UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

Avaliação crítica do planejamento energético de longo prazo no Brasil, com ênfase no tratamento das incertezas e descentralização do processo

Autor: **Claudio Bezerra de Carvalho**
Orientador: Sérgio Valdir Bajay

07/05

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS

Avaliação crítica do planejamento energético de longo prazo no Brasil, com ênfase no tratamento das incertezas e descentralização do processo

Autor: **Claudio Bezerra de Carvalho**
Orientador: Sérgio Valdir Bajay

Curso: Planejamento de Sistemas Energéticos.

Tese de doutorado apresentada à comissão de Pós Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para a obtenção do título de Doutor em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Campinas, 2005
S.P . – Brasil

UNIDADE BC
Nº CHAMADA
V EX
TOMBO BC/ 68520
PROC 16.P.00123.06
C
PREÇO 11,00
DATA 24/05/06
Nº CPD

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

Carvalho, Cláudio Bezerra de
C253a Avaliação crítica do planejamento energético de longo prazo no Brasil, com ênfase no tratamento das incertezas e descentralização do processo /Cláudio Bezerra de Carvalho.-- Campinas, SP: [s.n.], 2005.

Orientador: Sérgio Valdir Bajay
Tese (Doutorado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Desenvolvimento energético. 2. Energia – Consumo - Modelo. 3. Política energética. I. Bajay, Sérgio Valdir. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

Titulo em Inglês: Critical evaluation of the long-term energy planning in Brazil, with emphasis on the treatment of uncertainties and on decentralizing the planning process
Palavras-chave em Inglês: Energy planning, Energy models, Development scenarios, Energy demand forecasts, Treatment of uncertainties
Área de concentração: Planejamento de Sistemas Energéticos
Titulação: Doutor em Planejamento de Sistemas Energéticos
Banca examinadora: Gilberto De Martino Jannuzzi, Moacyr Trindade de Oliveira Andrade, Paulo Sérgio Franco Barbosa e José Eduardo Pinheiro S. Tanure
Data da defesa: 29/07/2005

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS

TESE DE DOUTORADO

Avaliação crítica do planejamento energético de longo prazo no Brasil, com ênfase no tratamento das incertezas e descentralização do processo

Autor: **Claudio Bezerra de Carvalho**
Orientador: **Sergio Valdir Bajay**

_____
Prof. Dr. Sérgio Valdir Bajay, Presidente

Instituição: DE/FEM/UNICAMP

_____
Prof. Dr. Gilberto De Martino Jannuzzi
Instituição: DE/FEM/UNICAMP

_____
Prof. Dr. Moacyr Trindade de O. Andrade
Instituição: NIPE/UNICAMP

_____
Prof. Dr. Paulo Sérgio Franco Barbosa
Instituição: FEC/UNICAMP

_____
Prof. Dr. José Eduardo Pinheiro S. Tanure
Instituição: UNIFACS

Campinas, 29 de julho de 2005

Dedicatória:

Dedico este trabalho ao meu pai (*in memoriam*), que com seu exemplo de força e dedicação mostrou-me que a educação e o trabalho é o meio de vencer qualquer obstáculo, ao meu sobrinho Lucas (*in memoriam*) que se foi deixando um vazio muito grande e, mesmo com sua dor, não perdeu seu sorriso lindo e a alegria de viver e a minha família que unidos compartilhamos alegrias e enfrentamos os desafios impostos pela vida.

Agradecimentos

Ao amigo e orientador Sérgio Bajay, que com sua sabedoria, apoio e paciência tornou possível a conclusão deste trabalho e em tantas horas soube compreender as dificuldades por mim vividas durante este período.

A Margareth Maciel, pelo carinho e companheirismo.

A minha irmã Eliane, pelo estímulo, ajuda e *puxões de orelha* (que não ajudaram muito...).

Ao professor Gilberto Jannuzzi, pelo exemplo de dedicação e trabalho e pela confiança em mim depositada.

Ao professor Moacyr Trindade, pela orientação, presteza e alegria contagiante.

A Universidade do Estado da Bahia, que com seu apoio, foi fundamental para realização deste trabalho.

Ao amigo César Vaz que muito colaborou para a qualidade deste trabalho.

Ao grande amigo Dean Carmeis, pela contribuição e apoio dado para elaboração deste trabalho.

Ao professor Arnaldo César Walter, pelo grande incentivo.

A Sérgio Manzione, pela sua colaboração e presteza.

Aos colegas e amigos do NIPE, em especial a *menina* Lydiane Leal que sempre esteve presente durante esta trajetória, a Márcia Rogério, Tereza Orrico e Álvaro Furtado que tornaram a estada em Campinas mais agradável.

A todos que contribuíram para realização deste trabalho.

Cada dia sem gozo não foi teu
Foi só durares nele. Quanto vivas
Sem que o gozes, não vives.
Não pesa que amas, bebas ou sorrias:
Basta o reflexo do sol ido na água
De um charco, se te é grato.
Feliz o a quem, por ter em coisas mínimas
Seu prazer posto, nenhum dia nega
A natural ventura!

Fernando Pessoa.

Resumo

CARVALHO, Claudio Bezerra de, *Avaliação crítica do planejamento energético de longo prazo no Brasil, com ênfase no tratamento das incertezas e descentralização do processo.*, Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2005. Tese (Doutorado)

Este trabalho traz uma avaliação crítica do planejamento energético de longo prazo realizado no País nos últimos anos e aponta tanto para a necessidade de uma melhor integração entre as atividades de planejamento energético, elaboração de políticas públicas e regulação dos mercados de energia, como para uma premente descentralização do processo de planejamento. Como resultados desta análise e com base em experiências bem sucedidas no exterior, são propostos avanços metodológicos para a elaboração de futuras projeções e o desenvolvimento de um modelo integrado de projeção da demanda e da oferta de energéticos. Como a aplicação de tal modelo está vinculada à utilização de uma base de dados ampla e consistente, é proposto o desenvolvimento de um sistema nacional de informações energéticas, integrado a um sistema de informações executivas, cujo objetivo é servir de suporte para as atividades desenvolvidas pelo Ministério de Minas e Energia. Discute-se os vários métodos de tratamento das incertezas nos modelos energéticos, com destaques para a elaboração de cenários alternativos de desenvolvimento e para o uso da técnica Delphi de levantamento de opiniões de especialistas. Monta-se, por fim, à guisa de um estudo de caso que visa contribuir para o necessário processo de descentralização do planejamento energético no País, cenários alternativos de desenvolvimento para a projeção da demanda energética do Estado da Bahia, de uma forma concatenada com cenários semelhantes no âmbito nacional.

Palavras Chave

Planejamento energético, modelos energéticos, cenários de desenvolvimento, projeção da demanda energética, tratamento de incertezas

Abstract

CARVALHO, Claudio Bezerra de, Critical evaluation of the long-term energy planning in Brazil, with emphasis on the treatment of uncertainties and on decentralizing the planning process, Campinas, College of Mechanical Engineering, State University of Campinas, 2005. Ph. D. Thesis

This work brings a critical evaluation of the long-term energy planning carried out in the country in the last years, pointing out both for the need of a better integration of the activities concerning energy planning, policy making and regulation of energy markets, and for an urgent decentralization of the planning process. As results of this analysis and based on successful experiences abroad, methodological advances are proposed for the elaboration of future forecasts, together with the development of an integrated model for forecasting energy demand and supply. As the application of such a model requires a broad and consistent data basis, setting up a national system of energy information is proposed, integrated to a system of executive information, aimed to support the activities of the Ministry of Mines and Energy. The several methods for treating uncertainties in energy modeling are discussed, with emphasis on the elaboration of alternative development scenarios and the use of the Delphi technique for collecting and processing the opinions of specialists. At the end, alternative development scenarios for forecasting the energy demand in the State of Bahia, linked to similar scenarios at the national level, are elaborated, as a study case aimed to contribute for the necessary decentralization process of energy planning in the country.

Key words
Energy planning, energy models, development scenarios, energy demand forecasts, treatment or uncertainties

Índice

Lista de Figuras ix

Lista de Tabelas xi

1 Introdução 1

1.1 Formulação de políticas públicas, planejamento e regulação no setor energético 1

1.2 A atual estrutura institucional do setor energético brasileiro 3

1.2.1 A formação do setor energético estatal 3

1.2.2 As mudanças no setor energético durante o governo do Presidente Fernando Henrique Cardoso 5

1.2.3 O modelo institucional do setor elétrico brasileiro em vigor a partir de 2004 9

1.3 Uma abordagem integrada 12

1.4 A questão da descentralização 13

1.5 Objetivos da tese 14

1.6 Escopo do trabalho 15

2 Política, planejamento e regulação no setor energético brasileiro 19

2.1 As políticas energéticas vigentes no País até 2005 19

2.1.1 Fomento ao suprimento de energia 20

2.1.1.1 Hidroeletricidade 20

2.1.1.2 Usinas termelétricas a carvão 21

2.1.1.3 Usinas nucleares 22

2.1.1.4 Produção de petróleo e gás em campos offshore com lâminas de água profundas 24

2.1.1.5 Álcool carburante a partir da cana-de-açúcar 26
2.1.1.6 Usinas termelétricas a gás natural 28
2.1.1.7 Geração de eletricidade a partir de pequenas centrais hidrelétricas, biomassa e energia eólica 34
2.1.1.8 Biodiesel 39
2.1.2 Eficiência energética e programas de P&D 40
2.1.3 Políticas de preços e questões sociais 44
2.1.4 Energia e meio ambiente 48
2.2 Planejamento energético 49
2.2.1 Introdução 49
2.2.2 Planos decenais de expansão para o setor elétrico brasileiro 50
2.2.3 O plano estratégico 2015 e os modelos de planejamento energético utilizados na Petrobrás 55
2.2.4 As projeções da matriz energética nacional 56
2.2.4.1 As projeções de 2001 58
2.2.4.2 As projeções de 2002 61
2.2.4.3 A metodologia empregada pela COPPE/UFRJ para as próximas projeções da matriz 64
2.2.4.4 Propostas de avanços metodológicos 66
2.3 O Ministério de Minas e Energia e as agências reguladoras a ele vinculadas 68
2.4 Contratos de gestão entre o MME e as empresas estatais a ela vinculadas 70
2.5 Integração entre as atividades de formulação de políticas públicas, planejamento e regulação nos mercados de energia 71
3 Modelos de projeção da demanda e da oferta de energia 74
3.1 Tipologia dos modelos 75
3.2 Desenvolvimento histórico e usos 89
3.3 Modelos utilizados no exterior 83
3.3.1 Modelos empregados pelo Department of Energy, nos EUA 83
3.3.1.1 O National Energy Modelling System 83

3.3.1.2 O modelo IDEAS 93
3.3.2 Um pouco da experiência européia 95
3.3.2.1 Os modelos empregados pelo governo alemão para simular reduções na emissão de gases que causam o efeito estufa, no setor energético daquele país 95
3.3.2.2 Modelos utilizados para se estimar os benefícios, em termos de redução das emissões de CO_2, dos intercâmbios de eletricidade entre os países escandinavos 98
3.3.2.3 Aplicações do modelo EFOM na Dinamarca 100
3.3.3 Um modelo multiobjetivo para o planejamento energético na Austrália 102
3.4 Propostas para uma modelagem integrada eficiente e abrangente da expansão do setor energético brasileiro 103
4 Sistemas de Informações Energéticas **109**
4.1 Introdução 109
4.2 Os Principais Sistemas Públicos de Informações do Setor Energético Brasileiro 112
4.2.1 Ministério de Minas e Energia 112
4.2.2 Eletrobrás 114
4.2.2.1 O Sistema de Informação do Potencial Elétrico Brasileiro 114
4.2.2.2 O Sistema PLANTE – Mercado 117
4.2.3. Agencia Nacional de Energia Elétrica 117
4.2.3.1 Indicadores de Qualidade 117
4.2.3.2 Pesquisa e Desenvolvimento 118
4.2.3.3 Redes de Transmissão 118
4.2.3.4 Banco de Informações da Geração 118
4.2.3.5 Acompanhamento do Mercado Padronizado 119
4.2.3.6 Sistema de Informações de Mercado para o Planejamento do Setor Elétrico SIMPLES 120
4.2.3.7 Sistema de monitoramento da oferta de energia 120
4.2.4 Agência Nacional de Petróleo 122
4.2.4.1 Base de Dados Integrada 122

4.2.4.2 O Sistema Adabas 122
4.2.4.3 SIMP - Sistema de Informações de Movimentação de Produtos 123
4.3 O Sistema Nacional de Informações Energéticas 123
4.4 Proposta de um Sistema de Informações Executivas 125
4.4.1 Projeto 126
4.4.2 Técnicas e Conceitos Utilizados 127
4.4.2.1 Sistemas 128
4.4.2.2 Processo de Resolução de Problemas e Tomada de Decisão 128
4.4.2.3 Data Warehouse e Data Mart 130
4.4.2.4 Modelo Dimensional e Análise Dimensional 132
4.4.2.5 Passos para a Construção de um Modelo Dimensional 133
4.5 Proposta de um Sistemas de Informações Geográficas 135
4.5.1 Tipos de Dados em Geoprocessamento 137
4.5.1.1 Dados Temáticos 137
4.5.1.2 Dados Cadastrais 137
4.5.1.3 Redes 137
4.5.2 Abstração de Dados 138
4.5.3 Arquitetura 140
4.5.3.1 Arquitetura dual 141
4.5.3.2 Arquitetura Integrada para Gerência de Dados 141
5 Tratamento das incertezas nos modelos energéticos e a necessidade de descentralização do processo de planejamento **144**
5.1 As várias formas de tratamento das incertezas 144
5.2 A técnica de cenarização 147
5.3 O método Delphi 149
5.4 Uma nova fase de descentralização no processo de planejamento energético no País 150
5.5 Um estudo de caso de descentralização na montagem de cenários alternativos de desenvolvimento para projeções da demanda energética: o Estado da Bahia 153

6 Análise Retrospectiva da Evolução da Economia do Estado da Bahia e de sua Matriz Energética **155**

6.1 Análise estrutural da evolução da economia baiana 156

6.1.1 Setor agrícola 158

6.1.2 Agroindústria 160

6.1.3 Petroquímica 160

6.1.4 Indústria de transformação plástica 165

6.1.5 Metal-mecânica 166

6.1.6 Mineração 166

6.1.7 O Complexo Automotivo 167

6.1.8 Papel e celulose 168

6.1.9 O segmento de informática 169

6.1.10 Pólo Calçadista 169

6.1.11 Comércio 170

6.1.12 Turismo 171

6.2. Crescimento econômico e social recente do Estado 172

6.2.1 Produção industrial 173

6.2.2 Comércio exterior 174

6.2.3 Comércio varejista 176

6.2.4 Agropecuária 176

6.2.5 Turismo 180

6.3 Consumo de energia 181

6.4. Oferta de energia 186

6.5 Dependência energética do Estado 193

6.6. Reservas e potenciais energéticos 194

6.7 Programas de eficiência energética 196

6.7.1 Eficiência energética no setor público estadual 197

6.7.2 Programa de Eficientização e Modernização dos Sistemas de Iluminação Pública Municipais 198

6.7.3 Projeto Energizando Bahia 198
6.7.4 Gestão Energética Municipal 199
6.7.5 Proposta de reformulação do código de obras de Salvador 200
6.8. Principais instituições governamentais e empresas do setor energético baiano 200
6.8.1 Superintendência de Estudos Econômicos e Sociais da Bahia 200
6.8.2 Secretaria de Infra-Estrutura 201
6.8.3 Federação das Industrias do Estado da Bahia 203
6.8.4 Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações da Bahia 203
6.8.5 Companhia Elétrica do Estado da Bahia – COELBA 204
6.8.6 Companhia de Gás da Bahia 205
6.8.7 Refinaria Landulpho Alves – Mataripe 206
6.9 Preços dos energéticos 207
6.10 Evolução da intensidade energética e do consumo específico dos principais segmentos da economia baiana 208
6.10.1 Setor agropecuário 209
6.10.2 Setor industrial 210
6.10.3 Setor de transportes 213
6.10.4 Setores público, comercial e de serviços 215
6.10.5 Setor residencial 217
7 Uma análise prospectiva para o Estado da Bahia: Cenários alternativos de desenvolvimento para projeções da sua demanda energética 221
7.1 Introdução 221
7.2 Oportunidades de avanços na matriz energética baiana 223
7.2.1 Uma rápida ampliação do mercado do gás natural no Estado 224
7.2.2 Uma maior difusão da geração distribuída de energia elétrica 227
7.2.3 Oportunidades de ganhos de eficiência energética e reduções de impactos ambientais negativos 230

