mundiais de acordo com a consistência interna, pode ser definida uma incerteza síntese com duas hipóteses extremas de desdobramento futuro:

Nos próximos 10 anos, como evoluirá o contexto externo em relação ao Brasil: continuará favorável ou as dificuldades ressurgirão e se tornarão mais acentuadas?

Hipótese 1 – evolução favorável: diplomacia externa parcialmente negociadora dos EUA, combinada com política econômica de controle fiscal e contenção do déficit externo, abertura de negociações com parceiros tradicionais, moderação dos conflitos mundiais, preços do petróleo estáveis e em patamares medianos, redução incremental das barreiras alfandegárias, crescimento econômico entre médio e alto, mantendo aquecida a demanda dos principais produtos brasileiros de exportação num contexto de elevada liquidez internacional (MACROPLAN, 2004).

Hipótese 2 – evolução desfavorável: militarismo e déficit fiscal externo nos EUA, permanência do unilateralismo, persistência de conflitos e tensões mundiais, preços do petróleo voláteis e acima da média, baixo crescimento econômico, elevação dos juros americanos, queda dos preços das commodities agrícolas, desaceleração do crescimento das exportações brasileiras e média liquidez internacional (MACROPLAN, 2004).

Hipóteses para a incerteza-síntese nacional

Já o agrupamento das incertezas relativas ao Brasil, pode ser traduzido pela seguinte incerteza síntese, também com duas possibilidades extremas de evolução:

Nos próximos 10 anos, como evoluirão as condições de governabilidade e governança do país? Experimentarão melhorias significativas ou dificuldades emergirão e as tornarão precárias ?

Hipótese 1 - Governabilidade consolidada e ampla, governança com crescente eficiência e eficácia, austeridade macroeconômica, avanços importantes na agenda microeconômica e das reformas constitucionais, de maneira que permita maior competitividade e credibilidade do país perante os investidores privados (MACROPLAN, 2004).

Hipótese 2 - Governabilidade instável, governança com limitada eficiência e eficácia, flexibilização e alternância da política macroeconômica e avanços pontuais na agenda microeconômica e nas reformas constitucionais (MACROPLAN, 2004).

Os Cenários Resultantes

Da combinação das hipóteses das incertezas - sínteses mundiais e nacionais formam-se quatro alternativas que constituem os cenários do Brasil para 2006-2015, representados na Figura 35.

		Condições de Governabilidade e Governança	
		Boas	Precárias
Condições Externas (em Relação ao Brasil)	Favoráveis	1. A vitória da persistência A Travessia para o Crescimento Sustentado	2. A Sedução do Populismo Stop and Go na Economia e na Política
	Desfavoráveis	3. Navegando na Turbulência O Vôo da Galinha ou Estabilidade com Alto Custo	4. Naufrágio à Vista Fracasso da Mudança Radical

Figura 35 – Apresentação de quatro cenários de crescimento para o Brasil até 2015. Fonte: MACROPLAN, 2004.

8.1.1 Cenário 1- Vitória da Persistência (A Travessia para o Crescimento Sustentável)

a) Lógica do Cenário

A combinação de um contexto internacional favorável com a melhoria das condições internas de governança e governabilidade sustenta a manutenção da política macroeconômica em vigor e o avanço da agenda microeconômica e das reformas constitucionais. Daí resultam impactos positivos nos indicadores econômicos e na expansão dos investimentos produtivos, levando a uma trajetória de crescimento da economia e do emprego, o que facilita a manutenção da ampla coalizão governamental e da popularidade presidencial, e produz uma melhoria nos sinais no quadro social .

b) Contexto Externo Favorável

O contexto externo evolui de forma favorável para o Brasil. Uma gradual e tímida reorientação da política externa americana leva a uma lenta distensão política, especialmente no Iraque e no Oriente Médio, e ao fortalecimento da diplomacia, que sinaliza para a emergência do multilateralismo nas relações internacionais a médio e longo prazo.

Ao mesmo tempo, os Estados Unidos iniciam lentos ajustes nos déficits fiscais especialmente nos gastos públicos e militares - e externo - desvalorização do dólar - contribuindo para uma maior estabilidade econômica. A liquidez internacional mantém-se elevada, no bojo de uma política monetária americana de juros baixos e lenta desvalorização do dólar.

A moderação dos conflitos mundiais e do terrorismo, assim como uma diminuição dos conflitos no Oriente Médio, contribui para o aumento da produção do petróleo e, portanto, para a redução do preço do combustível. A pressão para queda, no entanto, é atenuada pelo forte crescimento da demanda por petróleo que acompanha o vigoroso crescimento da economia mundial. Nesse sentido, os preços do combustível estabilizam-se em patamar médio de US\$ 35/barril.

Com a recuperação da confiança dos investidores, a economia mundial deve crescer em torno de uma média de 4% ao ano. Ao mesmo tempo, o clima de maior cooperação dos Estados Unidos com os grandes parceiros também contribui para avanços nas negociações da OMC que levam a uma lenta e incremental redução de barreiras tarifárias, particularmente dos produtos agropecuários, apesar de algumas medidas protecionistas do governo americano. Desse modo, o comércio mundial deve se expandir em ritmo superior ao crescimento do PIB, mantendo aquecida a demanda dos principais produtos brasileiros de exportação, que experimentam elevações de preço e volume e possibilitam expressivos saldos na balança de transações correntes do Brasil. A Área de Livre Comércio das Américas – ALCA é implementada, após intensas negociações, integrando o comércio de 34 nações do continente americano (MACROPLAN, 2004).

c) Manutenção da Política Econômica

Ao longo do tempo, vão se arrefecendo as pressões por mudanças e a política macroeconômica é mantida em todos os seus fundamentos: o superávit primário é aumentado de 4,5 para 5,0% do PIB e são mantidas a flutuação cambial, a responsabilidade fiscal e a disciplina monetária. À medida que melhora o endividamento do governo e a economia cresce, o governo vai realizando ajustes finos na dosagem no aperto monetário, com redução das taxas de juros reais (MACROPLAN, 2004).

d) Grandes Avanços na Agenda Microeconômica

Como grande novidade, o país experimenta fortes avanços na agenda microeconômica. Deste modo, a independência e autonomia das agências reguladoras são preservadas ou mesmo reforçadas e há melhorias substanciais nos marcos legais que visam atrair e assegurar os investimentos privados e a proteção do consumidor, com uma densa regulamentação nos setores de saneamento, transportes, seguros e resseguros, energia elétrica, petróleo e gás. As Parcerias

Público-Privadas (PPPs) são finalmente aprovadas, viabilizando investimentos em infra-estrutura.

Também são introduzidas medidas que agilizam e conferem maior eficácia à defesa da concorrência. A nova lei de falências é finalmente aprovada e regulamentada. Novos mecanismos legais propiciam maior celeridade na cobrança de créditos. A reforma do Judiciário também é aprovada, abrindo possibilidades reais de maior presteza e eficiência a este poder em médio prazo. A reforma da legislação trabalhista acontece, permitindo que a economia informal diminua.

Paralelamente, são reduzidos os tempos e a burocracia para a abertura e o fechamento de empresas, incluindo-se um tratamento diferenciado para as de micro, pequeno e médio portes. A autonomia operacional do Banco Central é finalmente aprovada e implantada e, pouco a pouco, o governo pode começar a promover uma redução da carga tributária, na medida em que o crescimento da economia permite o aumento da arrecadação (MACROPLAN, 2004).

e) Consolidação do Ambiente de Crescimento Econômico

Ao mesmo tempo, expandem-se os investimentos produtivos privados e a impulsão microeconômica, não só nas grandes cadeias produtivas e centros urbanos, mas também no interior do país, especialmente em arranjos produtivos locais onde florescem centenas de micro e pequenas empresas.

Como parte deste panorama, os indicadores macroeconômicos nacionais melhoram seguidamente: risco Brasil, custo de rolagem da dívida e vulnerabilidade externa experimentam reduções substanciais. As taxas de juros reais caem para um dígito e as finanças públicas começam a exhibir melhorias, possibilitando uma ampliação dos investimentos públicos em todos os níveis. A articulação deste conjunto de fatores favoráveis leva a uma melhoria progressiva e sustentada do crescimento econômico e do emprego. Neste cenário, a taxa de crescimento é ascendente, chegando aos 5,0% em 2006 até 2007 e 6,0% de 2008 até 2015, conforme a Figura 36.

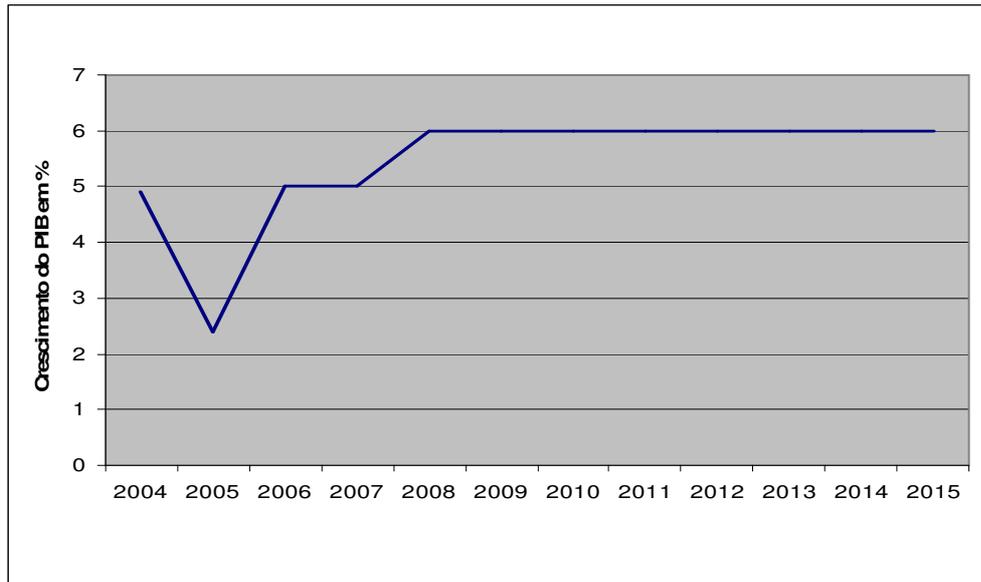


Figura 36 – Crescimento do PIB brasileiro na hipótese do cenário 1 - Vitória da Persistência.

Fonte: Adaptações de MACROPLAN, 2004.

A Figura 37 apresenta a interação entre as variáveis assumidas para o cenário 1 e os resultados econômicos esperados. Em síntese, neste cenário, o que se alcança é o início de um ciclo virtuoso, que reforça simultaneamente a confiança de investidores e credores externos e dos agentes econômicos internos, configurando uma vitória da persistência dos fundamentos da atual política econômica e da superação das incertezas e entraves macro e microeconômicos. E, também, uma perspectiva de enfrentamento real dos desafios sociais. Enfim: o Brasil avança numa lenta e segura travessia para o porto seguro do crescimento sustentado.

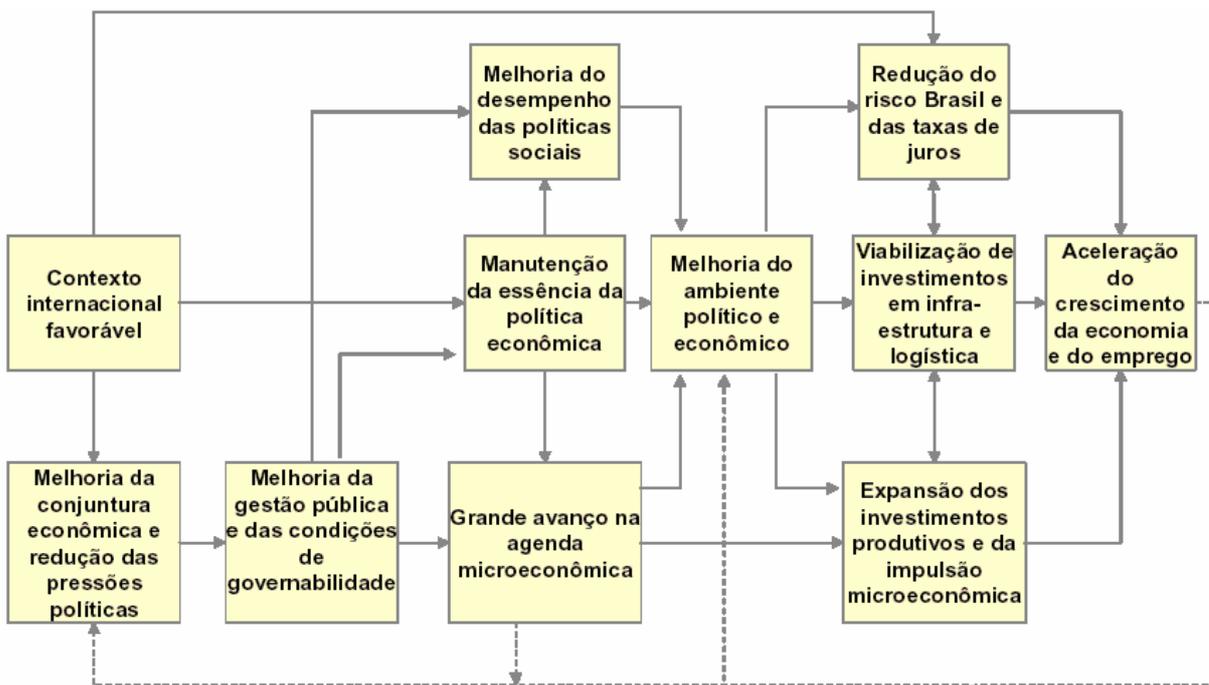


Figura 37 - Lógica do Cenário 1- A Vitória da Persistência.
 Fonte: MACROPLAN , 2004.

8.1.2 Cenário 2 – Sedução do Populismo (*Stop and Go* na Economia e na Política)

a) Lógica do Cenário

Apesar de condições internacionais favoráveis, o Brasil não consegue sustentar o crescimento econômico devido às dificuldades políticas e gerenciais do governo federal durante os próximos 10 anos, as quais inibem a confiança dos investidores e levam a mudanças na política econômica a cada quatro anos (*stop and go*). Estas condições instáveis e as disputas políticas emperram o andamento da agenda microeconômica, moderando os investimentos e levando a um crescimento econômico modesto e irregular, com persistência de desemprego e baixos indicadores sociais, o que acentua as dificuldades políticas da base governamental.

b) Contexto Externo Favorável

O contexto externo evolui de forma favorável para o Brasil, dentro das mesmas premissas descritas para o cenário 1.

c) Dificuldades de Governança e Governabilidade

No Brasil, os partidos da base governamental, especialmente o PT, mesmo aumentando bastante o número de prefeituras e vereadores, não alcançam os resultados originalmente esperados nas eleições municipais de 2004, sofrendo algumas derrotas emblemáticas. A disputa da presidência da Câmara dos Deputados, em fevereiro de 2005, é a principal delas. A instalação de três CPIs, no Congresso em 2005, para apurar denúncia de corrupção e pagamento de “Mensalão” a alguns parlamentares, criou uma série crise que afetou a Governança e a Governabilidade do país em 2005.

Além disso, o forte crescimento econômico de 2004 começa a perder fôlego na medida em que se esgota a capacidade ociosa da indústria e se acentuam os gargalos na infra-estrutura gerando, ao longo de 2005, crescente frustração e desconfiança em relação ao futuro imediato. A base de sustentação do governo Lula fica cada vez mais precária e instável.

Neste contexto, a popularidade do Presidente experimenta quedas sucessivas e se acentuam os conflitos, instabilidades e a desorientação na base de sustentação do governo. Deste modo, crescem as pressões para mudança da política econômica e por aumento dos gastos governamentais, refletindo a ansiedade por resultados rápidos no atendimento das expectativas da sociedade. As eleições de 2006 são a grande motivação para a flexibilização da política Econômica.

Dentro deste cenário, esse ciclo se repete, a cada quatro anos, notadamente nos anos de eleição, independente do partido que esteja no poder até o ano de 2015.

d) Flexibilização da Política Macroeconômica

No final de 2005, o governo Lula não resiste às pressões contra a política macroeconômica e finalmente introduz alterações que flexibilizam os principais pilares: menor superávit primário, aceleração da queda da taxa de juros nominais e ampliação dos gastos públicos, tanto nos programas sociais quanto nos investimentos estratégicos em infra-estrutura. Assume-se, sobretudo, maior complacência em relação às metas de inflação.

Com esta reorientação, o governo espera reanimar a economia e reduzir o desemprego, combinando os investimentos governamentais com o financiamento mais barato do consumo e dos investimentos produtivos privados, mesmo arriscando o agravamento de alguns indicadores, notadamente a relação dívida/PIB e a taxa de inflação.

Esse ciclo se repete, no final dos anos de 2009 e 2013, preservando o mesmo comportamento econômico, cuja motivação política está associada às eleições que acontecem nos anos seguintes.

e) Agenda Microeconômica Retardada

As medidas da agenda microeconômica avançam pouco, seja pelas dificuldades no Congresso, seja pela força dos segmentos políticos mais nacionalistas e estadistas.

Neste cenário, persistem as barreiras burocráticas que retardam o tempo médio para abertura de empresas no Brasil. Ao mesmo tempo, diminui a autonomia das agências reguladoras, submetidas diretamente ao controle dos ministérios setoriais correspondentes, e se centraliza a regulamentação dos setores de saneamento, transportes, seguros e resseguros, energia elétrica, petróleo e gás. Já as Parcerias Público Privadas - PPPs, excessivamente “engessadas”, não geram resultados expressivos para o horizonte de 2006.

Também não se viabiliza a autonomia do Banco Central, devido às fortes resistências políticas prevalentes. A reforma do Judiciário avança a passos muito

lentos. Além disso, o Brasil continua com uma carga tributária pesada que inibe os investimentos e estimula as atividades informais e ilegais. Essas condições tendem a desestimular os investimentos privados nacionais e a entrada de capital externo, diminuindo a capacidade de crescimento da economia brasileira.

f) Desconfiança dos investidores

Os ajustes e flexibilizações na política macroeconômica provocam uma imediata reanimação da economia e geram uma reação positiva em vários segmentos da sociedade e nos partidos da base governamental. No entanto, também provocam uma elevação do Risco Brasil e acentuam a desconfiança dos agentes econômicos.

Neste cenário, embora os gastos públicos influenciem positivamente na atividade econômica, há uma retração dos investimentos privados motivado pela insegurança em relação ao futuro da economia brasileira, especialmente os riscos de inflação e de insolvência pública. Como, por outro lado, o ambiente microeconômico também não é muito favorável, após o primeiro ano de reanimação da economia, tende a ocorrer uma contenção dos investimentos privados e da entrada de capital externo no país.

Em 2006, primeiro ano do afrouxamento da austeridade macroeconômica, ocorre uma euforia de consumo, decorrente do aquecimento da economia, que acaba gerando pressões inflacionárias crescentes. Deste modo, um pouco mais adiante, não há outra saída senão o recrudescimento do uso dos instrumentos monetários (brusca elevação das taxas de juros) e de contenção de gastos e controle fiscal, o que evidencia descontinuidade e irregularidade na condução da política econômica.

Este padrão de alternância e insegurança na condução da política econômica, que ocorre a cada quatro anos, confunde e afugenta os investidores e acentua as dificuldades administrativas e gerenciais provocando, pouco a pouco, confusão e desgaste político e também reduzindo a base de sustentação do governo.

g) Crescimento econômico médio, mas irregular durante o ciclo de quatro anos

Mesmo de forma irregular (stop and go), a economia brasileira registra um crescimento médio em torno de 3,0% ao ano, bem mais alto no primeiro ano do início do ciclo, pela expansão dos investimentos públicos e pelo aquecimento da demanda, mas declinando fortemente nos dois anos subseqüentes na medida em que surgem sinais de instabilidade, com a inflação alcançando o patamar dos dois dígitos.

Por outro lado, dadas às condições favoráveis da economia mundial, as exportações brasileiras crescem de forma regular e continuada, internalizando dinamismo nos setores voltados para o mercado internacional. A vulnerabilidade externa, sob o foco das contas externas, não chega a constituir um problema grave, na medida em que o Brasil continua registrando saldos elevados na balança comercial, apesar de dificuldades nas condições de competitividade, estimulados pelo câmbio relativamente depreciado.

Entretanto, o afrouxamento do controle fiscal leva a um crescimento do endividamento público, com a manutenção da relação dívida/PIB em patamar elevado, o que desperta mais insegurança nos agentes econômicos. O Risco Brasil aumenta, inibindo investimentos privados e a entrada líquida de capitais. Por outro lado, as políticas públicas não geram resultados relevantes, mesmo com a ampliação dos gastos e investimentos.

O que se observa, portanto, é um cenário de crescimento irregular e moderado, alternando as políticas econômicas (stop and go) de forma reativa aos sinais contraditórios da economia: o Brasil continua marcando passo, perdendo as oportunidades de um contexto internacional de crescimento e abertura comercial. As taxas de crescimento variam durante o ciclo de quatro anos: no primeiro ano, 5%; no segundo ano e terceiro anos 2,0% ao ano; no quarto ano 3,7%. A Figura 38 apresenta essas oscilações.

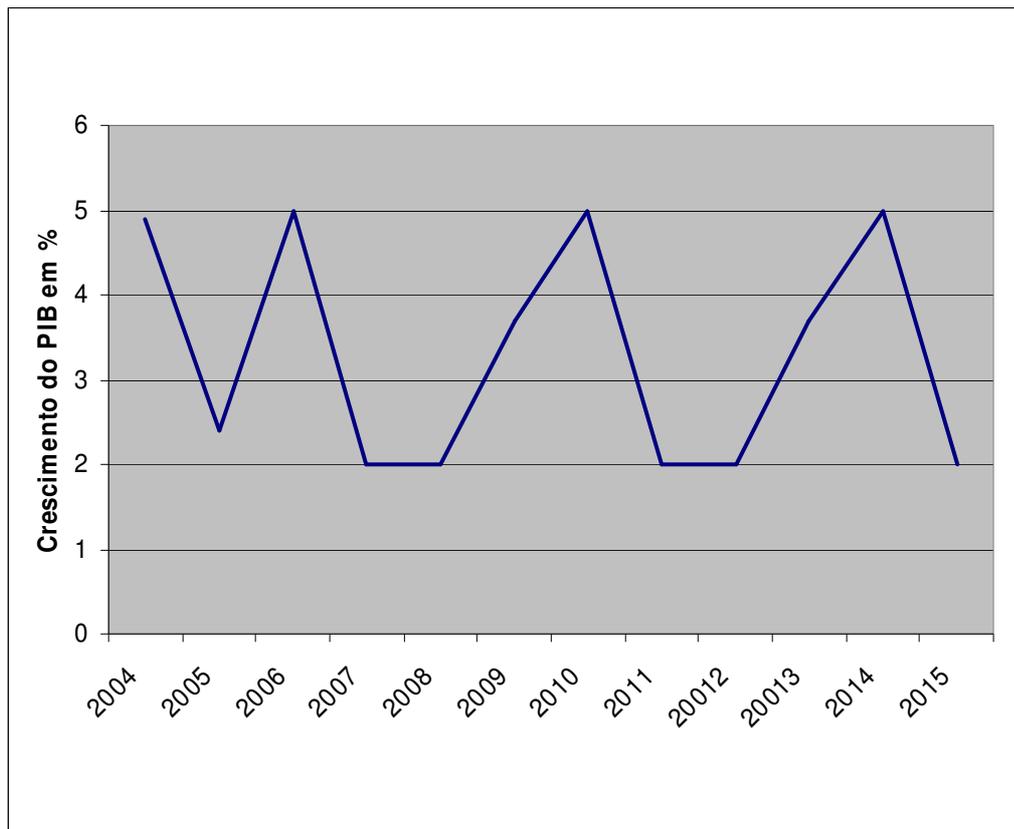


Figura 38 – Crescimento do PIB brasileiro na hipótese do cenário 2 – A Sedução do Populismo.

Fonte: Adaptações de MACROPLAN, 2004.

A Figura 39 mostra a interação entre as variáveis assumidas para o cenário 2 e os resultados econômicos esperados. Em síntese: neste cenário, o Brasil fica mais instável e alterna políticas, minando a confiança de investidores e credores externos e dos agentes econômicos internos, o que pode significar o adiamento, por alguns anos, da almejada conquista do crescimento sustentado.

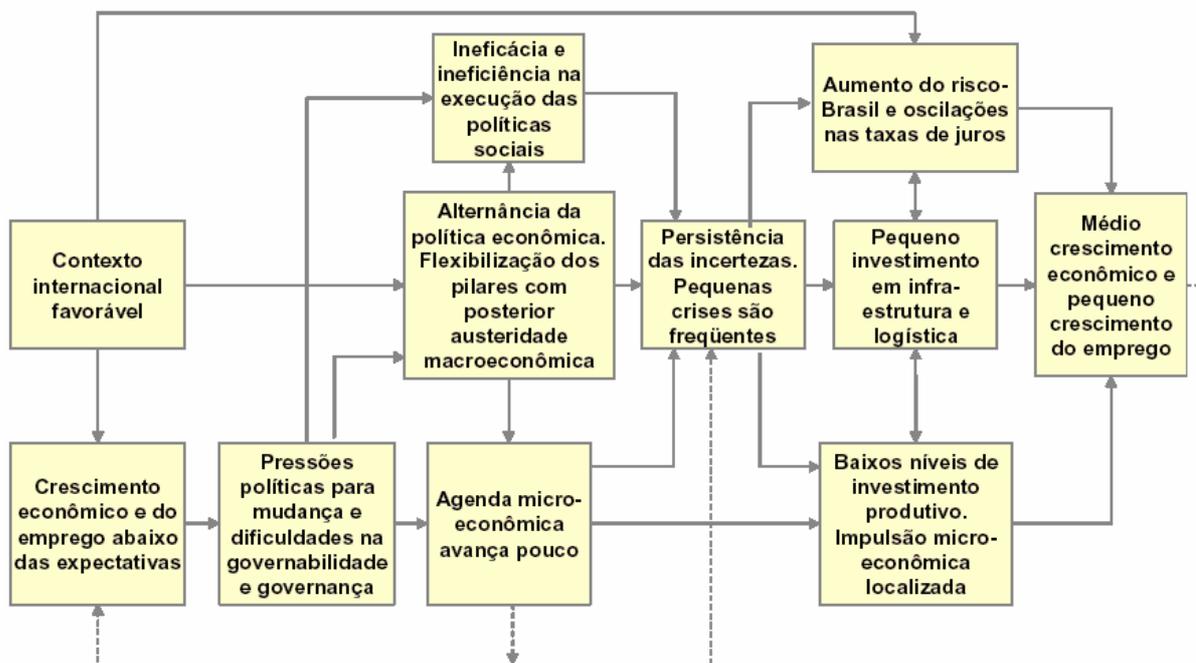


Figura 39 - Lógica do cenário 2 - A Sedução do Populismo.
 Fonte: MACROPLAN, 2004.

8.1.3 Cenário 3 – Navegando na Turbulência (Estabilidade com Alto Custo ou Vôo da Galinha)

a) Lógica do Cenário

Em condições internacionais pouco favoráveis, o Brasil mantém a austeridade na condução da política macroeconômica para se defender das dificuldades externas, ao mesmo tempo em que consegue dar avanços parciais na agenda microeconômica e registrar pequeno aumento na eficiência da execução das políticas sociais. Nestas condições, o Brasil apresenta resultados moderados na economia e convive com os problemas de desemprego e indicadores sociais desfavoráveis, que prejudicam a imagem do governo e a popularidade do presidente.

b) Contexto Externo Desfavorável

O panorama econômico e político internacional experimentam uma reversão e torna-se desfavorável ao Brasil. Predominam o militarismo e o unilateralismo da política externa norte-americana, com o segundo mandato de George Bush, seguindo-se de uma desaceleração econômica e redução da liquidez mundial, em virtude da elevação das taxas de juros dos Estados Unidos, numa reedição da “política do dólar forte” vista no final da década de 70. O partido Republicano continua no poder após as eleições de 2010 e dará continuidade a política de George Bush.

A ampliação dos déficits fiscal e cambial dos EUA, em parte potencializados pelos crescentes gastos militares, alimenta certa instabilidade e aversão ao risco dos investidores, incluindo a perda de confiança no dólar. A insegurança dos agentes econômicos é reforçada pela intensificação de conflitos políticos e militares no mundo, especialmente a ampliação da resistência interna no Iraque e o recrudescimento de ações terroristas em países que participaram da invasão, além do agravamento da crise na Palestina e em todo o Oriente Médio.

A instabilidade política no Oriente Médio gera dificuldades na produção de petróleo, alimenta incertezas em torno da oferta dos grandes produtores, incluindo a Arábia Saudita e estimula movimentos especulativos, produzindo volatilidade nos preços internacionais. A pressão pela elevação do preço do combustível oriunda do aumento das tensões internacionais, no entanto, é atenuada pela queda da demanda pelo mesmo, decorrente do baixo crescimento da economia mundial. Os preços do petróleo flutuam em patamares altos, acima da marca dos US\$ 50,00 por barril. A China também reduz seu acelerado ritmo de crescimento, tanto por razões internas quanto pelas dificuldades que decorrem do preço do petróleo e da própria desaceleração da economia norte-americana, o que impacta em suas exportações para os EUA.

Neste cenário, a partir de 2005, o crescimento médio da economia mundial cai para cerca de 2,0% ao ano.