7.3 Uma consulta a especialistas 232
7.3.1 Objetivos 232
7.3.2 O questionário 232
7.3.3 Análise dos resultados da pesquisa 234
7.3.3.1 Geração distribuída 234
7.3.3.2 Eficiência energética 234
7.3.3.3 Crescimento da economia 237
7.3.3.4 Gás natural 237
7.4 Balizadores para projeções da matriz energética brasileira 238
7.4.1 Cenários do Plano Decenal de Expansão 2004-2014 do Setor Elétrico – CCPE 239
7.4.2 Cenários corporativos priorizados no Plano Estratégico Petrobrás 2015 242
7.4.3 Hipóteses de crescimento do PIB, possíveis mudanças na estrutura da economia brasileira, impactos de preços altos de alguns energéticos e novas políticas públicas 242
7.4.4 Hipótese de crescimento da demanda de fontes primárias 244
7.4.5 Hipóteses de desenvolvimento tecnológico adotadas pela IEA 245
7.4.5.1 Consumo de energia 245
7.4.5.2 Produção de energia 246
7.4.6 O cenário de políticas alternativas da IEA 250
7.4.7 Energia e desenvolvimento 253
7.5 Modelos de projeção da demanda energética baseados em projeções das atividades econômicas e das intensidades energéticas 254
7.5.1 Setor residencial 254
7.5.2 Setores comercial e serviços, agropecuário e industrial 255
7.6 Cenários alternativos para o Estado da Bahia 259
7.6.1 Cenário de referência 259
7.6.1.1 Setor agropecuário 260
7.6.1.2 Setor de transportes 261
7.6.1.3 Setores público e comercial/serviços 263
7.6.1.4 Indústrias química e de papel e celulose 265

7.6.2 Cenários alternativos 267
7.6.2.1 Crescimentos alto e baixo do PIB estadual 268
7.6.2.2 Possíveis mudanças estruturais na economia do Estado 269
7.6.2.3 O impacto de preços altos para a energia 270
7.6.2.4 O impacto de novas políticas públicas 270
8 Conclusões e recomendações **271**
Referências Bibliográficas **276**
Anexo **286**

Lista de Figuras

Figura 2.1 - Decomposição do problema da expansão conjunta da geração e transmissão 54
Figura 3.1 - Estrutura do NEMS 85
Figura 4.1 - Sistema de Informações de Mercado e seus Principais Produtos 121
Figura 4.2 - Escopo do SIMP 124
Figura 4.3 - Fases da resolução de um problema 129
Figura 4.4 - Níveis de abstração de aplicações geográficas 140
Figura 6.1 - Cadeia produtiva da indústria petroquímica 161
Figura 6.2 - Participação das indústrias energo-intensivas da Bahia em relação ao consumo industrial total em 2003 184
Figura 6.3 - Participação dos segmentos do setor de transportes da Bahia em relação ao consumo total do setor em 2003 185
Figura 6.4 - Participação relativa do consumo dos derivados de petróleo na Bahia em 2003 186
Figura 6.5 - Evolução, de 1980 a 2003, da participação relativa de fontes renováveis e não renováveis na matriz energética do Estado da Bahia 188
Figura 6.6 - Evolução, de 1980 a 2003, da participação relativa das diversas fontes primárias na produção total 189
Figura 6.7 - Participação dos autoprodutores, por segmento da economia baiana, em 2003 189
Figura 6.8 - Evolução da oferta de petróleo no Estado da Bahia, segundo sua origem 191
Figura 6.9 - Evolução, de 1985 a 2003, da intensidade energética dos principais energéticos do setor agropecuário da Bahia 209
Figura 6.10 - Evolução, de 1985 a 2002, da participação do setor agropecuário do Estado 210

da Bahia na formação do valor agregado da agropecuária nacional
Figura 6.11 - Evolução, de 1985 a 2003, da intensidade energética da indústria química na Bahia 211
Figura 6.12 - Evolução, de 1985 a 2003, da intensidade energética do segmento de papel e celulose na Bahia 211
Figura 6.13 - Evolução, de 1985 a 2003, da intensidade energética do setor metalúrgico na Bahia 212
Figura 6.14 - Evolução, de 1985 a 2002, da participação da indústria de transformação do Estado da Bahia na formação do valor adicionado desta indústria no âmbito nacional 213
Figura 6.15 - Evolução, de 1980 a 2003, da participação dos principais segmentos no consumo energético do setor de transportes na Bahia 214
Figura 6.16 - Evolução, de 1985 a 1990, da intensidade energética do segmento de transporte rodoviário na Bahia 215
Figura 6.17 - Evolução, de 1985 a 2003, da intensidade energética do segmento de transporte aéreo na Bahia 216
Figura 6.18 - Evolução, de 1980 a 2003, do consumo de energéticos dos setores comercial e de serviços na Bahia 216
Figura 6.19 - Evolução, de 1980 a 2003, do consumo de energéticos do setor público na Bahia 217
Figura 7.1 - Participação do Estado da Bahia na formação do valor adicionado do Brasil 260
Figura 7.2 - Evolução da participação do setor público na formação do valor adicionado do Estado no período de 1985 a 2003 264
Figura 7.3 - Evolução da intensidade energética do setor de comércio e serviços de 1985 a 2003 265
Figura 7.4 - Evolução da participação relativa dos principais segmentos no consumo industrial total do Estado, no período de 1980 a 2003 266
Figura 7.5 - Evolução, de 1980 a 2003, da participação dos energéticos na indústria química 267

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Grau de utilização médio, em %, das usinas termelétricas a gás "merchant", em 2003 e 2004 33

Tabela 2.2 - Grau de utilização médio, em %, de usinas termelétricas a gás do PPT, em 2003 e 2004 33

Tabela 6.1 – Participação das centrais petroquímicas pelas capacidades intaladas 162

Tabela 6.2 - Consumo final de energia por setor de consumo no Estado da Bahia, em 10^3 tEP, de 1980 a 2003 182

Tabela 6.3 - Consumo energético final por tipo de energético no Estado da Bahia, em 10^3 tEP, de 1980 a 2003 183

Tabela 6.4 - Produção de fontes primárias de energia no Estado da Bahia, em 10^3 tEP, de 1980 a 2003 187

Tabela 6.5 - Oferta bruta de eletricidade no Estado da Bahia, em 10^3 tEP, de 1980 a 2003 190

Tabela 6.6 - Produção, importação, exportação e refino do petróleo no Estado da Bahia, em 10^3 tEP, de 1980 a 2003 190

Tabela 6.7 - Oferta bruta de gás natural, em 10^3 tEP, no Estado da Bahia, de 1980 a 2003 191

Tabela 6.8 - Produção estadual de derivados do petróleo, em 10^3 tEP, de 1980 a 2003 192

Tabela 6.9 - Oferta interna bruta de energia, em 10^3 tEP, no Estado da Bahia, de 1980 a 2003 193

Tabela 6.10 - Atendimento ao Mercado Estadual de Energia de 1980 a 2001 em 10^3 tEP 193

Tabela 6.11 - Excedentes da produção de derivados do petróleo na Bahia, no período 1980-2003 194

Tabela 6.12- Estimativa do potencial hidrelétrico remanescente no Estado da Bahia, de acordo com os estudos e projetos registrados na SPH da ANEEL 195
Tabela 6.13 - Dados Físicos da Coelba 205
Tabela 6.14 - Intensidade energética, em 10^3 tEP/milhões R$ (Base 2003), dos setores comercial/serviços e público 218
Tabela 6.15 - Evolução, de 1980 a 2003, do consumo energético específico, em 10^3 tEP/mil habitantes, total e dos principais energéticos, no setor residencial da Bahia 218
Tabela 6.16 - Tamanho das famílias por classe de renda no Estado da Bahia 219
Tabela 7.1 - Resumo dos cenários A, B e C do Plano Decenal 2004 – 2014 240
Tabela 7.2 - Resumo do cenário alternativo de referência do Plano Decenal 2004 – 2014 241
Tabela 7.3 - Indicadores econômicos adotados nos diversos cenários do Plano Decenal 2004 – 2014 241
Tabela 7.4 - Plano Estratégico Petrobrás 2015: Premissas adotadas nos cenários 243

Capítulo 1

Introdução

1.1 Formulação de políticas públicas, planejamento e regulação no setor energético

No Brasil e em diversos outros países há tanto empresas privadas como públicas atuando no setor energético e que precisam de regras claras e estáveis para tomar as suas decisões estratégicas, sobretudo as que envolvem investimentos. Estas regras estão relacionadas com a maneira como o governo gere, ou supervisiona, o setor, emanando diretrizes para as decisões empresariais.

Segundo uma concepção moderna, o governo pode gerir o setor energético utilizando três instrumentos bem distintos e complementares:

(i) formulação de políticas públicas;

(ii) planejamento, indicativo ou determinativo, conforme as circunstâncias; e

(iii) regulação dos mercados de energia.

Uma atuação eficaz do governo sobre o setor energético exige que os instrumentos em questão sejam utilizados de uma forma autônoma entre si, mas fortemente complementar. A existência de diferentes agentes executando estes papéis distintos facilita se atingir este objetivo.

Esta separação de papéis, com a otimização dos respectivos procedimentos, inclusive das interações entre os instrumentos em questão, que já teria sido desejável para se melhorar a intervenção governamental neste setor quando os mercados ainda eram, em geral, monopolísticos e a maioria das empresas que neles atuava era estatal, passa a ser absolutamente essencial em

mercados onde consumidores “livres” e “cativos” têm que conviver e onde não há “incentivos de mercado” para a cooperação entre as empresas concessionárias, privadas e estatais, produtores independentes e comercializadores.

A atuação eficaz e complementar preconizada no parágrafo anterior só começou a ser esboçada no País nos últimos anos, e a ausência anterior desta integração foi apontada como uma das grandes causas institucionais da crise de abastecimento de energia elétrica verificada em 2001 (KELMAN *et alii*, 2001). Para que haja uma boa integração destes três instrumentos no país, é necessário que: o Ministério de Minas e Energia – MME defina com clareza as suas relações com os demais agentes que atuam no setor energético, destacando-se as agências reguladoras e as empresas concessionárias estatais a elas vinculadas e possua um órgão de apoio, que execute de forma eficiente e sustentável um planejamento energético de cunho estrutural para o País; que a atual legislação do setor energético sofra uma revisão com o objetivo de torná-la mais clara, eliminando os pontos conflitantes e vagos de leis, decretos, portarias, protocolos de entendimentos, contratos de gestão, etc.; definição clara dos papéis de cada instituição na gestão do setor e como eles devem relacionar-se entre si de uma forma harmoniosa e eficiente, independente das aptidões de seus dirigentes (BAJAY, 2001a). No caso do setor elétrico, em 2002 havia um trabalho em curso no MME neste sentido, voltado para a elaboração de um Código de Energia Elétrica, conforme proposto ainda durante os estudos do Projeto RE-SEB, em meados da década de 1990.

É importante se ter em mente, também, que, como a demanda por energia é derivada da demanda por bens e serviços requeridos por todos os setores da sociedade, as políticas energéticas devem estar devidamente sincronizadas com as demais políticas públicas do governo, gerais e setoriais, e o planejamento energético tem que refletir os efeitos de todas elas e não só das políticas energéticas.

A formulação de políticas públicas na área de energia e a realização de estudos prospectivos de planejamento da expansão do setor energético no Brasil estão a cargo do MME, que para exercer este papel de forma eficiente e contínua, necessita adequar sua estrutura física e de recursos humanos (BAJAY, 2001a), pois durante a vigência do modelo setorial estatal, coube à Eletrobrás e à Petrobrás realizar estas tarefas para os setores elétrico e de petróleo e gás, respectivamente, restando ao Ministério o papel de homologá-las. A implantação de um novo

modelo setorial, na segunda metade da década de 1990, que privilegia a busca de competição, onde ela for possível, e a atração de investimentos privados, valorizou em excesso a atividade de regulação de mercado e relegou a um segundo plano a formulação de políticas energéticas e a realização de exercícios de planejamento. Isto ocorreu não só no Brasil, mas também em alguns outros países que estavam passando por esta mesma transição na organização de suas indústrias de suprimento de energia. No caso brasileiro, a crise de abastecimento de energia elétrica em 2001 revelou com bastante clareza esta falha. A administração federal do Presidente Luiz Inácio Lula da Silva enfatizou, desde o início de sua gestão, a atividade de planejamento, o que despertou a preocupação de se minimizar a importância da atividade de regulação e retirar a sua indispensável autonomia, problema que pode levar a conseqüências tão graves quanto o anterior.

A relação entre a formulação de políticas públicas que afetam a área de energia, o planejamento energético e a regulação de mercados de energia, é explorada com mais detalhe no capítulo 2 da tese.

1.2 A atual estrutura institucional do setor energético brasileiro

1.2.1 A formação do setor energético estatal

A partir dos anos 1940 e, com mais intensidade, das décadas de 1950 e 1960, o Estado brasileiro tomou para si a responsabilidade de assegurar o suprimento, através de empresas estatais, da maior parte da eletricidade, petróleo e gás consumidos no País.

A Lei n^{o} 2004, de 1953, estabeleceu que a União teria o monopólio na exploração, produção, processamento (com exceção de duas pequenas refinarias privadas existentes na época) e transporte de petróleo e gás natural, que seria exercido pela Petrobrás, uma empresa do governo federal criada com este propósito.

A distribuição e o comércio varejista de derivados de petróleo foram mantidos fora do monopólio, sendo compartilhadas entre a BR, uma subsidiária da Petrobrás, e diversas empresas transnacionais como a Shell, Texaco, Exxon, etc.

Alguns governos estaduais criaram empresas estatais para distribuir e comercializar inicialmente gás manufaturado a partir da nafta, conhecido como gás de cidade e, depois, gás natural.

O governo brasileiro criou a Eletrosul, Furnas, Chesf e Eletronorte para gerar e transmitir energia elétrica para as regiões sul, sudeste, nordeste e norte, respectivamente, e colocou-as sob controle de uma empresa *holding*, a Eletrobrás. A Chesf também comercializa a sua produção com alguns grandes consumidores na região nordeste e a Eletronorte, além de fazer o mesmo na região norte, também exerce a atividade de distribuição nas capitais dos estados da região.

Todos os governos estaduais criaram empresas estatais para distribuir e comercializar eletricidade em seus estados. Algumas destas empresas, como a Cesp, em São Paulo, a Cemig, em Minas Gerais, e a Copel, no Paraná, também geravam, transmitiam e comercializavam eletricidade com clientes no atacado, como outras empresas distribuidoras.

Em um estágio posterior, o governo federal adquiriu o controle de duas grandes empresas distribuidoras de eletricidade, a Light e a Escelsa, cujas atuais áreas de concessão localizam-se nos Estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, respectivamente. A Light, quando foi adquirida pelo governo federal, também tinha uma área de concessão na Região Metropolitana de São Paulo, que, em um segundo momento, foi desmembrada formando a Eletropaulo, cujo controle acionário foi adquirido pelo governo paulista.

A Petrobrás e a Eletrobrás, a última com a cooperação das principais empresas estatais do setor elétrico, eram responsáveis pelos planejamentos da operação e da expansão das indústrias de petróleo e gás, e energia elétrica, respectivamente, e propunham ao Ministério de Minas e Energia as políticas energéticas associadas (BAJAY, 2004a).

Este esquema, que tinha empresas controladas pelos governos estaduais e federais como principais operadoras do setor energético nacional, teve sucesso até meados da década de 1980.

As principais razões para se buscar uma nova forma de organização do setor energético no País foram (BAJAY, 2004a):

- Achatamentos das tarifas de energia elétrica, e de outras tarifas públicas, pela área econômica do governo, por conta de tentativas de controle da inflação;
- Uso político indevido de concessionárias de energia elétrica e de distribuição de gás, relegando a um segundo plano aspectos técnicos e econômicos, como, por exemplo, o início

de obras, sobretudo de usinas geradoras de eletricidade, sem se ter a garantia de recursos para concluí-las; e

- O desejo do governo federal em obter substanciais e rápidos aumentos na produção de petróleo e gás natural no País

As discussões sobre que mudanças institucionais deveriam ser implementadas se arrastaram por cerca de uma década, podendo-se destacar, entre as principais iniciativas infrutíferas, o Programa Revise, até que uma grave crise financeira no setor elétrico, predominantemente estatal, exigiu uma ação rápida do governo.

1.2.2 As mudanças no setor energético durante o governo do Presidente Fernando Henrique Cardoso

O Presidente Fernando Henrique Cardoso decidiu, no início de seu primeiro mandato, lançar o Programa Nacional de Desestatização (PND), que incluia a privatização das empresas do setor elétrico sob controle do governo federal, e exercer pressão para que os governos estaduais fizessem o mesmo em relação às empresas sob seu controle.

Na mesma época, foram aprovadas no Congresso Nacional duas emendas constitucionais, acabando com o monopólio legal da Petrobrás e permitindo que os governos estaduais concedessem a atividade de distribuição e comercialização de gás canalizado no varejo também a empresas privadas, além de empresas estatais. O controle da Petrobrás continua nas mãos da União, mas espera-se que a empresa possa competir com empresas privadas na produção, importação, processamento e transporte de petróleo e gás, possibilitando, com isso, reduções nos preços destes produtos e seus derivados no mercado nacional.

No fim do segundo mandato do Presidente Cardoso - dezembro de 2002, havia se atingido um certo grau de competição na exploração, com a realização de quatro rodadas de licitações para a outorga de licenças de exploração e produção (E&P), mas ainda não na produção de petróleo e gás e na importação de gás, pois não ocorreram descobertas de grande porte fora das áreas de E&P da Petrobrás. Ainda não há competição no processamento e no transporte de petróleo e gás. Como a Petrobrás ainda detém um poder de mercado enorme no País, diversas

empresas transnacionais que operam na indústria de petróleo e gás têm preferido *realizar joint ventures* ao invés de competir com ela.

As privatizações no setor elétrico ocorreram de uma forma bem mais limitada do que o concebido inicialmente. Acima de 80% da capacidade de distribuição de eletricidade foi privatizada, mas menos de 20% da capacidade de geração foi para mãos privadas (Furnas, Chesf, Eletronorte, Cemig e Copel continuaram como empresas estatais). Houve, na época, uma grande oposição à privatização das empresas acima relacionadas, não só por parte dos partidos de oposição, mas também de importantes segmentos da base de apoio do governo FHC, principalmente após ocorrer o racionamento do fornecimento de eletricidade em 2001. Um programa de racionamento, mantido de junho de 2001 a março de 2002, junto com a contratação de centrais termelétricas de instalação rápida, para prover capacidade de reserva, e a antecipação da entrada em operação de usinas e linhas de transmissão evitaram cortes de carga fora de controle.

Grandes mudanças, no entanto, ocorreram no setor elétrico brasileiro:

(i) Implantou-se um sistema de livre acesso regulado às redes de transmissão e distribuição;

(ii) Foram criados uma agência reguladora autônoma, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), vinculada ao MME, um operador nacional do sistema elétrico (ONS) e um mercado atacadista (MAE), que, por conta de diversas disputas entre os agentes que dele participam, demorou muito para ser operacionalizado;

(iii) A separação contábil das atividades de distribuição e de comercialização no varejo;

(iv) Os negócios de geração e transmissão de algumas empresas estatais, durante seu processo de privatização, foram separados em diferentes companhias;

(v) Criaram-se alguns novos agentes no mercado de energia elétrica, destacando-se os produtores independentes, os consumidores "livres", que, diferente dos consumidores "cativos", podem escolher seus fornecedores de eletricidade e os comercializadores puros, que não detém ativos de geração, transmissão ou distribuição.

Na indústria de petróleo e gás, a Lei n^{o} 9478 detalhou as novas regras do setor em 1997, incluindo um acesso negociado de terceiros às instalações portuárias e redes de transporte de petróleo e gás. Esta mesma lei criou a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e

Biocombustíveis (ANP), agência autônoma vinculada ao MME, com a função de regular toda a cadeia produtiva do petróleo e biocombustíveis e as atividades *upstream* da cadeia do gás.

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) foi criado em 1997 pela Lei nº 9478, mas só foi instalado em outubro de 2000. O relatório da Comissão de Avaliação do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, criada pelo governo federal para desvendar as causas do racionamento de 2001, aponta que uma instalação mais cedo do CNPE teria evitado, ou, pelo menos, minimizado as conseqüências do racionamento de 2001.

O Conselho é formado por sete ministros de estado: Minas e Energia; Meio Ambiente; Ciência e Tecnologia; Casa Civil; Fazenda; Planejamento, Orçamento e Gestão; e Desenvolvimento, Indústria e Comércio. Completam o Conselho um representante dos governos estaduais, um representante das universidades e um cidadão brasileiro especialista em política energética. Os dois últimos membros são indicados pelo Presidente da República. O Presidente do CNPE é o Ministro de Minas e Energia, que encaminha as resoluções de política energética do Conselho para o Presidente da República, que, ao aprová-las e publicá-las no Diário Oficial da União, concede-lhes o valor de um decreto presidencial. Logo, o CNPE é o mais importante fórum para a proposição de políticas energéticas no País.

Uma das atribuições do CNPE, segundo a Lei nº 9.478, de 06/08/1997, que criou o Conselho, é a realização de projeções, inclusive regionais, da matriz energética brasileira.

O MME criou, em 10 de maio de 1999, através do Art. 1º da Portaria nº 150, o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE), com a atribuição de coordenar a elaboração do planejamento da expansão dos sistemas elétricos brasileiros, de caráter indicativo para a geração, consubstanciado nos Planos Decenais de Expansão e nos Planos Nacionais de Energia Elétrica de longo prazo. O CCPE tem também a atribuição de elaborar, apresentar pareceres e proposições relativas às questões específicas afetas à expansão do sistema. O planejamento da expansão da transmissão, elaborado pelo CCPE, tem um caráter determinativo para as obras consideradas por este Comitê como inadiáveis para garantia das condições de atendimento do mercado, constituindo estas obras o Programa Determinativo da Transmissão; para as demais obras de transmissão, sobretudo mais a longo prazo, o planejamento do CCPE é indicativo.

A Portaria MME nº 323, de 30 de agosto de 2000, redefiniu a estrutura funcional do CCPE estabelecida pela Portaria nº 150, atrelada à Eletrobrás; as principais modificações foram: o Secretário Executivo do MME passou a presidir o Conselho Diretor do CCPE; o Secretário de Energia do Ministério passou a coordenar o seu Comitê Diretor e a Eletrobrás deixou de ter qualquer responsabilidade formal no órgão.

A Resolução CNPE nº 16, de 22 de novembro de 2002, através de seu Art. 3º, estabeleceu que o MME deveria adotar, de imediato, as providências necessárias à criação de um órgão de apoio ao planejamento das atividades do setor energético, intitulado Centro de Estudos e Planejamento Energético – CEPEN. No planejamento do setor elétrico, o CEPEN substituiria o CCPE.

Caberia ao órgão de apoio ao MME executar estudos prospectivos, regulares e especiais, de planejamento da expansão dos sistemas energéticos. Os estudos prospectivos regulares de planejamento da expansão, tais como planos decenais e planos de longo prazo, seriam definidos, inclusive quanto à sua periodicidade, na legislação que criaria o órgão de apoio. Já os estudos especiais de planejamento, por exemplo, relacionados com análises sendo efetuadas no âmbito dos comitês técnicos do CNPE, ou das secretarias do MME, seriam demandadas pelo Ministério, seguindo procedimentos pré-estabelecidos (BAJAY, 2003a).

Os principais produtos dos estudos regulares de planejamento executados pelo órgão de apoio do MME seriam:

- Planos decenais de expansão, publicados anualmente, para:
  - Energia elétrica;
  - Combustíveis fósseis;
  - Fontes renováveis de energia; e
  - Programas de eficiência energética
- Plano estratégico de expansão do setor energético a longo prazo (vinte anos), publicado a cada cinco anos, com ênfase na prospecção tecnológica e em planos, governamentais e da iniciativa privada, de longo prazo, para o desenvolvimento regional, industrial, agrícola e do setor de transportes. Este plano seria atualizado anualmente, para efeito de prover as bases para a elaboração das projeções da matriz energética nacional, pelo CNPE.

Destaque-se, ainda, o importante papel que este órgão de apoio do MME teria na gestão do sistema nacional de informações energéticas, que começou a ser implantado no Ministério no início de 2002, e segundo informações obtidas diretamente no MME, até o final do 1º semestre de 2005 ainda não havia sido concluído, e também no acompanhamento da evolução tecnológica e da capacitação industrial na área de energia.

Concluídos os estudos de planejamento efetuados pelo seu órgão de apoio, tanto os regulares como os especiais, caberia à equipe do Ministério utilizar seus resultados nos exercícios de formulação de políticas públicas na área de energia.

Apesar da proposta de criação do órgão de apoio ter sido lançada no final do 2º mandato do Presidente Fernando Henrique Cardoso, sua efetivação se deu no governo do presidente Luis Inácio Lula da Silva.

A abertura do mercado energético brasileiro para investidores privados, a fim de redirecionar investimentos públicos para outras áreas e introduzir a competição neste mercado, foi a principal política energética do governo do Presidente Fernando Henrique Cardoso. Como resultado desta política, ao final de seu governo existiam tanto empresas estatais como privadas, de grande porte, nos dois principais segmentos do setor energético no Brasil: as indústrias de petróleo e gás e de eletricidade.

1.2.3 O modelo institucional do setor elétrico brasileiro em vigor a partir de 2004

A administração federal do Presidente Luis Inácio Lula da Silva mostrou-se preocupada, desde o início do mandato, com o fato das tarifas de energia elétrica estarem crescendo bem acima da inflação. As principais causas apontadas seriam:

(i) Custos marginais crescentes nos últimos anos, principalmente os de geração;

(ii) Aumento da carga tributária que incide sobre a energia elétrica no País nos últimos anos, tanto na forma de impostos, como, por exemplo, o PIS/COFINS, como de encargos, como,

por exemplo, a CDE e a taxa de remuneração da reserva de geração emergencial. Esta carga tributária e o custo da energia elétrica adquirida, junto com alguns outros elementos de custo, constituem a chamada parcela A das tarifas de energia elétrica, que não depende do desempenho das concessionárias distribuidoras e é repassada anualmente aos consumidores. Esta parcela tem crescido mais do que a chamada parcela B, formada pelos custos sob controle das concessionárias distribuidoras;

(iii) Cláusulas nos contratos de concessão das empresas distribuidoras que atrelam os reajustes tarifários a um índice inflacionário, o IGP-M, que exacerbou a desvalorização do Real frente ao Dolar, de 1999 a 2003; e;

(iv) Percepção, entre os investidores privados do setor elétrico, de um ambiente de negócios caracterizado por altos graus de risco, o que, no curto prazo, se traduz em expectativas de elevados lucros ou baixos níveis de investimento.

Para tratar este problema, o governo do Presidente Luis Inácio Lula da Silva adotou o IPCA como indexador nos novos contratos do setor elétrico, sinalizou a criação de um novo índice inflacionário exclusivo para o setor elétrico e tentou reduzir a elevada percepção de risco dos investidores através da adoção de um novo modelo institucional para o setor elétrico.

As privatizações no setor energético cessaram durante o governo do Presidente Lula e segundo o novo marco regulatório do setor elétrico brasileiro, o processo de desverticalização seria mantido, com a exceção das atividades de geração e transmissão, para as quais bastaria uma separação contábil.

As principais mudanças institucionais do novo marco regulatório do setor elétrico brasileiro foram:

1. Continuam a existir os consumidores livres, que escolhem os seus supridores de eletricidade, mas os consumidores cativos passam a ter a expansão de seu suprimento garantida em um mercado de contratos gerenciados, sob responsabilidade de uma Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que substituiu o MAE;
2. A CCEE é responsável pelo gerenciamento dos contratos bilaterais de longo prazo entre geradores e concessionárias distribuidoras, além de liquidar diferenças contratuais entre os agentes do mercado;

3. Uma nova empresa estatal, a Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE), foi criada, ao invés do Centro de Estudos e Planejamento Energético (CEPEN) (proposto na administração anterior para atuar como órgão de apoio ao MME nos estudos de planejamento), para realizar planos de expansão de médio (10 anos) e longo (20 anos) prazos para o MME, que serão submetidos à contestação pública e eventuais modificações antes de sua aprovação final e implementação pelo Ministério. A EPE também irá desenvolver estudos de inventário e viabilidade de usinas hidrelétricas e obter a licença prévia dos empreendimentos de geração antes de sua licitação;
4. O plano decenal irá definir os projetos hidrelétricos, blocos de energia termelétrica, eventuais restrições regionais e linhas de transmissão que devem ser leiloados pelo MME, com o apoio da ANEEL, nas datas previstas no plano, para atender a demanda projetada dos consumidores cativos;
5. Nos leilões, serão aceitos projetos alternativos, não previstos no plano. Vencerão os leilões as propostas que requeiram a menor receita durante o período de concessão;
6. Ao contrário do que ocorria no governo anterior, o novo marco dá preferência a empresas concessionárias de serviço público de geração, ao invés de produtores independentes, para atender aos consumidores cativos. Tais empresas terão contratos de concessão assinados com o MME e sua energia assegurada será rateada entre todas as concessionárias distribuidoras, através de contratos bilaterais obrigatórios;
7. As empresas distribuidoras terão que ter contratos de suprimento cobrindo totalmente suas projeções de demanda nos próximos cinco anos. Contratos adicionais são previstos para ajustes desta demanda a curto prazo; e
8. A EPE, o ONS, a CCEE e a ANEEL vão ajudar o MME a supervisionar as condições do suprimento de energia elétrica nos próximos cinco anos, conforme já foi previsto, mas também não implantado no fim do governo anterior (BAJAY *et alii*, 2004a; BAJAY *et alii*, 2004b), propondo medidas corretivas, tais como margens de reserva para a geração, quando necessário.

Este novo marco regulatório foi institucionalizado através das leis números 10.847 e 10.848, de 15/03/2004.

1.3 Uma abordagem integrada

As políticas energéticas no Brasil têm sido formuladas no passado, principalmente pelo governo federal, de uma forma isolada para cada segmento do setor energético – petróleo e gás, eletricidade, carvão, nuclear, etc. – e com pouca ou nenhuma relação com outras políticas públicas. Isto está mudando paulatinamente nos últimos anos.

A instalação do CNPE, que inclui os sete mais importantes ministérios de Estado, foi um importante passo na direção da integração das políticas energéticas com outras políticas públicas no País. A elaboração de estudos prospectivos integrados de longo prazo (20 anos à frente), pelo MME para o CNPE, desde 2001, para o setor energético como um todo e empregando cenários alternativos de desenvolvimento que levam em conta as atuais e possíveis novas políticas econômicas, tecnológicas e ambientais, provêem uma base técnica consistente para tal integração.

Esta integração só é possível com o engajamento dos governos estaduais e municipais, de uma forma semelhante ao que ocorre nas áreas ambiental e de recursos hídricos, de modo a se descentralizar parcialmente o processo de formulação de políticas energéticas no País. Caso mantida a atual estrutura do setor, esta teria a direção do CNPE com o suporte técnico e supervisão do MME.

Duas importantes medidas nesta direção foram adotadas no segundo semestre de 2002 no MME, ainda no governo do Presidente Fernando Henrique Cardoso: a integração do Balanço Energético Nacional com os balanços estaduais, em termos metodológicos de base de dados empregada; e o início de estudos de planejamento integrado de recursos em quatro bacias hidrográficas brasileiras. Estas primeiras medidas, no entanto, foram descontinuadas pela administração do MME no governo do Presidente Luis Inácio Lula da Silva.

A colaboração do Ministério de Planejamento, Orçamento e Gestão (MPOG), de uma forma geral, e do seu Instituto de Pesquisas Econômicas (IPEA), em particular, com o MME na elaboração dos planos decenais e do plano energético de longo prazo é fundamental para garantir que o planejamento energético do MME esteja devidamente alinhado ao planejamento econômico do País e ao planejamento dos outros setores do governo (indústria, agricultura, transportes, etc.). Esta colaboração ocorreu em uma pequena escala em 2001 e 2002, durante o

governo de Fernando Henrique Cardoso, tendo sido, também, descontinuada pela administração do MME no governo do Presidente Luis Inácio Lula da Silva.

1.4 A questão da descentralização

Algumas questões na área de energia, como, por exemplo, restrições locacionais para usinas termelétricas, fomento à geração distribuída de eletricidade, de uma forma geral, e com fontes renováveis de energia, em particular, programas de eletrificação rural, programas de eficiência energética, priorização de certos usos finais para o gás natural, para efeito de políticas tarifárias, e subsídios tarifários para populações de baixa renda, podem ser melhor tratados, inclusive em termos de interação com as partes interessadas, de uma forma descentralizada.

Além disso, as políticas e o planejamento energético cada vez mais dependem das políticas ambientais, incluindo a questão dos usos múltiplos da água e sua priorização, e os Sistemas Nacionais do Meio Ambiente e dos Recursos Hídricos são descentralizados, envolvendo, além do governo federal, também os governos estaduais e municipais. Logo, tem-se ai mais um forte motivo para que se comece a descentralizar a formulação de políticas e o planejamento energético no País. A Lei no 9.478, de 1997, que criou o CNPE e definiu as suas atribuições, requer que o órgão realize projeções regionais da matriz energética brasileira e isto não foi feito até agora.