Por outro lado, o unilateralismo da diplomacia dos Estados Unidos cria dificuldades nas negociações na OMC, com apenas leve redução das barreiras tarifárias e subsídios aos produtos agropecuários. Este conjunto de fatores tem impactos negativos na demanda dos principais produtos brasileiros de exportação, que experimentam algumas quedas de preço, especialmente commodities, e

desaceleração do crescimento recente das exportações. A Área de Livre Comércio das Américas – ALCA não é implementada.

c) Governabilidade Fragilizada com Melhora na Governança

No Brasil, apesar da derrota em São Paulo e Porto Alegre nas eleições municipais em 2004, das CPIs e denúncias de corrupção, o Partido dos Trabalhadores se recupera como uma grande força política, embalado pelo movimento positivo na economia, no crescimento do salário mínimo e no emprego, ajudando a conter as demandas dos movimentos sociais e dos funcionários públicos. Desta forma, consolida-se a base política e o apoio da sociedade ao governo, com a distensão do ambiente político nacional.

Apesar desses fatores iniciais favoráveis do cenário interno, a mudança no cenário externo e a subsequente frustração das boas expectativas internas fazem recrudescer as pressões por mudança na política econômica e dificultam as condições de governabilidade. A base parlamentar de sustentação do governo começa a experimentar defecções à medida que aumenta a impopularidade do presidente Lula. Mesmo diante desses obstáculos, o governo federal vai ampliando sua capacidade de gestão da máquina pública e de obtenção de resultados, especialmente, em algumas políticas sociais.

d) Manutenção da Política Econômica

Com o recrudescimento das dificuldades externas ressurgem os movimentos e pressões contra a austeridade da política macroeconômica, gerando insegurança e instabilidade política. Assim, as propostas de mudança desta política macroeconômica ganham força na própria base do governo, inquieta com a perspectiva de desgaste acelerado do seu capital político e da possibilidade de derrota nas eleições de 2006. Esse ciclo se repete durante as eleições de 2010 e 2014.

Apesar de tudo, o governo resiste às pressões e mantém ou mesmo acentua a austeridade da política macroeconômica e seus principais postulados – elevação da meta de superávit fiscal (para 4,5% a 5,0% do PIB), corte de gastos públicos, manutenção de carga tributária elevada, disciplina monetária, e flutuação cambial. Deste modo, câmbio e juros experimentam elevações sucessivas durante os próximos 10 anos, sempre que se fizerem necessários para manter a estabilidade econômica.

e) Estabilidade Econômica com Baixo Crescimento

A desaceleração da economia e do comércio mundiais reforça o rigor na política fiscal e monetária, incluindo taxas de juros altas e desvalorização do real para manter os altos saldos da balança comercial. Neste cenário, o mercado interno brasileiro permanece retraído.

Além disso, para assegurar o superávit primário numa economia de modesto crescimento econômico e arrecadação, são limitados os investimentos públicos em infra-estrutura e logística, e mesmo nos projetos sociais. A pressão inflacionária é apenas marginal em virtude do aperto fiscal e monetário que comprime a demanda real. A relação dívida/PIB fica relativamente estacionada em nível alto.

Apesar da estabilidade econômica e dos pequenos avanços na agenda microeconômica, os investimentos produtivos privados são moderados pelas restrições do ajuste fiscal e monetário e do próprio horizonte de oportunidades de negócios. Da mesma forma, a entrada líquida de capital externo é pequena, apesar de o Risco Brasil ficar estável, em patamar mediano em relação ao das últimas crises. O prêmio de risco somente aumenta quando o período eleitoral se aproxima.

Como resultado do efeito combinado do ambiente externo desfavorável com o aperto macroeconômico interno, incluindo os moderados investimentos, a economia brasileira deve registrar uma taxa de crescimento em 2006 até 2015 de 2,5% ao ano. A Figura 40 mostra a evolução da taxa de crescimento até 2015.

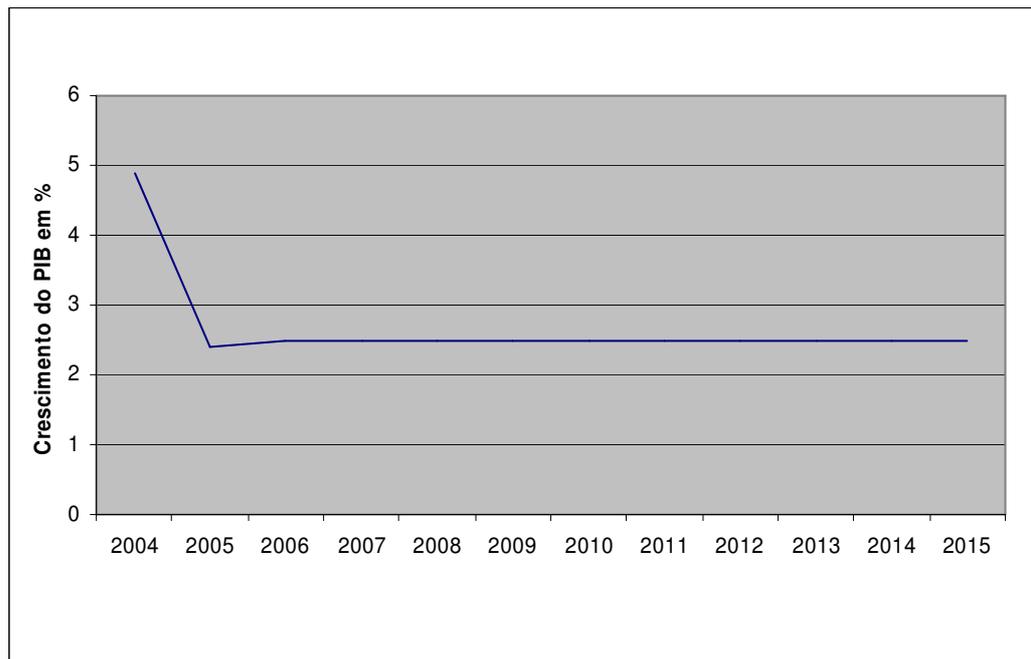


Figura 40 – Crescimento do PIB brasileiro na hipótese do cenário 3 – Navegando na Turbulência.

Fonte: Adaptações de MACROPLAN, 2004.

O que se observa, portanto, é um cenário de estabilidade econômica com baixo crescimento, no qual o Brasil prossegue navegando na turbulência, numa trajetória que em tudo lembra o Vôo da Galinha, na medida em que não decola e não consegue alçar vôos mais altos.

Neste cenário, as dificuldades da economia e da gestão pública repercutem no campo social. As restrições de recursos impedem ampliações mais significativas nos programas sociais de transferência de renda. Deste modo, a melhoria nos indicadores sociais é incremental e pouco expressiva. A informalidade e os níveis de desemprego formal permanecem elevados, coexistindo com precárias condições de trabalho e a informalidade. A renda real dos trabalhadores volta a cair e a insegurança pública mantém-se em patamares elevados.

A Figura 41 apresenta interação entre as variáveis assumidas para o cenário 3 e os resultados econômicos esperados. Em síntese: este é um cenário que comporta grandes incertezas até 2015.

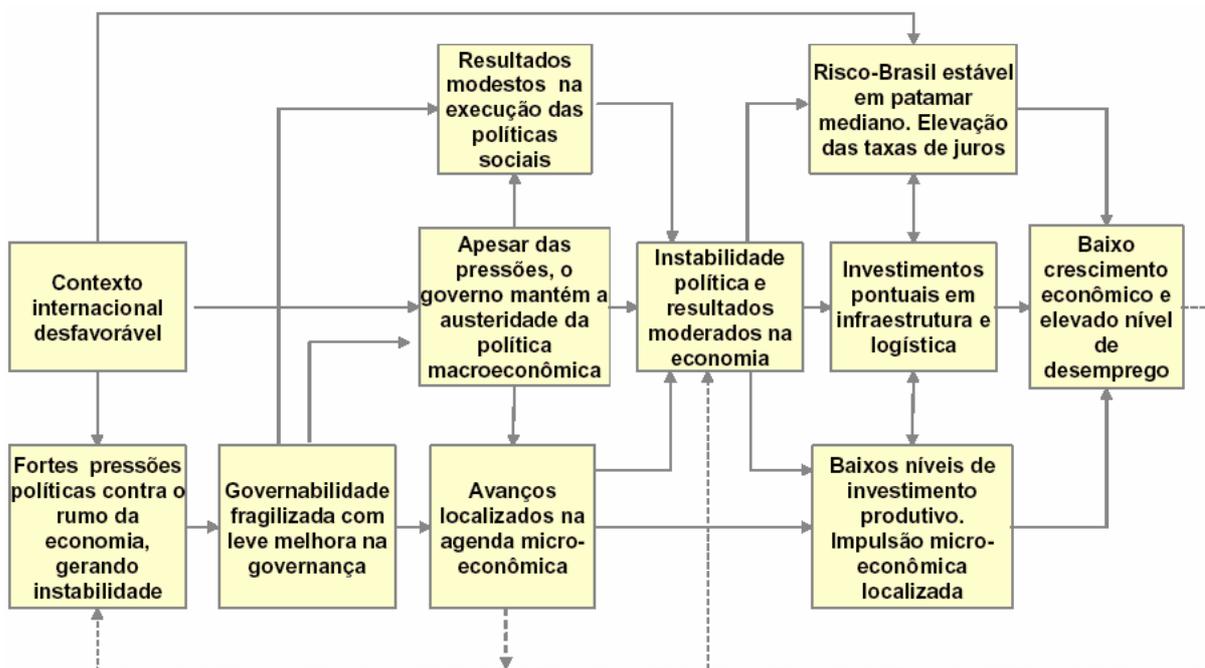


Figura 41 - Lógica do cenário 3– O Vôo da Galinha.
 Fonte: MACROPLAN, 2004.

8.1.4 Cenário 4 – Naufrágio à Vista (O Fracasso à Vista)

a) Lógica do Cenário

A combinação de condições internacionais desfavoráveis com problemas econômicos e políticos internos leva a uma mudança na política econômica que tem resultados desastrosos: intensa e acelerada elevação do risco Brasil, do custo da dívida e da vulnerabilidade externa, pressões inflacionárias e crescimento econômico pífio, mantendo-se elevados os níveis de desemprego e as precárias condições sociais, com implicações negativas na governabilidade e governança do país e na popularidade do presidente e das forças governistas (MACROPLAN, 2004).

b) Contexto Externo Desfavorável

O panorama econômico e político internacional apresentam uma reversão e torna-se desfavorável ao Brasil, de acordo com as mesmas premissas adotadas no cenário 3.

c) Dificuldades de Governança e Instabilidade Política

No Brasil, as eleições municipais de 2004 não trouxeram os resultados esperados para o Partido dos Trabalhadores. Internamente, mesmo depois de mais de três anos no poder, o Governo Federal continua com muitas dificuldades de gestão da complexa máquina administrativa, agravadas pelas disputas políticas internas, três Comissões Parlamentares de Inquéritos – CPIs foram instaladas durante o ano de 2005, para apurar denúncias de corrupção e pagamento de “Mensalão” para parlamentares, o que comprometeu a credibilidade do Governo e do Congresso, afetando os resultados (eficiência e eficácia) das políticas públicas.

Essa dificuldade da governança política, presentes nos cenários 2 e 3, permanece mesmo que o partido dos trabalhadores perca as eleições em 2006 ou nas eleições seguintes, em 2010 e 2014, o que demonstraria ser um problema endógeno da estrutura partidária no país.

Por outro lado, as dificuldades do contexto externo (estagnação da demanda, peso das barreiras alfandegárias e baixa liquidez) reduzem as perspectivas de crescimento econômico, além de criar mais dificuldade para a governança política do país.

Este conjunto de fatores cria insatisfação e alimenta disputas políticas no Congresso, dificultando a formação de uma base política sólida que dê sustentação à política macroeconômica e às reformas na agenda microeconômica.

Tendo que pilotar a economia em meio a turbulências econômicas e políticas e concentrando esforços na gestão das dificuldades macroeconômicas, o Governo Federal vai experimentando uma progressiva paralisia administrativa e gerencial e se defronta com sucessivas ameaças de enfraquecimento de seu esquema de sustentação política, somente mantido à custa do fisiologismo.

d) Mudança Desastrada da Política Econômica

As dificuldades externas e a lentidão no avanço das reformas inibem a reanimação da economia nacional. Nestas condições, ressurgem movimentos e pressões contra a austeridade da política macroeconômica, inclusive dentro do próprio governo, gerando insegurança e instabilidade política.

A pressão deste conjunto de fatores finalmente leva o governo federal a mudar, sucessivamente, durante os próximos 10 anos, as equipes e a política econômica, alterando seus principais pilares: redução drástica do superávit primário e das taxas de juros nominais, e ampliação dos gastos públicos, tanto nos programas sociais quanto nos investimentos estratégicos em infra-estrutura, abandonando o sistema de metas de inflação.

As reações do mercado e dos credores são imediatas e de grande intensidade: o risco Brasil dispara, retornando aos níveis de dezembro de 2002 e o dólar segue a mesma trajetória. O crédito externo escasseia e fica muito mais caro. Com a nova política econômica sob pressão e questionamento, acentuam-se as incertezas e insatisfações, generalizando-se uma percepção de crise que se reflete no baixo desempenho de diversos indicadores sociais, políticos e econômicos.

No início, o relaxamento da austeridade macroeconômica leva a um aquecimento da economia, puxado pela expansão da demanda interna que, não obstante, esgota-se rapidamente pela retração dos investimentos e pela pressão inflacionária que provoca. O transitório e brusco aquecimento da demanda interna, as remarcações defensivas de preços, com pressão dos preços dos produtos para exportação, combinado com o efeito da desvalorização cambial sobre as importações desembocam numa forte aceleração inflacionária.

Como conseqüência, o governo ensaia retomar medidas de ajuste e contenção de gastos e da demanda para evitar uma explosão de preços, entrando num ciclo irregular de políticas reativas (stop and go) o que só faz acentuar a insegurança dos agentes econômicos, com seu impacto negativo sobre os investimentos.

e) Agenda Microeconômica Emperrada

A fragilidade da base política, combinada com o fortalecimento dos setores nacionalistas e estadistas no governo, emperra os entendimentos em torno de uma agenda microeconômica. Pelo contrário, na prática, a independência e autonomia das agências reguladoras são alteradas e uma grande confusão contamina a regulamentação dos setores de saneamento, transportes, seguros e resseguros, energia elétrica, petróleo e gás. O mesmo ocorre com a nova lei de falências, enquanto a reforma do judiciário (já aprovada), tem uma implementação lenta e complicada.

Além disso, o Brasil continua com uma carga tributária pesada que inibe os investimentos e estimula as atividades informais e ilegais, na medida em que precisa financiar a ampliação dos gastos públicos.

f) Instabilidade e Crescimento Econômico Baixo e Errático

Neste quadro de incertezas, são iniciados, mas depois paralisados (por escassez de recursos), diversos empreendimentos de ampliação e melhoria da infraestrutura econômica do país. Ao mesmo tempo, permanecem em compasso de espera os investimentos produtivos privados voltados para o mercado interno, inibindo a impulsão microeconômica, seja nos principais centros urbanos, seja no interior do país. Como parte deste panorama, os indicadores econômicos, sociais e políticos nacionais vão se degradando: risco Brasil, custo de rolagem da dívida e vulnerabilidade externa não param de subir; a taxa de câmbio atinge valores muito altos e o panorama das finanças públicas é absolutamente confuso.

Este conjunto de fatores desfavoráveis implica em crescimento econômico baixo e errático, levando a um alto nível de desemprego; a taxa média de crescimento da economia fica na casa dos 0,8% ao ano até 2015, embora com um crescimento regular não sustentável em 2005 de 2,4%, compensada pela retração em 2006. A combinação da limitada capacidade de poupança pública com a ineficiência da gestão, leva à persistência no Brasil de baixos indicadores sociais, reforçando a insatisfação da população com o governo e a queda de popularidade do Presidente em exercício. A Figura 42 apresenta a variação do PIB nos próximos 10 anos.

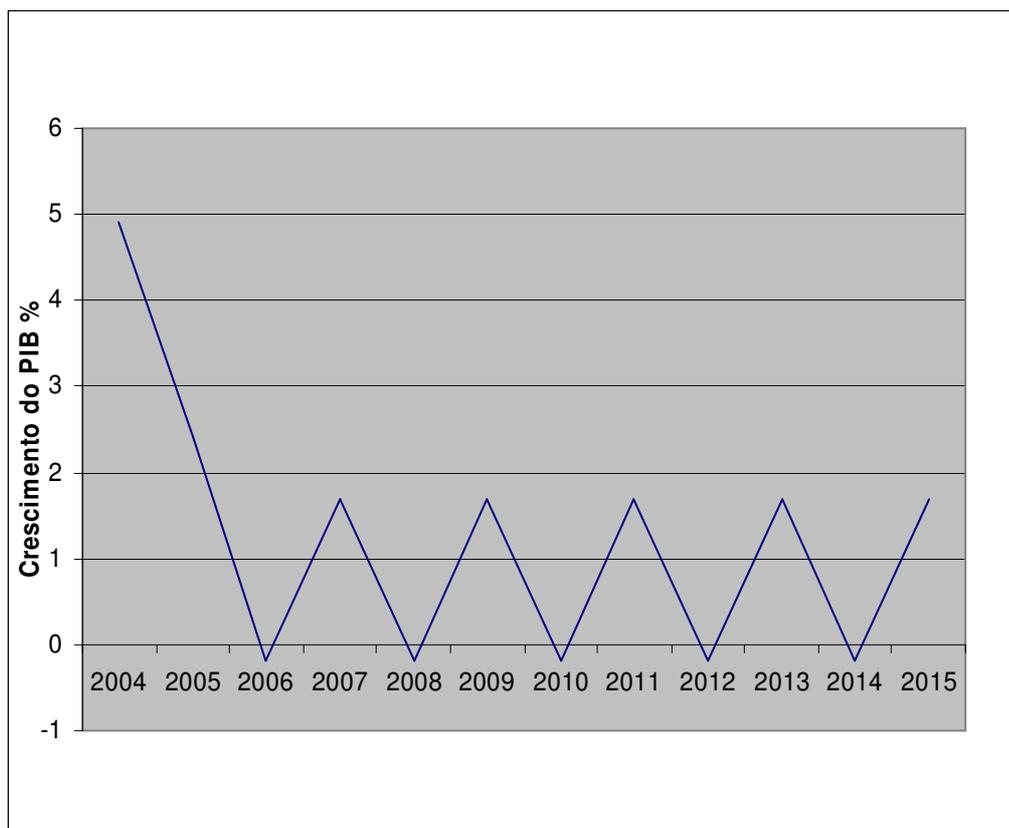


Figura 42 – Crescimento do PIB brasileiro na hipótese do cenário 4.
 Fonte: MACROPLAN, 2004.

O cenário combina instabilidade com estagnação econômica, num ambiente de incertezas e inquietação social, mostrando um país que parece ter perdido o rumo no meio de um ambiente externo turbulento. A insatisfação da sociedade leva a uma desorganização da base política do governo.

A Figura 43 demonstra a interação entre as variáveis assumidas para o cenário 4 e os resultados econômicos esperados. Em síntese: este é um cenário de instabilidade e crise até 2015. Mas, que deixa um saldo de elevados custos econômicos e sociais para o país e o distanciamento, ainda maior, da esperança de se alcançar o crescimento sustentado.

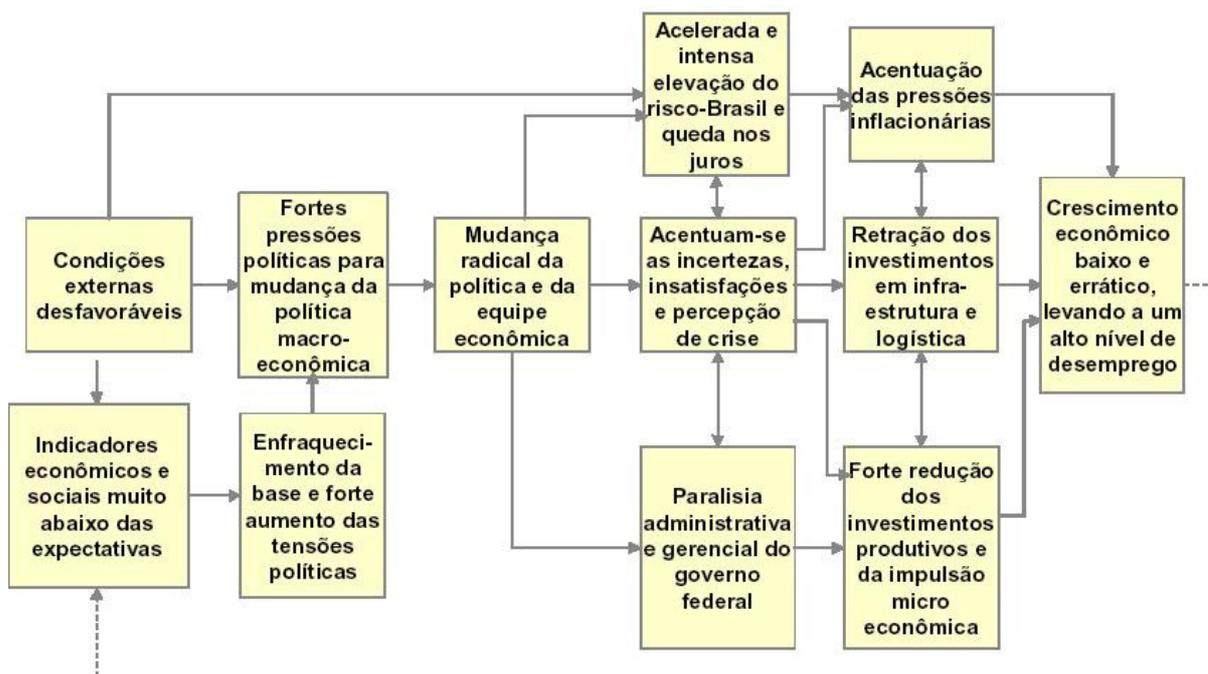


Figura 43 – Apresentação da interação das premissas assumidas para o cenário 4.

Fonte: MACROPLAN, 2004.

8.2 CENÁRIO DE CRESCIMENTO DO SETOR QUÍMICO

8.2.1 Lógica do Cenário Externo

Antes de descrever sobre a indústria químico-petroquímica do Estado da Bahia e sua perspectiva de crescimento, será apresentada uma visão geral de como essa indústria está organizada no mundo, considerando seus principais pilares de auto sustentabilidade. É importante realçar-se essa visão, em face do alto nível de globalização e integração que essa indústria está submetida.

A competitividade mundial da indústria químico-petroquímica representa em geral o foco da atenção dos analistas quando desejam explicar, senão os comportamentos dos preços, pelo menos a margem da petroquímica. Uma posição de liderança na indústria é função de um conjunto de variáveis, sendo as mais relevantes o risco político regulatório, condição de acesso à matéria-prima, investimento, os mercados interno e externo, a escala industrial e empresarial, o custo do financiamento, os impostos, o ciclo petroquímico, o domínio tecnológico e o posicionamento logístico em função da distância do mercado. São essas as

principais variáveis que dão sustentação à competitividade da indústria químico-petroquímica no mundo. Detalhando:

- **risco político regulatório** – É importante que o país ofereça um menor risco político aos investimentos privados e a regulação explicita regras estáveis para os investidores;

- **disponibilidade da matéria-prima** – A disponibilidade e o custo da matéria-prima são fundamentais para instalação de unidades petroquímicas com reduzido custo variável;

- **investimento** – Os investimentos petroquímicos são intensivos em capital e o seu valor acaba sendo uma outra variável determinante na decisão de construção de uma nova planta petroquímica ou de expansão da capacidade existente;

- **mercado interno** – O atendimento ao mercado interno é geralmente um dos itens mais importantes para a instalação de uma unidade petroquímica, principalmente quando não existe matéria-prima barata e o custo do financiamento é elevado;

- **escala de produção** – É fundamental a escala e a verticalização dos empreendimentos petroquímicos, de forma a reduzir os custos fixos, impostos e custos de transação;

- **impostos** - Uma carga elevada de impostos desestimula os investimentos de unidades químico-petroquímicas. No Brasil, um investimento já nasce com incremento de cerca de 30% no seu valor, devido ao pagamento de impostos sobre os equipamentos comprados e sobre os serviços de montagem;

- **financiamento** – Sendo intensivo em capital, é importante que exista uma linha de financiamento com taxas de juros compatíveis com o padrão internacional, senão a rentabilidade do empreendimento é afetada;

- **mercado externo** – Determinante para os investimentos petroquímicos que têm acesso barato à matéria-prima e ao financiamento de capital a custos baixos. Esses dois fatores favoráveis ajudam a compensar os custos logísticos envolvidos na exportação dos produtos petroquímicos. O Oriente Médio é um exemplo de uma região que tem grande abundância de matéria-prima, sendo sua produção de produtos petroquímicos, na quase totalidade, exportados para a Europa e para a Ásia;

- **ciclo petroquímico** - A indústria petroquímica tem como característica funcionar em ciclos, quando ocorrem períodos de excesso de oferta e períodos de escassez, influenciando nos preços dos produtos petroquímicos. Isto decorre da escala de produção e das novas unidades que entram em operação. O período e a frequência do ciclo petroquímico irão depender essencialmente do comportamento histórico, da elasticidade de consumo dos produtos petroquímicos em relação ao PIB mundial e local, além dos investimentos realizados;

- **disponibilidade de tecnologia** – A indústria petroquímica é intensiva em tecnologia. Ter acesso a melhor tecnologia é fundamental para redução de custos e da qualidade dos produtos ofertados;

- **logística** – A proximidade do mercado de consumo é fundamental para redução dos custos de movimentação, bem como instalações logísticas apropriadas que garantam a confiabilidade na entrega dos produtos.

Na década de 90, verificaram-se fortes movimentos concentracionistas (fusões, aquisições e associações estratégicas) em âmbito mundial. Esses movimentos ocorreram nos Estados Unidos, na Europa e na Ásia, podendo-se citar algumas operações: Lyondell/Millennium (1997); BP/Amoco (1998); Samsung/Hyundai (1998); Exxon/Móbil (1999); Dow Chemical/Union Carbide (2000); Phillips/Chevron (2000) e Solvay/BP (2001). Sendo assim, pode-se dizer que o padrão de competitividade que se desenha para a indústria químico-petroquímica é marcado por movimentos concentracionistas, ou seja, na busca de ganhos de escala e de escopo, através da expansão da capacidade e da diversificação, e pela constituição de grandes empreendimentos petroquímicos verticalizados e integrados.

A produção mundial de eteno é da ordem de 130 milhões de t/a. A produção de eteno dos EUA está estimada em 30 milhões de t/a, fazendo que este país concentre as ações de liderança do segmento petroquímico mundial (MARK, 2002). O Brasil com uma produção de 3,4 milhões de t/a, representa 2,6% da oferta mundial.

O eteno, em condições normais de pressão e temperatura, ocorre como gás. O seu transporte a longas distâncias só é possível após a sua mudança de fase para o estado líquido envolvendo seu resfriamento a uma temperatura de $-102\text{ }^{\circ}\text{C}$. O produto é difícil de ser transportado, exigindo uma logística específica e com custos

elevados.²⁸ Cerca de 80% do eteno é usado na produção de resinas termoplásticas, em fábricas instaladas próximas a central de matérias-primas, sendo o seu fornecimento feito no estado gasoso através de tubulação de aço carbono. A competição do eteno ocorre, principalmente, através dos produtos da chamada segunda geração petroquímica (produtos derivados do eteno), em vista dos problemas logísticos mencionados que constitui uma proteção natural contra a importação direta desse produto.

Entre os segmentos que consomem petroquímicos, o mais importante da cadeia é o da transformação de plásticos, que utiliza matérias-primas fornecidas pelas petroquímicas para fabricar embalagens, peças para automóveis, brinquedos, utilidades domésticas, material hospitalar, parte de eletrônicos, calçados, material de construção etc.²⁹

Um outro produto, oriundo do gás natural, que merece destaque é o metanol, fácil de ser transportado, é a melhor destinação econômica em muitas situações para o aproveitamento do gás natural.

Após 1993/1994, através da Metanex, houve grande concentração da produção de metanol. Em 1997, a Methanex respondia por 22% da produção mundial e mais 50% do metanol comercializado (não cativo). Há outros dois produtores importantes, a Trinidad e a Sabic. Os três reúnem condições econômicas muito vantajosas.³⁰ Adicionalmente, a Metanex possui uma planta de gasolina sintética na Nova Zelândia que permite controlar parcialmente a oferta de metanol. Soma-se, como fator de controle do mercado dos produtores, o controle da logística do metanol/MTBE pela Methanex que opera navios próprios.

O Brasil é um grande importador de metanol do Chile e de Trinidad Tobago. A produção nacional é insignificante perante os 30 milhões de t/a produzidas no mundo

Outros produtos como amônia e a uréia são importados (o Brasil importa 50% do consumo de amônia e uréia), porém no caso da amônia, a logística é específica e exige condições especiais para o transporte.

²⁸ O eteno é transportado por navios criogênicos no estado líquido a -102 °C.

²⁹ A cadeia petroquímica pode ser constituída de duas ou três etapas. Os primeiros produtos são os petroquímicos básicos que são divididos em dois grupos: as olefinas que abrange o eteno, propeno e butadieno; e os aromáticos, que incluem o benzeno, tolueno e xilenos. A segunda etapa da cadeia é constituída dos intermediários, incluindo neste bloco, as resinas termoplásticas. A terceira fase é constituída pelos produtos finais.

³⁰ Informações do mercado é que o preço do GN estaria na faixa de US\$ 0,5 a US\$ 0,8/ MBTU.

8.2.2 O Contexto da Indústria Química Brasileira

a) O primeiro grande desafio da indústria química está no rearranjo societário, que tem implicações diretas sobre os dois outros desafios aqui analisados.

O segmento petroquímico, o mais importante da indústria química, está sempre buscando novos desafios e gerando oportunidades de crescimento, principalmente em países como o Brasil, onde existe um potencial maior de crescimento dos produtos petroquímicos do que em países desenvolvidos. Como já frisado, a petroquímica é uma indústria globalizada que apresenta algumas características próprias, determinando o interesse dos investidores privados nos investimentos visando uma rentabilidade do capital, conforme explicado no Item 8.2.1

Os anos 90 trouxeram grandes modificações para as empresas atuantes no segmento petroquímico brasileiro, tanto do ponto de vista estrutural, quanto do ponto de vista do ambiente externo enfrentado pelas empresas.

Primeiro, com a mudança na política governamental quanto à forma de intervenção do Estado na economia, as empresas do segmento petroquímico foram incluídas no Programa Nacional de Desestatização (PND). Segundo, as empresas do segmento passaram a ser crescentemente pressionadas pelo ambiente externo para promoverem ganhos de eficiência e produtividade. Vários fatores foram determinantes para que as empresas percebessem essa necessidade, dentre os quais, pode-se citar: fim dos incentivos fiscais à exportação; perda de reserva de mercado, em virtude da abertura comercial propiciada pela diminuição das alíquotas do imposto de importação e fim do controle de preços por parte do governo, o que somado à baixa do preço internacional, acabou por comprimir as margens de lucro do segmento.

Apesar das privatizações ocorridas nos anos 90, o primeiro desafio continua sendo ainda o rearranjo societário de forma a buscar um modelo mais concentrado e verticalizado. A recém criada Braskem, em 16 de agosto de 2002, fruto da incorporação da Copene com várias empresas de 2ª geração, é o início deste processo. No entanto, existem vários rearranjos ainda a serem feitos, incluindo

a possível volta da Petrobras de forma mais efetiva na integração de ativos petroquímicos, de maneira que se tenha uma petroquímica num nível competitivo internacionalmente.

b) O segundo grande desafio da indústria química está no equacionamento das matérias-primas para o funcionamento e expansão da petroquímica.

Com a retirada da participação do Estado de qualquer incentivo (subsídio da nafta) e a isenção quase que total de alíquotas de importação para a maioria dos produtos químicos, durante os anos 90, a questão do acesso à matéria-prima e o custo envolvido na sua aquisição, passaram a ser um item crítico na decisão de instalação de uma nova central petroquímica no Brasil. Este é um dos pontos de maior fragilidade do segmento petroquímico, pela sua alta dependência da importação de nafta e da não disponibilidade de etano do GN no país, suficiente para realizar a troca da nafta pelo etano nas futuras expansões. Empresas nacionais, a exemplo da Braskem, estão estudando a possibilidade de construir unidades petroquímicas fora do Brasil, justamente em países onde haja disponibilidade de matéria-prima. A Venezuela, a Bolívia, Equador e México são alguns destes países objeto da análise.

A Braskem voltou a estudar a possibilidade de produzir eteno a partir de álcool etílico. Nos anos 80, a Salgema (unidade incorporada pela Braskem) tinha uma planta de eteno, em Maceió, a partir de etanol proveniente da cana de açúcar, que foi fechada no início dos anos 90 por não ser competitiva em relação ao eteno produzido a partir da nafta. Entretanto, a partir de 2004 com a elevação do preço do petróleo para o patamar de US\$ 60/barril houve também elevação do preço da nafta, fazendo essa diferença de custos entre as duas rotas tecnológicas diminuir. Além disso, a maior produtividade na produção de cana por hectare ocorrida nos últimos anos e a valorização ambiental dos produtos “termoplásticos verdes” oriundos de fontes renováveis podem tornar viável a produção de uma parcela de eteno no Brasil a partir de etanol nos próximos anos.

c) O terceiro grande desafio é promover a expansão da indústria química através de novos investimentos e atender as necessidades dos produtos petroquímicos projetados até 2015.

O consumo de resinas termoplásticas no Brasil, que era de 9,4 kg por habitante em 1992, passou para 23,5 kg, em 2004, demonstrando um fator de elasticidade e de renda grande (ABIQUIM, 2005). Esse indicador ainda é baixo se comparado aos Estados Unidos, onde o consumo foi de 117 kg por habitante em 2000. A ABIQUIM está projetando, para 2008, um consumo de resinas termoplásticas de 37,5 kg por habitante, através de um estudo realizado em 2002 (ABIQUIM, 2002).

A produção de fertilizantes nitrogenados deverá crescer nos próximos anos, impulsionada pela expansão da área agrícola e pela necessidade da diminuição da importação desses produtos. No Brasil, atualmente, a amônia e uréia são produzida pela Ultrafertil em Piaçaguera-SP e Araucária-PR e pela Petrobras em Camaçari-BA e Laranjeiras-SE. Portanto, este é outro segmento do setor químico que demandará um aumento no consumo de gás natural.

Quanto ao metanol, não se esperam grandes expansões, uma vez que o país não tem sido competitivo frente a países como Trinidad Tobago e o extremo sul do Chile que possuem grandes reservas de gás natural (a preço barato). Para piorar este quadro, um dos principais produtos fabricados com o metanol, o MTBE, está ameaçado de ser banido de uso em vários estados americanos por questões ambientais. No total, 27 estados americanos iniciaram os trâmites para a proibição ou redução do uso do MTBE na gasolina.³¹

Existe uma série de outros produtos químicos que carecem de uma maior oferta interna nos próximos anos, através de investimentos em novas fábricas e expansões das unidades existentes. Torna-se inviável, pela grande quantidade de produtos envolvidos, fazer referências específicas. Entretanto, reverter o resultado deficitário da balança comercial da indústria química brasileira, nos próximos 10 anos, é um grande desafio para o setor químico.

³¹ Toda produção nacional de MTBE é exportada e o grande mercado é o americano.

8.2.3 Cenários de Crescimento da Indústria Química no Brasil

Foram traçados quatro cenários possíveis até 2015 para a indústria química nacional, dentro de uma visão globalizada de competitividade conforme exposto no item 8.2.1, o que será determinante para realização dos investimentos necessários pela iniciativa privada. Nos cenários apresentados, a economia mantém um crescimento que varia a depender do cenário em análise. A base do crescimento da indústria química é atrelada ao desempenho do Produto Interno Bruto - PIB, porém existe um fator de elasticidade que determina o quanto a indústria deve crescer acima do PIB. Historicamente, os produtos derivados do eteno têm tido um crescimento maior do que a média dos outros produtos químicos utilizados pelo setor industrial. Em função disto, foram considerados dois fatores de elasticidade ao longo do período de projeção até 2015.

Para o eteno foi admitido um fator de elasticidade de 2,1 vezes o valor do PIB, o mesmo fator de elasticidade apurado entre o período de 1990 a 2004 para as resinas termoplásticas que têm no eteno sua principal matéria-prima³² (ABIPLAST, 2005; ABIQUIM, 2005). Convém ressaltar, que a Abiquim realizou, em 2002, um estudo para determinar as projeções de demanda de nafta e outras matérias-primas para as centrais petroquímicas até 2010, sendo considerado naquele estudo o fator de elasticidade de 2,2 vezes acima do PIB para o eteno, o que demonstra a coerência do critério adotado (ABIQUIM, 2002). Já para os outros produtos químicos, considera-se o fator de elasticidade de 1,3 vezes o PIB, com base na média de crescimento histórico dos produtos químicos de uso industrial, no período de 1990 a 2004 (ABIQUIM, 2005).

Uma outra matéria-prima importante para o segmento das resinas termoplásticas é o propeno, que gera as resinas de polipropileno. O propeno tem duas fontes importantes na sua obtenção: como co-produto numa central petroquímica que processe carga líquida (nafta, gásóleo, butano); e através da purificação de correntes das refinarias de petróleo que geralmente transformam resíduos pesados em frações leves de derivados, através de processos catalíticos, dando origem ao propeno.

³² Além do eteno existem outras matérias-primas que são usadas na produção das resinas termoplásticas. Por exemplo: o polipropileno é feito a partir do propeno; o PVC além do eteno usa o cloro (ORRISS, 2002).

A localização do crescimento da indústria química-petroquímica nas diferentes regiões do país irá depender da existência de algumas pré-condições, conforme já mencionado no item 8.2.1. Levar isto em consideração, será de fundamental importância para tornar esta indústria competitiva a nível local e global

O cenário 1 projeta o crescimento em base macroeconômica sustentável. Neste cenário, é esperado um grande crescimento da indústria química nos próximos 10 anos, com impacto relevante no nível de investimento do setor. A Figura 44 demonstra a evolução deste crescimento.

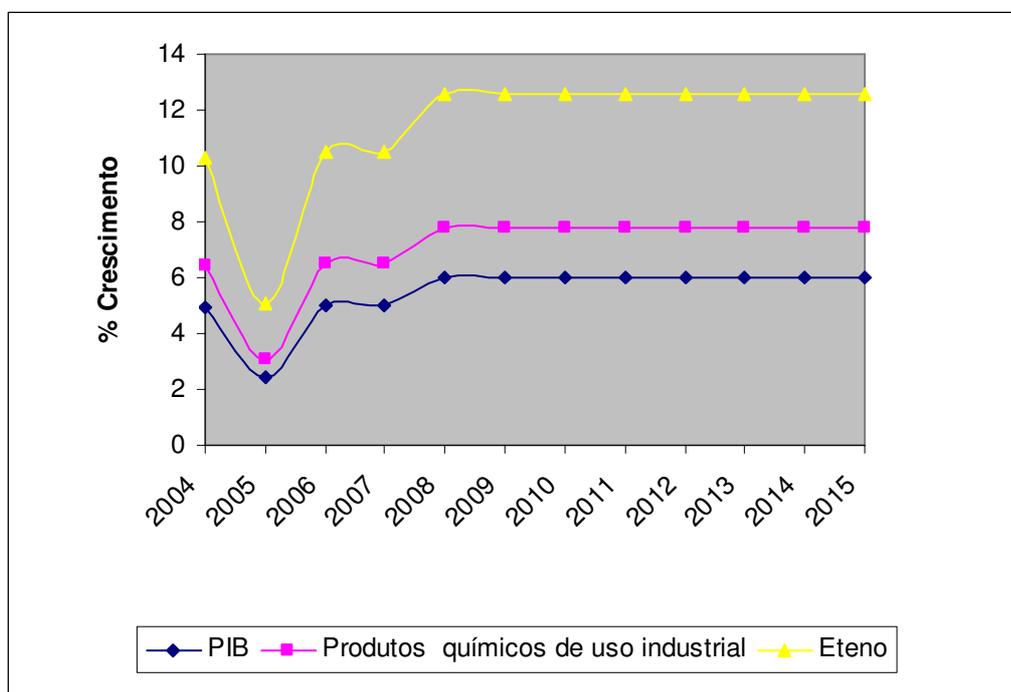


Figura 44 – Cenário 1 do setor químico – A Travessia para o Crescimento Sustentado.

O cenário 2 é um cenário de dificuldades no âmbito interno, o que determina uma oscilação no crescimento do setor químico, gerando dificuldade para realização dos novos investimentos. Conforme já mencionado, a indústria químico-petroquímica tem como característica de ser intensiva em capital, de modo que um cenário econômico oscilante retrai os investimentos do setor. Neste caso, muito provavelmente, deverá ser mantido ou acelerado o déficit da balança comercial do setor que, em 2004, foi da ordem de US\$ 8 bilhões. A Figura 45 representa as variações de crescimento nos próximos 10 anos.

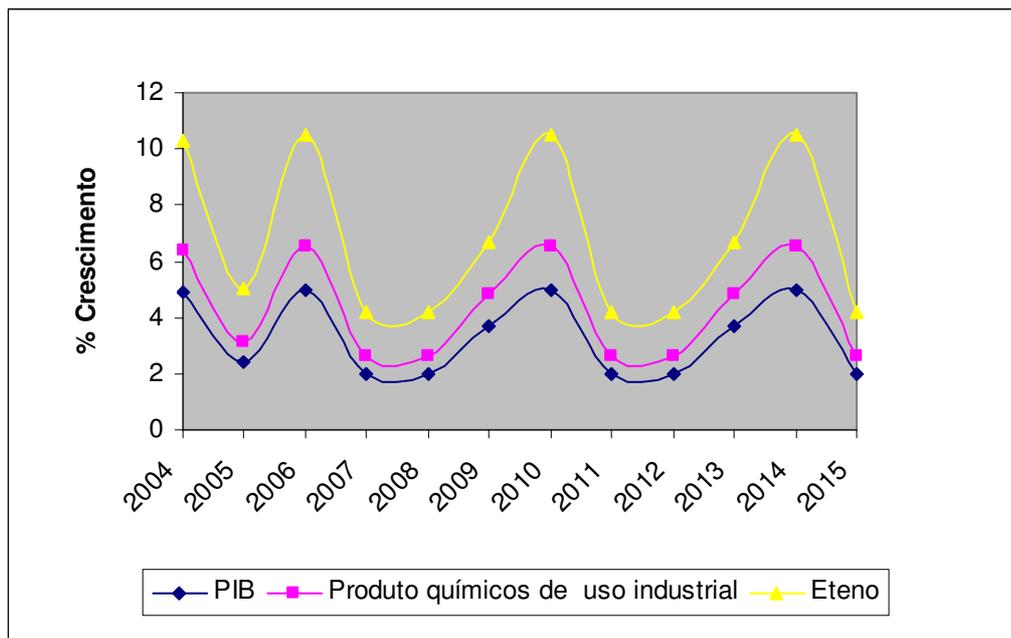


Figura 45 – Cenário 2 do setor químico - *Stop and Go*.

O cenário 3 tem a característica de ter um alto custo de estabilidade, provocado por um ambiente externo instável que limita o crescimento interno, apesar das condições macro e microeconômicas favoráveis adotados pelo país. O crescimento econômico apresentado na Figura 40, fica aquém das necessidades internas e o setor químico cresce dentro das faixas de elasticidades definidas. O ambiente externo desfavorável pode comprometer os investimentos internamente, motivados pelo menor fluxo de capital externo e do volume das exportações, mantendo uma dependência da importação de vários produtos químicos para atender as necessidades do país. A Figura 46 apresenta a estabilidade de crescimento do setor para os próximos 10 anos.

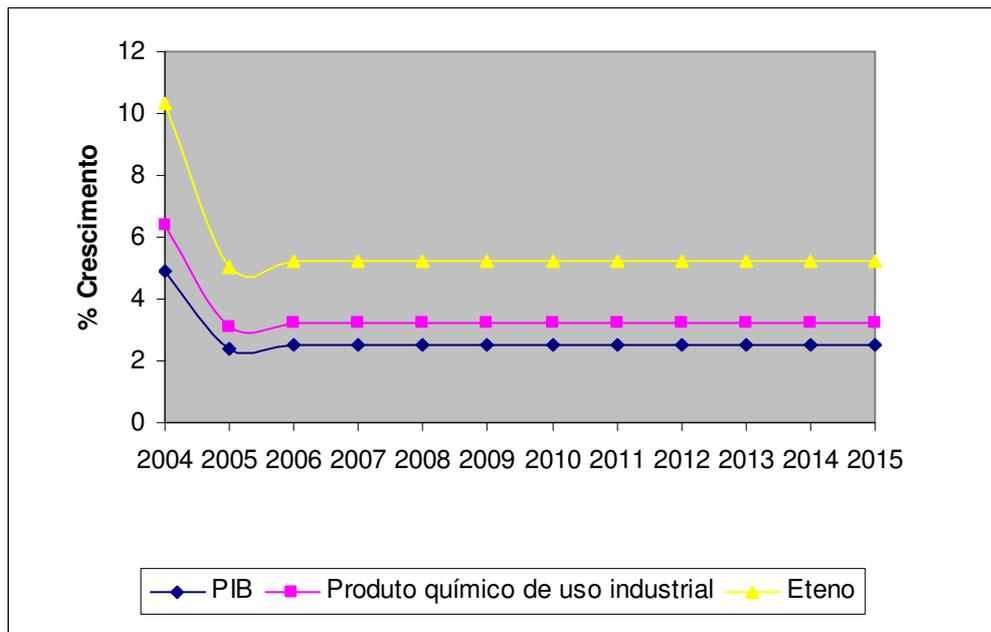


Figura 46 - Cenário 3 do setor químico - Estabilidade com alto custo.

O cenário 4 é muito instável do ponto de vista do ambiente externo e interno, provocando baixas taxas de crescimento até 2015. Dentro deste contexto, a indústria química cresce pouco frente ao seu potencial. A oscilação de anos de um pequeno crescimento e de anos de crescimento negativo resulta num crescimento médio do PIB em torno de 0,8% a.a. no período analisado. Assim, ter-se-á uma década perdida reproduzindo o desânimo de toda economia e da indústria química. A Figura 47 reproduz o período de instabilidade no crescimento.

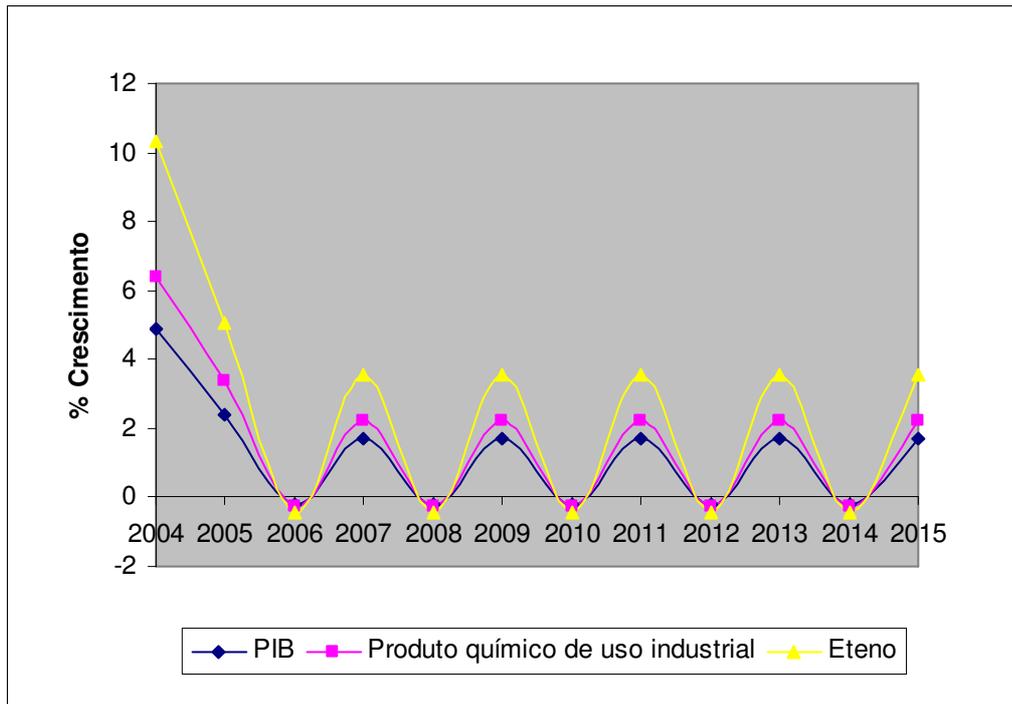


Figura 47 - Cenário 4 do setor químico – Fracasso da mudança radical.

8.2.3.1 Projeção da Demanda de Eteno

A Tabela 13 apresenta a projeção da demanda de eteno, considerando os quatro cenários estudados. O cenário 1, a necessidade de eteno em 2015 atinge um total de 10,4 milhões de t/a, implicando num crescimento substancial da atual capacidade instalada de 3,4 milhões de t/a de eteno (já inclui o Pólo do Rio que entrou em operação no final do mês de junho de 2005). Para o cenário 2, a demanda de eteno atinge um total de 6,1 milhões em 2015, quase o dobro da atual capacidade. No cenário 3, o total projetado de 5,4 milhões de t/a de eteno é um pouco inferior ao cenário 2. O último cenário é de muito baixo crescimento, sendo necessário uma pequena quantidade adicional que pode ser conseguida com o aumento de capacidade das unidades atuais.

Tabela 13 - Projeção do crescimento da demanda de eteno (mil t/a).

Ano	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2003*	2.778	2.778	2.778	2.778
2004*	3.064	3.064	3.064	3.064
2005*	3.219	3.219	3.219	3.219
2006	3.557	3.557	3.388	3.205
2007	4.005	3.706	3.565	3.320
2008	4.509	3.862	3.753	3.306
2009	5.077	4.121	3.950	3.424
2010	5.717	4.554	4.157	3.409
2011	6.437	4.745	4.375	3.531
2012	7.249	4.944	4.605	3.516
2013	8.162	5.277	4.847	3.642
2014	9.190	5.831	5.101	3.627
2015	10.348	6.075	5.369	3.756

* Estimativa a partir de uma previsão da Abiquim em 2002. Dados não disponíveis.

Vale destacar que o estudo publicado pela Abiquim sobre a demanda de matérias-primas para a petroquímica, projetou a demanda de eteno até 2010 entre 4,6 e 5,6 milhões de t/a, nos dois cenários considerados (ABIQUIM, 2002). O dado de referência do consumo de eteno em 2003 foi obtido deste estudo, e serviu para estimar os dados de 2004 e 2005 devido à falta de informação do consumo real. O mesmo estudo considera que a demanda de co-produtos gerados numa central de matérias-primas (butadieno, benzeno, xilenos mistos, tolueno) estariam equilibrados. Isto favorece o uso do gás natural como matéria-prima na expansão do segmento petroquímico, como vem ocorrendo com o Pólo do Rio. A Figura 48 mostra a evolução da demanda de eteno, conforme os números da Tabela 13.

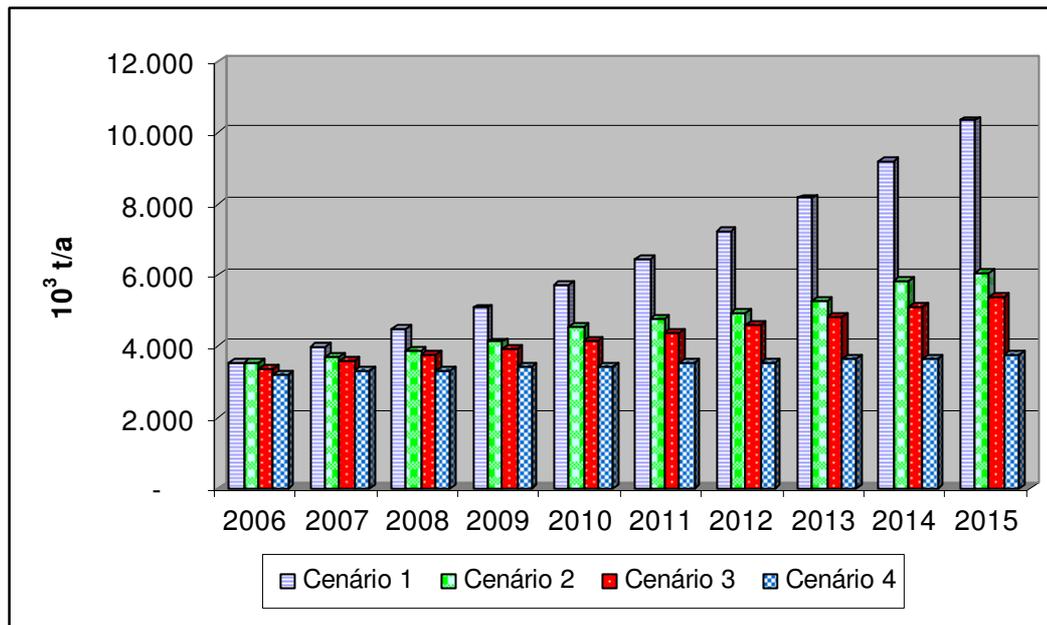


Figura 48 – Projeção do crescimento da demanda de eteno.

8.2.3.2 Projeções da Demanda de Resinas Termoplásticas

A Tabela 14 apresenta a evolução da demanda das resinas termoplástica (polietilenos, polipropileno, policloreto de venila, acetato de venila e polietileno teraftalato) nos quatro cenários analisados, sendo utilizado o coeficiente de elasticidade observado no período de 1990 a 2004.

Este segmento é considerado um dos mais importantes para a indústria química, daí, ter-se escolhido o mesmo para estimar a demanda futura de resinas e seu impacto na cadeia petroquímica. Em termos do impacto no consumo do gás natural, este ocorre mais nas empresas de primeira geração (centrais petroquímica) e na segunda geração da cadeia petroquímica (produtores de resinas termoplásticas), que utilizam o gás natural como fonte de matéria-prima e para uso energético.

Tabela 14 - Projeção da demanda de resinas termoplásticas (10³ t/a).

Ano	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2003*	3847	3847	3847	3847
2004*	4273	4273	4273	4273
2005**	4488	4488	4488	4488
2006	4960	4960	4724	4470
2007	5480	5168	4972	4629
2008	6171	5385	5233	4610
2009	6948	5747	5508	4774
2010	7824	6350	5797	4754
2011	8810	6617	6101	4924
2012	9920	6895	6422	4904
2013	11170	7358	6759	5079
2014	12577	8131	7114	5057
2015	14162	8472	7487	5238

* Dados de consumo aparente (ABIPLAST, 2005).

** Estimativa. Dados não disponíveis

Para o cenário 1, a expectativa é de uma projeção de 14,2 milhões de t/a de resinas termoplásticas em 2015, enquanto no cenário 4 a demanda atingiria 5,2 milhões de t/a em 2015. A Figura 49 mostra a evolução da demanda de resinas termoplásticas com base nos dados projetados pela Tabela 14.

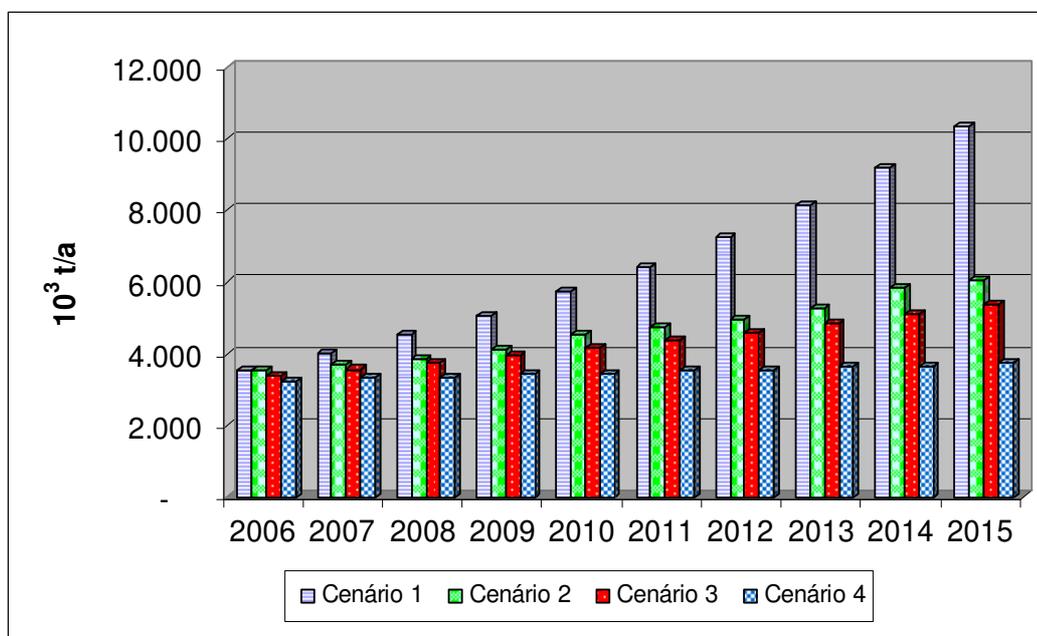


Figura 49 – Projeção da demanda de resinas termoplásticas.

A Figura 50 apresenta o *market share* do consumo aparente de resinas termoplásticas em 2004 no Brasil, segmentada por tipo. Segundo a Abiplast este consumo foi de 4.273 mil t/a. Os Polietilenos com 40% de participação lideraram o consumo de resinas em 2004, seguido pelo Polipropileno com 26% e pelo Policloreto de Venila com 17% (ABIPLAST, 2005).

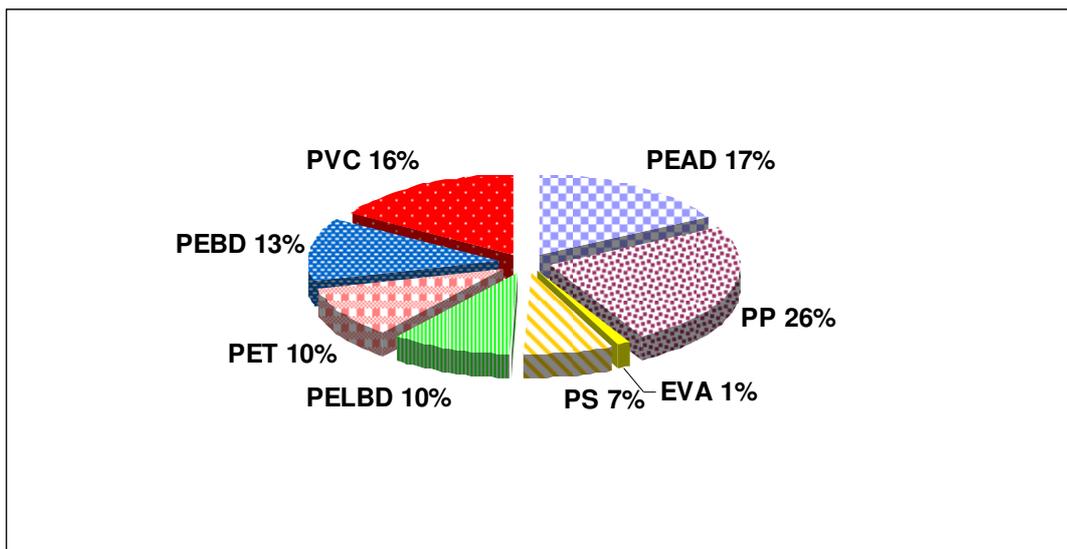


Figura 50 - Consumo aparente de resinas termoplásticas em 2004, por tipo de consumo.
Fonte: ABIPLAST, 2005.