Na área de regulação dos mercados de energia, a Constituição garante aos Estados a concessão e a regulação das atividades de distribuição e comercialização aos consumidores finais de gás canalizado. É necessária a criação de uma lei com o objetivo de facilitar a interação entre a regulação *upstream* da indústria do gás, a cargo da ANP, que tem buscado a competição possível, e a regulação *downstream* desta indústria, a cargo dos governos/agências estaduais, que, com raras exceções, ainda não têm se preocupado com a questão da competição possível entre comercializadores de gás; esta falta de concatenação tem tido sérios reflexos na expansão do gás em mercados de grande porte, tais como a termeletricidade, co-geração e fornecimentos interruptíveis para a indústria.

Há uma grande assimetria na Constituição Brasileira, que, diferente do tratamento dado ao gás canalizado, outorga só à União a concessão e regulação de toda a cadeia da energia elétrica. A ANEEL, responsável por estas atividades, tem tentado contornar este problema através de convênios assinados com agências reguladoras estaduais, repassando algumas de suas atividades com maior impacto local, tais como a regulação e fiscalização da distribuição, da geração distribuída e de programas de eficiência energética e de P&D, a ouvidoria e a mediação de conflitos. É possível que, a médio prazo, a responsabilidade por estas atividades seja definitivamente repassada, através de emenda constitucional, aos estados, desde que haja um histórico de bom desempenho de boa parte das agências reguladoras estaduais, em seus convênios com a ANEEL, e que a pressão política por tal tipo de medida aumente, na maioria dos estados, com este bom desempenho (BAJAY, 2003a).

O processo de descentralização pode se dar inicialmente através de uma participação mais pró-ativa do representante dos estados brasileiros nos trabalhos do CNPE; bem como a partir de convênios firmados com secretarias estaduais de energia, meio ambiente e recursos hídricos e órgãos a eles associados; e, ainda, com a realização de estudos de planejamento integrado de recursos energéticos no âmbito de bacias hidrográficas.

O eventual sucesso deste processo de descentralização nas atividades de formulação de políticas e planejamento energético irá valorizar e expandir a atividade de regulação de mercados de energia nos estados.

Esta discussão continua, de uma forma mais detalhada, no capítulo 5.

1.5 Objetivos da tese

O objetivo geral da tese é realizar uma análise detalhada do processo de planejamento energético de longo prazo no Brasil, destacando suas atuais limitações e indicando caminhos para superá-las, dando ênfase ao tratamento de incertezas e à descentralização do processo. Associados a este objetivo geral há quatro objetivos específicos.

O primeiro deles é avaliar criticamente as políticas energéticas, os procedimentos de planejamento energético e as práticas de regulação dos mercados de energia nas administrações

federais anterior e atual, até o momento de fechamento deste trabalho, propondo possíveis melhorias nestas três atividades governamentais complementares, no âmbito do setor energético brasileiro.

Uma avaliação das metodologias de planejamento energético e seus respectivos modelos, destacando-se o tratamento de incertezas, em termos tanto da experiência internacional como da prática brasileira, constitui o segundo objetivo específico deste trabalho. Sugestões de avanços na prática brasileira, em função de experiências bem sucedidas no exterior, fazem parte deste objetivo.

Avanços nas metodologias de planejamento energético e correspondentes técnicas de modelagem no País dependem de se montar bases de dados adequadas de suporte a elas. Uma análise das principais bases de dados públicas disponíveis para o planejamento energético nacional e a proposta de montagem de um sistema nacional de informações energéticas, gerenciado pelo MME, é o terceiro objetivo específico da tese.

Finalmente, o quarto objetivo específico é contribuir para o necessário processo de descentralização do planejamento energético no País, através de um exercício de cenarização de projeções da demanda energética do Estado da Bahia, em uma estrutura de cenários alternativos de desenvolvimento, compatíveis com cenários correspondentes de abrangência nacional.

1.6 Escopo do trabalho

Neste capítulo, inicialmente são apresentados, de uma forma sucinta, os principais fatores que motivaram e fundamentam a realização deste trabalho. Neste contexto, se aponta a necessidade de aperfeiçoamentos, metodológicos e institucionais, e de uma melhor integração entre as atividades governamentais de formulação de políticas públicas na área de energia, planejamento energético e regulação de mercados de energia. Descreve-se, também, de uma forma sucinta e crítica, a evolução da estrutura institucional do setor energético nacional, a partir de um perfil quase que completamente estatal até o presente momento, em que se tem um compartilhamento dos mercados de energia entre empresas estatais e privadas. Completa esta fundamentação uma discussão sobre a necessidade de descentralização, sob coordenação do

governo federal, das atividades governamentais supra-citadas. A descrição dos objetivos da tese e a delimitação de seu escopo encerram o capítulo.

No capítulo 2 são discutidas, detalhadamente, as políticas energéticas vigentes no País até meados de 2005, compreendendo o fomento ao suprimento de energia, na forma de diversas fontes de energia e tecnologias de produção ou conversão, programas de eficiência energética e de P&D, políticas de preços e questões sociais, e interações entre políticas energéticas e ambientais. Apresentam-se, a seguir, para o mesmo período, os instrumentos de planejamento energético utilizados no País, com destaque para os planos decenais do setor elétrico e as projeções da matriz energética nacional, avaliando-se criticamente os exercícios realizados até meados de 2005, formulando-se propostas de avanços metodológicos. As relações entre o Ministério de Minas e Energia e as agências reguladoras e empreas estatais a ele vinculadas também são discutidas neste capítulo, junto com propostas para se aperfeiçoar estas relações. A questão de como se pode melhorar a integração entre as atividades de formulação de políticas públicas, planejamento e regulação de mercados de energia, é tratada na última seção deste capítulo.

Uma discussão sobre a tipologia e as vantagens comparativas dos modelos de projeção da demanda e oferta de energia inicia o capítulo 3. Um breve resumo sobre o desenvolvimento histórico e o uso destes modelos, no mundo, vem em seguida. Apresentam-se, então, as principais características de alguns modelos importantes utilizados no exterior. O capítulo é encerrado com uma proposta para uma modelagem integrada eficiente e abrangente da expansão do setor energético brasileiro.

Os principais sistemas de informação relacionados ao setor energético brasileiro atualmente disponíveis para consulta pública, que são as bases de dados do MME, Eletrobrás, ANEEL e ANP, são analisados no capítulo 4, no qual também se discute a proposta de implantação, a partir dos sistemas existentes, de um Sistema Nacional de Informações Energéticas. O capítulo ainda contempla a proposta de desenvolvimento de um Sistema de Informações Executivas e de um Sistema de Informações Geográficas.

A primeira parte do capítulo 5 é dedicada a uma breve discussão sobre os vários métodos de tratamento das incertezas nos modelos energéticos, com destaque para a elaboração de cenários e a técnica Delphi. Discute-se, em seguida, a necessidade de se ter uma nova fase de

descentralização do processo de planejamento energético a longo prazo no Brasil e como este poderia ser iniciado e evoluir. Na última parte do capítulo, delineiam-se as razões e o interesse de se realizar, à guisa de um estudo de caso, a montagem de cenários alternativos de desenvolvimento para a projeção da demanda energética do Estado da Bahia, de uma forma concatenada com cenários semelhantes no âmbito nacional.

No contexto deste estudo de caso, no capítulo 6 se faz uma análise retrospectiva da economia e da matriz energética da Bahia. Inicialmente, apresentam-se as principais instituições detentoras de dados relevantes para o estudo de caso e as informações obtidas. Na parte concernente à economia, discute-se a evolução temporal das principais grandezas macroeconômicas do Estado – PIB, valor adicionado dos setores da economia, formação bruta da capital fixo, etc., comparando-as, também, com os seus correspondentes nacionais. Destaques são dados para as produções industrial e agropecuária, comércio exterior e comércio varejista do Estado. Em relação à matriz energética, analisa-se a evolução, ao longo do tempo, da oferta e do consumo de energia e da dependência energética do Estado, e apresentam-se as reservas e potenciais energéticos disponíveis, os programas de eficiência energética e as principais instituições governamentais e empresas do setor energético baiano. Esta parte se encerra com a discussão da evolução dos preços dos energéticos e das intensidades energéticas e consumos específicos dos principais segmentos da economia baiana.

O estudo de caso do Estado da Bahia se completa com uma análise prospectiva no capítulo 7, que se inicia com uma discussão sobre oportunidades de avanços na matriz energética local, envolvendo mercados do gás natural, a geração distribuída e programas de eficiência energética e de redução de impactos ambientais. O capítulo apresenta, em seguida, uma consulta a especialistas na área de energia no Estado da Bahia, realizada para apoiar a montagem dos cenários alternativos de desenvolvimento estadual. Descrevem-se os objetivos desta consulta, o questionário desenvolvido para coletar as informações requeridas, e os resultados alcançados. Uma terceira parte do capítulo traz balizadores para a elaboração de cenários e projeções da matriz energética nacional, com base nos cenários e projeções dos últimos: (i) plano decenal do setor elétrico; (ii) plano estratégico da Petrobrás; (iii) cenários da matriz energética nacional; (iv) projeções de longo prazo do Department os Energy, do governo americano; e (v) projeções de longo prazo da International Energy Agency. A seção a seguir apresenta a tipologia dos modelos

de projeção da demanda energética, baseados em projeções das atividades econômicas e das intensidades energéticas, que se propõem sejam usados para as realidades brasileira e baiana, face à atual disponibilidade de dados confiáveis. Os balizadores nacionais e as principais variáveis dos modelos de projeção propostos são aproveitados, na última parte do capítulo, na montagem dos cenários alternativos para as projeções da demanda energética do Estado da Bahia.

Finalmente, o capítulo 8 traz as conclusões gerais da tese e as recomendações para possíveis futuros desdobramentos e novas aplicações deste trabalho.

Capítulo 2

Política, planejamento e regulação no setor energético brasileiro

2.1 As políticas energéticas vigentes no País até 2005

Algumas políticas energéticas em vigor durante o governo do Presidente Luis Inácio Lula da Silva foram adotadas durante os dois mandatos do Presidente Fernando Henrique Cardoso, que duraram de 1985 a 2002. Outras políticas vigentes foram estabelecidas antes, sofrendo eventuais adaptações ao longo do tempo.

A administração federal do Presidente Lula manteve boa parte das políticas existentes no início de seu mandato, com pequenas alterações. Destacam-se, por outro lado, como principais inovações, um novo modelo institucional para o setor elétrico, concebido com o objetivo de melhorar a modicidade tarifária, aumentar as garantias do suprimento e acelerar a busca da universalização no fornecimento de eletricidade; e o estabelecimento do Programa Nacional de Biodiesel.

Discutem-se, ao longo desta seção, as principais políticas energéticas neste governo, divididas nas seguintes categorias: políticas de fomento ao suprimento de energia; eficiência energética e programas de P&D; políticas de preços e questões sociais; e energia e meio ambiente.

2.1.1 Fomento ao suprimento de energia

A maior parte das políticas públicas destinadas a fomentar algumas formas de suprimento energético no Brasil foram concebidas na década de 1970, tendo sofrido algumas adaptações para se adequarem às novas condições econômicas e sociais. É o caso da geração hidrelétrica através de médias e grandes centrais, usinas termelétricas a carvão, centrais nucleares, produção de petróleo e gás em larga escala a partir de campos offshore com lâminas de água profundas e produção de álcool carburante a partir da cana-de-açúcar. Políticas de fomento à geração de eletricidade com usinas termelétricas a gás natural, pequenas centrais hidrelétricas, energia eólica e biomassa resultaram de decisões tomadas durante o governo do Presidente Fernando Henrique Cardoso. Finalmente, o fomento à produção de biodiesel no País foi estabelecido pela administração federal do Presidente Luis Inácio Lula da Silva, através do Programa Nacional de Biodiesel. Estas políticas são brevemente revistas nas seções a seguir.

2.1.1.1 Hidroeletricidade

Desde meados do século passado, mas sobretudo a partir da década de 60, o governo federal e os governos estaduais têm se esforçado para explorar este valioso e relativamente barato potencial energético, construindo as usinas através de empresas estatais, ou, mais recentemente, no caso do governo federal, através do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), provendo facilidades creditícias para que a iniciativa privada faça isto sozinha ou em parceria com empresas estatais.

Em 2003, os recursos hidráulicos inventariados no País eram de 92.880 MW médios e os recursos estimados eram de 50.500 MW médios, perfazendo um total de 143.380 MW médios (MME, 2004). As três estatísticas se referem à energia firme das usinas[1]. Em termos de capacidade instalada naquele ano, o potencial hidráulico total estimado era de 259.668 MW, 26,1% dos quais estava em operação e 2,4% em construção (MME, 2004).

[1] Energia que pode ser gerada com a pior hidrologia do histórico disponível, ou seja, a hidrologia do período crítico do sistema interligado considerado.

A participação das usinas hidrelétricas na capacidade de geração elétrica instalada no País em dezembro de 2003 era de 78%; a parcela destas usinas entre as centrais de serviço público naquele momento era de 83%.

Durante o governo federal do Presidente Fernando Henrique Cardoso, havia uma diretriz para que novas usinas hidrelétricas fossem construídas preferencialmente pela iniciativa privada. Participações minoritárias de empresas estatais só seriam admitidas no caso de projetos de interesse estratégico para o governo. O governo do Presidente Luis Inácio Lula da Silva sinalizou que haverá um maior espaço para investimentos de empresas estatais nestas usinas do que no governo anterior. O modelo institucional do setor elétrico brasileiro implantado em 2004 aponta estas centrais, que são, até este momento, as de mais baixo custo unitário de geração nos planos de expansão setoriais, como preferenciais no atendimento aos futuros incrementos de carga, com alguma complementação através de usinas termelétricas, sobretudo a gás natural, e de centrais empregando fontes renováveis de energia alternativas às médias e grandes usinas hidrelétricas – geração a partir da biomassa, geração eólica, pequenas centrais hidrelétricas, painéis fotovoltaicos, etc.

2.1.1.2 Usinas termelétricas a carvão

As reservas totais – medidas e estimadas - de carvão no Brasil em dezembro de 2003 eram calculadas em 32,35 bilhões de toneladas. Elas são as maiores reservas de carvão na América Latina e localizam-se nos Estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná. Seu teor de cinzas e de enxofre é elevado, limitando sobremaneira o seu consumo na indústria siderúrgica (em 2003, 99,5% do carvão consumido na indústria siderúrgica nacional foi importado) e o seu transporte para longe das minas. A inexistência de uma rede de transporte ferroviário apropriado na região das minas também dificulta o transporte do carvão. Deste modo, a indústria de extração de carvão tem dependido, há muito tempo, da construção de termelétricas a carvão para sobreviver e estas últimas nunca foram competitivas com novas usinas hidrelétricas no País, dependendo sempre de subsídios para sua construção e operação.

No período em que o setor elétrico brasileiro era praticamente estatal, algumas dessas empresas construíram centrais termelétricas a carvão por razões estratégicas para o setor - diversificação das fontes de combustíveis para geração termelétrica e incentivo à construção no País de componentes para estas centrais. Formou-se, também, um fundo (CCC), para o qual contribuem todos os consumidores do sistema elétrico interligado, que subsidia a operação destas centrais quando elas são requeridas, ou seja, em anos hidrológicos desfavoráveis. Fatores de capacidade mínimos, no entanto, têm sido fixados para as centrais, para possibilitar um consumo anual mínimo previsto nos contratos de suprimento de carvão, para manter as minas operando.

As regras em vigor do setor prevêem uma redução gradual do fundo CCC até a sua extinção em 2006 (Lei nº 9.648, de 1997). Houve, no entanto, a criação de um novo fundo (CDE), pela Lei nº 10.438, de 26/04/2002, que pode ser empregado, entre diversos outros usos[2], para financiar usinas a carvão, tanto as em operação (substituindo parcialmente os recursos da CCC), como as novas. O CNPE tem a função de decidir, regularmente, quanto de recursos da CDE deve ser alocado para este propósito.