O consumo per capita de resinas termoplásticas apresenta uma evolução bastante diferenciada, dependendo do cenário econômico considerado. A Figura 51 apresenta os dados dos quatro cenários, levando em consideração a projeção da população brasileira até 2015, com base nos dados obtidos no site do IBGE. No cenário 4, não há crescimento do consumo per capita a partir de 2005. O pequeno crescimento físico é absorvido pelo crescimento da população.

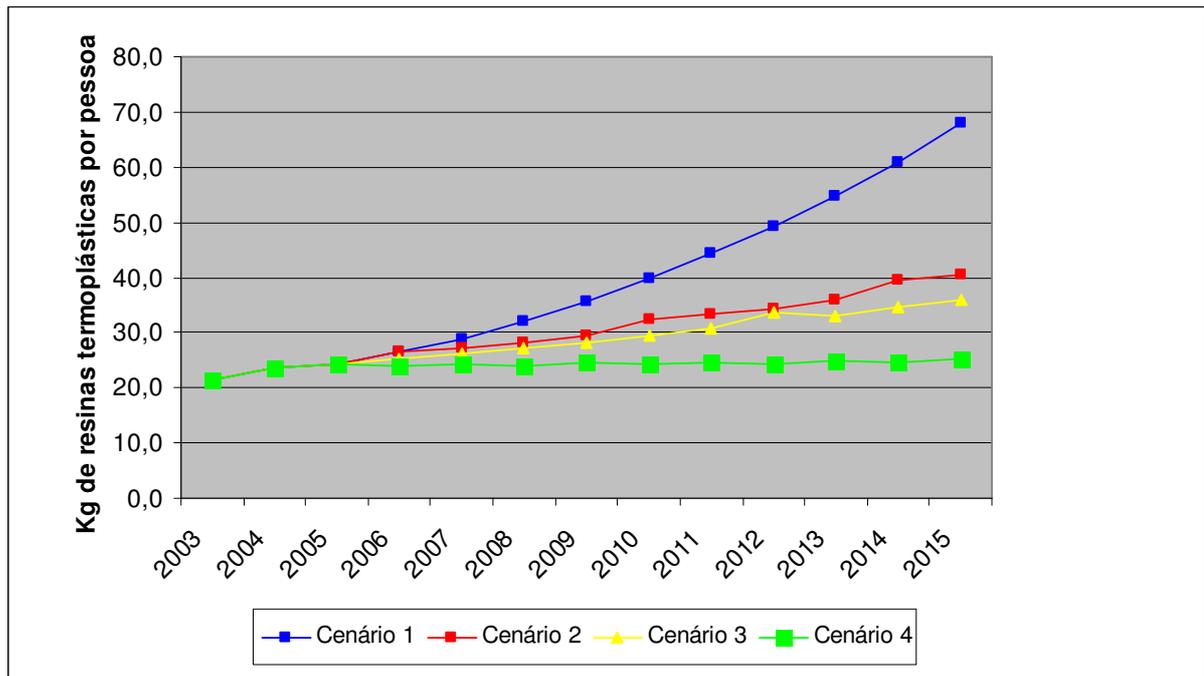


Figura 51 – Crescimento per capita das resinas termoplásticas.

8.2.3.3 Projeções da Demanda de Produtos Químicos de Uso Industrial

Devido à enorme quantidade de produtos químicos de uso industrial, toma-se como base para projetar o crescimento o ano de 2003, admitindo o valor de 100 como indicador de referência. A Abiquim analisa uma cesta de 1.500 produtos químicos de uso industrial e utiliza uma metodologia semelhante para acompanhar o crescimento destes produtos. Os quatro cenários considerados foram os mesmos para as projeções de eteno e das resinas termoplásticas, porém o fator de elasticidade para esses produtos foi de 1,3 vezes o valor do PIB. A Figura 52, apresenta a evolução de crescimento até 2015 nos quatro cenários analisados.

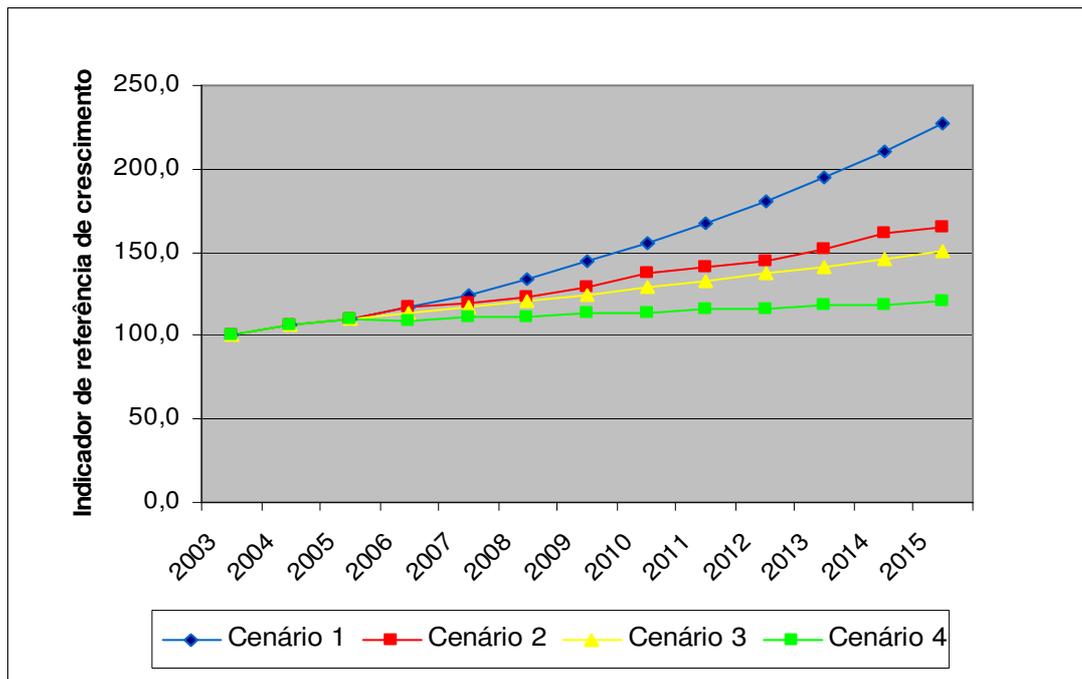


Figura 52 - Crescimento dos produtos químicos de uso industrial.
Fonte: ABIQUIM, 2005.

8.2.4 O Contexto da Indústria Química na Bahia

A Indústria química no Estado está voltada basicamente para o segmento petroquímico, que tem no Pólo Petroquímico de Camaçari sua principal base industrial. Essencialmente formado pelo segmento dos petroquímicos básicos que fornece matérias-primas para as denominadas empresas de segunda geração (resinas termoplásticas, intermediários químicos e outros segmentos), o Pólo vem se transformando ao longo dos anos.

O Pólo Petroquímico de Camaçari é o maior empreendimento do gênero na América do Sul, abriga mais de 40 empresas do segmento. A Braskem é a maior dessas empresas, surgida da fusão da Copene com a OPP, Nitrocarbono, Trikem, Proppet, Politeno e Polialden, com ativos também nos estados de Alagoas, São Paulo e Rio Grande do Sul.

A criação da Braskem foi um ponto positivo para a reorganização societária e a redefinição de um modelo mais concentrado e verticalizado, apesar do alto nível de endividamento que a nova empresa mantém. Além deste, citam-se os seguintes desafios da indústria petroquímica no Estado até 2015:

Equacionar o déficit local de nafta, pois 70 % da nafta consumida no Pólo de Camaçari vem de refinarias de outros estados da federação e importada de outros países (40% de todo o consumo). Nesta análise, deve-se considerar o aumento do gás natural como matéria-prima, o processamento de condensados do GN, o uso de propano e butano, o aproveitamento da corrente de C₂ das unidades de FCC e RFCC da Rlam, o processamento de gasóleo petroquímico, uma nova expansão da Rlam com a instalação de uma nova unidade de destilação atmosférica e uma unidade para produzir HVGO (Hydron Vacuum Gas Oil). A adaptação da Rlam para produção de matéria-prima petroquímica oriunda de petróleo nacional, envolve altos investimentos e a Petrobras não tem demonstrado interesse em realizar esses investimentos. Segundo dados levantados pela Abiquim (2002), conforme Tabela 5, o potencial de recuperação de eteno das correntes de FCC e RFCC da Rlam é de apenas 42 mil t/a;

recentemente, a Petrobras divulgou informação que pretende adaptar suas refinarias (a Rlam é uma das refinarias consideradas) para processar condensado importado (a composição do condensado contém cerca de 80% de nafta), visando diminuir o déficit de nafta no país. Troca-se a nafta full range importada por uma corrente rica em nafta que será purificada nas refinarias, tornando o custo da principal matéria-prima petroquímica um pouco mais barata, porém ainda dependente de importação;

a produção de gás natural no Recôncavo (o etano na composição está em torno de 8,5% vol.) está em declínio e o novo campo de Manati na bacia de Camamu, apresenta-se com uma baixa concentração de etano (3,8% vol.) no gás natural e um teor elevado de nitrogênio (5,8% vol.). Este teor baixo de etano na composição do gás de Manati torna pouco provável sua recuperação para a produção de eteno. Descobrir novos campos de gás natural na região com o teor elevado de etano (em torno de 8% vol.) que permita a sua recuperação econômica, passa a ser um desafio no equacionamento da logística de matérias-primas para o Pólo de Camaçari;

com a construção do gasoduto que interligará a região Sudeste ao Nordeste- Gasene - em 2009, abre-se uma perspectiva remota de que esse gás possa vir com um teor de etano contido na sua composição, o que seria fundamental para a petroquímica baiana. Entretanto, é pouco provável que isto possa ocorrer em

face da disputa que a região Sudeste deverá exercer para retirada deste componente da corrente. O Gasene deverá transportar cerca 20 milhões de m³/d de gás natural, sendo estimado que haja uma retirada de 3 milhões de m³/d de gás natural entre Cacimbas até Catu;

com o volume em torno de 17 milhões de m³/dia de GN chegando em Catu, estima-se um potencial de produção de 500 mil toneladas ano de eteno oriundo do Gasene, se a composição do gás natural tiver um teor mínimo de 8% vol.de etano. O Pólo do Rio, que foi inaugurado no final de junho de 2005, utiliza cerca de 13 milhões m³/d de gás natural da bacia de Campos (composição do etano em torno de 8% vol.) e mais uma quantidade de propano e butano, para produzir 520 mil t/a de eteno;

o aumento da Capacidade de eteno de 1,2 milhão t/a para 1,28 milhão de t/a, iniciado em 2002 pela Braskem, está permitindo aumentar a oferta deste produto para as empresas do Pólo de Camaçari, além de reforçar o suprimento deste petroquímico básico para o Pólo Cloroquímico de Alagoas³³. Esse ciclo deverá ser encerrado, em 2006, com as empresas de segunda geração absorvendo o acréscimo das 80 mil t/a de eteno;

aumentar a capacidade nominal de eteno de 1,28 para 1,5 milhão de t/a (usando nafta e/ou condensado), iniciando um novo ciclo de expansão da cadeia petroquímica. Para tornar isto possível, irá depender dos investimentos envolvidos para o desgargalamento das duas unidades de eteno da Braskem, do contexto econômico para os próximos 10 anos e do custo marginal da matéria-prima envolvida para atender esse acréscimo de produção. As duas unidades já foram submetidas a outros aumentos de produção, o que torna futuras ampliações mais onerosas do ponto de vista do investimento, se comparada ao desgargalamentos da Unidade II do Copesul e do Pólo do Rio, que ainda não foram revampeadas. Esse acréscimo de eteno poderá vir atender à nova planta da Dow/Basf de monômero de estireno em estudo, além de suprir as necessidades de eteno para as unidades existentes nos Pólos de Camaçari e Alagoas;

³³ O Pólo Petroquímico de Camaçari é interligado com o Pólo Cloroquímico de Alagoas através de um etenoduto de 500 km de extensão.

realizar desgargamentos nas unidades de segunda geração proporcionando aumento da capacidade atual de produção das plantas existentes, em decorrência da disponibilidade de petroquímicos básicos nos próximos 10 anos.

A Petrobras não tem planos para instalação de uma nova fábrica de fertilizantes nitrogenados no Estado. Os dois projetos existentes estão direcionados para as regiões Centro-Oeste e Sudeste. A premissa adotada considera que a Fafen possa realizar um incremento de capacidade das instalações atuais, dentro do mesmo patamar das outras empresas do Pólo;

o excedente de alguns petroquímicos básicos como benzeno, para-xileno e propeno que está sendo exportado ou atendendo ao déficit das outras centrais petroquímicas da região Sul e Sudeste, poderá ser transformado em produtos de segunda geração com novas fábricas a serem instaladas no Pólo de Camaçari;

aproveitar correntes residuais do processo para uso como matéria-prima na cadeia petroquímica. A instalação de uma fábrica de negro de fumo a partir de resíduo de pirólise é um destes exemplos;

não consta nenhuma informação de que a Dow Química tenha planos de duplicação do seu complexo de cloro e soda em Aratu, foi assumido que ocorra pequena expansão da capacidade existente nos próximos 10 anos. Essa premissa pode ser generalizada para todas as outras fábricas químicas existentes no Estado que não tenham um plano de expansão declarado. O percentual de crescimento seria o mesmo a ser admitido para as empresas de primeira e segunda geração no Pólo de Camaçari;

aumentar o número de empresas da 3ª geração no Estado da Bahia, diminuindo o volume dos produtos da 2ª geração enviados ao sul do país, gerando, conseqüentemente, mais empregos. Este é de fato um grande desafio do Pólo Petroquímico de Camaçari na sua qualificação por agregação de valor;

com o programa de biodiesel que está sendo implantado pelo governo federal, abre-se a perspectiva de implantação de projetos de oleoquímica, aproveitando a escala de produção de óleo de mamona e de outras oleaginosas, além do aproveitamento de subprodutos decorrentes da produção do biodiesel, por exemplo: a glicerina. O gás natural seria usado como energético nas unidades industriais. O Grupo Ultra reativou um projeto que estava há anos em carteira, para

implantação de uma unidade de álcoois graxos em Camaçari, a partir de óleo de palma. A produção iniciará no primeiro semestre de 2007;

investir em tecnologia e proporcionar inovações tecnológicas que criem diferenciações nos custos e na qualidade dos produtos produzidos.

A Tabela 15 apresenta os novos projetos para o Pólo de Camaçari até 2015. Apenas dois destes projetos já estão em execução (negro de fumo e álcoois graxos). Os outros projetos foram anunciados e não se tem um grau de certeza para sua concretização.

Tabela 15 - Capacidade a ser instalada de novos projetos do setor químico (10³ t/a).

Novos projetos	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Ácido nítrico	-	-	66	66	66	66	66	66	66
álcoois graxos	80	80	80	80	80	80	80	80	80
Acrilonitrila	-	-	90	90	90	90	90	90	90
Monômero de estireno	-	-	-	-	500	500	500	500	500
Negro de fumo	180	180	180	180	180	180	180	180	180
Polipropileno	-	-	-	-	300	300	300	300	300
Poliestireno	-	-	-	-	80	80	80	80	80
Para-xileno-ampliação		140	140	140	140	140	140	140	140
PTA	-	-	-	-	500	500	500	500	500
PET- ampliação	-	-	-	-	215	215	215	215	215

É importante ressaltar a presença de grandes grupos empresariais multinacionais do setor químico com unidades industriais em funcionamento no Estado, tais como: Dow Química, Basf, Monsanto, Ciba, DuPont e Millennium. A presença dessas multinacionais favorece a atualização tecnológica das fábricas existentes e suas expansões e a verticalização do complexo. A infra-estrutura existente no Pólo Petroquímico de Camaçari é um outro ponto que deverá ser considerado na instalação de novos empreendimentos petroquímicos ou nas expansões das capacidades existentes.

O crescimento da oferta do gás natural como matéria-prima e como energético continuará desempenhando um papel importante para o crescimento da indústria petroquímica no Estado. Daí a importância do correto dimensionamento das necessidades futuras de gás natural, para que os investimentos estruturantes sejam feitos com a devida antecedência e eficiência.

8.2.4.1 Cenário de Crescimento para o Pólo de Camaçari

Diante das variáveis analisadas no Item 8.2.1, foi visto que a falta de matérias-primas locais, atrelada aos custos elevados com a importação de nafta, ao excesso de produtos da segunda geração da cadeia petroquímica que são direcionados para a região Sudeste e para a exportação, constituem-se nas principais barreiras de competitividade que deverão limitar os investimentos na expansão horizontal do Pólo Petroquímico de Camaçari. Isto deverá restringir o aumento da oferta de produtos petroquímicos de primeira e segunda geração, oriundos do eteno, e de outros petroquímicos básicos, produzidos como co-produtos do eteno

Dentro deste contexto e na hipótese de ocorrência dos quatro cenários traçados para o crescimento da indústria química no país, não foi considerada a possibilidade de a Bahia vir a ter uma nova central de petroquímicos básicos nos próximos 10 anos. Foi cogitada apenas uma expansão da atual capacidade das unidades de eteno de 1,28 milhão de t/a para 1,5 milhão t/a e dos co-produtos gerados (17% de aumento), se ocorrerem os três primeiros cenários usando a nafta ou condensado como matéria-prima. Poderia também se usar, como matéria-prima, correntes das unidades de FCC e RFCC da Rlam para recuperar o eteno contido, estimado segundo a Abiquim em 42 mil t/a, dependendo dos investimentos envolvidos. Esse aumento de capacidade corresponde a 17% da capacidade instalada no final de 2003, e começaria a ser instalada a partir de 2008. Admite-se que as demais empresas do complexo poderiam também expandir sua produção de percentual equivalente.³⁴

Das expansões de capacidade das unidades existentes de eteno das quatro centrais petroquímicas (Braskem, Copesul , PQU e Pólo do Rio) que estão sendo estudadas, a de Camaçari é a que provavelmente deverá ter mais dificuldade em provar sua viabilidade econômica, diante de um cenário de baixo crescimento como o cenário 4. As razões são as seguintes:

³⁴ A experiência operacional do Pólo de Camaçari, nesses quase 30 anos de operação, tem demonstrado que as empresas de segunda geração geralmente tem possibilidade de expandir a produção mais facilmente se comparada com as unidades de primeira geração de produção de petroquímicos básicos. Isto significa que o aumento de produção do principal petroquímico básico, o eteno, comanda o funcionamento das unidades downstream do complexo.

A Unidade II de eteno do Copesul, que iniciou a operação em 2001, pretende aumentar a produção de eteno em 100 mil t/a com a instalação de mais um forno. Historicamente, sabe-se que as plantas novas têm folgas maiores de projeto, tornando o investimento de desgargalamento para alguns equipamentos baixos. A desvantagem é que a matéria-prima para esse aumento de produção será a base de nafta ou condensado importado;

a PQU projeta uma expansão de 200 mil t/a de eteno para entrar em operação em 2007. O investimento deverá ser alto em razão da unidade já ter realizado várias expansões, no entanto, a matéria-prima será oriunda do aproveitamento do eteno contido nas correntes de três refinarias (Recap, Revap e Replan) da grande região metropolitana de São Paulo. A purificação dessas correntes e a logística das refinarias até a central petroquímica são fatores para elevação dos investimentos. Atualmente essas correntes são utilizadas como combustível. A depender do preço a ser negociado com a Petrobras, o uso dessas correntes poderá ser mais vantajoso do que o uso de nafta. O outro ponto favorável é a localização da PQU no grande mercado do Sudeste;

o recém-inaugurado Pólo do Rio já anunciou o desejo de expandir a produção de eteno de 520 mil t/a para 700 mil t/a, tendo como base o etano do gás natural. Essa expansão tem todos os pré-requisitos de ser a mais econômica das quatro ampliações. A questão aqui será a disponibilidade de etano do GN para garantir esse aumento de capacidade, o que não deverá ser difícil de ser equacionado pela localização do Pólo do Rio perto da maior região de produção de petróleo e gás do país;

para aumentar a capacidade de eteno nas duas unidades existentes de 1,28 para 1,5 milhão de t/a, no que se denomina do segundo ciclo de expansão dentro do período dessa análise, a Braskem deverá fazer as principais modificações nos equipamentos de processo nas próximas paradas programadas das duas unidades de eteno, o que deverá ocorrer em 2008 e 2010;

uma planta de eteno tem um período de campanha de seis anos, o normal é aproveitar-se essas paradas programadas para promover modificações que gerem aumentos de capacidade, evitando o lucro cessante se essas intervenções forem feitas em outras ocasiões. Mesmo não sendo barato e não dispondo de

matéria-prima local, esse investimento deverá viabilizar-se perante os três primeiros cenários nacionais;

a infra-estrutura já existente no Pólo de Camaçari e a possibilidade da realização de investimentos de expansão da capacidade instalada em algumas empresas de segunda geração, abaixo do padrão internacional, podem justificar essa nova ampliação de eteno se comparadas aos valores de um novo pólo petroquímico;

a Tabela 16 apresenta a evolução da produção de eteno até 2015 no Pólo de Camaçari. Para calcular a produção efetiva, foi considerado um aumento de 17% em relação à capacidade atual instalada e aplicado um fator operacional de 95% sobre a capacidade nominal de produção. Esse fator é mais baixo nos anos de parada das unidades de eteno.³⁵

Tabela 16 - Crescimento da produção de eteno (10³t/a).

Ano	Cenários 1,2 e 3	
	Capacidade instalada	Capacidade efetiva
2003	1.240	1.041
2004	1.280	1.178
2005	1.280	1.190*
2006	1.280	1.216
2007	1.280	1.216
2008	1.330	1.200
2009	1.380	1.311
2010	1.440	1.300
2011	1.500	1.425
2012	1.500	1.425
2013	1.500	1.425
2014	1.500	1.395
2015	1.500	1.425

* Estimativa. Dados não disponíveis.

A Figura 53 apresenta a evolução da produção de eteno, com base nos dados da Tabela 16.

³⁵ Em 2008 e 2010 considera-se o tempo de parada de 10 dias a mais das unidades de eteno, em razão do condicionamento das unidades para o novo patamar de produção.

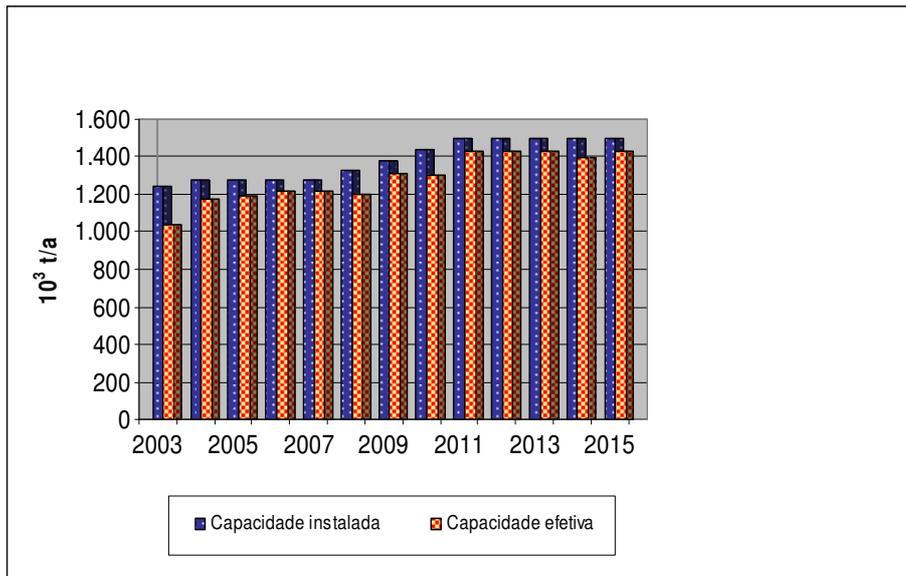


Figura 53 – Projeção da produção de eteno (10³t/a).

O eteno é o principal petroquímico básico para a produção de resinas termoplásticas. A capacidade instalada em 2002 de resinas termoplásticas no Pólo de Camaçari era de 1.135 mil t/a (GAZETA..., 2002a). A Figura 54 apresenta a participação de cada uma das resinas no conjunto geral da produção.

O Pólo de Camaçari não produz poliestireno, uma das resinas importantes no segmento dos termoplásticos. Todo o monômero de estireno produzido pela fábrica da Dow Química em Camaçari (150 mil t/a) é transportado para São Paulo, para ser transformado em poliestireno.

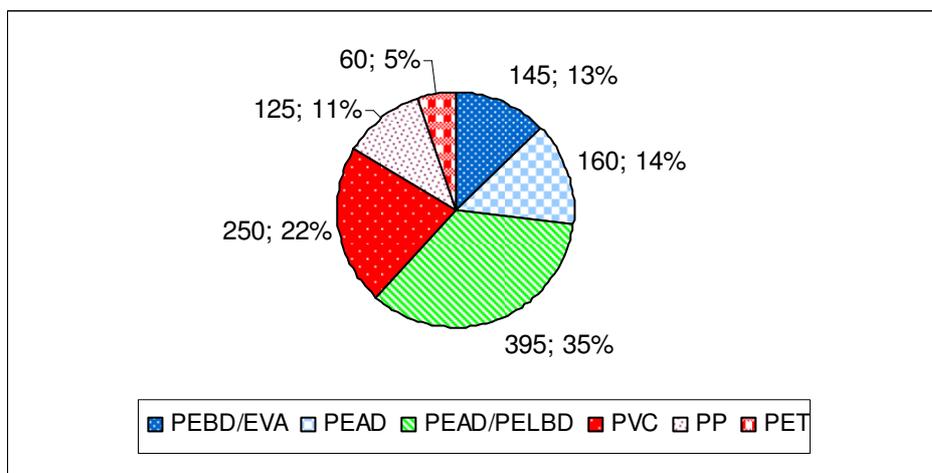


Figura 54 – Capacidade instalada (10³t/a) de resinas termoplásticas. Fonte: GAZETA..., 2002a.

A expansão da capacidade de produção de eteno de 1,20 milhão t/a para 1,28 milhão t/a será absorvida através de pequenas expansões de capacidade de algumas empresas do Pólo de Camaçari produtoras de resinas termoplásticas, de óxido de eteno e pelo Pólo Cloroquímico de Alagoas, completando assim o primeiro ciclo de expansão iniciado em 2002 e finalizado em 2006. Foi adotada como premissa em 2006, a alocação do acréscimo de produção das 80 mil t/a de eteno de acordo com a Tabela 17.

Tabela 17 - Capacidade instalada de eteno por uso.

Usos	Diferentes uso de eteno (10 ³ t/a)		
	2002	2006*	2011*
Camaçari			
PEBD	145	145	170
PEAD/PELBD	555	608	658
Óxido de eteno	166	178	210
SM	50	50	150
PVC	62	62	75
Alagoas			
DCE/MVC	197	212	212
Pernambuco			
VAM	25	25	25
Total	1.200	1.280	1.500

* Previsão

O segundo ciclo de expansão aconteceria a partir de 2008 com a expansão da produção de eteno das unidades existentes da Braskem de 1,28 milhão de t/a para 1,5 milhão de t/a, o que significa um aumento de 17%. A Tabela 17 apresenta ainda, a provável alocação da capacidade instalada de eteno em 2011, após a finalização do segundo ciclo de expansão, que só deverá ocorrer na hipótese da concretização dos três primeiros cenários esboçados para a indústria química para os próximos 10 anos. A Figura 55 apresenta a capacidade instalada das resinas termoplásticas em 2006, após o primeiro ciclo da expansão iniciada em 2002.

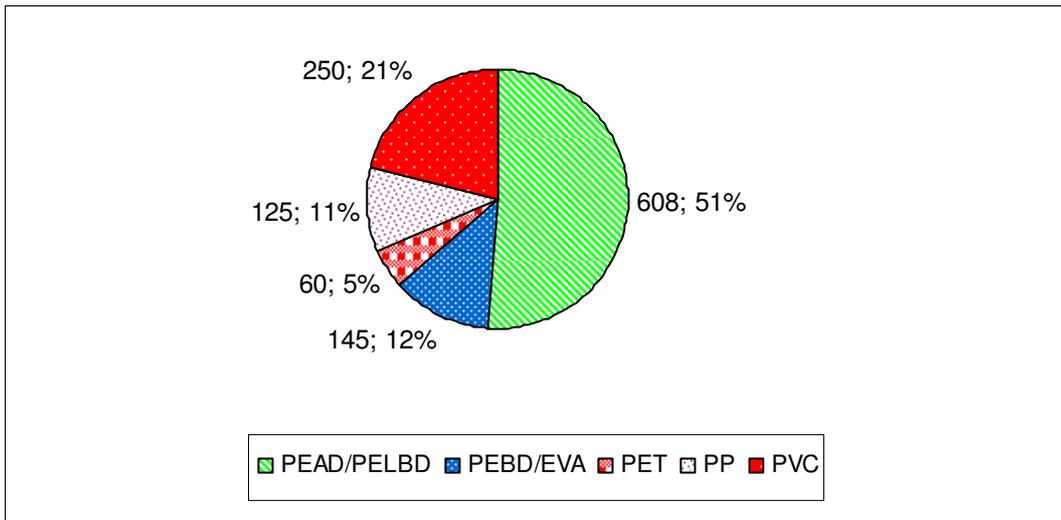


Figura 55 – Projeção da capacidade instalada de resinas termoplásticas em 2006 (10³t/a).