2.1.1.3 Usinas nucleares

Em 2005, são duas as usinas nucleares em operação no Brasil, Angra I (675 MW) e Angra II (1,3 GW), ambos na cidade de Angra dos Reis, no Estado do Rio de Janeiro. A usina Angra I foi construída pela Westinghouse, com um contrato tipo "chave na mão", tendo sido concluída em 1969. Já a usina Angra II entrou em operação em 2000, 23 anos após o início das obras. Esta planta, que acabou custando cerca de US 10 bilhões, foi o único produto, em termos de construção de usinas, de um ambicioso programa nuclear estabelecido com a Alemanha, que previa a construção de oito centrais nucleares, pela Siemens alemã, além da transferência de

[2] Na primeira versão do projeto de lei que deu origem à Lei nº 10.438, propunha-se o uso deste novo fundo só para financiar as chamadas "fontes renováveis alternativas" para a produção de eletricidade, quais sejam pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), usinas eólicas e usinas termelétricas ou de co-geração consumindo produtos da biomassa. Nos mais de dois anos que o projeto de lei tramitou no Congresso Nacional, também tornaram-se elegíveis para financiamento por recursos deste fundo projetos associados à busca da universalização do fornecimento de energia elétrica, usinas termelétricas a carvão e gasodutos de transporte para estados que ainda não possuiam redes de distribuição de gás canalizado na época da aprovação da lei.

tecnologia alemã no ciclo do combustível nuclear - mineração, processamento, enriquecimento, manufatura do combustível e re-processamento - e o desenvolvimento conjunto de um novo processo de enriquecimento de urânio.

Em 1981 iniciou-se a construção de uma segunda usina, Angra III, de 1,3 GW, no contexto do programa nuclear com a Alemanha. Foram realizados trabalhos na fundação da planta e se efetuou a compra de equipamento alemão para a central. Devido a cortes orçamentários e, em menor grau, à oposição de grupos ambientalistas, a obra foi paralisada e os equipamentos adquiridos foram armazenados. O governo do Presidente Fernando Henrique Cardoso criou a Eletronuclear, uma subsidiária da Eletrobrás, para assumir a responsabilidade pelas usinas nucleares no País.

A crise no abastecimento de eletricidade, em 2001, renovou o interesse de se retomar a obra de Angra III. Os argumentos a favor desta retomada foram: (i) o País precisa diversificar suas fontes de geração de energia elétrica; (ii) o País precisa tirar vantagem de sua grande reserva de urânio (309.370 t, em dezembro de 2003, a sexta maior reserva do mundo); (iii) US$ 750 milhões foram gastos até 2005 na compra de cerca de 60% dos equipamentos da usina; e (iv) sem Angra III a Eletronuclear não terá escala suficiente para se tornar competitiva. Por outro lado, os argumentos contra a retomada foram: (i) para a sua compleição, em um prazo mínimo de 5 anos, a usina ainda irá requerer um investimento de cerca de US$ 1,7 bilhões; e (ii) boa parte da população vê a geração nuclear com suspeita, já que ainda não foram resolvidos, a contento, as questões da segurança das usinas e da disposição final dos resíduos radioativos.

O CNPE autorizou a Eletronuclear, em dezembro de 2001 (Resolução n^{o} 5), a realizar os estudos de viabilidade econômica e ambiental da usina. Em agosto de 2002 o Conselho votou (Resolução n^{o} 8) a favor da retomada da obra de Angra III, caso as licenças ambientais fossem obtidas e se o governo do Presidente Luis Inácio Lula da Silva não decidir paralisar este processo em uma reunião do CNPE que havia sido pré-agendada para maio de 2003. Até esta data limite, não haveria investimentos substancias nesta obra. Esta decisão foi postergada, até a época de fechamento desta tese, pelo novo governo. Até este momento, início do segundo semestre de 2005, a administração federal mostra-se dividida em relação à conveniência de se retomar a construção desta usina; em reunião do CNPE realizada no início de 2005 os Ministérios de Minas

e Energia e do Meio Ambiente se declararam contrários à retomada da obra, enquanto o Ministério da Ciência e Tecnologia e a Casa Civil se colocaram a favor.

A menos de Angra III, nenhuma outra usina nuclear está sendo planejada no País. Tais plantas poderão vir a ser construídas no futuro só se novas tecnologias, ainda em fase de pesquisa, desenvolvimento ou demonstração, se mostrarem, em uma escala internacional, mais seguras e menos caras do que as gerações atuais.

2.1.1.4 Produção de petróleo e gás em campos offshore com lâminas de água profundas

O Brasil possui a segunda maior reserva provada de petróleo na América do Sul (após a Venezuela), no valor de 1,684 bilhões de m^3, ou 10,59 bilhões de barris em dezembro de 2003, a maior parte em bacias *offshore* e sob lâminas de água superiores a 400m. Em dezembro de 2003 a reserva nacional provada de gás natural era de 245,34 bilhões de m^3, a quinta maior da América do Sul, atrás da Venezuela, Argentina, Bolívia e Peru, a maior parte também em bacias *offshore* e sob lâminas de água acima de 400 m.

As produções tanto de petróleo como de gás tem crescido continuamente desde o início da década de 1990, atingindo, em 2003, 86,82 milhões de m^3, ou 1,545 milhões de barris/dia, de petróleo, sem incluir os líquidos de gás natural, que atendeu a 93% do consumo daquele ano, e 15,79 bilhões de m^3 de gás. Importações de gás da Bolívia começaram em 1999 e da Argentina no ano seguinte, totalizando 5,05 bilhões de m^3 em 2003. A bacia *offshore* de Campos, no norte do Estado do Rio de Janeiro, é a maior área produtora do País, tanto de petróleo como de gás, contendo cerca de 80% das reservas nacionais. A bacia de Santos também possui grandes campos de gás. O petróleo que o País importa vem principalmente da Venezuela e da Argentina.

Como aconteceu com outras companhias nacionais de petróleo, a Petrobrás concentrou-se, inicialmente, na construção de sua infraestrutura *downstream*, particularmente entre 1965 e 1974. Na esteira do primeiro choque dos preços do petróleo, em meados da década de 1970, o governo brasileiro determinou que a direção da Petrobrás implementasse três novas políticas que visavam amenizar os fortes impactos deste choque na balança de pagamentos do País:

(i) a expansão internacional da empresa em atividades *upstream*, através de uma subsidiária, a Braspetro;

(ii) a assinatura de contratos de risco com empresas de petróleo privadas para atuação em áreas ainda não exploradas; e

(iii) o aumento da exploração e produção de petróleo e gás em campos *offshore*, principalmente com lâminas de água profundas, que constituem a maior parte das reservas brasileiras.

As duas primeiras estratégias falharam, enquanto que a última foi um grande sucesso. As realizações da Petrobrás, em termos de descobertas de campos offshore gigantes com lâminas de água profundas na Bacia de Campos e sua exploração com sucesso, tem sido reconhecidas no mundo todo e tem atraído diversas empresas transnacionais para participar das rodadas de licitações de blocos para exploração de petróleo e gás, promovidas pela ANP.

Em 1986 a Petrobrás iniciou o primeiro dos programas Procap (Programa de Capacitação Tecnológica da Petrobrás em Sistemas de Produção em Águas Profundas) – Procap 1000. O principal objetivo do Programa foi melhorar o conhecimento da empresa na produção de petróleo e gás sob lâminas de água de até 1000 m. Ele também consolidou o conceito de produção da Petrobrás baseado em sistemas flutuantes. O Programa Procap 2000, lançado em 1993, concentrou-se no desenvolvimento de tecnologias que possibilitam a redução de custos de investimento e de operação, assim como melhoram a eficiência e estendem a vida útil dos equipamentos em lâminas de água variando de 1000 a 2000 m. O Procap 3000, implementado em 2000, vai mais longe, buscando o desenvolvimento de tecnologias que tornem técnica e economicamente factível a produção de petróleo e gás a profundidades de lâmina de água superiores a 2000 m.

Novas estimativas sobre as reservas mundiais de petróleo, feitas pelo US Geological Survey, em 2000 indicam que o Brasil pode ter cerca de 47 bilhões de barris de petróleo ainda não descobertos, a maior parte em campos *offshore*, com cerca de 35% localizados na bacia de Campos.

A menos da segunda metade da década de 1980, quando a direção da Petrobrás esteve envolvida em uma longa batalha com a área econômica do governo federal, que queria cortar fortemente os gastos e investimentos da empresa, em todos os outros momentos, as

administrações federais tem apoiado integralmente os esforços da Petrobrás para aumentar substancialmente sua produção *offshore* com lâminas de água profundas, permitindo que, a curto prazo, o País atinja a auto-suficiência no seu suprimento de petróleo.

2.1.1.5 Álcool carburante a partir da cana-de-açúcar

Desde 1975, com a criação do Programa Nacional do Álcool (Proalcool) pelo Decreto nº 76.593, o Brasil tem produzido álcool carburante anidro para misturar com a gasolina, em motores do ciclo Otto, na proporção de até 25 por cento. Com a segunda fase do Proalcool, que se iniciou em 1979 (Decreto nº 83.700), álcool carburante hidratado também passou a ser produzido, para emprego em motores do ciclo Otto modificados para o consumo de álcool puro.

Atualmente, 2005, o Brasil é o maior produtor mundial de cana-de-açúcar, moendo com freqüência acima de 300 milhões de toneladas por safra. Antes do Proalcool, a parcela brasileira era de menos de 15 por cento da produção mundial.

Durante a década de 1970 foram instaladas no País muitas destilarias de etanol, tanto novas unidades como destilarias anexas a usinas de açúcar já existentes na época. São Paulo (acima de dois terços do total), Rio de Janeiro, Alagoas e Pernambuco são os principais estados produtores de álcool.

Desde a criação do Proalcool dois produtos principais tem sido obtidos a partir da cana: açúcar e álcool carburante. O primeiro deles tem sido um componente importante da cesta de *commodities* exportada pelo País desde a época de colônia, enquanto que as exportações do segundo tem sido ocasionais e tem enfrentado inúmeras barreiras protecionistas no exterior.

A produção de etanol carburante tem variado de acordo com os preços relativos do açúcar, sobretudo nos mercados de exportação, e do álcool, que são os principais fatores que afetam a produção, junto com os condicionantes climáticos. Logo, quando os preços do açúcar estão elevados a produção de álcool cai e vice-versa.

Até o início da atual década os preços do álcool carburante eram fixados pelo governo, para se alinharem com os também controlados preços da gasolina. Na política em vigor, ambos os preços são determinados pelas forças de mercado, estando sujeitas, no entanto, a pressões

governamentais sobre a Petrobrás e sobre os produtores de álcool quando os aumentos de preço são considerados muito elevados.

O Proalcool, junto com as facilidades de se obter subsídios para o aumento da capacidade de produção na década de 1970 e no início dos anos 1980, pavimentaram a construção de uma grande indústria produtora de álcool no País, que ainda tem um considerável espaço para aumentar a sua eficiência energética e reduzir seus custos operacionais. As políticas governamentais para esta indústria, no entanto, tem falhado até agora em induzir tais potenciais ganhos, que, no entanto, tem ocorrido, sobretudo nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, por conta de pressões oriundas da competição com a gasolina.

O Proalcool foi extinto no início dos anos 1990, durante o mandato do Presidente Fernando Collor de Mello. O governo do Presidente Luis Inácio Lula da Silva, assim como o do seu antecessor, no entanto, continua a fomentar a produção de etanol carburante, mantendo a exigência de uma mistura obrigatória do álcool anidro com a gasolina: a porcentagem do álcool na mistura deve se situar entre 18 e 25 %, dependendo da produção anual de etanol, que é fortemente afetada pelos preços do açúcar no mercado internacional. Há, também, descontos em impostos federais aplicados a carros à álcool (IPI) e ao etanol carburante (CIDE).

A parcela de veículos à álcool nas vendas totais de novos veículos caiu de 96 % em 1985 para 2,52% em 2003, após passar por um mínimo de 0,07 % em 1997. No fim de 2003 havia uma frota estimada de 1,995 milhões de carros consumindo álcool puro no País.

Novas políticas de fomento à produção de etanol têm sido avaliadas pelo governo federal. As mais importantes dentre elas tem sido a adição compulsória de etanol ao óleo diesel, em ônibus e caminhões, e a formação de "frotas verdes", abastecidas por álcool puro, em órgãos governamentais. Nenhuma destas políticas, no entanto, foi adotada até a data de fechamento desta tese.

Por outro lado, as perspectivas são muito favoráveis para elevações futuras substanciais da produção de álcool, anidro e hidratado, não só por causa dos benefícios ambientais da mistura álcool anidro/gasolina, em termos da valorização crescente de reduções na poluição do ar, sobretudo nas grandes cidades, mas também por conta da rápida difusão que está ocorrendo de veículos *"flexfuel"*, que empregam tecnologias eletrônicas de gerenciamento de combustível que permitem o consumo de qualquer mistura de álcool hidratado com gasolina. Um número

crescente de modelos de automóveis com esta tecnologia vem sendo lançado no mercado. Suas vendas se iniciaram em 2003 com 48.200 unidades, saltando para 222.000 unidades vendidas em 2004.

Um processo de hidrólise rápida para produzir etanol a partir do bagaço da cana-de-açúcar está sendo desenvolvido no Estado de São Paulo. Uma planta de demonstração deve operar em breve. Se esta tecnologia se mostrar economicamente factível, ela irá permitir um aumento de cerca de 30% na produção de álcool, com o uso de 50% das folhas e pontas da cana-de-açúcar hoje disponíveis, sem aumentos na área plantada de cana.

Tem havido melhorias significativas na produtividade tanto da cultura de cana-de-açúcar como na indústria produtora de etanol. Estes ganhos têm ocorrido devido a uma combinação de fatores que incluem:

(i) introdução de novas e melhores variedades de cana;

(ii) economias de escala oriundas de novas unidades industriais, maiores e mais eficientes; e

(iii) melhorias tecnológicas e medidas de conservação de energia em usinas antigas.

Encontrar melhores usos para os subprodutos do açúcar e do álcool, tais como o bagaço, as folhas e pontas da cana e o vinhoto, certamente constitui uma excelente rota para se melhorar o desempenho econômico das usinas sucro-alcooleiras. As perspectivas para se gerar energia elétrica excedente nas plantas de co-geração localizadas nas usinas sucro-alcooleiras são discutidas mais adiante neste capítulo.

2.1.1.6 Usinas termelétricas a gás natural

O Brasil possui uma grande rede de gasodutos para transportar o gás natural produzido nas bacias de Campos e Santos para as cidades do Rio de Janeiro, São Paulo e Belo Horizonte, e um longo gasoduto que coleta e transporta a produção dos campos de gás localizados na região nordeste do País para as capitais locais e áreas industriais; há um plano, prioritário, para se interconectar estes dois sistemas a médio prazo. Há também redes de transporte menores para receber a produção da bacia *offshore* do Espírito Santo e do campo terrestre de Urucu; a primeira

destas redes supre Vitória e áreas industriais no norte do Estado do Espírito Santo e em breve deve ser conectado à rede de Campos/Santos, enquanto que o comissionamento da segunda rede espera o término dos gasodutos que irão abastecer Manaus e Porto Velho. Todos estes gasodutos pertencem à Petrobrás.

Existem dois gasodutos de conexão internacional no País, o primeiro gasoduto a conectar o Brasil a fontes de gás estrangeiras foi o gasoduto Brasil-Bolívia, que recebe o gás da região do Rio Grande, na Bolívia, e o entrega nos Estados do Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul; ele entrou em operação em julho de 1999. Na parte boliviana do gasoduto há uma derivação que supre uma usina termelétrica e outros consumidores em Cuiabá. A parte brasileira do gasoduto tem como sócios a Petrobrás, sócio majoritário, a Enron, a Shell e a BBPP Holdings.

O segundo gasoduto internacional liga a cidade do Paraná, na Argentina, com Uruguaiana, no Estado do Rio Grande do Sul, onde ele supre gás a uma usina de 600 MW de capacidade. A operadora do gasoduto é a Transportadora de Gas del Mercosur. Sua operação se iniciou em julho de 2000. Planejou-se uma extensão do gasoduto de Uruguaiana até Porto Alegre, para se atender a demanda de uma nova usina termelétrica em Porto Alegre, mas ela foi postergada.

Gasodutos adicionais entre a Argentina e o Brasil estão no momento em vários estágios de planejamento, embora as recentes descobertas de gás na Bolívia e no Brasil, as potenciais futuras descobertas no País e as crises energética e econômica no país vizinho possam desencorajar o desenvolvimento destes projetos. É também possível que um segundo gasoduto Brasil-Bolívia seja construído, se o crescimento do mercado de gás no Brasil corresponder às expectativas e se os atuais problemas políticos e econômicos da Bolívia, agravados em 2005, com possíveis fortes rebatimentos nas futuras exportações de gás, forem devidamente resolvidos.

Durante o governo do Presidente Fernando Henrique Cardoso, as esperanças de se ter um rápido crescimento da demanda de gás natural no Brasil foram depositadas na construção de um grande número de centrais termelétricas a gás. Esta foi também a principal motivação por detrás da maioria dos projetos de gasodutos mencionados anteriormente.

A fonte destas expectativas foi a crença de que investidores privados, sob as novas regras do setor elétrico brasileiro, iriam preferir construir eficientes usinas termelétricas a gás, operando segundo o ciclo combinado, como aconteceu em diversos países desenvolvidos e em

desenvolvimento, ao invés de novas usinas hidrelétricas, como foi a prática brasileira nas últimas décadas.