Do aumento de 220 mil t/a de eteno entre o período de 2006 a 2011, de acordo com a Tabela 17 assume-se como premissa que 75 mil t/a serão reservados para a fabricação de polietilenos, 30 mil t/a para óxido de eteno, 13 mil t/a para PVC e 100 mil t/a para complementar a cota de eteno de uma nova fábrica de monômero de estireno de 500 mil t/a, que irá substituir a atual fábrica da Dow em Camaçari. Se não for instalada essa fábrica, essa cota de eteno poderá ser usada preferencialmente para a produção de polietilenos/PVC. A Figura 56 apresenta a capacidade instalada das resinas termoplásticas a partir de 2011.

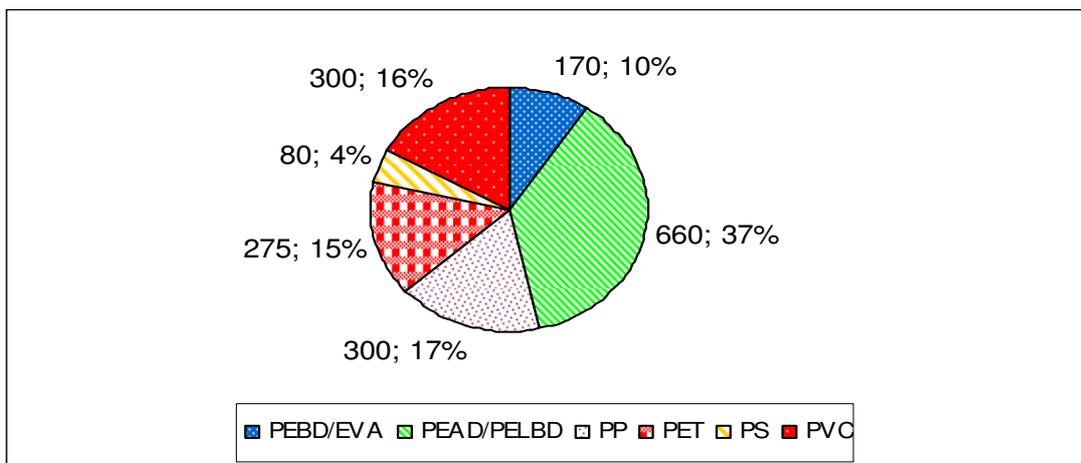


Figura 56 - Projeção da capacidade instalada de resinas termoplásticas em 2011(10³t/a).

Foi considerada também em 2011, dentro da conjuntura econômica contemplada de ocorrência dos três primeiros cenários e da disponibilidade de matérias-primas (propeno, para-xileno e monômero de estireno), a instalação de uma nova unidade de 300 mil t/a de polipropileno em substituição a atual planta que se encontra obsoleta, de uma unidade de 80 mil t/a de poliestireno e do aumento da produção de PET de 60 mil t/a para 275 mil t/a, usando uma nova rota via PTA. A atual planta de DMT seria fechada por ser obsoleta, em seu lugar seria instalada uma planta de PTA.

A ampliação da fábrica de PET e de uma nova fábrica de PTA de escala internacional abre as condições de implantação de um Pólo de fibra têxtil no Estado, possibilitando usar toda a produção de para-xileno produzido pela Braskem no próprio Pólo de Camaçari. Além, da instalação de fábricas de fios texturizados, fios de poliéster POY, fios de poliéster de filamento contínuo, tecidos industriais e a instalações de muitas indústrias de confecções no Estado.

A Tabela 18 apresenta a evolução da produção de resinas termoplásticas, na hipótese de que as novas fábricas, citadas anteriormente, e o segundo ciclo das expansões das plantas existentes venham ser implementadas no Pólo de Camaçari nos três primeiros cenários. Para o quarto cenário, não haveria nenhum crescimento após 2006, ficando a produção estagnada em 1.188 mil t/a.

Tabela 18 - Projeção do crescimento das resinas termoplásticas (10³t/a)

Ano	Cenários 1, 2 e 3	
	Capacidade instalada	Capacidade efetiva
2003	1.135**	931*
2004	1.135**	1.044*
2005	1.160*	1.078*
2006	1.188	1.129
2007	1.188	1.129
2008	1.242	1.117
2009	1.287	1.222
2010	1.316	1.184
2011	1.785	1.610
2012	1.785	1.696
2013	1.785	1.696
2014	1.785	1.660
2015	1.785	1.696

* Estimativa. Dados não disponíveis.

**Dado disponível.

A Figura 57 apresenta uma visualização da produção de resinas termoplásticas, com base nos dados da Tabela 18.

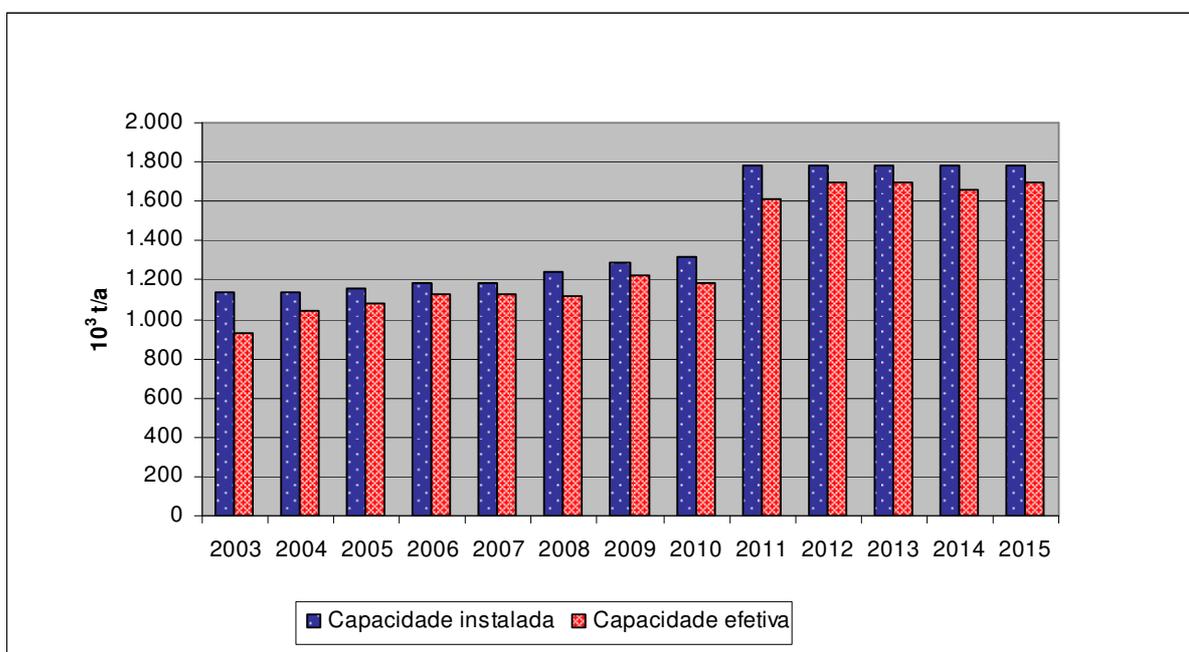


Figura 57 – Crescimento da produção de resinas termoplásticas no Pólo de Camaçari (10³t/a).

Entretanto, em nível da terceira geração da cadeia petroquímica (expansão vertical) de outras fábricas de produtos químicos que utilizem matérias-primas locais, o empresariado e o governo do Estado deverão continuar os esforços de atrair novas indústrias de transformação e de manufatura, a exemplo da instalação da Ford em Camaçari (absorve grande quantidade de resinas termoplástica) e da Monsanto. A instalação de novas unidades industriais, como as fábricas de pneus, de negro de fumo e empreendimentos de oleoquímica, são investimentos que estão sendo executados com previsão de entrar em operação nos próximos dois anos utilizando o gás natural como fonte energética.

8.3 CENÁRIOS DE CRESCIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA NO NORDESTE E NA BAHIA

8.3.1 A Lógica do Cenário de Energia Elétrica no Nordeste e na Bahia

O mercado de energia elétrica entrou em ritmo de crescimento e já superou a marca histórica anterior ao racionamento há dois anos atrás. O aumento no consumo de eletricidade equilibra a situação financeira das distribuidoras e cria um clima favorável aos novos investimentos. Mas, para o país, esse aquecimento pode significar um risco, especialmente se os novos projetos de geração não saírem do papel. Os leilões de nova energia estão por acontecer e os resultados ainda são uma incógnita. Apesar da incerteza, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) mantém a confiança no atendimento da demanda de energia elétrica. O Sistema Nacional Interligado está, e estará no próximo biênio, em estado de equilíbrio de oferta-demanda, garante Mário Santos, diretor geral do ONS em entrevista no mês de agosto-05 à Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (SANTOS, 2005).

A Figura 58 mostra o consumo total de energia elétrica no país, nos últimos quatro anos, podendo-se constatar que o patamar de consumo, a partir de 2003, ultrapassou o período antes do racionamento. Isto significa que todos os hábitos de diminuição do consumo da EE adquiridos pelos consumidores durante o período de racionamento em 2001 foram superados pelo crescimento do mercado de energia elétrica no Brasil.

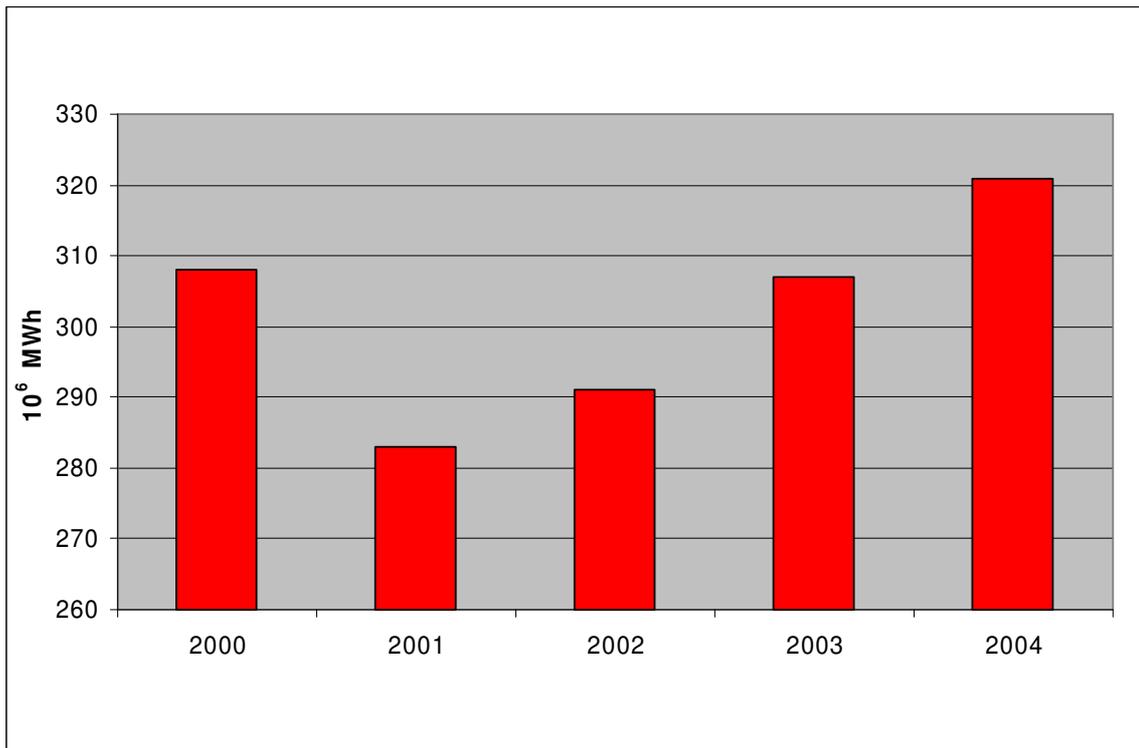


Figura 58 - Consumo de energia elétrica no Brasil.
Fonte: ONS, 2005b.

A informação não acalma os analistas do mercado que já começam a alertar para a ameaça de falta de energia elétrica a partir de 2009. A preocupação tem razão de ser: os empreendimentos de geração são obras caras e demoradas. A necessidade informada pelo ONS é que até 2009 será preciso a entrada em operação de 12.419 megawatts de energia nova. O ONS admite que em 2009 as regiões Norte e Nordeste estarão com risco de 9% de déficit, contra 5% das outras regiões do país (ONS, 2005c).

A taxa média de crescimento, do último triênio de 5,1% a.a., já incorpora as mudanças de hábitos dos consumidores por conta do racionamento de energia elétrica verificado em 2001. O ONS trabalha com a previsão de um crescimento de energia elétrica no próximo quinquênio de valores médios de 5,3% a.a. No primeiro semestre de 2005, o crescimento de energia elétrica em todo país foi de 6,9% comparativamente a igual período de 2004, sendo que o Nordeste foi a região de maior crescimento com 9,1% (SANTOS, 2005). Devido à desigualdade social, o nordeste tem potencial para um crescimento de energia elétrica acima da média do país.

A Figura 59 mostra a evolução no consumo de energia elétrica, por segmento e o consumo total, no Nordeste no período de 1990 a 2004, constatando-se um crescimento de 73%. Quando comparado ao PIB nacional, no mesmo período (41,5%), verifica-se um fator de elasticidade de 1,22. O PIB da região Nordeste cresceu no período de 1990 a 2002 de 40,38%, contra 34,15% do PIB nacional. Neste mesmo período, o crescimento de energia elétrica na região Nordeste foi de 50,9%.³⁶ A Figura 60 apresenta a evolução do PIB do Nordeste e do Brasil no período de 1990 a 2002.

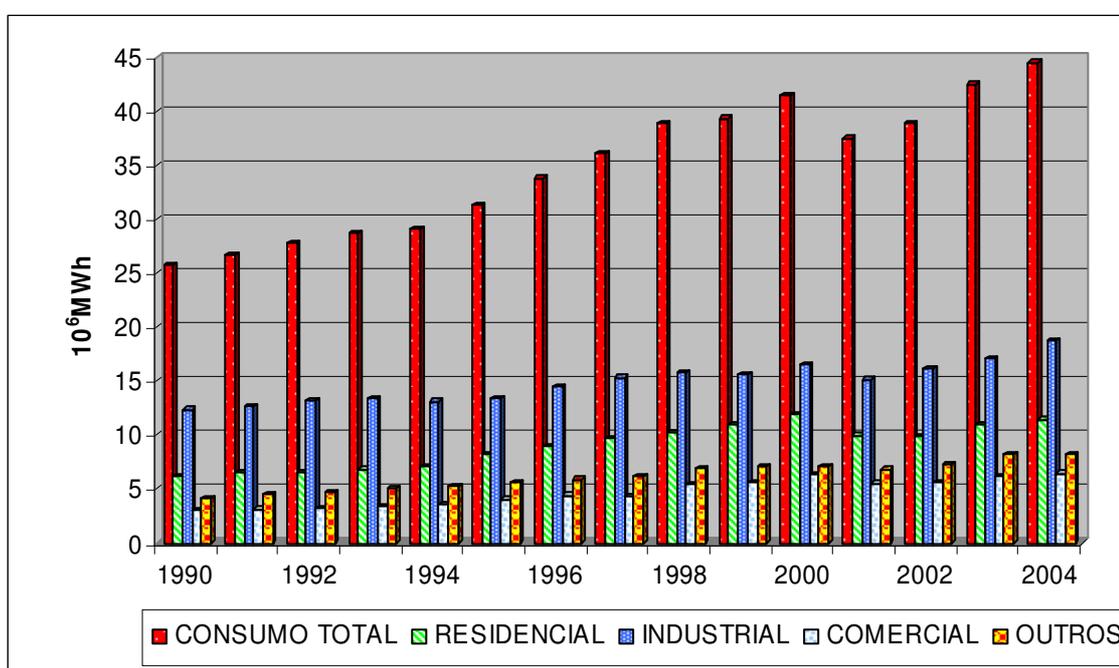


Figura 59 – Evolução no consumo de EE no Nordeste por segmento.
Fonte: ONS, 2005b.

³⁶ As informações sobre o PIB do Nordeste só estão disponíveis até 2002.

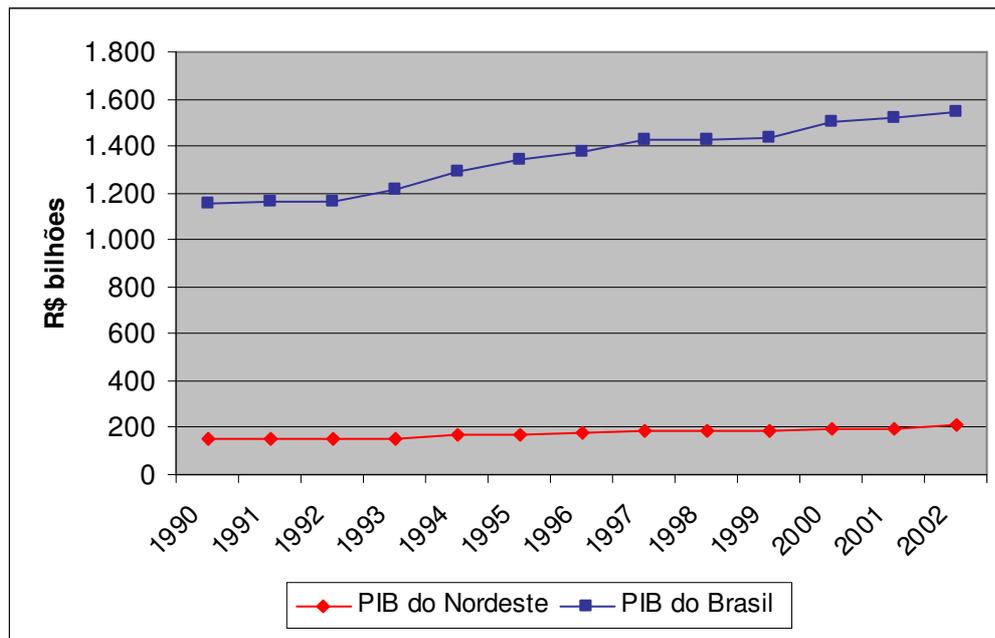


Figura 60 – Evolução do PIB do Nordeste e do Brasil
 Fonte: SEPLAN / SEI (BAHIA, 2005).

Para diminuir o risco de um déficit elétrico no país, principalmente na região Nordeste, o governo trabalha com a possibilidade de criar um lastro de gás natural para as termoeletricas já instaladas e para as novas usinas a serem construídas que necessitem de gás natural.

Sem os investimentos das grandes usinas hidroelétricas, que esbarraram na falta de financiamento, liberação das licenças ambientais, falta interesse dos investidores etc. A solução da construção de usinas termoeletricas parece ser uma das poucas alternativas existentes, para livrar o país de um novo racionamento de energia elétrica nos próximos três anos.

O novo modelo do setor elétrico teve seu primeiro teste em dezembro de 2005: os leilões de energia nova acarretaram pouco interesse da iniciativa privada, que achou baixa a rentabilidade em função do limite do preço fixado em R\$ 116 o MW/h. Em decorrência da falta de demanda dos grupos privados, as estatais tiveram de assumir 70% dos projetos de geração leiloados. Na prática, ainda restam dúvidas, com relação ao índice de reajuste da tarifa (IPCA) e o cálculo do risco ambiental. Outra exigência é que, no caso das usinas termoeletricas, o gás seja garantido pela Petrobras. De acordo com o novo marco regulatório, só podem ser licitados projetos com licença ambiental prévia. Até julho de 2005, apenas uma (das 17 hidroelétricas) possuía a referida licença. É a usina de Baguari, de 140 MW, em

Minas Gerais. Das restantes, somente três autorizações são de responsabilidade do IBAMA, as outras estão no âmbito de autarquias estaduais. O governo programou um novo leilão de energia nova para o mês de outubro de 2006, considerando a possibilidade de subir o preço da energia (teto) para R\$ 150,00 por MW/h. Para a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, o ganho maior compensaria possíveis custos devido ao risco ambiental e ao índice de reajuste da tarifa (IPCA), que não cobre perdas cambiais (RELATÓRIO..., 2006)

8.3.2 A Lógica do Cenário de Energia Elétrica na Bahia

A Bahia é o Estado do Nordeste com maior participação no PIB nacional (cerca de 5,7%). Sua economia tem como carro chefe o setor industrial que abriga 12 distritos industriais, com destaque para os segmentos petroquímicos, refino de petróleo, celulose, agronegócios e automotivo. Um outro setor que merece destaque é o de serviços que vem tendo um crescimento acelerado nos últimos anos, estimulado principalmente pela área de turismo.

A energia elétrica é um bem essencial que deverá estar disponível para promover o crescimento econômico nos próximos anos, mas o Estado está inserido dentro das dificuldades de abastecimento de EE dos outros estados do Nordeste. Esta situação exige um planejamento integrado de todos os recursos energéticos, possibilitando a projeção de uma matriz energética eficiente e que antecipe os investimentos necessários. A quantificação da participação da energia elétrica na matriz energética do Estado, nos próximos 10 anos, será de fundamental importância para o equacionamento do suprimento deste energético.

Ao analisar o histórico do crescimento do PIB da Bahia e da energia elétrica nos anos de 1990 a 2003, observa-se o seguinte: No período de 1990 a 2003 (13 anos), o PIB cresceu 33% (2,2% a.a.) e a energia elétrica 44,5% (2,5% a.a.); no período de 1993 a 2003 (10 anos), o PIB cresceu 28,7% (2,6% a.a.) e a energia elétrica 34% (3% a.a.); já no período de 1999 a 2003 (5 anos), o PIB cresceu 8,2% (1,6% a.a.) e a energia elétrica 7,4% (1,5% a.a.). Escolheu-se o período de 1993 a 2003 (10 anos) como o mais representativo, para determinar o fator de elasticidade entre o crescimento de energia elétrica e o PIB da Bahia, sendo

calculado o fator anual de crescimento de 1,0041 acima do PIB que foi usado nos quatros cenários de projeção da demanda de energia elétrica.

A energia elétrica participou, em 2003, com 10,7% da matriz energética do Estado. O principal responsável pela demanda de energia elétrica no Estado é o setor industrial com 56% de todo consumo. A Figura 61 mostra a evolução do consumo de energia elétrica total no Estado e no setor industrial.

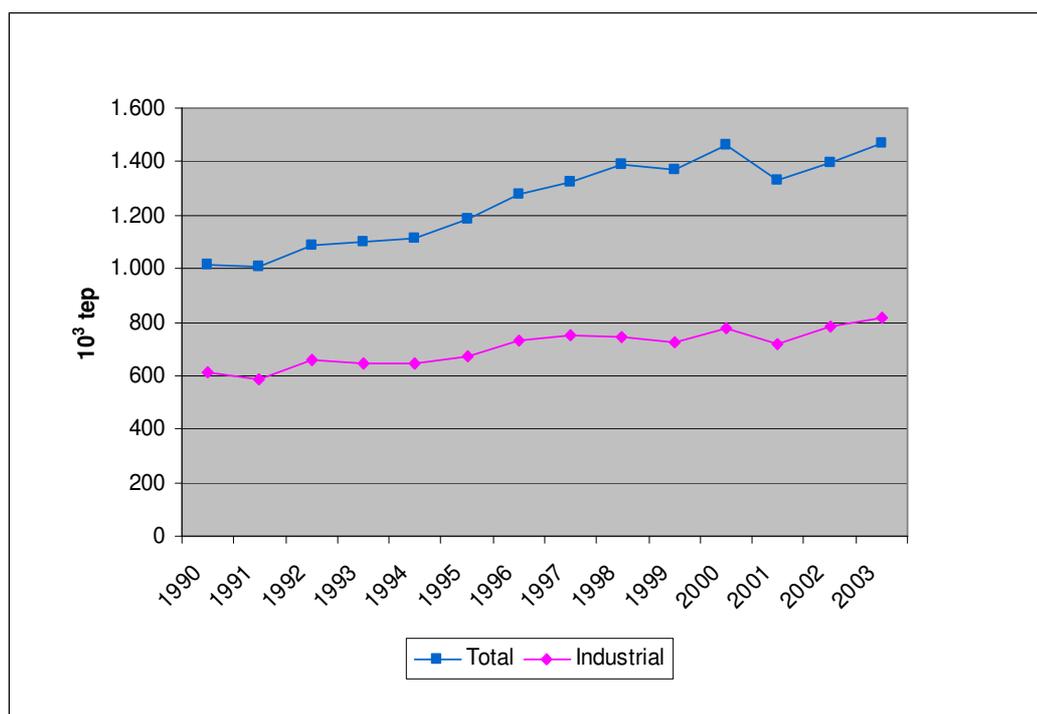


FIGURA 61 - Histórico de consumo de energia elétrica na Bahia
Fonte: SEINFRA (BAHIA, 2005).

O Estado, que era exportador de energia elétrica até 1994, virou importador, em razão principalmente do avanço da sua base industrial e da falta de novos investimentos em usinas hidrelétricas e de térmicas. Atualmente, do consumo de energia elétrica do Estado, 30% são oriundos de importação. Com relação aos investimentos em usinas hidrelétricas, há de se considerar que não existe potencial hídrico de grande capacidade no Estado, o que abre espaço para a operação das térmicas a gás natural como a principal alternativa para diminuir a importação de energia elétrica de outras regiões do país.

Segundo dados disponibilizados no site da ANEEL (2006), está prevista, para os próximos anos, uma adição de 327 MW na capacidade instalada de geração de EE do Estado, basicamente devido a energias renováveis. Do total de 14

empreendimentos, 13 estão com suas Outorgas assinadas e um se encontra em construção (ANEEL, 2006). Isto é muito pouco para um Estado que tem cerca de 36 % do PIB do Nordeste.

Com uma forte base industrial e novos projetos industriais em pauta, o déficit de energia elétrica do Estado é um item preocupante na manutenção do crescimento da economia baiana e no atendimento ao programa Luz Para Todos, que deverá beneficiar cerca de um milhão de pessoas no Estado da Bahia até 2008. Apesar desse programa não envolver uma quantidade significativa de energia elétrica, quando comparado ao consumo do setor industrial e de outros setores, o crescimento da oferta para atender o crescimento econômico ajudará a resolver esse grave passivo social em razão dos investimentos que são necessários para universalizar a oferta de energia elétrica.

No período de 1990 a 2003, houve um decréscimo de 4,3% na produção total de energia elétrica no Estado, sendo 10% de fonte hídrica. A Figura 62 mostra a evolução da produção de energia elétrica. A energia de origem térmica representou 13% do total produzido em 2003. A partir de 2000, em função do Programa Prioritário de Termoeletricidade – PPT, iniciou-se a construção de três grandes usinas termoelétricas (Termobahia, Fafen-Energia e a usina da Chesf). A capacidade instalada dessas usinas é de 673 MW, o que representa 39% da geração instalada das térmicas do PPT no Nordeste (sem considerar a usina Termoaçú-RN que está em construção). Se essas três usinas forem despachadas dentro das suas capacidades instaladas, a produção de energia elétrica de origem térmica do Estado aumentará em 268%, em relação a 2003. Entretanto, essas termoelétricas convivem, hoje, com a falta de gás natural para sua operação, o que acaba afetando a confiabilidade do sistema.

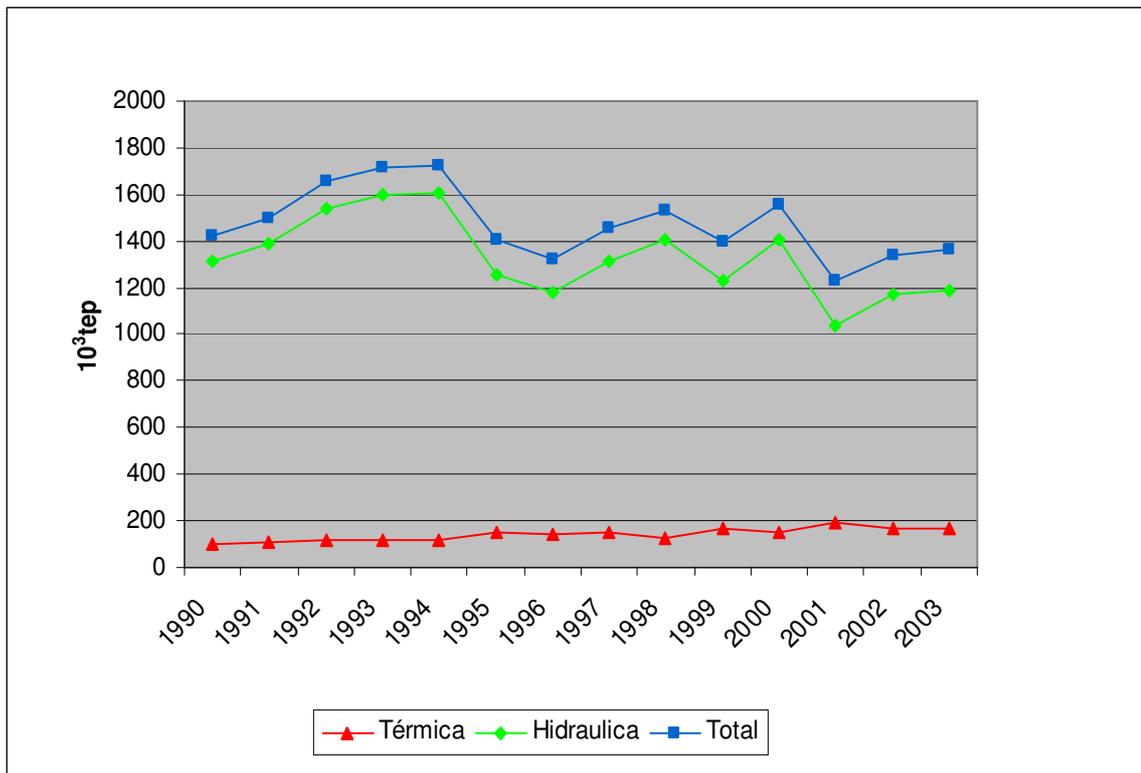


Figura 62 – Histórico de produção de energia elétrica na Bahia
 Fonte: SEINFRA (BAHIA, 2005a).