Algumas incertezas iniciais entre os investidores potenciais fizeram o governo federal do Presidente Fernando Henrique Cardoso intervir, anunciando, em setembro de 1999, o Plano Prioritário de Usinas Termelétricas a Gás, que passou a ser conhecido pela sigla PPT. A primeira versão do PPT identificou 15 projetos, totalizando 12 GW, que se esperava entrariam em operação até 2003. Regulações específicas foram estabelecidas para estes projetos, tais como um valor específico para o limite superior do preço de aquisição de energia que as empresas concessionárias distribuidoras podem repassar a seus consumidores cativos – o "valor normativo". Para tranqüilizar investidores preocupados à cerca de possíveis flutuações nos preços do gás, que eram, e continuam sendo, em dólares e atrelados a uma cesta de óleos combustíveis, o governo FHC, através da Petrobrás, estabeleceu tetos de preços em contratos de suprimento de 20 anos. Havia um só preço, revisto a cada três meses, independente da localização da usina. Além disso, o BNDES criou um programa especial de empréstimos para estas centrais.

A variação dos preços do gás com os preços da cesta de óleos combustíveis e com a taxa de câmbio, as revisões trimestrais e a falta de sincronismo entre as revisões dos preços da eletricidade e do gás geraram ainda um tal nível de incerteza que nenhum dos 15 projetos se materializou. Logo, a Petrobrás foi solicitada a oferecer uma solução alternativa, com um preço de gás indexado ao US Produce Price Index – All Commodities (PPI), revisado anualmente. Em abril de 2000, o governo federal lançou uma versão revisada do PPT, com esta nova opção de preço e, em resposta às pressões políticas oriundas de políticos locais e governadores de estado, o número de projetos aumentou de 15 a 51, distribuídos por todo o País. Além do número ambicioso e irrealista de usinas, a rápida desvalorização do Real frente ao Dólar criou dificuldades adicionais, dado que o preço do gás era em dólares.

O racionamento de eletricidade de 2001 forçou o governo a lançar o Programa Emergencial de Usinas Termelétricas, a última versão do PPT, melhorando as condições para todos os empreendimentos com gás contratado, ou que viessem a entrar em operação antes de junho de 2003 (esta data foi posteriormente estendida para dezembro de 2004), até um volume total máximo de 40 milhões de m^3/dia. Para estas usinas, a Portaria Interministerial MME/MF no 176, de 01/06/2001, estabeleceu uma nova fórmula para o preço do gás, válida por 12 anos. Os

períodos de reajuste tarifário foram re-programados, alinhando os reajustes do gás e da eletricidade. A Petrobrás assumiria o risco da taxa de câmbio durante um ano antes de passar as variações para as usinas, na época de seu reajuste tarifário. A regra de reajuste anual dos preços do gás considera o índice IGPM, com um peso de 20 %, e a taxa de câmbio mais o PPI, com um peso de 80 %. Os preços serão renegociados a cada três anos e os contratos são transferíveis.

Um benefício adicional para as usinas do novo programa foi trazido pela Lei no 10.312, de 27/11/2001, que eliminou a incidência do PIS/PASEP e do COFINS, na receita líquida decorrente das vendas de gás a estas usinas.

Quando o contrato de suprimento de gás para a usina termelétrica de Uruguaiana foi assinado, nos primeiros estágios da reforma do setor elétrico brasileiro, novas centrais termelétricas a gás eram competitivas com novas centrais hidrelétricas, de acordo com cálculos feitos empregando-se o baixo preço do gás negociado naquele contrato e os custos unitários de referência para ambos os tipos de usinas, em Reais, válidos na época. A forte desvalorização do Real, de 1999 a 2003, e os altos preços do petróleo, no entanto, mudaram este quadro, contra as centrais termelétricas a gás.

O governo do Presidente Fernando Henrique Cardoso decidiu subsidiar o custo do transporte de gás natural no País, acreditando que, no médio prazo, tais centrais iriam reconquistar sua competitividade, devido a custos unitários de geração termelétrica decrescentes, ocasionados pela competição entre supridores de gás e pelo crescimento dos usos industriais do gás, criando as condições necessárias para o desenvolvimento de um mercado secundário de gás, o qual, pelo seu turno, permitiria exigências contratuais do tipo *"take or pay"* e *"ship or pay"* mais flexíveis, e custos unitários de geração hidrelétrica crescentes, pelo fato nas novas usinas hidrelétricas tenderem a se localizar mais distante dos grandes centros de carga,. A Lei no 10.604, promulgada em 17/12/2002, criou tal subsídio, até um valor máximo de R$ 500.000.000,00 por ano, utilizando como fonte de recursos o imposto CIDE. Com este subsídio e preços mais baixos para a commodity, que poderiam resultar de negociações com o governo boliviano e produtores de gás naquele país, o governo FHC esperava reduzir em US $ 0.50 per MMBTU o preço do gás, o que tornaria usinas termelétricas a gás novamente competitivas no Brasil.

Uma questão fundamental em relação às usinas termelétricas a gás é o fato que no Brasil, diferente da maioria dos outros países, o custo de oportunidade do gás natural para a geração de eletricidade em centrais de serviço público é dado pelo custo unitário de geração em novas usinas hidrelétricas. Logo, indexar-se o preço do gás para tal aplicação aos preços de uma cesta de óleos combustíveis, como é tradicional na indústria de petróleo e gás, não faz o menor sentido na atual conjuntura, em termos econômicos, no Brasil.

A administração federal do Presidente Lula, diferente da anterior, não demonstrou estar muito entusiasmada com grandes programas de expansão da geração de eletricidade envolvendo usinas termelétricas a gás. Conforme já foi mencionado neste capítulo, o novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro reserva atualmente um papel para a termeletricidade que é de complementaridade à geração hidráulica, na expansão do setor, ao menos no médio prazo. No que diz respeito a possíveis novas políticas energéticas, incentivos podem ser criados para outros usos do gás, particularmente para plantas de co-geração nos setores industrial e de serviços, para se alavancar um forte crescimento da demanda de gás a médio prazo.

Um número bem mais reduzido de centrais termelétricas a gás do que os previstos nas antigas e irrealistas listas do PPT acabou sendo construído, ou está em construção, a maior parte contando com uma participação minoritária ou majoritária da Petrobrás, que tem arcado com pesados prejuízos em sua diretoria de energia e gás, devido aos desdobramentos, mencionados anteriormente, ocorridos neste programa concebido pelo MME.

As termelétricas a gás que foram construídas e estão em operação dentro do programa PPT tem apresentado um fator de capacidade muito baixo, operando muitas vezes em faixas de menor eficiência. Nas Tabelas 2.1 e 2.2 se apresenta o grau de utilização destas usinas, que foi obtido pela relação entre o consumo efetivo de gás das usinas e o volume contratado por cada uma delas. Verifica-se que as plantas tem sido subutilizadas, especialmente ao longo de 2003, associado à normalização do nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas do parque gerador brasileiro. Nenhuma das usinas participantes do Programa Prioritário de Termeletricidade que a Petrobrás participa da geração ou realiza pagamentos contingenciais (*Merchants*), para as quais havia dados disponíveis, atingiu o nível médio de 50% de utilização ao longo de 2003 (Oliveira, 2004).

Tanto as usinas termelétricas da Tabela 2.1 como as da Tabela 2.2 passaram a ter um aproveitamento maior durante o primeiro semestre de 2004, devido ao aumento do consumo de

energia na Região Sul e à crise energética na Argentina, o que levou o Brasil a exportar energia para aquele país, levando o ONS a despachar as usinas, especialmente as do sul do País (http://www.ons.org.br, acessado em 15/02/2005).

Tabela 2.1 Grau de utilização médio, em %, das usinas termelétricas a gás "*merchant*", em 2003 e 2004

Usina	*2003*	*1º semestre de 2004*
MPX Termoceará	14	8
Macaé Merchant	29	8
Eletrobolt	7	57
Fator de capacidade médio	17	24

Fonte: Oliveira, 2004

Tabela 2.2 Grau de utilização médio, em %, de usinas termelétricas a gás do PPT, em 2003 e 2004

Usina	2003	1o semestre de 2004
Termobahia	16	18
Fafen	45	31
Ibirité	26	84
Piratininga	3	0
Três Lagoas	6	75
Canoas	12	53
Fator de capacidade médio	18	44

Fonte: Oliveira, 2004

Das termelétricas com participação estatal (Petrobrás) e que participam do PPT, poucas estão operando em ciclo combinado. A maioria opera ainda em ciclo aberto, apresentando um heat rate mais elevado, e conseqüentemente, se apresentam menos eficientes em termos tecnológicos, exercendo pouca atratividade para os novos investidores.

A indexação ao dólar acaba por gerar uma grande volatilidade para o preço do insumo que as térmelétricas a gás utilizam. No caso das usinas hidrelétricas, seus custos de produção não estão, em geral, associados à moeda estrangeira, ou ao preço do petróleo. O preço do gás torna-se, com isso, um importante componente na avaliação quanto aos empreendimentos térmicos, ficando sujeito às mudanças do ambiente macroeconômico e dificultando a construção de salvaguardas por parte dos agentes do setor termelétrico (Oliveira, 2004).

2.1.1.7 Geração de eletricidade a partir de pequenas centrais hidrelétricas, biomassa e energia eólica

Usinas geradoras de energia elétrica empregando fontes renováveis de energia, como, por exemplo, energia hidráulica em pequenas centrais hidrelétricas, energia eólica, energia solar e biomassa, e plantas de co-geração tem recebido incentivos financeiros em diversos países. Durante a década de 1970 e parte da década seguinte a principal razão para isto foi que elas representam fontes locais de energia, que diminuem a dependência de fontes estrangeiras. Mais recentemente, com a globalização e a formação de blocos econômicos de países, este argumento perdeu parte de seu apelo inicial. Entretanto, o fato destas tecnologias propiciarem benefícios ambientais começou a ser valorizado. Os incentivos financeiros podem ser ortodoxos, como reduções de impostos e facilidades creditícias, ou heterodoxos, tais como:

(i) aquisições compulsórias, pelas empresas concessionárias, da geração destas usinas, pelos "custos evitados";

(ii) aquisições, para a rede pública, de blocos de energia através de licitações restritas a alguns tipos destas usinas; e

(iii) garantia de tarifas de compra acima dos valores de mercado, para a energia gerada por estas centrais (pagas por todos os consumidores, ou em uma base voluntária, por consumidores dispostos a pagar mais por uma "energia verde".

Os setores sucro-alcooleiro e de papel e celulose são os segmentos industriais no Brasil que mais dependem da auto-produção para atender suas necessidades de energia elétrica. Eles utilizam principalmente plantas de co-geração queimando resíduos da biomassa, como, por exemplo, bagaço, lenha e licor negro, ou lixívia. As regras do setor elétrico brasileiro em vigor tendem a encorajar um uso mais amplo de tais resíduos industriais para se produzir vapor de processo e se gerar eletricidade em unidades de co-geração, junto com resíduos florestais e a palha e pontas da cana-de-açúcar, que desenvolvimentos recentes nas colheitadeiras e novas práticas de coleta tem tornado economicamente factíveis para a geração de potência, sobretudo se estiver envolvido o processo de gaseificação.

Durante os anos de 1996 e 1997, o Ministro de Minas e Energia discutiu com as partes interessadas um possível decreto do governo federal que obrigaria as empresas concessionárias a

comprar energia elétrica excedente de co-geradores, atendendo até uma parte pré-estabelecida do crescimento de seu mercado, mais ou menos nas mesmas linhas da legislação americana PURPA, durante a sua primeira fase. As medidas propostas estavam contrarias às principais diretrizes referentes à abertura do setor elétrico brasileiro. Como conseqüência, inúmeras concessionárias se colocaram contrarias ao projeto e conseguiram abortá-lo.

Com base na experiência americana relativa à aplicação da legislação PURPA, os diretores da ANEEL definiram, através da Resolução nº 021, de 20/01/2000, os requisitos de mínima fração de produção de energia térmica e de eficiência total mínima que o proprietário de uma planta de co-geração tem que atender para tornar-se um "co-gerador qualificado". A criação deste processo de qualificação almejou estabelecer procedimentos que permitiriam a seleção de unidades de co-geração elegíveis para receber incentivos que estavam ainda para ser definidos. Alguns dos requisitos da Resolução ANEEL nº 021 precisariam ser revistos, já que para algumas combinações de tecnologias e combustíveis eles são flexíveis e para outras combinações eles são rígidos demais (BAJAY, 2004a).

O primeiro destes incentivos foi dado em dezembro de 2000 através da Portaria nº 551 do MME, que incluiu as novas plantas de co-geração, utilizando qualquer tipo de combustível disponível no País, a entrarem em operação até dezembro de 2003 (estendido, posteriormente, para dezembro de 2004) no PPT, tendo direito a todos os benefícios do Programa.

O BNDES já há um certo tempo tem oferecido facilidades creditícias para a construção de plantas de co-geração e usinas de geração de eletricidade empregando fontes renováveis de energia. Embora as condições do banco sejam mais favoráveis do que as encontradas no mercado brasileiro de crédito, elas são muito piores do que as do mercado internacional, principalmente por causa das altas taxas de juros praticadas no País nos últimos anos, tornando esta linha de crédito pouco utilizada.

Antes de 2002, os proprietários de pequenas centrais hidrelétricas (até 30 MW de capacidade) eram os únicos produtores de energia elétrica oriunda de fontes renováveis que recebiam incentivos financeiros "heterodoxos". Em 1998, a Lei no 9.648 garantiu-lhes acesso a qualquer consumidor com uma demanda contratada maior que 0,5 MW e dispensou ambos do pagamento de metade do valor da tarifa de uso das redes de transmissão. O nível mínimo de demanda de potência que define um consumidor livre em vigor é 3 MW.

A Lei nº 10.438, promulgada em 26/04/2002, criou o "Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica" (Proinfa), compreendendo a energia eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas, que seria implementado em duas fases, e estendeu os benefícios das PCHs de desconto nas tarifas de transmissão e acesso a consumidores com demanda contratada superior a 0,5 MW para as demais fontes contempladas no Programa.

Associado a este programa, a lei definiu um novo tipo de agente no setor elétrico brasileiro, o produtor independente autônomo, cujo negócio não pode ser controlado ou associado a nenhuma concessionária de geração, transmissão ou distribuição. Produtores que não atendam a este requerimento podem participar do programa desde que a sua parcela dos contratos não exceda a 25% (50% para os produtores que empregam energia eólica, na primeira fase do programa) e que nenhum produtor autônomo seja preterido por sua causa. Fabricantes de equipamentos poderiam ser produtores independentes autônomos se ao menos 50% do valor dos equipamentos envolvidos no programa forem produzidos no País.

A lei definiu que haveria chamadas públicas no programa para cada tipo de fonte de energia. Seria dada prioridade primeiro para as usinas que já tivessem obtido sua Licença Ambiental de Instalação (LI) e, depois, para aquelas que possuíssem uma Licença Ambiental Prévia (LP). Se houver capacidade em excesso sendo oferecida, satisfazendo estas condições, seriam escolhidas as usinas com menor período remanescente de suas licenças ambientais.

A primeira fase do programa previa a instalação de 3.300 MW até 2006, igualmente distribuídos entre pequenas centrais hidrelétricas, geradores eólicos e usinas termelétricas ou plantas de co-geração queimando produtos da biomassa. A Eletrobrás deverá prover contratos de longo prazo (15 anos) para adquirir a energia produzida por estas usinas, pagando o denominado "valor econômico" associado a cada tecnologia, que deverá corresponder no mínimo a 80% da tarifa média de eletricidade no País. O custo destas aquisições, assim como o custo administrativo da Eletrobrás para gerenciar este esquema, seriam repartidos entre todas as categorias de consumidores do Sistema Interligado Nacional, de uma forma proporcional ao consumo individual medido.

Completada a primeira fase, uma segunda fase deverá durar até 2022, durante a qual a geração oriunda destas usinas deverá atender, segundo a Lei nº 10.483, a 15% do crescimento anual da carga e, levando-se em conta os resultados da primeira fase, 10% do consumo de

eletricidade do País. A Eletrobrás deverá novamente comprar a produção destas usinas, igualmente entre as três tecnologias se houver oferta suficiente, através de contratos de 15 anos de duração, após as chamadas públicas e o mesmo critério de seleção da primeira fase do Proinfa, mas pagando agora um preço igual a uma média ponderada entre o custo unitário de geração de novas usinas hidrelétricas, com capacidade instalada acima de 30 MW, e novas centrais termelétricas a gás. As despesas da Eletrobrás com estas compras seriam novamente divididas entre todos os consumidores de uma forma proporcional a seu consumo. A diferença entre o custo de geração de cada tecnologia e o custo unitário médio referido acima será pago direto aos produtores, utilizando-se, para tanto, dos recursos de um novo fundo – CDE, criado pela Lei nº 10.438. A ANEEL será responsável por supervisionar todo o processo, utilizando, para este propósito, Certificados de Energia Renovável emitidos pelos geradores.