Dessas três usinas, a Termobahia tem um plano de expansão que contempla adicionar mais 300 MW na capacidade instalada de geração e a Chesf pretende fechar o ciclo das suas turbinas, o que deverá adicionar mais 200 MW (esses planos de expansão ainda não estão oficializados na Aneel). Entretanto, para que novos investimentos aconteçam, é preciso se ter uma garantia do suprimento do gás natural e uma política para operação das térmicas.

O setor industrial deverá continuar sendo o principal mercado para energia elétrica no Estado nos próximos 10 anos, principalmente, considerando o conteúdo energético dos produtos da base industrial. A energia elétrica representou 25,4% de participação na matriz energética do setor industrial em 2003. De 1990 a 2003, o consumo de energia elétrica para o setor industrial cresceu à razão média de 2,3% a.a.

O esforço pela melhoria da eficiência energética e o uso de tecnologias mais eficientes têm sido importantes na redução do conteúdo energético dos

produtos gerados ao longo destes últimos anos pelo setor industrial, de forma que essa é uma tendência que deverá continuar.

Com a política do governo de retirar o suprimento da chamada energia velha dos contratos das distribuidoras e de grandes consumidores de energia elétrica, abre-se espaço para que os mesmos realizem os investimentos necessários na geração da sua própria energia elétrica. Uma das possibilidades é a co-geração usando o gás natural como combustível para atender as suas necessidades elétricas, além do suprimento de energia térmica para os processos e outros fins energéticos.

8.3.3 Cenários de Crescimento de Energia Elétrica na Bahia

Foram elaborados quatro cenários para determinar o crescimento de energia elétrica no Estado até 2015, com base nos cenários econômicos definidos no Item 9.1. A variação do PIB nacional no período de 1990 a 2003 foi de 34,6%, contra 33% do PIB da Bahia no mesmo período. Entretanto, quando se inclui o crescimento extraordinário do PIB da Bahia no ano de 2004, cujo valor atingiu 9,9%, o PIB baiano acumulado nos últimos catorze anos atinge a variação de 46,2%, contra 41,4% do PIB nacional. Mesmo com esse expressivo crescimento em 2004, o PIB baiano voltou a crescer em 2005 a uma taxa de 4,8%, o dobro do PIB nacional, dando sinais que a economia entrou num virtuoso ciclo de crescimento.

A análise do fator de elasticidade do PIB da Bahia em relação ao PIB nacional, no período de 1990 a 2004, apresentou o seguinte desempenho anualizado: no período de 1990 a 2004 foi de 1,00234; de 1993 a 2004 atingiu 1,00477; e de 1999 a 2004 o valor foi de 1,00744.

Em função da desigualdade na geração de riqueza em relação a outras regiões, o Nordeste Brasileiro tem condições de crescer acima do PIB nacional nos próximos 10 anos. Em particular, o Estado da Bahia, em função da sua infraestrutura montada, da estabilidade orçamentária e da diversidade de atividades econômicas existentes no Estado, reúne todas as condições de liderar esse processo de crescimento regional. Dentro deste contexto, foi adotado como premissa nos quatro cenários até 2015, a escolha do fator de elasticidade

anualizado de 1,00477 (período de 1993 a 2004) como o mais representativo para calcular o PIB da Bahia a partir do PIB do Brasil. Para a energia elétrica, foi considerado o fator de elasticidade anualizado de 1,0041 acima do PIB da Bahia que será projetado até 2015, de acordo com análise feita no Item 8.3.2.

O cenário 1 projeta um crescimento em bases macroeconômicas sustentáveis da economia baiana, dentro de um contexto nacional favorável (ver Item 8.1.1), projeta-se a maior demanda de energia elétrica em relação aos quatro cenários estudados para os próximos 10 anos. A Figura 63 demonstra a evolução desse crescimento.

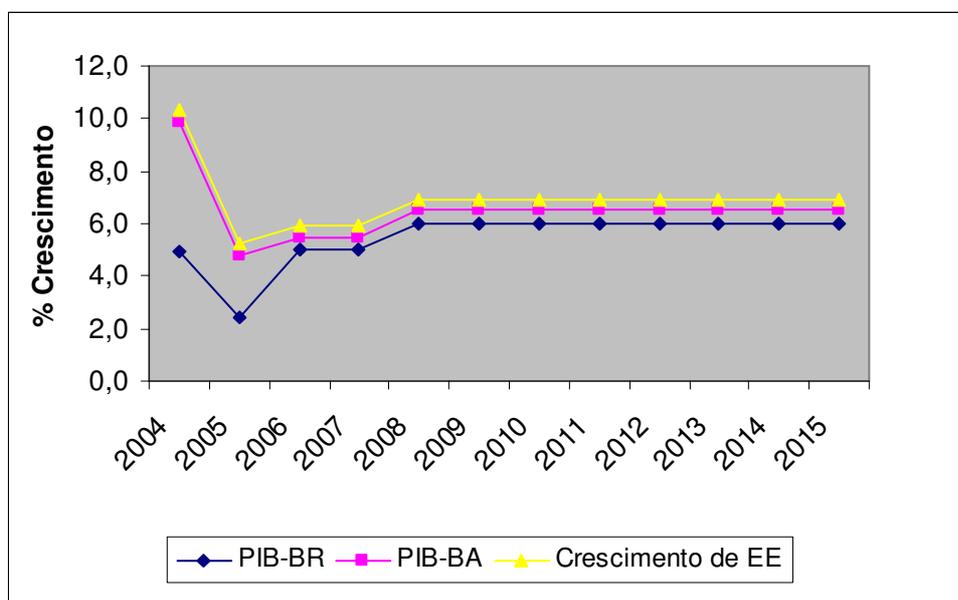


Figura 63 – Cenário 1 do setor elétrico no Estado – A Travessia para o Crescimento Sustentado.

O cenário 2 é um cenário de dificuldades na economia nacional com uma oscilação no crescimento, em decorrência do uso indevido da política macroeconômica do país (ver Item 8.1.2). O PIB baiano acompanha essa mesma oscilação, gerando um crescimento irregular na demanda de energia elétrica. Isto acaba sendo ruim para os investimentos do setor elétrico, pois acarreta dúvidas nos investidores. A Figura 64 apresenta as variações do PIB nacional e baiano, acarretando o comportamento do crescimento da demanda de energia elétrica.

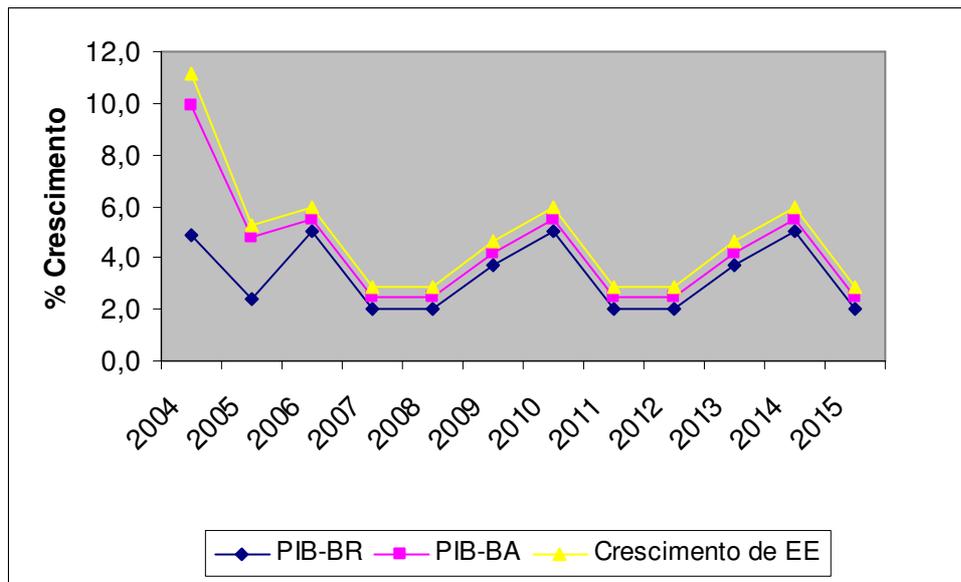


Figura 64 – Cenário 2 do setor elétrico no Estado da Bahia- *Stop and GO*.

O cenário 3 apresenta menores taxas de crescimento em relação ao cenário 1, em decorrência de um ambiente externo instável, afetando as exportações baianas. Dentro deste contexto, a demanda de energia elétrica no Estado cresce menos. A Figura 65 apresenta a evolução do percentual de crescimento dos três indicadores analisados.

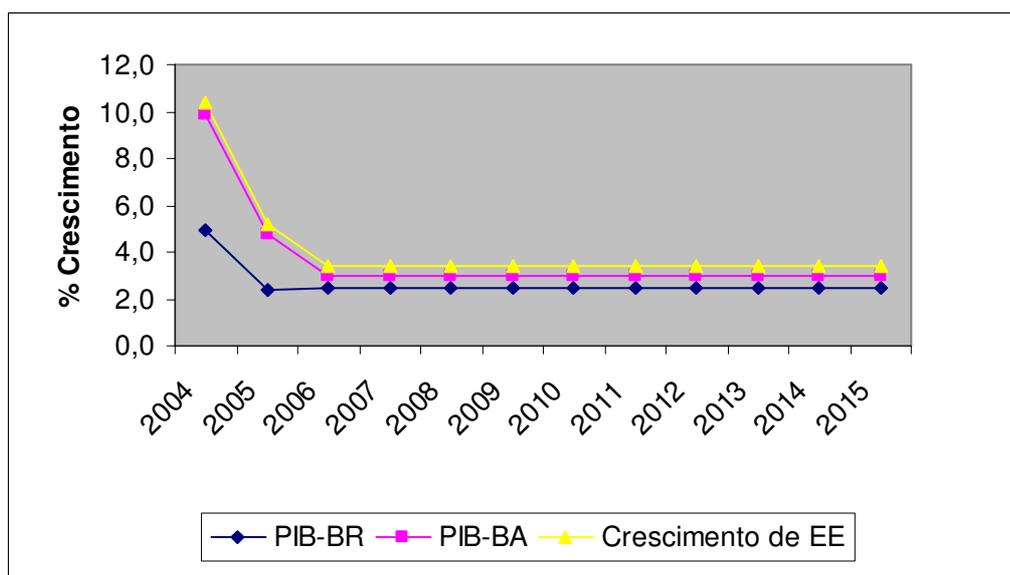


Figura 65 – Cenário 3 do setor elétrico do Estado da Bahia – Estabilidade com Alto Custo.

O cenário 4 é o de menor crescimento econômico e de maior instabilidade, acarretando um menor crescimento médio de energia elétrica até 2015. A oscilação ocorre entre anos de um pequeno crescimento e anos de um crescimento ligeiramente negativo. A Figura 66 reproduz as oscilações durante os próximos 10 anos.

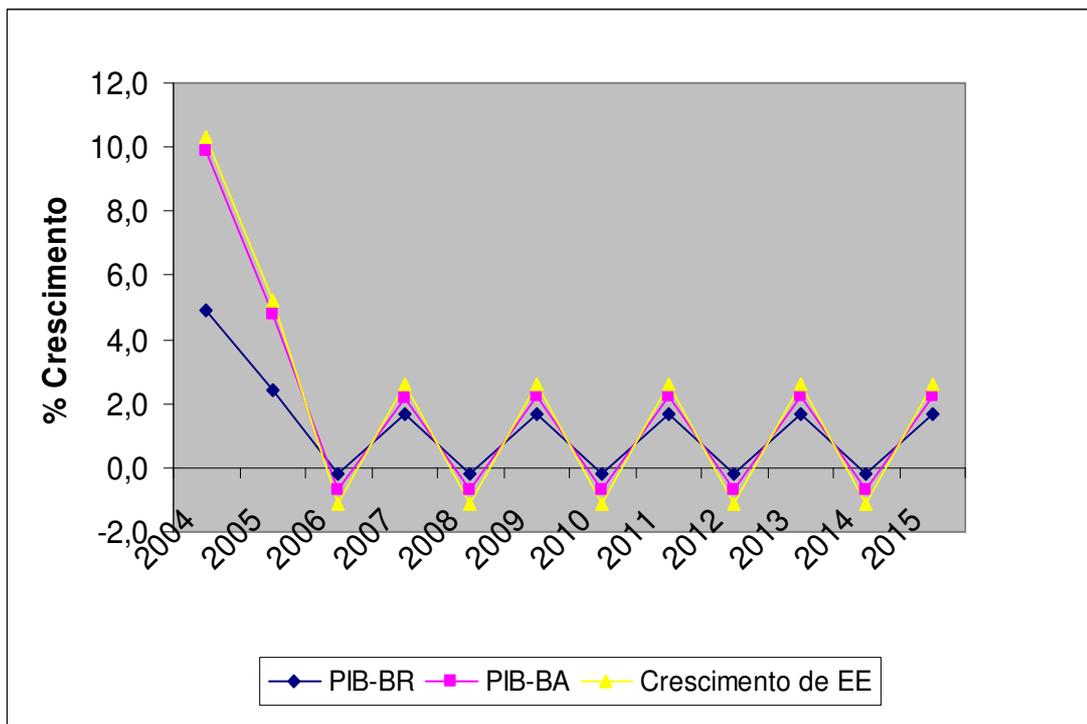


Figura 66 – Cenário 4 do setor elétrico do Estado da Bahia – Fracasso da Mudança Radical.

8.3.2.1 Projeção da Demanda e Oferta de Energia Elétrica no Estado da Bahia

A Tabela 19 apresenta as projeções de consumo de energia elétrica no Estado da Bahia, no período de 2006 até 2015, nos quatro cenários considerados, partindo das informações do consumo em 2003 fornecido pelo Balanço Energético Estadual (BAHIA, 2005a). No cenário 1, ocorre a maior taxa de crescimento de todos os quatro cenários analisados, com um crescimento de 84% de EE no período de 2006 a 2015 na razão média de 6,3% a.a. Nos cenários 2 e 3, as taxas de crescimento são muito próximas: 44% e 45%, resultando num crescimento médio de

EE de 3,8% a.a. O cenário 4 apresenta os menores níveis de crescimento dos quatro cenários estudados (praticamente uma estagnação), com um crescimento em todo o período de 3,4% (10 anos) e um valor médio anual de 0,33% a.a. Para determinação da projeção do consumo de energia elétrica, considerou-se, nos quatro cenários, um ganho de eficiência energética acumulada de 5,0% até 2015, distribuída linearmente a partir de 2004.

Tabela 19 - Projeção da demanda de EE no Estado da Bahia (10³tep*).

Ano	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2003	1.470	1.470	1.470	1.470
2004**	1.616	1.616	1.616	1.616
2005**	1.693	1.693	1.693	1.693
2006	1.786	1.786	1.744	1.668
2007	1.884	1.831	1.839	1.705
2008	2.006	1.876	1.885	1.679
2009	2.136	1.955	1.932	1.716
2010	2.274	2.062	2.013	1.690
2011	2.421	2.113	2.123	1.727
2012	2.577	2.165	2.176	1.702
2013	2.744	2.256	2.230	1.739
2014	2.921	2.379	2.323	1.713
2015	3.110	2.438	2.450	1.750

* Unidade que corresponde à tonelada equivalente de petróleo (tep).

** Estimativa. Dados não disponíveis

A Tabela 20 apresenta a projeção da oferta de energia elétrica considerando que a diferença média de 16,44% entre o consumo e a oferta verificada no período de 1999 a 2003 (últimos cinco anos) se manterá até 2015. Essa diferença cobre as perdas no sistema de distribuição de energia elétrica e considera-se como a mais representativa dos períodos pesquisados. Os outros períodos foram de 1990 a 2003 (13 anos), quando as perdas atingiram o valor médio de 19,35%; e o período de 1993 a 2003 (10 anos), alcançando a média de 19,09%.

Tabela 20 - Projeção da Oferta de EE no Estado da Bahia (10³tep).

Ano	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2003	1.723	1.723	1.723	1.723
2004 *	1.882	1.882	1.882	1.882
2005 *	1.971	1.971	1.971	1.971
2006	2.080	2.080	2.031	1.942
2007	2.194	2.132	2.141	1.985
2008	2.336	2.184	2.195	1.955
2009	2.487	2.276	2.250	1.998
2010	2.648	2.401	2.344	1.968
2011	2.819	2.460	2.472	2.011
2012	3.001	2.521	2.534	1.982
2013	3.195	2.627	2.597	2.025
2014	3.401	2.770	2.705	1.995
2015	3.621	2.839	2.853	2.038

* Estimativas. Dados não disponíveis

Foi adotada como premissa, em razão das dificuldades de oferta da geração de EE de origem hídrica na região Nordeste, que as termoelétricas movidas a gás natural instaladas no Estado e as suas ampliações, estarão aumentando a partir de 2007 a participação do gás natural como fonte primária na geração de energia elétrica.

Com a entrada em operação do campo de gás natural de Manati, no segundo semestre de 2006 e início de operação do Gasene em 2009, haverá uma maior disponibilidade de gás natural para operação das térmicas já instaladas a partir de 2007. Segundo o Balanço Energético Nacional – BEN, a capacidade instalada em base horária, de geração energia elétrica de origem térmica no Estado em 2004, totalizou 1.643 MW (ver Tabela 7). Supondo que 90% dessa capacidade instalada possa operar com gás natural, será necessário que alguns equipamentos, que operam com outros combustíveis fósseis, sejam convertidos para operarem com gás natural, dentro do prazo de dois anos. Foi considerado um fator operacional de 330 dias para a projeção anual da capacidade instalada das unidades termoelétricas.

Considerou-se a produção de energia elétrica de origem hídrica constante ao longo dos próximos 10 anos nos três dos quatro cenários analisados, tendo como referência os dados do ano de 2003. A ampliação da capacidade instalada da termoelétrica da Chesf, em 200 MW (fechamento do ciclo), ocorre em 2008, sendo considerado nos quatro cenários; já a ampliação de 300 MW da Termobahia

acontece nos cenários 1, 2 e 3 em 2010. Com base em projetos que estão outorgados pela Aneel, foi assumida a partir de 2007, a geração de energia elétrica de fontes renováveis que entrariam em operação até 2010³⁷. A partir deste ano até 2015, considera-se que continuará havendo um crescimento na geração de EE destas fontes, em todos cenários analisados.

A Tabela 21 apresenta a geração de energia elétrica produzida a partir das usinas termoelétricas usando gás natural, partindo-se de um balanço das diferentes fontes de produção e da importação, para atender ao cenário 1 de demanda. A maior participação na geração térmica, a partir de 2009, coincide com um aumento na disponibilidade de gás natural em razão da entrada em operação do Gasene. Além disto, o ONS projeta 2009, como sendo o período de maior desequilíbrio entre a oferta e a demanda de EE na maioria das regiões do país, principalmente na região Nordeste (ver Item 8.3.1).

O Estado da Bahia reduziu em 2015 (ver Tabela 21) o nível percentual de dependência de importação de EE em relação ao ano de 2006, apesar do valor absoluto ser quase o dobro. Aumentar a capacidade de geração de energia elétrica com novas térmicas a gás natural a partir de 2010, dentro do contexto de crescimento do cenário 1, irá depender dos custos das novas fontes de origem hídricas da região Norte, que deverão começar a operar entre 2010 e 2015, se não houver novos atrasos por razões ambientais e do equacionamento financeiro que essas usinas vão requerer. A disponibilidade de gás natural é uma das variáveis sempre presentes, para se tomar uma decisão da implantação de novas termoelétricas a gás.

³⁷ Consideramos um fator operacional de 183 dias para as Pequenas Centrais Hídricas (PCHs) e de 110 dias para as usinas eólicas (EOLs), para efeito de cálculo da produção de energia elétrica oriunda dessas fontes.

Tabela 21 - Balanço de oferta de EE a partir da geração térmica usando gás natural para o cenário 1 (10³tep).

Ano	Cenário I	Geração hídrica+outros	Novos Projetos Renováveis	Térmicas a gás natural	Importação	Importação%
2003	1.723	1289	0	73	361	21
2004 *	1.882	1289	0	81	512	27
2005 *	1.971	1289	0	85	598	30
2006	2.080	1289	0	90	701	34
2007	2.194	1289	0	250	655	30
2008	2.336	1289	19	500	528	23
2009	2.487	1289	57	1.140	1	0
2010	2.648	1289	100	1.340	(81)	(3)
2011	2.819	1289	140	1.340	50	2
2012	3.001	1289	180	1.340	192	6
2013	3.195	1289	220	1.340	346	11
2014	3.401	1289	260	1.340	512	15
2015	3.621	1289	300	1.340	692	19

* Estimativa. Dados não disponíveis

A Tabela 22 mostra a produção de energia elétrica de origem térmica, usando o gás natural como combustível, partindo-se de um balanço das diferentes fontes de produção e da importação, para atender ao cenário 2 de demanda. Neste cenário, a Bahia passa a ser exportadora de energia elétrica se mantiver suas térmicas operando durante 330 dias no ano.

Tabela 22 - Balanço de oferta de EE a partir da geração térmicas usando gás natural para o cenário 2 (10³tep).

Ano	Cenário 2	Geração hídrica+outros	Novos Projetos Renováveis	Geração térmica a gás	Importação	Importação%
2003	1.723	1289	0	73	361	21
2004 *	1.882	1289	0	81	512	27
2005 *	1.971	1289	0	85	598	30
2006	2.080	1289	0	90	701	34
2007	2.132	1289	0	250	593	28
2008	2.184	1289	19	500	376	17
2009	2.276	1289	57	1.140	(210)	(9)
2010	2.401	1289	100	1.340	(328)	(14)
2011	2.460	1289	140	1.340	(309)	(13)
2012	2.521	1289	180	1.340	(288)	(11)
2013	2.627	1289	220	1.340	(222)	(8)
2014	2.770	1289	260	1.340	(119)	(4)
2015	2.839	1289	300	1.340	(90)	(3)

* Estimativa. Dados não disponíveis

A Tabela 23 apresenta o balanço da oferta de EE para atender ao cenário 3, tendo como uma das fontes de produção a geração térmica com gás natural. Os dados são bastante semelhantes aos do cenário 2.

Tabela 23 - Balanço de oferta de EE a partir da geração térmicas usando gás natural para o cenário 3 (10³ tep).

Ano	Cenário 3	Geração hídrica+outros	Novos Projetos Renováveis	Geração térmica a gás	Importação	Importação %
2003	1.723	1289	0	73	361	21
2004 *	1.882	1289	0	81	512	27
2005 *	1.971	1289	0	85	598	30
2006	2.031	1289	0	90	652	32
2007	2.141	1289	0	250	602	28
2008	2.195	1289	19	500	387	18
2009	2.250	1289	57	1.140	(236)	(11)
2010	2.344	1289	100	1.340	(385)	(16)
2011	2.472	1289	140	1.340	(297)	(12)
2012	2.534	1289	180	1.340	(275)	(11)
2013	2.597	1289	220	1.340	(252)	(10)
2014	2.705	1289	260	1.340	(184)	(7)
2015	2.853	1289	300	1.340	(76)	(3)

* Estimativa. Dados não disponíveis

A Tabela 24 apresenta o balanço da oferta de EE, tendo como uma das fontes de produção a geração térmica com gás natural para atender ao cenário 4. Neste cenário, de baixo crescimento, apesar da menor capacidade instalada da geração térmica a partir de 2010, os valores de exportação de energia elétrica são mais elevados do que nos cenários 2 e 3, considerando que as usinas térmicas sejam despachadas durante 330 dias no ano, pois se atrelou a possibilidade de uma escassez de água das principais barragens responsáveis pela geração de hidroeletricidade no país. A geração hidroelétrica e de outras fontes considerada constante durante todo o período do estudo nos cenários 1, 2 e 3, em virtude de um período hídrico desfavorável no cenário 4 entre 2009 a 2015, assumiu-se uma redução de 15%.

Tabela 24 - Balanço de oferta de EE a partir da geração térmicas usando gás natural para o cenário 4 (10³tep).

Ano	Cenário 3	Geração hídrica+outros	Novos Projetos Renováveis	Geração térmica a gás	Importação	Importação %
2003	1.723	1.289	0	73	361	21
2004 *	1.882	1.289	0	81	512	27
2005 *	1.971	1.289	0	85	598	30
2006	1.942	1.289	0	90	563	29
2007	1.985	1.289	0	250	446	22
2008	1.955	1.289	19	500	147	8
2009	1.998	1.096	57	1.140	(295)	(15)
2010	1.968	1.096	100	1.140	(368)	(19)
2011	2.011	1.096	140	1.140	(365)	(18)
2012	1.982	1.096	180	1.140	(434)	(22)
2013	2.025	1.096	220	1.140	(431)	(21)
2014	1.995	1.096	260	1.140	(501)	(25)
2015	2.038	1.096	300	1.140	(498)	(24)

* Estimativa. Dados não disponíveis

A Tabela 25 mostra uma síntese da projeção de energia elétrica gerada a partir do gás natural nos quatro cenários analisados.

Tabela 25 - Oferta de EE a partir da geração termoelétrica usando gás natural (10³tep).

Ano	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2003	73	73	73	73
2004 *	81	81	81	81
2005 *	85	85	85	85
2006	90	90	90	90
2007	250	250	250	250
2008	500	500	500	500
2009	1.140	1.140	1.140	1.140
2010	1.340	1.340	1.340	1.140
2011	1.340	1.340	1.340	1.140
2012	1.340	1.340	1.340	1.140
2013	1.340	1.340	1.340	1.140
2014	1.340	1.413	1.380	1.140
2015	1.340	1.340	1.340	1.140

* Estimativa. Dados não disponíveis

9 DIMENSIONAMENTO DO MERCADO DE GÁS NATURAL PARA A INDÚSTRIA QUÍMICA E PARA A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO ESTADO DA BAHIA ATÉ 2015

9.1 ESTIMATIVA DO CONSUMO DE GÁS NATURAL COMO MATÉRIA-PRIMA PARA A INDÚSTRIA QUÍMICA

Para a realização das estimativas de consumo de gás natural utilizado como matéria-prima, foram consideradas as seguintes premissas:

A base de dados foi de 2003, em razão da disponibilidade do último Balanço Energético do Estado da Bahia divulgado em 2005 (BAHIA, 2005a);

informação da Bahiagás³⁸ sobre a não existência de novos projetos declarados usando gás natural como matéria-prima, estando em alinhamento com a tese defendida na capítulo 8 de verticalização do Pólo de Camaçari. Apesar disto, foi estipulada uma cota de GN a partir de 2011 para novos projetos que possam surgir na hipótese de ocorrência dos três primeiros cenários;

informação oriunda do planejamento estratégico da Petrobras³⁹ não contempla nenhuma ampliação de porte da fábrica de fertilizante instalada no Pólo de Camaçari para os próximos 10 anos. Sendo assumidas, como premissa, para a Fafen-Fertilizante, pequenas expansões dentro de dois ciclos considerados de expansões para as demais empresas químicas que usam o gás natural como matéria-prima;

foi considerada também uma pequena expansão na capacidade instalada de 3,2% das empresas que utilizam o gás natural como matéria-prima, nos anos de 2005 e 2006, denominado de complementação do primeiro ciclo de expansão que se iniciou em 2002 em uma das unidades de eteno da central de matérias-primas do Pólo de Camaçari;

³⁸ Informação obtida junto a Gerência de Atendimento da BAHIAGÁS. Dados não publicados.

³⁹ Dados não publicados.

o fator operacional que teve o seu valor mais baixo em 2003 (0,84) se ajusta a um valor de 0,95 a partir de 2006 nos quatro cenários considerados, nos anos em que as unidades não realizarão paradas programadas de manutenção mais prolongadas. Isto só ocorrerá nos anos de 2008 e 2010, resultando um fator operacional de 0,9, quando será iniciado o segundo ciclo de expansões das capacidades das unidades existentes, encerrando-se em 2011 com o aumento de 17%;

o segundo ciclo de expansão decorre do aumento de 17% na capacidade das unidades sobre a capacidade instalada após a complementação do primeiro ciclo de expansão. O segundo ciclo de expansão só acontece na hipótese de ocorrência dos cenários 1, 2 e 3. O primeiro ciclo de expansão ocorre nos quatro cenários;

apesar do gás natural do Recôncavo estar em declínio, considera-se a informação da Bahiagás que privilegiará o uso deste gás como matéria-prima nos processos petroquímicos do Pólo Petroquímico de Camaçari, uma vez que o mesmo tem um teor mais alto de etano e um menor valor de nitrogênio na sua composição. A única exceção a essa regra deverá ser a fábrica de fertilizantes da Fafen que, pelas características do seu processo, o gás de Manati não apresenta restrição para a produção de amônia e uréia, apesar do teor mais elevado de nitrogênio, o que acaba beneficiando, neste caso específico, o rendimento de suas unidades;

foi assumida como premissa que o aumento de preço gás natural que, inevitavelmente, deverá acontecer, não será impeditivo para frear o crescimento do seu uso pela indústria petroquímica no Brasil e na Bahia. Para uso como matéria-prima, o gás natural é atualmente muito mais competitivo do que a nafta.

A equação 9.1 representa a sistemática de cálculo para se projetar a demanda futura de gás natural como matéria-prima.

$$D_{0i} = (V_0 / 0,84) \times F_{opi} \times F_{expi} + \sum^{N_{pi}} \quad (9.1)$$

D_{0i} = demanda de gás natural no ano i, considerando que i corresponde ao período de 2004 a 2015
 V_0 = Quantidade de gás natural consumido como matéria-prima em 2003, cujo fator operacional foi 0,84
 F_{opi} = fator operacional das unidades no período de 2004 a 2015
 F_{expi} = fator de expansão das unidades no período de 2004 a 2015
 N_{pi} = novos projetos no período de 2011 a 2015
n = número de projetos

A Tabela 26 apresenta os resultados da demanda de GN como matéria-prima até 2015, considerando a existência dos cenários 1, 2 e 3 e com base nas premissas mencionadas.

Tabela 26 - Projeção do consumo do GN como matéria-prima cenários 1, 2 e 3 (10³tep).

Ano	Plantas em operação	Novos projetos	Total
2003	587	0	587
2004 *	643	0	643
2005 *	660	0	660
2006	685	0	685
2007	685	0	685
2008	675	0	675
2009	741	0	741
2010	730	0	730
2011	801	176	977
2012	801	176	977
2013	801	176	977
2014	784	176	960
2015	801	176	977

* Estimativa. Dados não disponíveis

A Tabela 27 mostra os resultados da Tabela 26 em mil m³/d, considerando um valor médio diário em bases anuais.

Tabela 27 - Projeção do consumo do GN como matéria-prima - cenários 1, 2 e 3 (10³m³/d).

Ano	Plantas em operação	Novos projetos	Total
2003	1.828	0	1.828
2004 *	2.002	0	2.002
2005 *	2.054	0	2.054
2006	2.133	0	2.133
2007	2.133	0	2.133
2008	2.102	0	2.102
2009	2.307	0	2.307
2010	2.273	0	2.273
2011	2.495	548	3.043
2012	2.495	548	3.043
2013	2.495	548	3.043
2014	2.442	548	2.990
2015	2.495	548	3.043

* Estimativa. Dados não disponíveis

A Tabela 28 apresenta a demanda de gás natural para matéria-prima até 2015, considerando o cenário 4.

Tabela 28 - Projeção do consumo do GN como matéria-prima - cenário 4 (10³tep).

Ano	Plantas em operação	Novos projetos	Total
2003	587	0	587
2004 *	643	0	643
2005 *	660	0	660
2006	685	0	685
2007	685	0	685
2008	671	0	671
2009	685	0	685
2010	671	0	671
2011	685	0	685
2012	685	0	685
2013	685	0	685
2014	671	0	671
2015	685	0	685

* Estimativa. Dados não disponíveis

A Tabela 29 mostra os dados da Tabela 28 em mil m³/d, considerando um valor médio diário em bases anuais.

Tabela 29 - Projeção de GN como matéria-prima - cenário 4 (10³m³/d).

Ano	Plantas em operação	Novos projetos	Total
2003	1828	0	1828
2004 *	2002	0	2002
2005 *	2054	0	2054
2006	2133	0	2133
2007	2133	0	2133
2008	2088	0	2088
2009	2133	0	2133
2010	2088	0	2088
2011	2133	0	2133
2012	2133	0	2133
2013	2133	0	2133
2014	2088	0	2088
2015	2133	0	2133

* Estimativa. Dados não disponíveis

9.2 METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO DA DEMANDA DE GÁS NATURAL COMO COMBUSTÍVEL PARA A INDÚSTRIA QUÍMICA

Foram consideradas as seguintes premissas:

A base de dados do consumo de gás natural e dos demais energéticos, além dos poderes caloríficos, com base nas informações fornecidas pelo Balanço Energético do Estado da Bahia com dados de 2003 (BAHIA, 2005a). Foi usada a conversão de energia elétrica em seu equivalente calorífico 1kW = 860 kcal, com base nas informações contidas no Balanço Energético Nacional (BRASIL, 2005);

adotou-se o critério que toda energia elétrica consumida pelo setor químico, no ano de 2003, tivesse origem num processo de co-geração (situação hipotética), considerando um fator de eficiência energética de 60% para efeito do cálculo da quantidade equivalente energética expressa em GN, com base no poder calorífico inferior do gás natural;

para conversão da base de dados de 2003 do consumo de óleo combustível do setor químico para gás natural, assumiu-se um ganho de eficiência de 10 % com a troca do óleo pelo gás natural;

mesma evolução do fator operacional, critérios de expansão, paradas programadas para manutenção já comentados no Item 9.1, válidos também para

unidades petroquímicas que consomem o gás natural como combustível para os cenários 1, 2 e 3;

aplicado um fator de eficiência energética a partir de 2004, inclusive no consumo de energia elétrica, acumulando um ganho de eficiência de 5% até 2015, em decorrência do avanço tecnológico e das melhorias implementadas nos processos químicos/ petroquímicos ;

implementada a substituição de óleo combustível por gás natural das plantas atualmente em operação. Isto se concretizará depois de ampliada a oferta de gás natural com a entrada em operação do campo de Manati, a partir do segundo semestre de 2006 até 2009. Essa substituição deverá ocorrer até 90% da base de consumo de óleo verificada em 2003, agregando ainda o crescimento que deverá ocorrer em função dos dois ciclos de expansões já mencionados. Considerou-se o fator de substituição de 90% em razão de que podem ter algumas empresas menores instaladas fora do alcance dos gasodutos de distribuição do gás natural, além de possíveis dificuldades tecnológicas que podem surgir para fazer a conversão dos equipamentos para operarem com gás natural;

na conversão dos equipamentos que consomem óleo combustível para gás natural, considerou-se a eficiência térmica do gás natural superior em 10% a do óleo combustível, para efeito da equiparação energética global requerida entre os dois combustíveis;

apesar do preço do gás natural atualmente (dados de julho-06) apresentar um valor em torno de US\$ 3,8/MBTU contra US\$ 8,2/MBTU do óleo combustível (preço de compra do gás natural pela Bahiagás versus o preço de venda do óleo combustível na refinaria), a tendência deverá ser uma elevação do preço do gás para uma equiparação ao preço do óleo combustível. Essa elevação será necessária em função dos investimentos estruturantes para aumentar a oferta de gás natural;

mesmo que o gás natural se aproxime do preço do óleo combustível, certamente ele continuará substituindo o óleo combustível em razão de uma série de outras vantagens que o GN apresenta durante o seu manuseio e no processo de combustão;

o padrão crescente de desempenho ambiental assumido pela Abiquim perante a comunidade, através do Programa de Atuação Responsável, não deixa crer que haverá retrocesso no uso do gás natural pela indústria química no Brasil,

caso haja uma diminuição da vantagem atualmente existente em relação ao preço do óleo combustível. Além disto, muitas empresas já implementaram a norma ISO 14.000 ou estão em fase de implementação, sendo pouco provável a manutenção da certificação no caso da troca do gás natural por um combustível mais poluente⁴⁰;

as questões relacionadas às mudanças climáticas favorecem o uso do gás natural em relação a outros combustíveis fósseis, fazendo a legislação ambiental ficar cada vez mais restritiva para as emissões dos gases oriundos dos processos de combustão das indústrias. A elevação do preço da tonelada de carbono no mercado internacional ajudará na formação futura do preço do gás natural;

a tendência da elevação do preço da energia elétrica para a indústria, a maior confiabilidade no fornecimento via uma geração descentralizada e uma regulação, que defina regras para venda do excedente de EE e premie a maior eficiência, irão favorecer os processos de co-geração nos próximos 10 anos. A indústria petroquímica deverá substituir pelo menos 20% do seu consumo atual e das expansões programadas, de fonte hidráulica pela co-geração a GN de parcela equivalente de EE. Essa substituição ocorrerá a partir de 2007 até 2011;

foi utilizado um fator de eficiência de 60% nos processos de co-geração para substituição dessa parcela equivalente de EE, para efeito de determinação do consumo de gás natural;

os novos projetos deverão ter sua demanda de energia elétrica e de energia térmica atendidas integralmente pela co-geração a gás natural;

do total de gás natural para os novos projetos, dos quais 27% ainda são desconhecidos, foi contemplado que a infra-estrutura do Pólo de Camaçari ofereça possibilidades para instalação de mais algumas novas unidades, notadamente de intermediários químicos ou na linha da oleoquímica;

foi assumido que a fonte primária para atendimento dos novos projetos será o gás natural, que esses novos projetos serão instalados no complexo básico do Pólo de Camaçari e serão atendidos pela central de utilidades da Braskem. Pelo nível de integração energética dessa central de utilidades, foi considerado um nível de eficiência energética de 80% para atendimento da co-geração de energia elétrica

⁴⁰ A norma ISO 14.000 é uma norma de gestão ambiental, que visa o controle das principais variáveis de um processo de forma a minimizar o impacto ambiental causado por uma determinada atividade ao meio ambiente.

e vapor das novas unidades. No primeiro ano de operação, as novas unidades deverão operar com um fator operacional de 80% da capacidade instalada, evoluindo no segundo ano para 95%;

a demanda de energia dos novos projetos foi calculada com base em informações contidas no livro Mercado de Gás Natural para a Indústria Química e Hospitalar, que por sua vez se baseou em diversos autores, inclusive no Departamento de Energia Americano (TOLMASQUIM; SZKLO; SOARES, 2003). Foram ainda usadas notas técnicas não publicadas da Copene para efeito de avaliação do consumo de gás natural de algumas plantas em operação e do novo projeto de monômero de estireno;

foram deduzidos os consumos das unidades atuais de monômero de estireno, dimetil tereftalato (DMT) e de polipropileno, que, por serem obsoletas, serão fechadas e darão espaço a novas unidades de maior capacidade e de melhor eficiência energética. A nova planta de polipropileno apresentou um resultado negativo no balanço energético realizado, comparativamente, com a atual que será fechada, em termos do saldo do consumo de gás natural. Diferentemente de outros processos químicos que são intensivos em energia, a exemplo da planta de monômero de estireno, o processo de polipropileno não apresenta essa característica, minimizando o impacto sobre as projeções da demanda de gás natural.

As equações 9.2, 9.3 e 9.4 representam a fórmula de cálculo que permitiu se chegar aos resultados da demanda de gás natural como combustível e para co-geração de energia elétrica.

A equação 9.2 apresenta a parcela para atender às plantas atuais e suas expansões e aos novos projetos.

$$D_{1i} = [(V_1/0,84) \times F_{1opi} \times F_{1expi}] / F_{1eei} + \sum^n N_{pi} \times 0,8 + \sum^n P_{ri} \times 0,95 \quad (9.2)$$

D_{1i} = demanda de gás natural no ano i , considerando que i corresponde ao período de 2004 a 2015

V_1 = volume de gás natural consumido em 2003

Fator operacional das unidades em 2003 = 84%

F_{1opi} = fator operacional das unidades existentes no período de 2004 a 2015

F_{1expi} = fator de expansão das unidades atuais no período de 2005 a 2015

F_{1eei} = fator de eficiência energética aplicado no período de 2004 a 2015

N_{pi} = capacidade instalada dos novos projetos de consumo de gás natural como fonte energética, considerando que i corresponde ao período de 2007 a 2015

P_{ri} = projetos remanescentes são os novos projetos no segundo ano de operação

n = número de projetos

O fator operacional para os novos projetos foi considerado 80% no primeiro ano e a partir do segundo ano 95%.

A equação 9.3 apresenta a parcela para atender a substituição de óleo combustível por gás natural, sendo considerado os dados de referência de consumo em 2003 e as expansões decorrentes das atuais unidades.

$$D_{2i} = [(V_2/0,84) \times F_{2\text{opi}} \times F_{2\text{expi}} \times F_{2\text{coni}}] / F_{2\text{eei}} \quad (9.3)$$

D_{2i} = demanda de gás natural que substitui o óleo combustível no ano i, considerando i no período de 2004 a 2015.

V₂ = Quantidade de óleo (t) consumida em 2003, convertida para gás natural (m³) através dos poderes caloríficos inferiores do óleo e do gás natural, levando-se em consideração um ganho de eficiência de 10% na conversão.

Fator operacional das unidades em 2003 = 84%

F_{2opi} = fator operacional no ano i, considerando i no período de 2004 a 2015.

F_{2expi} = fator de expansão da capacidade instalada das unidades no ano i, considerando i no período de 2004 a 2015.

F_{2coni} = fator de conversão no ano i de óleo combustível para gás natural, considerando i no período de 2004 a 2015.

F_{2eei} = fator de eficiência energética aplicado no período de 2004 a 2015.

A equação 9.4 apresenta a parcela para atender a substituição de energia elétrica de origem hídrica pela co-geração a gás natural, considerando os dados de referência de consumo em 2003 e as expansões decorrentes.

$$D_{3i} = [(V_3/0,84) \times F_{3opi} \times F_{3\text{expi}} \times F_{3coni}] / F_{3eei} \quad (9.4)$$

D_{3i} = demanda de gás natural que substitui a energia elétrica de origem hídrica no ano i, considerando i no período de 2004 a 2015.

V₃ = Quantidade de energia elétrica (kWh), em 2003, convertida para gás natural (m³). Consideraram-se as seguintes premissas para efetuar essa transformação: 1 kW = 860 kcal; poder calorífico inferior do gás natural (PCI) em 8.800 kcal/m³; eficiência de 60% na co-geração de energia elétrica.

F_{3opi} = fator operacional no ano i, considerando i no período de 2004 a 2015

F_{3expi} = fator de expansão da capacidade instalada das unidades no ano i, considerando i no período de 2004 a 2015.

F_{3coni} = fator de conversão no ano i de energia elétrica do sistema público para co-geração usando o gás natural, considerando i no período de 2004 a 2015

F_{3eei} = fator de eficiência energética aplicado desde 2004 até 2015

A equação 9.5 mostra a demanda total de gás natural considerando a soma das equações 9.2, 9.3 e 9.4.

$$D4i = D1i + D2i + D3i \quad (9.5)$$

A Tabela 30 mostra os resultados da demanda de gás natural como combustível até 2015, considerando a ocorrência dos Cenários 1, 2 e 3.

Tabela 30 - Projeção do consumo do gás natural para fins energéticos - cenários 1, 2 e 3 (10³tep).

Ano	Nova co-geração	Subst.do óleo combustível	Plantas em operação	Novas plantas	Total
2003	0	0	860	0	860
2004 *	0	0	938	0	938
2005 *	0	0	958	0	958
2006	0	41	991	0	1032
2007	24	123	987	93	1227
2008	46	161	969	258	1435
2009	76	198	1059	267	1600
2010	100	195	1039	268	1601
2011	136	213	1136	813	2298
2012	135	212	1132	915	2394
2013	135	211	1127	915	2388
2014	132	206	1099	915	2351
2015	134	209	1118	915	2376

* Estimativa. Dados não disponíveis

A Tabela 31 mostra os dados da Tabela 30 em mil m³/d, considerando um valor médio diário em bases anuais.

Tabela 31 - Projeção do consumo do gás natural para fins energéticos - cenários 1, 2 e 3 ($10^3\text{m}^3/\text{d}$).

Ano	Nova co-geração	Subst. do óleo combustível	Plantas em operação	Novas plantas	Total
2003	0	0	2677	0	2677
2004 *	0	0	2920	0	2920
2005 *	0	0	2984	0	2984
2006	0	128	3086	0	3215
2007	74	384	3074	291	3822
2008	144	502	3016	804	4467
2009	237	618	3298	830	4982
2010	310	606	3236	833	4986
2011	424	662	3538	2530	7154
2012	422	660	3524	2848	7453
2013	420	657	3509	2848	7435
2014	410	641	3421	2848	7320
2015	417	652	3481	2848	7397

* Estimativa. Dados não disponíveis

A Tabela 32 apresenta os resultados da demanda de gás natural como combustível até 2015, considerando a existências do cenário 4.

Tabela 32 - Projeção do consumo do gás natural para fins energéticos - cenário 4 (10^3tep).

Ano	Nova co-geração	Subst.do óleo combustível	Plantas em operação	Novas plantas	Total
2003	0	0	860	0	860
2004 *	0	0	938	0	938
2005 *	0	0	958	0	958
2006	0	41	991	0	1032
2007	24	123	987	0	1134
2008	46	160	962	0	1169
2009	70	180	979	0	1229
2010	91	179	955	0	1225
2011	116	182	971	0	1269
2012	116	181	967	0	1264
2013	115	180	963	0	1259
2014	112	176	939	0	1228
2015	114	179	956	0	1249

* Estimativa. Dados não disponíveis

A Tabela 33 mostra os dados da Tabela 32 em mil m^3/d , considerando um valor médio diário em bases anuais.

Tabela 33 - Projeção do consumo do gás natural para fins energéticos - cenário 4 (10³m³/d).

Ano	Nova co-geração	Subst. do óleo combustível	Plantas em operação	Novas plantas	Total
2003	0	0	2677	0	2677
2004 *	0	0	2920	0	2920
2005 *	0	0	2984	0	2984
2006	0	128	3086	0	3215
2007	74	384	3074	0	3531
2008	143	499	2997	0	3639
2009	219	560	3049	0	3828
2010	285	557	2973	0	3814
2011	362	566	3024	0	3953
2012	360	564	3012	0	3936
2013	359	562	3000	0	3920
2014	350	548	2925	0	3823
2015	356	557	2975	0	3889

* Estimativa. Dados não disponíveis

A Tabela 34 apresenta um resumo da projeção total de gás natural do setor químico nos quatro cenários considerados (combustível e matéria-prima).

Tabela 34 - Projeção da demanda de gás natural para todos os cenários do setor químico (10³tep).

Ano	Cenários 1, 2 e 3			Cenários 4		
	Combustível	Matéria-prima	Total	Combustível	Matéria-prima	Total
2003	860	587	1447	860	587	1447
2004 *	938	643	1581	938	643	1581
2005 *	958	660	1618	958	660	1618
2006	1032	685	1717	1032	685	1717
2007	1227	778	2006	1134	685	1819
2008	1435	675	2109	1169	671	1839
2009	1600	741	2341	1229	685	1914
2010	1601	730	2331	1225	671	1896
2011	2298	1086	3384	1270	685	1955
2012	2394	1086	3480	1265	685	1950
2013	2387	1086	3474	1259	685	1944
2014	2350	1067	3418	1228	671	1898
2015	2376	1086	3462	1249	685	1934

* Estimativa. Dados não disponíveis

A Tabela 35 mostra os dados da Tabela 34 em mil m³/d, considerando um valor médio diário em bases anuais.

Tabela 35 - Projeção da demanda de gás natural para todos cenários do setor químico ($10^3\text{m}^3/\text{d}$).

Ano	Cenários 1, 2 e 3			Cenários 4		
	Combustível	Matéria-prima	Total	Combustível	Matéria-prima	Total
2003	2677	1828	4505	2677	1828	4505
2004 *	2920	2002	4921	2920	2002	4921
2005 *	2984	2054	5037	2984	2054	5037
2006	3215	2133	5348	3215	2133	5348
2007	3822	2133	5955	3531	2133	5664
2008	4467	2102	6568	3639	2088	5727
2009	4982	2307	7289	3828	2133	5961
2010	4986	2273	7259	3814	2088	5902
2011	7154	3043	10197	3954	2133	6087
2012	7453	3043	10496	3937	2133	6070
2013	7435	3043	10478	3921	2133	6054
2014	7320	2990	10310	3822	2088	5910
2015	7397	3043	10440	3888	2133	6021

* Estimativa. Dados não disponíveis

9.3 DETERMINAÇÃO DA DEMANDA DE GÁS NATURAL PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Foram adotadas as seguintes premissas para a projeção do consumo de gás natural na geração de energia elétrica:

Em razão da falta de dados do balanço energético do Estado nos anos de 2004 e 2005, estes dados foram projetados com base nas informações do Balanço Energético do Estado da Bahia, referentes aos dados do ano de 2003;

o Estado da Bahia, em função da maior disponibilidade de gás natural, irá operar suas centrais termoelétricas na máxima capacidade a partir de 2009, usando o GN como combustível nos quatro cenários estudados. O aumento, em patamares mais elevados, ocorre a partir de 2007 e atinge o máximo em 2010 nos cenários 1, 2 e 3. Para o cenário 4, não haverá ampliação da unidade da Termobahia em 2010;

no cenário 4, o de baixo crescimento, foi ainda considerado que haverá nível insuficiente de água nas principais barragens responsáveis pela geração de energia hidroelétrica no país, justificando o despacho pleno das centrais termoelétricas instaladas no Estado;

da capacidade instalada informada pelo Ministério das Minas e Energia de geração térmica de EE no Estado, admitiu-se que 90% dos equipamentos estejam em condições de operarem com gás natural a partir de 2008;

o consumo de gás natural de 2003 usado para geração de EE foi obtido através do balanço energético do Estado da Bahia, divulgado em 2005 (BAHIA, 2005a);

o fator de eficiência usado até 2007 foi 33,8% para as centrais termoelétricas, com base no desempenho do ano de 2003 dessas usinas, de acordo com o balanço energético do Estado da Bahia de 2004 (BAHIA, 2005a);

foi usado um fator de eficiência médio de 48% para as usinas termoelétricas a partir de 2008. Para concretizar-se essa consideração, admite-se que as usinas estarão operando entre um nível de eficiência de 42% até 55%, devido ao fechamento do ciclo da usina da Chesf;

a termoelétrica da Chesf está instalada com as cinco turbinas a gás em ciclo aberto, correspondendo a um nível de eficiência de 31%. Sendo considerado que a usina estará fechando o ciclo dessas turbinas nos próximos dois anos, com a instalação de caldeiras de recuperação e de turbinas a vapor condensante, gerando uma quantidade adicional de energia elétrica e aumentando o nível de eficiência para 42%. Para aumentar a eficiência além deste patamar, seria recomendável a implantação de unidades industriais consumidoras de vapor integradas à termoelétrica da Chesf⁴¹. Neste caso, as turbinas condensantes deixariam de ser instaladas e em seu lugar seriam instaladas turbinas de contrapressão com extração de vapor;

foi descontada a quantidade de energia elétrica da indústria química que deixará de ser fornecida pelas Centrais Elétricas de Serviço Público, passando a ser atendida por co-geração própria usando gás natural, evitando dupla contagem no dimensionamento da demanda de gás natural para o setor elétrico;

o fator operacional das unidades termoelétricas considerado foi de 330 dias, em decorrência da necessidade de manutenção nos equipamentos de geração. Apesar desta limitação, o despacho da energia elétrica das termoelétricas será realizado durante 365 dias do ano, obedecendo a um cronograma diferenciado na manutenção dos equipamentos de geração de cada usina.

A equação 9.12, que representa a somatória das equações 9.6 a 9.11, mostra a metodologia para o cálculo da demanda de gás natural para a geração de

⁴¹ Uma dificuldade para instalação de unidades industriais que dependam do vapor a ser fornecido pela Chesf, recai sobre a incerteza do período de despacho dessa usina.

energia elétrica, considerando os dados de referência de 2003 e os quatro cenários econômicos de crescimento de 2004 até 2015.

$$\mathbf{DAi = Do \times Fcresi \text{ para } i = 2004 \text{ a } 2006} \quad (9.6)$$

$$\mathbf{DAi = 0 \text{ para } i = 2007 \text{ a } 2015} \quad (9.7)$$

$$\mathbf{DBi = \left[\sum^n (\text{NGTi} / 0,338) - \text{Vqi} \right] \text{ para } i = 2007} \quad (9.8)$$

$$\mathbf{DBi = 0 \text{ para } i = 2004 \text{ a } 2006 \text{ e } 2008 \text{ a } 2015} \quad (9.9)$$

$$\mathbf{DCi = \left[\sum^n (\text{NGTi} / 0,48) - \text{Vqi} \right] \text{ para } i = 2008 \text{ a } 2015} \quad (9.11)$$

$$\mathbf{DCi = 0 \text{ para } i = 2004 \text{ a } 2007}$$

$$\mathbf{D5i = DAi + DBi + DCi} \quad (9.12)$$

D_{5i} = demanda de gás natural (tep) para a geração de energia elétrica no ano i, considerando i variando no período de 2004 a 2015, dependendo dos quatro cenários econômicos considerados.

DAi = a demanda de gás natural no período de 2004 a 2006, quando existe restrição no despacho das térmicas em razão da baixa oferta de gás.

DBi = a demanda de gás natural no ano 2007, considerando o mesmo grau de eficiência das centrais termoeletricas do ano de 2003 e uma elevação no despacho das usinas térmicas em razão da maior oferta de gás.

DCi = a demanda de gás natural no período de 2008 a 2015, considerando aumento na eficiência das usinas termoeletricas e aumento na oferta de gás com a entrada em operação do Gasene em 2009, o que resulta em lastro suficiente para despacho de toda capacidade instalada e das ampliações em curso.

Do = Quantidade consumida de gás natural (tep) em 2003 de acordo com dados do balanço energético do Estado, para geração de energia elétrica (SEINFRA, 2005).

Fcresi = fator de crescimento da demanda de GN para geração de energia elétrica, usando dados projetados para determinar o crescimento vegetativo da demanda de gás natural até 2006⁴². Estando i variando no período de 2004 a 2006.

NGTi = Parcela adicional de geração térmica de EE, a partir de 2007, considerando a utilização da capacidade instalada das centrais termoeletricas no Estado e suas ampliações, em razão da maior disponibilidade de gás natural (ver Tabela 25). Considerando i variando no período de 2007 a 2008

Vqi = deduzido a quantidade de gás natural que foi transferida para o setor químico para a co-geração de energia elétrica (ver Item 9.2). Sendo i variando entre 2007 e 2015.

n = número de unidades termoeletricas sendo despachadas com gás natural

⁴² Os dados do consumo de EE de 2004 e 2005 não estão disponíveis, uma vez que o último balanço energético divulgado em 2005 apresenta os dados até o ano de 2003.

O rendimento de 33,8% obtido em 2003 nas centrais termoelétricas, de acordo com dados do balanço energético estadual, para a produção de EE proveniente de gás natural foi conservado até 2007. A partir de 2008, com o fechamento do ciclo da usina da Chesf, foi considerado um rendimento de 48%.

A Tabela 36 apresenta a projeção das quantidades de gás natural (unidade em tep) para atender a geração de energia elétrica, nos quatro cenários considerados.

Tabela 36 - Projeção do consumo de GN para geração de energia elétrica para os quatro cenários (10³tep).

Ano	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2003	216	216	216	216
2004 *	240	240	240	240
2005 *	252	252	252	252
2006	266	266	266	266
2007	716	716	716	716
2008	995	995	995	996
2009	2.299	2.299	2.299	2.305
2010	2.692	2.692	2.692	2.284
2011	2.656	2.656	2.656	2.259
2012	2.656	2.656	2.656	2.259
2013	2.657	2.657	2.657	2.260
2014	2.660	2.660	2.660	2.263
2015	2.658	2.658	2.658	2.261

* Estimativa. Dados não disponíveis

A Tabela 37 apresenta a projeção das quantidades de gás natural (unidade em m³/d) para atender a geração de energia elétrica, nos quatro cenários considerados.

Tabela 37 - Projeção do consumo de GN para geração de energia elétrica para os quatro cenários ($10^3 \text{m}^3/\text{d}$).

Ano	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2003	673	673	673	673
2004 *	746	746	746	746
2005 *	783	783	783	783
2006	829	829	829	829
2007	2.230	2.230	2.230	2.230
2008	3.099	3.099	3.099	3.100
2009	7.159	7.159	7.159	7.177
2010	8.383	8.383	8.383	7.111
2011	8.270	8.270	8.270	7.034
2012	8.271	8.271	8.271	7.035
2013	8.273	8.273	8.273	7.037
2014	8.284	8.284	8.284	7.046
2015	8.276	8.276	8.276	7.040

* Estimativa. Dados não disponíveis

9.4 RESUMO DA DEMANDA DE GÁS NATURAL PARA OS SETORES TERMOELÉTRICO E QUÍMICO

Este Item apresenta uma síntese dos dados apresentados nos Itens 9.1, 9.2 e 9.3, em todos os quatro cenários analisados dos setores termoeletrico e químico (ver Tabela 38).

Tabela 38 - Demanda total de gás natural para todos os cenários dos setores químico e termoeletrico (10^3tep).

Ano	Cenários 1, 2 e 3			Cenário 4		
	Químico	Termoeletrico	Total	Químico	Termoeletrico	Total
2003	1447	216	1663	1447	216	1663
2004 *	1581	240	1821	1581	240	1821
2005 *	1618	252	1870	1618	252	1870
2006	1717	266	1983	1717	266	1983
2007	2006	716	2722	1819	716	2535
2008	2109	995	3104	1839	996	2835
2009	2341	2299	4640	1914	2305	4219
2010	2331	2692	5023	1896	2284	4180
2011	3384	2656	6040	1955	2259	4214
2012	3480	2656	6136	1950	2259	4209
2013	3474	2657	6131	1944	2260	4204
2014	3418	2660	6078	1898	2263	4161
2015	3462	2658	6120	1934	2261	4195

* Estimativa. Dados não disponíveis

A Tabela 39 apresenta a projeção das quantidades de gás natural (unidade em m^3/d) para atender aos setores químico e termoeletrico, nos quatro cenários considerados. Para os cenários 1, 2 e 3 se alcançaria uma demanda de gás natural de 18,7 milhões de m^3/d em 2015, e no cenário 4, 13 milhões de m^3/d .

Tabela 39 - Demanda total de gás natural para todos os cenários dos setores químico e termoeletrico ($10^3\text{m}^3/\text{d}$).

Ano	Cenários 1, 2 e 3			Cenário 4		
	Químico	Termoeletrico	Total	Químico	Termoeletrico	Total
2003	4505	673	5177	4505	673	5177
2004 *	4921	746	5668	4921	746	5668
2005 *	5037	783	5821	5037	783	5821
2006	5348	829	6177	5348	829	6177
2007	5955	2230	8185	5664	2230	7894
2008	6568	3099	9667	5727	3100	8827
2009	7289	7159	14448	5961	7177	13137
2010	7259	8383	15642	5902	7111	13013
2011	10197	8270	18467	6087	7034	13120
2012	10496	8271	18767	6070	7035	13106
2013	10478	8273	18751	6054	7037	13091
2014	10310	8284	18594	5910	7046	12956
2015	10440	8276	18716	6021	7040	13061

* Estimativa. Dados não disponíveis

10 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O ponto central desta dissertação foi determinar o mercado de gás natural para os setores químico e termoelétrico no Estado da Bahia até 2015, a partir do conhecimento de como a indústria químico-petroquímica está estruturada no mundo, no Brasil e na Bahia. Para determinar a quantidade de gás natural para geração de energia elétrica no Estado da Bahia, foi necessário entender algumas das principais questões que envolvem o setor elétrico e toda a problemática do suprimento de energia elétrica no Nordeste, avaliar o último racionamento em 2001 e uma quase nova crise, que por pouco não aconteceu no início de 2004.