O fundo CDE é formado adicionando-se os pagamentos anuais feitos pelos investidores do setor elétrico pelo direito de uso de bem público, os recursos coletados pela ANEEL por conta do pagamento de multas aplicadas pela Agência e um novo pagamento anual efetuado por todos os agentes que vendem eletricidade para consumidores.

A criação do Proinfa pela Lei nº 10.438, inspirada em legislações bem sucedidas da Alemanha e Dinamarca, é um marco no fomento à geração distribuída de eletricidade com fontes renováveis de energia no Brasil. O Programa apresenta, no entanto, algumas distorções que precisam ser corrigidas em futuras leis. A primeira delas é que as metas de parcelas de mercado estabelecidas para as gerações a partir destas fontes não têm nenhuma relação com eventuais metas associadas a políticas ambientais, com esses recursos disponíveis no País a custos razoáveis, com a capacidade de manufatura local que o governo deseje fomentar, ou com a potência suplementar, como, por exemplo, novas usinas termelétricas, requeridas para firmar a geração de fontes aleatórias de energia como a eólica e a hidráulica. Não foi realizado nenhum estudo, também, sobre o impacto das metas do Proinfa sobre as tarifas de eletricidade, questão esta muito importante em um país com tantos consumidores pobres. Estas metas precisam ser revisadas no futuro. A menos de "valores econômicos" eventualmente decrescentes para cada tecnologia, fixados pelo Ministério de Minas e Energia, o programa não propicia nenhum incentivo para se diminuir os custos destas fontes de energia; tornar negociáveis os Certificados de Energia Renovável seria um importante passo nesta direção.

O Proinfa foi revisado pela Lei no 10.762, de 11/11/2003, que assegurou a participação de um maior número de estados no Programa, o incentivo à indústria nacional e a exclusão dos consumidores de baixa renda do pagamento do rateio da compra da nova energia.

O modelo institucional em vigor do setor elétrico enquadra o Proinfa como um criador de oportunidades de diversificação do parque gerador nacional, em termos de fontes de energia, tecnologias e novos agentes. A forte ênfase do modelo na modicidade tarifária, no entanto, acabou restringindo a participação na segunda fase do Programa aos empreendimentos cuja inserção não produza um impacto na tarifa de suprimento do *pool* superior a 0,5% em um ano e 5% no total.

O resultado das licitações da 1ª Fase do Proinfa deixou o governo decepcionado, do ponto de vista da modicidade tarifária, já que houve um amplo predomínio da geração eólica, cujas tarifas são mais caras, em detrimento das fontes baseadas em biomassa. A energia eólica ficou com 1.370 MW dos 3.300 MW licitados, o que equivale a 41% do total, enquanto a fatia da PCHs somou 1.265 MW e as usinas com base em biomassa ficaram com apenas 655 MW, ou 19,9% do percentual licitado. A expectativa oficial era que cada fonte teria um terço da oferta, ou seja, 1.100 MW, conforme previsto na Lei nº 10.438. Esta mesma lei, no entanto, estabelece que, quando não houver oferta suficiente por parte de alguma das fontes elegíveis, as outras podem completar a sua cota, que foi o que ocorreu. Com o rateio final dos 3.300 MW licitados, o subsídio ao Proinfa ficará maior do que o estimado inicialmente, já que, segundo a Eletrobrás, as tarifas das usinas eólicas estão em torno de R$ 190/MWh, enquanto que as das PCHs estão em torno de R$ 162/MWh e as da biomassa em R$ 135/MWh. Os potenciais empreendedores das usinas que consomem biomassa, que se concentram sobretudo no setor sucro-alcooleiro, imputaram o seu relativamente pequeno interesse nesta licitação do Proinfa ao baixo valor econômico fixado pelo MME para esta fonte.

Como o custo marginal de expansão com novas usinas hidrelétricas situa-se hoje em torno de R$ 90/MWh, constata-se que a imposição do novo modelo institucional do setor elétrico, de que a inserção de novos empreendimentos na 2ª Fase do Proinfa não deve provocar um impacto na tarifa de suprimento do *pool* superior a 0,5% em um ano e 5% no total, irá restringir muito, ao menos no médio prazo, a construção futura destas centrais, comparando-se com o previsto pela

Lei nº 10.438 para esta fase do Programa – atendimento a 15% do incremento anual da demanda de eletricidade.

2.1.1.8 Biodiesel

A Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005, estabelece percentuais mínimos de mistura de biodiesel ao óleo diesel e o monitoramento da inserção do novo combustível no mercado. Trata-se do único programa de fomento à produção de energia, até o presente, criado pela administração federal do Presidente Luis Inácio Lula da Silva.

Segundo esta lei, biodiesel é um biocombustível derivado de biomassa renovável para uso em motores a combustão interna ou, conforme regulamento, para outro tipo de geração de energia, que possa substituir parcial ou totalmente combustíveis de origem fóssil.

De 2005 a 2007, a Lei autoriza uma mistura de até 2% de biodiesel; o mercado potencial nesta fase é de 800 milhões de litros de biodiesel por ano. De 2008 a 2012, o nível de mistura de 2% torna-se obrigatório.A mistura, no entanto, pode atingir até 5% neste período. O mercado firme correspondente é de 1 bilhão de litros de biodiesel por ano. Finalmente, de 2013 em diante o nível de mistura de 5% passa a ser obrigatório, estimando-se um mercado firme de 2,4 bilhões de litros de biodiesel por ano. A Lei autoriza o CNPE a reduzir estes prazos, caso haja disponibilidade de oferta de matéria-prima e de capacidade industrial para a produção e dependendo do desempenho dos motores com a utilização do combustível e das políticas agrícola, industrial e tecnológica vigentes. A Lei não menciona nada em relação a possíveis limites para o preço do biodiesel, relativo ao do óleo diesel, ao longo do tempo e nas diversas regiões do País, incorrendo, neste aspécto, no mesmo erro verificado na Lei nº 10.438 em relação ao Proinfa.

Caberá à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP defnir os limites de variação admissíveis para efeito de medição e aferição dos percentuais de que trata a Lei nº 11.097.

Qualquer matéria-prima graxa (óleos ou gorduras) é passivel de transformação em biodiesel. Para facilitar a mistura do biodiesel ao óleo diesel, com um elevado grau de qualidade,

assim como produzir uma combustão mais limpa e uma manutenção mais barata do motor, é usual se submeter o biodiesel a um processo de transesterificação, de base metílica ou etílica. Apesar da primeira ser mais utilizada em outros países que produzem biodiesel, o etanol deverá ser empregado sem maiores problemas no Brasil. A transesterificação deixa as cadeias moleculares do biodiesel mais próximas das do óleo diesel.

A viabilidade econômica dos diversos processos possíveis de fabricação de biodiesel no País depende da matéria-prima utilizada, do rendimento dos processos e do preço de venda. Do total da produção de oleaginosas em 2003 no Brasil – 51.995.000 toneladas, 96,2% foi constituído por soja e 2,9% por caroço de algodão, restando menos de 1% para as demais matérias-primas. Tanto para o óleo de soja, como para o de algodão, há uma defasagem entre os seus preços no mercado interno e no mercado internacional, pressionando para cima seu preço de venda como biodiesel.

Por outro lado, a produção de biodiesel através da agricultura familiar, que o Programa quer fomentar, se ressente da falta de experiência, da deseconomia de escala, dos baixos rendimentos dos processos envolvidos, da dificuldade em se obter um produto de qualidade elevada e do baixo nível de oferta no presente e no futuro a médio prazo.

No outro extremo, há propostas para se expandir o uso de usinas sucroalcooleiras para a produção de biodiesel também, com as vantagens competitivas de elevadas escalas de produção, estruturas bem montadas de armazenamento e comercialização, e de se ter *in situ* o etanol necessário ao processo de transesterificação.

2.1.2 Eficiência energética e programas de P&D

Diversos programas de eficiência energética foram promovidos pelo governo federal, assim como pelos governos de alguns estados, como São Paulo, Bahia, Minas Gerais e Rio Grande do Sul, desde a década de 1970. Dos programas nacionais implementados nas décadas anteriores e ainda em operação os mais importantes são o Procel, Conpet e os programas de eficiência energética mandatórios geridos pelas empresas concessionárias distribuidoras e supervisionadas pela ANEEL.

Os Ministérios de Minas e Energia e da Indústria e Comércio criaram, através da Portaria Interministerial MME/MIC n^{o} 1.877, de 30/12/1985, o Programa de Redução do Desperdício de Energia Elétrica (Procel), para ser gerenciado pela Eletrobrás. Um decreto presidencial de julho de 1991 deu a coordenação do programa para o Ministério de Minas e Energia e ampliou seu escopo, que passou a incluir etiquetas de consumo de eletricidade em aparelhos eletrodomésticos e motores; diagnósticos sobre o consumo de energia elétrica em pequenos e médios estabelecimentos industriais e comerciais; financiamento de iniciativas de P&D, particularmente no centro de pesquisas da Eletrobrás – Cepel, direcionadas à fabricação de motores e aparelhos elétricos mais eficientes; desenvolvimento de atividades de apoio à elaboração de propostas de legislação e regulamentação referentes à eficiência energética; apoio a projetos voltados para a redução de perdas na geração, transmissão e distribuição de eletricidade; estabelecimento de sistemas de informação e de atividades de marketing sobre eficiência energética; e gerenciamento de programas educacionais e de treinamento direcionados à criação de uma cultura de conservação de energia. As atividades do Procel têm coberto os setores residencial, comercial e industrial, mais serviços públicos como iluminação e abastecimento de água, e uma gestão eficiente do consumo de eletricidade em edifícios públicos. Ao longo de sua existência, o Procel tem passado por altos e baixos. Desde que foram criados os programas mandatórios de eficiência energética gerenciados pelas concessionárias distribuidoras, no fim da década de 1990, a importância do Procel diminuiu; parte de suas atividades foi redirecionada para apoiar a ANEEL na avaliação dos programas das concessionárias.

Um decreto presidencial criou em 1991 o Programa Nacional de Racionalização do Uso de Derivados de Petróleo e Gás Natural (Conpet), para ser coordenado pelo Ministério de Minas e Energia e operado pela Petrobrás. “Conpet na Escola” é o seu principal projeto institucional. No setor de transportes o Conpet possui dois projetos de sucesso: “SIGA-BEM”, uma parceria com a BR, voltado para aconselhar motoristas de caminhão em postos da BR sobre como reduzir o consumo de óleo diesel em seus veículos, e “ECONOMIZAR”, uma parceria com a Confederação Nacional de Transportes, projeto no qual, através de unidades móveis, se oferece assistência a garagens e oficinas de companhias de transporte de carga e passageiros na busca da gestão ótima de seus estoques de óleo diesel, visando reduções no consumo específico de combustível e nas emissões de poluentes das frotas envolvidas. A maior parte das iniciativas do

Conpet no setor industrial tem sido direcionadas para melhorias de eficiência energética nas refinarias da Petrobrás, incluindo um maior uso de unidades eficientes de co-geração. Nos setores residencial/comercial deve-se mencionar o trabalho do Programa, pioneiro no Brasil, de etiquetagem do consumo de GLP em fogões. Até agora o Conpet tem gerenciado menos recursos financeiros e tem tido um menor escopo de ação que o Procel, mas tem mostrado um desempenho bem mais estável na gestão de seus projetos.

Desde 1998 os contratos de concessão das empresas concessionárias distribuidoras possuem uma cláusula que requer que elas apliquem pelo menos 1% de sua receita anual em programas de eficiência energética e de P&D, com pelo menos 0,25% em programas de gerenciamento pelo lado da demanda e pelo menos 0,1% em atividades de P&D. A ANEEL regula estes programas e supervisiona os seus resultados, com o auxílio da equipe do Procel e, também, de especialistas de algumas agências reguladoras estaduais que possuem contratos com a ANEEL contemplando tal atividade. A ANEEL estabelece as condições de contorno para o conjunto de atividades coberto por estes programas, que, em essência, tem sido similares ao que foi desenvolvido anteriormente pela Eletrobrás no Procel.

A Lei nº 9.991, promulgada em julho de 2000, estabelece que as concessionárias distribuidoras de eletricidade devem aplicar anualmente pelo menos 0,75% (0,5% até dezembro de 2005) de sua receita operacional líquida em projetos de P&D e pelo menos 0,25% (0,5% até dezembro de 2005) em programas de eficiência energética pelo lado da demanda. Empresas concessionárias de geração de eletricidade, produtores independentes de energia e concessionárias transmissoras de energia elétrica também devem, segundo esta lei, gastar pelo menos 1% de sua receita operacional líquida em programas de P&D. A Lei nº 9.991 definiu que metade destes recursos para P&D continuasse a ser gerenciada pela ANEEL, enquanto que a outra metade fosse canalizada para o Fundo Setorial de Energia, criado pela Lei nº 9.991, gerenciado pelo Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT). Esta repartição foi redefinida pela Lei nº 10.848, de 16/03/2004, que alocou 40% do montante total dos gastos em P&D para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT, gerenciado pelo MCT, via CNPq, 40% para os projetos das concessionárias, monitorados pela ANEEL, e 20% para o MME, a fim de custear os estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema

energético, bem como os de inventário e de viabilidade necessários ao aproveitamento dos potenciais hidrelétricos.

A Petrobrás tem patrocinado atividades de P&D relacionadas à cadeia produtiva de petróleo e gás natural desde a criação da empresa, particularmente em seu centro de pesquisas – Cenpes. A Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) tem, desde a sua instalação em 1998, regulado programas de P&D neste campo, com recursos provenientes dos royalties pagos pelas concessões para a exploração e produção de petróleo e gás (Decreto Presidencial nº 2.851, de 30/11/1998, que criou o FNDCT aplicado à industria de petróleo e gás) e do contrato de concessão da Petrobrás (1% da receita bruta da companhia oriunda das atividades de produção).

O Ministério de Minas e Energia patrocina alguns projetos de pesquisa aplicada em algumas universidades, envolvendo combustíveis e/ou tecnologias alternativas, sobretudo na região amazônica.

A promulgação da Lei nº 10.295, em 17/10/2001, que possibilita ao governo fixar níveis máximos de consumo energético específico, ou níveis mínimos de eficiência energética, para equipamentos que consomem energia, produzidos no País ou importados, após a realização de audiências públicas envolvendo as partes interessadas, constitui o mais importante incentivo, em termos de política energética, nos últimos anos, na busca por níveis mais elevados de eficiência energética no Brasil. Esta lei também determina que o governo promova medidas de eficiência energética em edifícios. Um comitê permanente (CGIEE) foi formado, com membros de diversos ministérios, para estabelecer metas e elaborar propostas para as audiências públicas (Decreto nº 4.059, de 19/12/2001). O primeiro equipamento cuja produção no Brasil ou importação deve atender níveis mínimos de eficiência é o motor elétrico de indução trifásico de rotor tipo gaiola de esquilo (Decreto nº 4.508, de 11/12/2002).

Os programas de eficiência energética operados pelas concessionárias distribuidoras de energia elétrica e o racionamento de 2001 aqueceram o mercado das Companhias de Serviços Energéticos (ESCOs). A principal barreira que tem sido apontada para um maior desenvolvimento deste mercado é o financiamento das ESCOs. Para superá-la o MME tem estudado a abertura de novas linhas de crédito em bancos estatais e a formação de um fundo de aval com recursos providos pela Eletrobrás e BNDES. A certificação das ESCOs e a qualificação

técnica de projetos de eficiência energética também são medidas que tem sido consideradas no momento pelo Ministério para estimular este mercado. A promoção de um maior uso de motores elétricos e eletrodomésticos de elevada eficiência, via facilidades crediticias e reduções de impostos, e uma gradual integração dos programas nacionais direcionados para melhorias de eficiência energética são duas outras importantes medidas que tem sido perseguidas pelo MME.

O sistema de regulação tarifária por teto de preço (*price cap*) atualmente adotado para as concessionárias distribuidoras de energia elétrica no País não incentiva investimentos em programas de eficiênca energética, além, evidentemente, dos investimentos obrigatórios requeridos pela legislação em vigor e já comentados nesta seção. Um sistema de regulação tarifária por teto de receita, ou misto: teto de preço/teto de receita, poderia ser uma alternativa para prover tal incentivo, como ocorre em diversos estados americanos.