A quantidade de gás natural necessária em 2015 para o setor químico nos cenários 1, 2 e 3 projeta o equivalente a uma demanda de 10,4 milhões de m³/d. Para o cenário 4, o de pior crescimento, a quantidade de gás natural foi estimada em 6 milhões de m³/d. No ano de 2003, referencial da base de dados da dissertação, o consumo do gás natural para o setor químico (usos como combustível e matéria-prima) foi equivalente a 4,5 milhões de m³/d. Estes números refletem um crescimento de 131,0% (7,2% a.a.) do gás natural para os cenários 1, 2 e 3. No cenário 4, o crescimento foi de apenas 33,3% (2,4% a.a.), condicionado a um baixo desempenho econômico, o que levaria praticamente à estagnação a indústria petroquímica na Bahia.

Vale salientar que, durante o ano de 2003, o setor industrial baiano, liderado pela indústria petroquímica, foi o que mais utilizou o gás natural no país na sua matriz energética de consumo, com 33%. Durante o ano de 2005, a Bahia vem sofrendo um racionamento de gás natural que parcialmente deverá ser resolvido com a entrada em operação do campo de Manati no segundo semestre de 2006.

Em decorrência da dimensão do setor químico no Estado, os números projetados de gás natural se apresentam coerentes com o potencial de crescimento dessa indústria, considerando a possibilidade de pequenas ampliações das unidades existentes e o aproveitamento de produtos petroquímicos básicos que estão sendo deslocados para outras regiões do Brasil ou até mesmo sendo exportados. A transformação destes produtos, no próprio Pólo de Camaçari, resultará na agregação de valor da cadeia petroquímica, em razão da sua verticalização. Ao traçar os cenários, foi levado em consideração premissas que estão bem próximas da realidade empresarial, sempre buscando garantir a auto-sustentabilidade do crescimento.

O Pólo de Camaçari não reúne atualmente critérios econômicos que justifiquem uma ampliação em grande escala da produção de eteno e conseqüentemente das resinas termoplásticas. A ampliação do Pólo de Camaçari, em grande escala, no futuro, irá depender das novas descobertas de petróleo e gás no Estado, condição que estará atrelada ao desempenho do programa exploratório nesta década. Fica uma possível duplicação do Pólo de Camaçari após o horizonte de 2015, quando também se espera que o mercado de consumo de produtos petroquímicos no Nordeste esteja mais elevado.

Os números projetados, em nível nacional dos principais produtos petroquímicos até 2015, eteno e das resinas termoplásticas, indicam que a indústria petroquímica no Brasil deverá triplicar a sua capacidade no cenário mais otimista e no cenário mediano dobrar a atual capacidade. As novas centrais petroquímicas deverão ser construídas próximas às fontes de matérias-primas na região Sudeste e em países da América do Sul como Venezuela, fronteira com a Bolívia etc. As empresas petroquímicas brasileiras estão se estruturando para ter um porte internacional de forma a ampliar suas fronteiras de atuação, a exemplo do que já fez a Petrobras na área de exploração, produção de petróleo e refino.

A quantidade de gás natural projetada para 2015 para geração de energia elétrica no Estado da Bahia, considera, nos cenários 1, 2 e 3, uma demanda de 8,3 milhões de m³/d. Para o cenário 4, o de pior crescimento, a demanda de gás natural foi estimada em 7,0 milhões de m³/d. Ao se analisar o consumo de gás natural em 2003 para geração de energia elétrica, cuja quantidade foi em média de 673 mil m³/d, constata-se um crescimento de 1.133% para os cenários 1, 2 e 3 e 940% no

cenário 4. Este, apesar de ser de baixo crescimento econômico, atrelou-se a possibilidade de uma escassez de água dos principais reservatórios responsáveis pela geração hidroelétrica no país, o que justificaria o parque termoelétrico instalado no Estado operar a plena capacidade.

Esses números refletem uma mudança na origem da energia elétrica que até então era predominantemente hídrica. Uma boa parte dessa energia elétrica, a ser consumida no Nordeste e no Estado da Bahia nos próximos 10 anos, deverá ser de origem termoelétrica usando o gás natural como fonte energética. Mesmo que em alguns períodos de abundância do ciclo hidrológico possa implicar na parada dessas usinas, toda infra-estrutura deverá estar pronta para o período de escassez de chuvas. O governo está buscando criar um mercado secundário para o gás natural, durante o período em que as térmicas não precisem ser despachadas, de forma a diminuir o custo dessas usinas.

A partir de 2010, o Estado da Bahia passará a ser exportador de energia elétrica, na hipótese de ocorrência dos cenários 2, 3 e 4, mudando o seu perfil atual de importador de cerca de 30%, passando a gerar um excedente em torno de 10% para os cenários 2 e 3, sendo de 22% no cenário 4. No cenário 1, haveria uma importação de EE na ordem de 10% para atender às necessidades de oferta.

O consumo total projetado de gás natural para os dois setores estudados atingiria em 2015, no caso dos cenários 1, 2 e 3, um total de 18,7 milhões de m³/d e no cenário 4, 13 milhões de m³/d. A apresentação da vazão em média diária é importante para o dimensionamento dos dutos de transporte e de distribuição de gás natural, além de ser uma unidade com maior visibilidade por parte do mercado.

As atuais reservas de gás natural no Estado, no valor de 54 bilhões de m³ de gás natural, dariam para abastecer o mercado dos setores químico e termoelétrico por cerca de 8 anos, considerando o cenário mais otimista de crescimento. Dentro deste contexto, o tempo de vida útil das reservas seria muito baixo, tendo como referencial o padrão internacional mínimo de 20 anos de garantia do suprimento. Além disto, apesar dos setores mencionados serem os mais importantes mercados para o gás natural no Estado, existe também outros setores de consumo que precisariam ser atendidos. Para garantir a oferta futura, espera-se que o esforço na busca de novas descobertas de campos de gás continue nas diversas bacias sedimentares do Estado. Uma outra obra importante é a construção

do Gasene previsto para entrar em operação em 2009, passando a ser uma das fontes importantes no suprimento de gás natural para a Bahia e para o Nordeste.

Para aumentar a oferta de gás natural para os próximos anos, além de resolver os aspectos regulatórios, será necessário definir uma política de preço que favoreça um excedente ao produtor de gás natural por um período definido. Isto irá atrair as empresas para bancar investimentos mais arriscados nas novas fronteiras exploratórias. É preferível adotar essa política a importar gás natural na forma de GNL, pois tenderia muito provavelmente a sair mais caro essa importação e não desenvolver a cadeia de gás natural no up stream. Apostar na elevação do preço da commodity do GN por um período, poderá ser a melhor estratégia para a sociedade na maximização de riqueza (aumento da produção de gás natural), visando à busca de um ponto ótimo social no longo prazo.

O dimensionamento das quantidades de gás natural até 2015, dos dois mais importantes mercados de consumo do Estado, passa a ser uma informação importante para diversos órgãos governamentais envolvidos com o planejamento energético do Estado da Bahia e do Nordeste. Esses dados irão contribuir para identificar os investimentos estruturantes necessários para aumentar a oferta de gás natural na região.

10.1 RECOMENDAÇÕES

A criação da lei do gás e a definição do marco regulatório são de vital importância para dar segurança aos investidores que queiram atuar na exploração de gás natural em todo território nacional.

Fortalecimento e independência da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

Alinhamento dos preços do gás com os derivados de petróleo, reduzindo o excedente do consumidor em setores de consumo onde não se justifiquem práticas aviltadas de tarifas por parte das distribuidoras estaduais, de forma a sinalizar preços mais altos na commodity e conseqüentemente favorecer o programa exploratório.

Criação de uma política para o preço do gás natural para uso como combustível no setor industrial, como matéria-prima e para as usinas termoelétricas

que estão fora do PPT. Esta política deverá sinalizar regras claras de reajuste de preço, garantia de suprimento, ser válida por longo prazo e formalizada através da assinatura de contratos.

Criação de leilões de compra da energia elétrica que serão produzidos pelas termoelétricas a preços previamente definidos, assegurando uma condição mínima de despacho que justifique o investimento e os custos variáveis destas usinas.

Início da construção do Gasene no trecho entre Cacimbas no Espírito Santo e Catu na Bahia. Só no Estado da Bahia, mesmo que os projetos petroquímicos considerados nesta dissertação não aconteçam, a demanda mínima de gás natural para as termoelétricas no Estado deverá ser da ordem de 7 milhões de m³/d. Isto por si só, já é suficiente para justificar a construção do último trecho do Gasene.

O mercado secundário para o GN, que está sendo proposto pelo Ministério das Minas e Energia, deverá ser cuidadosamente estudado, de forma a não deteriorar os preços do mercado primário. Isto poderia acabar afetando os preços da commodity, criando desinteresse por parte dos produtores na exploração de novas jazidas de gás natural.

Seria interessante que alguma outra dissertação de mestrado determinasse a necessidade de despacho das usinas termoelétricas durante os próximos 10 anos no Nordeste e na Bahia, através de simulações usando o modelo existente que o ONS utiliza para determinar a projeção da curva de aversão ao risco. O despacho das usinas hidroelétricas é a base para o suprimento de EE no país, ficando as usinas termoelétricas como complemento para manter sob controle a curva de aversão ao risco. Isto possibilitaria avaliar o número de dias que o gás natural das usinas termoelétricas poderá ser destinado para outros mercados de consumo, denominado de mercado secundário. Este mercado teria como principal característica ser interruptível. Além disto, o combustível primário seria o óleo combustível ou o GLP, quando o gás estivesse sendo usado pelas térmicas. Nesta avaliação econômica, seriam considerados os investimentos nas instalações para tornar possível a troca de combustíveis sem interromper a demanda energética dos processos, levando em conta uma taxa interna de retorno em função do preço do gás do mercado secundário.

Tudo leva a crer que o grande passo a ser dado para inserção das térmicas no modelo energético brasileiro é a criação de um modelo flexível que consiga diminuir o ônus do custo das térmicas com o gás natural quando essas usinas estejam paradas, ao mesmo tempo em que justifique em termos econômicos para o mercado um desconto no preço do gás natural para criação de um mercado secundário.

Fechamento do ciclo da usina da Chesf, além de verificar a possibilidade do uso desse vapor em instalações industriais, naturalmente que este aproveitamento está condicionado ao regime de operação dessa usina. Isto seria importante, pois o ciclo seria fechado com uma turbina a vapor de contrapressão (mais eficiente), ao invés de uma turbina a vapor condensante.

Privilegiar a co-geração descentralizada em pequenas unidades próximas ao centro de carga, buscando uma forma mais eficiente energética em relação as grandes usinas termoelétricas.

Desoneração de impostos para importação de máquinas e equipamentos destinados a exploração e produção de gás natural.

Avançar com a legislação ambiental de forma a privilegiar a eficiência energética, considerando o uso racional dos combustíveis fósseis, associado a um controle maior das emissões atmosféricas.

O Governo do Estado da Bahia deve manter uma agenda positiva com os empresários do Pólo Petroquímico de Camaçari, no sentido de assegurar a expansão vertical da produção do Pólo através dos projetos que estão em estudo e da atualização tecnológica das plantas que estão em operação, visando minimizar o excedente dos produtos de primeira geração e os de segunda geração que estão sendo enviados para outros estados e para exportação. A verticalização da produção do complexo irá viabilizar a agregação de valor dos produtos vendidos e promoverá a geração de novos empregos e de renda para o Estado, compensando questões ambientais históricas oriundas da implantação do complexo.

Como vimos ao longo da dissertação, o potencial de expansão para aumentar a produção de petroquímicos básicos é limitado por razões econômicas de competitividade, no entanto, o Pólo Petroquímico de Camaçari não pode virar um gerador exclusivo de caixa para financiar projetos petroquímicos em outros estados e países, quando existe um passivo de integração na criação de empresas de

terceira geração e de segunda geração, ocasionados desde a criação do Pólo na década de 70. Neste particular, a decisão empresarial deverá ter uma visão não só econômica, mas, sobretudo olhando a sustentabilidade do negócio petroquímico em outras dimensões e mantendo um compromisso mínimo de desenvolvimento regional, apesar da sua inexorável globalização.

REFERÊNCIAS

ACOSTA, Teresa A. Scenario planning in US para-xylene. In: WORD PETROCHEMICAL CONFERENCE, 26., Houston, TX, 2001. [**Anais...**]. Houston, TX: Dewitt & Company, 2001. p. A-1 – A-10.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Capacidade de geração do Estado da Bahia. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/15.htm>>. Acesso em: 20 jan. 2006.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil) – ANP. **Anuário estatístico 2003**. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/conheca/anuario_2005.asp>. Acesso em: 23 abr. 2004.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil) - ANP. **Anuário estatístico 2004**. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/conheca/anuario_2005.asp>. Acesso em: 12 mar. 2005.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil) - ANP. **Indústria brasileira de gás natural: regulação atual e desafios futuros**. Rio de Janeiro: ANP, [2001]. 209 p.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil) - ANP. **Notas Técnicas ANP**. Rio de Janeiro, 2000. 2v.

ARMSTRONG, Earl. Crisis in North América: olefins competitiveness. In: WORD PETROCHEMICAL CONFERENCE, 26., Houston, TX, 2001. [**Anais...**]. Houston, TX: Dewitt & Company, 2001. p. A-1 – A-11.

ASPRO. Sistemas de Compressão para GNV. **Relatório GNV dezembro de 2005**. São Paulo: IBP, 2006. Relatório não publicado enviado aos associados do IBP.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA DE PLÁSTICOS - ABIPLAST. **Relatório anual de 2004**. Disponível em: <<http://www.abiplast.org.br>> . Acesso em 10 jun. 2005.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA QUÍMICA – ABIQUIM. Comissão de Economia. **Demanda de matérias-primas, petroquímicas e provável origem até 2010**. São Paulo, 2002. Trabalho coordenado por Otto Vicente Perrone. Acesso restrito.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA QUÍMICA - ABIQUIM. **Grupo Técnico de Gás Natural e Matéria-prima**. São Paulo, 2001. Arquivo eletrônico.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA QUÍMICA - ABIQUIM. **Relatório anual 2004**. Publicado em 2005. Disponível em: <<http://www.abiquim.org.br>>. Acesso em 15 jun. 2005.

BAHIA. SECRETARIA DE ACOMPANHAMENTO ECONÔMICO. **Ato de Concentração nº 08012.005799/2001-92**. Relatório sobre a Reestruturação do Pólo de Camaçari. Disponível em: <<http://www.seae.gov.br>>. Acesso em: 28 ago. 2003.

BAHIA. Secretaria de Infra-Estrutura. **Balanco Energético 2004**. Salvador: CODEN, 2005a. 120p.

BAHIA. Secretaria de Planejamento. Informações sobre o PIB do Nordeste e da Bahia [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por <boente@bahiasgas.com.br> em 13 out. 2005b.

BAHIAGÁS. Companhia de Gás da Bahia. **Gás natural: o combustível eco-eficiente**. Salvador, 2006. No prelo.

BRASIL. Congresso Nacional. Comissão Mista do Senado Destinada a Estudar a Crise de Abastecimento de Energia no País, bem como Propor Alternativas ao seu Equacionamento. **A crise de abastecimento de energia elétrica**. Brasília: Senado Federal, Secretaria Especial de Editoração e Publicações, 2002.

BRASIL. Constituição (1988). **Constituição da República Federativa do Brasil**. 25. ed. Brasília: Câmara dos Deputados. Coordenação de Publicações, 2005. 292 p.

BRASIL. Decreto n.º 3.371, de 24 de fev. de 2000. Institui, no âmbito do Ministério de Minas e Energia, o Programa Prioritário de Termoeletricidade, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF, 25 fev. 2000. Coluna 2, p. 2.

BRASIL. Decreto n.º 4.067, de 27 de dez. de 2001. Acresce parágrafo único ao artigo 2 do decreto 3.371, de 24 de fevereiro de 2000, que institui, no âmbito do Ministério de Minas e Energia, o Programa Prioritário de Termoeletricidade. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF, 28 dez. 2001. Coluna 1, p. 16.

BRASIL. Decreto n.º 4.067, de 27 de dez. de 2001. Acresce parágrafo único ao artigo 2 do decreto 3.371, de 24 de fevereiro de 2000, que institui, no âmbito do Ministério de Minas e Energia, o Programa Prioritário de Termoeletricidade. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF, 28 dez. 2001. Coluna 1, p. 16

BRASIL. Emenda constitucional n.º 9, de 09 de nov. de 1995. Dá nova redação ao artigo 177 da Constituição Federal, alterando e inserindo parágrafos. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Legislativo, Brasília, DF, 10 nov. 1995. Coluna 1, p. 17961.

BRASIL. Lei nº 2.004, de 03 de out. de 1953. Dispõe sobre a política nacional do petróleo e define as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo, institui a Sociedade por Ações Petróleo Brasileiro Sociedade Anônima, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Legislativo, Brasília, DF, 03 out. 1953. Coluna 3, p. 16705.

BRASIL. Lei nº 9.478, de 06 de ago. de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Legislativo, Brasília, DF, 07 ago. 1997. Coluna 1, p. 16925.

BRASIL. Lei nº 9.984, de 17 de jul. de 2000. Dispõe sobre a criação da Agência Nacional de Águas - ANA, entidade federal de implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos e de coordenação do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF, 18 jul. 2001. Coluna 1, p. 1.

BRASIL. Medida provisória nº 2.147, de 15 de maio de 2001. Cria e instala a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, do Conselho de Governo, estabelece diretrizes para programas de enfrentamento da crise de energia elétrica e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF, 16 maio 2001. Coluna 2, p. 2.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia e da Fazenda. Portaria interministerial nº 234, de 22 de jul. de 2002. Fixa o preço base máximo, em Reais por MBTU, para suprimento de gás natural, destinado à produção de energia elétrica pelas usinas integrantes do Programa Prioritário de Termelétricidade – PPT, que entrem em operação em 31.12.2004. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF, 22 jul. 2002.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Balço Energético Nacional 2004**. Brasília, 2005. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item.do?channelId=1432> Acesso em: 20 jul. 2005.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Portaria nº 43, de 25 de fev. de 2000. Define as usinas termelétricas integrantes do programa prioritário, de acordo com os critérios de enquadramento estabelecidos pelo CAET. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF, 28 fev. 2000.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Portaria nº 215, de 26 de jul. de 2000. Altera o art. 2º da portaria nº. 43, de 25 de fevereiro de 2000, que define as usinas termelétricas integrantes do Programa Prioritário, de acordo com os critérios de enquadramento estabelecidos pelo CAET. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF, 27 jul. 2000.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Portaria nº 551, de 06 de dez. de 2000. Define que as usinas termelétricas de cogeração, qualificadas pela ANEEL que entrem em operação até 31.12.2003, serão integrantes do Programa Prioritário de

Termeletricidade 2000 - 2003. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF, 07 dez. 2000. Seção 1, p. 111.

BRASKEM. **Relatório anual 2003**. Disponível em: <<http://www.braskem.com.br>>. Acesso em: 01 maio 2004.

BRASKEM. **Relatório anual 2004**. Disponível em: <<http://www.braskem.com.br>>. Acesso em: 20 maio 2005.

CANTALINO, A. Oportunidade de monômero a partir do GN. In: SEMINÁRIO DA INDÚSTRIA PLÁSTICA, 2., 2003, Salvador. **Anais...** Salvador: [s.n], 2003.

CARVALHO JÚNIOR, J. A. de; LACAVALA, P. T. **Emissões em processo de combustão**. São Paulo: UNESP, 2003. 135 p.

CECCHI, J. **A indústria do gás natural no Brasil**. Salvador: [s.n.], 2004. Palestra realizada na UNIFACS em 18/11/2004 para os alunos do Mestrado em Regulação da Indústria de Energia.

CHEMLINK & CONSULTANTS. **Gás to liquids**. Disponível em: <<http://www.chemlink.com.au/gtl.htm>>. Acesso em: 02 de set. 2003.

COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO - CHESF. **Parque de geração**: usinas. Disponível em: <<http://www.chesf.gov.br>> Acesso em: 20 de out. 2004.

COSTA. H. H. L. M. da. A regulação da indústria do gás natural no Brasil: fatos e desafios. 2003. 134 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION - EIA. **Mercado do gás natural**: tendências e perspectivas. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov>>. Acesso em: 20 de set. de 2004.

ERAMO, Mark. U. S. Ethylene industry – “getting back in the game”. In: WORLD PETROCHEMICAL CONFERENCE, 17., 2002, Houston, TX. **Seventeenth annual**. Houston, TX: Chemical Market Associates, 2002. p. 129-143

FENNER FILHO, Homero. Perspectivas para o gás natural no nordeste do Brasil. 2002. 134 f. Dissertação (Mestrado). Curso de Regulação da Indústria de Energia. Universidade Salvador – UNIFACS.

GASERGIA. Energia do gás natural. Disponível em: <<http://www.gasenergia.com.br/portage/port/gn/historia.jps>> Acesso em: 10 dez. 2004.

GASNET: o site do gás natural. Site desenvolvido pelo IBC do Brasil. Contém informações sobre a origem do gás natural, composição e uso como matéria-prima. Disponível em: <<http://www.gasnet.com.br>> Acesso em: 20 mar. 2005.

GAZETA MERCANTIL. **Análise setorial**: a nova petroquímica. São Paulo, 2002a. 227p.

GAZETA MERCANTIL. **Análise setorial**: o mercado de petróleo e gás. São Paulo, 2002.

GOLDEMBERG, J. **Energia, meio ambiente e desenvolvimento**. São Paulo: EDUSP, 1998. 234p.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA - IBGE. Contém dados sobre crescimento da população e dados econômicos. Disponível em: <<http://www.ibge.gov.br>>. Acesso em: 20 out., 17 ago. e 20 out. 2005.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. Contém informações sobre a participação do gás natural na matriz energética dos principais países no ano de 2002. Disponível em: <<http://www.iea.org>>. Acesso em: 20 out. 2004.

JOHANNPETER, J. A competitividade da indústria brasileira. **Revista Veja**, Rio de Janeiro, Ed. 1902, 27 abr. 2005. p. 11.

JORDAN, Peter. Ethylene & Propylene: constrating outlooks in Europe and the Middle East. In: WORD PETROCHEMICAL CONFERENCE, 26., Houston, TX, 2001. **[Anais...]**. Houston, TX: Dewitt & Company, 2001.

JUNIOR, A. R.; NUNES, L. R.; ORMANJI, W. Cloreto de Polivinila – Tecnologia de Polímeros , polimerização elastômeros e reologia. **Tecnologia do PVC**. São Paulo: Braskem, 2002.

LORA, E. E. S.; TEIXEIRA, F. N. Energia e Meio Ambiente. In: MARQUES, M.; HADDAD, J. MARTINS, R.S. (Org). **Conservação de energia**: eficiência energética de instalações e equipamentos. Itajubá: FUPAI, 2001.p 47-49.

MACROPLAN. **Quatro cenários para o Brasil de 2005 a 2007**. Publicado em dez. de 2004. Disponível em: <<http://www.macroplan.com.br>> . Acesso em: 03 fev. 2005.

MANUAL econômico da indústria química: produtos orgânicos. 7. ed. Camaçari: CEPED, 2002. v.1

MARINHO, L. **Formação de Preço da Indústria Petroquímica**. Rio de Janeiro: Petroquisa, 1998.

MARK, Eramo. U. S. Ethylene industry: “getting back in the game”. In: WORLD PETROCHEMICAL CONFERENCE. 17., 2002, Houston, TX. **[Anais...]** Houston, TX: CMAI, 2002. p. 129-143.

MONTES, P. M. de F. **O potencial do consumo de gás pelo setor industrial no Brasil**. 2000. 382 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

NATIONAL GREENHOUSE GAS INVENTORIES PROGRAMME. Revised 1996 IPCC Guidilines for National Greenhouse Inventories: reference annual, v.3.

Disponível em: <[http://www.ipcc-ggip.org.jp/public/ gl/invs1.htm](http://www.ipcc-ggip.org.jp/public/gl/invs1.htm)>. Acesso em: 20 set. 2004.

NATIONAL PETROLEUM COUNCIL (USA) **Balancing natural gas policy**: fueling the demands of a growing economy. Washington, DC, 2003. 1 CD.

OGATA, T. **Aplicação do conceito de Produção Mais Limpa na otimização do processo de álcool butílico**. 2003. 105 f. Dissertação (Mestrado profissionalizante em Gerenciamento e tecnologia ambiental no processo produtivo) - Departamento de Engenharia Ambiental, Universidade Federal da Bahia, Salvador.

OPERADOR NACIONAL DE SISTEMAS - ONS. Informações sobre o consumo de Energia no Nordeste no período de 1990 a 2004 [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por <boente@bahiagas.com.br> em 03 de out. 2005b.

OPERADOR NACIONAL DE SISTEMAS - ONS. **NT 101/2004**: atualização da curva bianual de aversão a risco para a Região Nordeste – biênio 2005/2006 – revisão 1. Rio de Janeiro, 2004. 20 p. Disponível em: < <http://www.ons.org.br>> . Acesso em: 03 maio 2005.

OPERADOR NACIONAL DE SISTEMAS - ONS. **Sumário executivo do Relatório Anual de Planejamento Operacional 2005**. Disponível: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso 05 de out. de 2005c.

ORRIS, Ray. Advances in light olefins technology is bigger, better? In: WORLD PETROCHEMICAL CONFERENCE. 17., 2002, Houston, TX. [**Anais...**] Houston, TX: CMAI, 2002. p. 147-165.

PURVIN & GERTZ; CMAI. **The world petrochemicals feedstocks analysis**. Houston, TX, 2001.

RECORDE do ano: gás natural fecha o ano com mais de 45 milhões de m³/dia consumidos em novembro. **Revista Gás Brasil**, São Paulo, v. 2, n. 10, p. 42-43, 2005.

REIS, Lineu Belico dos. **Geração de energia elétrica**: tecnologia, inserção ambiental, planejamento, operação e análise de viabilidade. 3. ed. Barueri, SP: Manole, 2003. 324 p.

RELATÓRIO RESERVADO. **Relatório 2.821**. Rio de Janeiro, 2006. Disponível em: <<http://www.relatorioreservado.com.br/>> Acesso em: 15 fev. 2006.

RODOLFO JUNIOR, Antonio; NUNES, Luciano Rodrigues,; ORMANJI, Wagner (Org.). **Tecnologia do PVC**. 2. ed. São Paulo: Braskem, 2006. 447 p.

RODRIGUES, Marcelo. Vantagens e benefícios logísticos do GNL (Gás Natural Liquefeito). In: SEMINÁRIO MERCADO DE GÁS, São Paulo, 2006. **Anais...** São Paulo: IIR – Institute for International Research, 2006.

SANTOS, E. M. et al. **Gás natural**: estratégia para uma energia nova no Brasil. São Paulo: Annablume; Fapesp; Petrobras, 2002.

SANTOS, M. F. A importância da complementaridade térmica. **Revista Soluções BR**, Rio de Janeiro, v.2, n.12, mar./abr., 2004. Disponível em: <<http://www.br.com.br/portalbr/pdf/solucoes/solucoes-12.pdf>> Acesso em: 07 jul 2004.

SANTOS, M. Os riscos estão sobre controle. **Revista ABINEE**, ago., 2005. Disponível em: <<http://www.abinee.org.br/informac/revista.htm>>. Acesso em: 10 jun. 2005.

SEMINÁRIO INTERNACIONAL DE GÁS NATURAL, 9., 2003, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: [IBP], 2003. 1CD-ROM.

SMITH, J.M; VAN NESS, H. C. **Introduction to chemical engineering thermodynamics**. 2nd. ed. New York: McGraw-Hill, 1959.

STANDFORD RESERCH INC - STI. **PEP Yearbook**. Houston, TX: SRI Consulting, 2000

TOLMASQUIM, M.T.; SZKLO, A.S.; SOARES, J.B. Indicadores de consumo específico de energia e tipologia de consumidores de energia no setor químico brasileiro. In: _____. **Mercado de gás natural na indústria química e no setor hospitalar do Brasil**. Rio de Janeiro : COPPE/UFRJ, 2003. p 57-145.

TRIMM, D. The conversion of remote location natural gás to fuels and chemicals. **ATSE FOCUS**, n. 124, nov./dec., 2002. Disponível em: <<http://www.atse.org.au/index.php?sectionid=482>> . Acesso em: 23 mar. 2004.

VIEIRA, P. L. et al. **Gás natural**: benefícios ambientais no Estado da Bahia. Salvador: Bahiagás, 2005.

VIGLIANO.R. Ficção mais próxima da realidade. **Brasil Energia**, n. 280, p. 38-40, mar., 2004

WHITE MARTINS. Benefícios logístico do GNL. In: SEMINÁRIO MERCADO DE GÁS, São Paulo, 2006. **Anais...** São Paulo: IIR – Institute for International Research, 2006.

ZYLBERSTAJN, D. **Política, planejamento e regulação do setor de óleo e gás**. Salvador: FIESP; CIESP, 2003. 01 arquivo de power point de palestra realizada em 11 de agosto de 2003 na FIESP.