2.1.3 Políticas de preços e questões sociais

Os preços dos derivados de petróleo – gasolina, óleos diesel, óleo combustível, GLP, nafta, querosene de aviação e óleo lubrificante – no Brasil tem sido estabelecidas pelas condições do mercado, sem nenhuma regulação, desde janeiro de 2002 até agora, conforme determinam as Leis n^{os} 9.478/97 e 9.990/00.

O preço do GLP era subsidiado antes de janeiro de 2002 porque um grande número de pessoas pobres no País utiliza este combustível para cocção. A Resolução CNPE n^{o} 4, de 05/12/2001, seguida pela Decreto n^{o} 4.102, de 24/01/2002 e pela Lei n^{o} 10.453, de 13/05/2002, substituíram o subsídio cruzado então existente para todos os consumidores de GLP por um subsídio direto, utilizando os recursos da CIDE, somente para os consumidores de baixa renda, devidamente registrados em programas de combate à pobreza mantidos pelo governo federal.

Na mesma reunião realizada em 05/12/2001, o CNPE decidiu que os Ministérios de Minas e Energia e da Fazenda deveriam continuar a regular os preços do gás natural no País após dezembro de 2001, na medida em que a Petrobrás ainda mantinha, na prática, a sua posição monopolista. Este controle deverá continuar até que uma competição real se materialize no mercado. Segundo definido no fim do governo Fernando Henrique Cardoso pelo MME, tal

competição estará ocorrendo quando houver pelo menos três supridores, com nenhum deles detendo uma parcela de mercado superior a 75%. No governo do Presidente Luis Inácio Lula da Silva, a administração do MME, até o momento, não definiu uma posição a este respeito. Os governos dos estados regulam os preços do gás para os consumidores finais e, por conseguinte, não espera-se competição na parte *downstream* da cadeia do gás no curto e médio prazos se não houver um entendimento generalizado entre os governos estaduais e federal ou a Constituição for mudada.

Na atual administração existem muito menos subsídios disponíveis para os produtores de cana-de-açúcar e álcool carburante do que no passado, mas eles ainda existem (Lei nº 10.453, de 13/05/2002), particularmente para a região nordeste, empregando-se, agora, os recursos da CIDE.

Frustrando as expectativas do MME, durante o governo do Presidente Fernando Henrique Cardoso poucos consumidores de energia elétrica potencialmente "livres" resolveram exercer esta opção, escolhendo seus fornecedores e negociando com eles o preço de seus contratos. A principal razão para tal comportamento era que, há muito tempo, existiam subsídios cruzados no País para grandes consumidores energo-intensivos, que desencorajavam esta mudança. Reconhecendo esta distorção, mas preocupado com prováveis perdas, a curto prazo, nas receitas de exportação e empregos se grandes incrementos tarifários fossem impostos a tais tipos de consumidores, a administração federal anterior decidiu escalonar estes incrementos ao longo de quatro anos (Decreto nº 5.562, de 31/12/2002). A administração do Presidente Luis Inácio Lula da Silva decidiu estender este período de transição para cinco anos, com um aumento de somente 10% em 2003, desde que os consumidores industriais energo-intensivos interessados investissem na expansão da geração (Decreto nº 4.667, de 04/04/2003). O governo também pretendeu, com esta medida, atrair este tipo de consumidor industrial para comprar, a preços favoráveis, através de contratos de médio prazo (duração de 1 a 2 anos), um significativo potencial de geração que estava descontratado, nas concessionárias geradoras federais, em 2003.

Este excedente de oferta de energia elétrica nas geradoras, reflexo da forte redução (ocasionada pela recessão econômica e pelas medidas de conservação de energia adotadas) da demanda deste energético que sucedeu à crise de abastecimento de 2001 e início de 2002, barateou de tal forma o custo desta energia que, apesar dos subsídios cruzados mencionados anteriormente, inúmeros consumidores potencialmente livres decidiram exercer esta opção em

2003 e 2004 para se beneficiar desta situação de preços baixos para a eletricidade, que deve perdurar até cerca de 2008.

Desde há muito tempo existem subsídios cruzados para consumidores de baixa renda no Brasil. A Lei nº 10.438 ampliou a definição de tal tipo de consumidor, em relação à situação anterior, particularmente nas regiões norte e nordeste. Com o objetivo de evitar grandes incrementos tarifários em certas áreas de concessão, sobretudo nestas regiões, o governo FHC decidiu criar também subsídios diretos para os consumidores de energia elétrica, de baixa renda, utilizando recursos provenientes de parte dos lucros obtidos pelas empresas geradoras estatais nos leilões públicos definidos pela Lei nº 10.438 e também, se necessário, recursos do fundo RGR, gerenciado pela Eletrobrás. Estes lucros, no entanto, em grande parte acabaram não se materializando, dada a forte queda nos preços da eletricidade a partir de 2002.

A geração predominantemente termelétrica, de alto custo operacional, composta por motores consumindo óleo diesel, ou, no caso de máquinas de grande porte, óleo combustível, que supre as redes isoladas, localizadas em sua maioria na região norte, é subsidiada por todos os consumidores na rede interligada nacional, através de um fundo denominado CCC-sistemas isolados, que, de acordo com a Lei nº 10.438, deve durar até 2022.

Entre 10 e 15% da população brasileira, compreendendo de 4 a 5 milhões de residências, principalmente em área rurais distantes, não tem acesso à energia elétrica. Para diminuir esta parcela o governo federal criou dois programas de eletrificação rural na década de 1990: o "Luz no Campo" e o "Prodeem".

O programa "Luz no Campo", gerenciado pela Eletrobrás, tinha o objetivo de eletrificar 1 milhão de residências rurais, basicamente através de extensões de rede, utilizando recursos do fundo RGR. 541.115 propriedades foram eletrificadas pelo Programa até o início de 2003.

O programa "Prodeem", por outro lado, foi concebido para atender as demandas sociais básicas, em termos de fornecimento de eletricidade, de pequenas comunidades rurais isoladas através de geração local, de preferência com fontes renováveis de energia. O programa, gerenciado pelo Ministério de Minas e Energia, empregou painéis fotovoltaicos como unidades geradoras na maior parte dos casos.

A Lei nº 10.438 determina que os pagamentos pelo uso de bens públicos e as multas aplicadas pela ANEEL, que contribuem para o fundo CDE, sejam aplicadas preferencialmente

em programas de eletrificação rural. Esta lei estabelece também que a ANEEL deve fixar metas de eletrificação rural para cada empresa concessionária distribuidora no País. A Resolução ANEEL nº 223, de 29/04/2003, definiu os procedimentos para estabelecimento destas metas, de comum acordo com as concessionárias, mas obedecendo a um cronograma máximo, sem o uso de subsídios, para a obtenção da universalização do atendimento, cujos prazos variam, para cada concessionária e município, de acordo com a atual taxa de atendimento: quanto maiores as taxas, menores os prazos para se atingir a universalização. O prazo máximo previsto na Resolução foi 2015. Subsídios, tais como os previstos na Lei nº 10.438, possivelmente irão diminuir estes prazos.

A administração federal do Presidente Lula lançou o Programa Luz para Todos, que tem o objetivo de levar energia elétrica para mais de 12 milhões de pessoas até 2008. O Programa é coordenado pelo MME e conta com a participação da Eletrobrás e de suas empresas controladas.

A instalação da energia elétrica até os domicílios será gratuita para as famílias de baixa renda e, para os consumidores residenciais com ligação monofásica e consumo inferior a 80 kWh/mês, as tarifas serão reduzidas, como previsto na legislação.

O Programa está orçado em R$ 7 bilhões e será feito em parceria com as empresas concessionárias distribuidoras de eletricidade e os governos estaduais. O governo federal destinará R$ 5,3 bilhões ao Programa. Os recursos federais virão de fundos setoriais de energia – a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e a Reserva Geral de Reversão (RGR).

Segundo o MME, o mapa de exclusão elétrica no País revela que as famílias sem acesso à energia estão majoritariamente nas localidades de menor índice de Desenvolvimento Humano e nas famílias de baixa renda. Cerca de 90% destas famílias tem renda inferior a três salários mínimos e 80% estão no meio rural (http://www.mme.gov.br, consultado em 17/05/2005).

Com este programa, o governo federal pretende antecipar em sete anos a universalização da energia elétrica no País, cujo prazo anterior, fixado pela ANEEL e sem contar com subsídios governamentais, era 2015, conforme mencionado anteriormente. Diversos especialistas nesta questão acham irrealista este novo prazo, sobretudo para se atingir a universalização no interior da Amazônia.

2.1.4 Energia e meio ambiente

O Brasil possui uma legislação ambiental avançada. A aplicação desta legislação, no entanto, tem deixado a desejar, principalmente por conta de orçamentos insuficientes dos órgãos reguladores, tanto no âmbito federal como estadual; após a crise de abastecimento de eletricidade de 2001 esta situação melhorou um pouco.

Em termos de instrumentos regulatórios, a legislação ambiental brasileira privilegia medidas tipo "comando e controle", tais como licenças ambientais, limites para a emissão de poluentes e zonas onde certas atividades são proibidas ou restritas devido a potenciais danos ambientais. Esta legislação deixa pouco espaço para medidas orientadas para o mercado, envolvendo incentivos econômicos e acordos negociados entre os órgãos reguladores e os agentes por eles regulados, como tem acontecido em vários países desenvolvidos.

As atividades de formulação de políticas públicas, planejamento e regulação na área ambiental são descentralizadas no Brasil, envolvendo não somente órgãos dos governos federal e estadual, mas municipal também. O mesmo tipo de descentralização foi estabelecido pela Lei n^{o} 9.433, de 08/01/1997, para a área de recursos hídricos. Esta lei criou um novo agente, o Comitê de Bacia Hidrográfica, composto por representantes dos municípios da bacia e responsável por elaborar o Plano da Bacia Hidrográfica e por definir as prioridades de uso da água na bacia; nota-se, por conseguinte, a importância deste novo agente para os interesses e atividades do setor energético.

Tem havido muito pouca articulação entre as políticas energética e ambiental no Brasil. A crise de abastecimento de eletricidade de 2001 aproximou os trabalhos desenvolvidos pelo Ministério de Minas e Energia e pelo Ministério do Meio Ambiente, mas essencialmente em projetos específicos e na maior parte dos casos tão somente para acelerar os procedimentos de obtenção de licenças ambientais. Esperava-se que a agenda conjunta para o setor elétrico, estabelecida pelos dois ministérios em 2002, ampliasse o escopo das atividades conjuntas, incluindo intercâmbios formais entre os comitês técnicos do CNPE e do CONAMA e um tratamento mais pró-ativo das questões ambientais no plano decenal de setor elétrico brasileiro. Isto, no entanto, acabou não acontecendo e a desarticulação das políticas energética e ambiental,

salvo exeções puntuais e esporádicas, tem sido, até agora, a tônica da atual administração federal, como o foi na administração anterior.

2.2 Planejamento energético

2.2.1 Introdução

O CCPE lançou em 2002 três planos decenais de expansão para o setor elétrico – a versão final do Plano 2001-2010 em abril, um sumário executivo do Plano 2002-2011 em novembro e um sumário executivo do Plano 2003-2012 em dezembro (CCPE, 2002), atualizando esta atividade que estava atrasada desde 1999 (BAJAY, 2003a). Em julho de 2004, o CCPE publicou um relatório sobre os cenários mundiais e nacionais, com regionalização e estadualização, adotados no Plano 2004-2014 (CCPE, 2004); estes cenários são resumidos no capítulo 7 desta tese. Nada mais foi divulgado sobre este plano até o fechamento deste trabalho.

O Ministério de Minas e Energia nunca elaborou planos de expansão para a indústria de petróleo e gás no Brasil, mesmo após a quebra do monopólio da Petrobrás neste segmento em 1995. A Petrobrás, por outro lado, tem elaborado planos estratégicos há muitos anos para estas atividades, a maior parte deste tempo sob responsabilidade de seu Serviço de Planejamento (Serplan), e, mais recentemente, com a extinção do Serplan, de uma forma descentralizada em vários setores internos à empresa.

O CNPE, com o devido apoio da Secretaria de Energia (SEN) do MME, divulgou, em dezembro de 2001, suas primeiras projeções, a longo prazo, da matriz energética nacional; estas projeções foram melhoradas, do ponto de vista metodológico, e atualizadas em dezembro de 2002 (CGEP, 2002).

Efetua-se, a seguir, uma avaliação crítica das metodologias empregadas nos planos decenais de expansão do setor elétrico, no último plano estratégico da Petrobrás e nas projeções da matriz energética nacional, com propostas de algumas inovações metodológicas e mudanças organizacionais que poderiam ser adotadas na sua elaboração.

2.2.2 Planos decenais de expansão para o setor elétrico brasileiro

Os modelos de planejamento da expansão de sistemas de potência elétrica podem ser classificados em duas categorias: os que tratam simultaneamente da expansão - programa de investimentos - e da operação destes sistemas; e os que separam o problema original em dois subproblemas - operação e investimento, que interagem entre si (BAJAY, 1997).

Na primeira categoria destacam-se os modelos de otimização e os mistos: otimização - simulação, baseados em programação linear, programação mista: linear - inteira e programação não-linear.

Os balanços estático e dinâmico, os algoritmos de expansão baseados em programação dinâmica, o método dos custos combinados e a decomposição de Benders constituem alternativas metodológicas da segunda categoria. Os subproblemas de planejamento de investimentos na expansão e o planejamento da operação do sistema, nos dois últimos métodos, podem ser resolvidos através de diversas técnicas de simulação, de otimização e mistas, destacando-se o uso da programação mista: linear - inteira no subproblema da expansão, e dos métodos estocásticos ou probabilísticos no subproblema da operação.

Os três planos decenais de expansão do setor elétrico que o CCPE elaborou até 2002 foram obtidos através de balanços dinâmicos que empregaram o modelo NEWAVE para efetuar o planejamento da operação e o cálculo dos custos operacionais dos parques geradores simulados durante o processo de tentativas e erros característico deste método de planejamento da expansão. O NEWAVE é um modelo de cálculo da política de operação de subsistemas hidrotérmicos interligados e foi desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL, ligado à Eletrobrás. O NEWAVE também faz parte da cadeia de modelos empregado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), assim como é empregado na formação dos custos marginais de curto prazo.

A função do modelo é encontrar a alocação ótima de recursos hídricos e térmicos para cada mês, minimizando o custo total de operação esperado - custos de geração térmica mais penalidades nas falhas de suprimento de carga. O método de otimização empregado pelo modelo é a programação dinâmica dual estocástica, onde os estados são determinados pela energia armazenada e tendência hidrológica. Os reservatórios das usinas hidrelétricas de cada subsistema

interligado – norte, nordeste, sudeste/centro-oeste e sul – são agregados em reservatórios fictícios, energeticamente equivalentes.

A programação dinâmica dual estocástica permite considerar o intercâmbio entre os subsistemas como uma variável de decisão e evita a discretização do espaço de estados. Um esquema de simulação Monte Carlo é usado para construir iterativamente uma função de custo futuro esperado associada a cada estado analisado (CEPEL, 2003).

O modelo é constituído por quatro módulos básicos:

(i) o primeiro deles agrega os reservatórios de cada subsistema em um único reservatório equivalente de energia e as vazões são agregadas em afluências equivalentes de energia;

(ii) no segundo módulo, denominado GEVAZP, se geram as séries sintéticas de afluências de energia com o emprego do modelo de afluências multivariado PAR(p), em que a afluência em um período (t) é função das afluências nos períodos anteriores (t-1), (t-2), ... e a estrutura de dependência temporal é sazonal;

(iii) o terceiro módulo calcula a política de operação mais econômica, representando as incertezas das afluências futuras; e

(iv) o quarto módulo simula a operação do sistema e calcula índices probabilísticos para o seu desempenho: valor esperado da energia não suprida, risco de déficit, distribuição de freqüências de custos marginais, intercâmbios, etc.

No modelo NEWAVE, no cálculo das funções de custo futuro utiliza-se o algoritmo de programação dinâmica dual estocástica. A representação das produtibilidades das usinas hidrelétricas no modelo considera a sua variação com a altura de queda das usinas. A afluência é separada em energia controlável, energia à fio d'água e energia de vazão mínima. O modelo considera as perdas de potência por deplecionamento. Tanto a função custo de déficit como a de permanência de carga são representadas por patamares, a última delas em até três patamares. O modelo também considera o volume de espera para controle de cheias em reservatórios, o enchimento do volume morto do reservatório de novos aproveitamentos, a indisponibilidade de unidades geradoras devido à manutenção, e limites de geração mínima e máxima em usinas hidro e termelétricas (CEPEL, 2003).

A principal recomendação que tem sido feita com relação à estrutura do modelo NEWAVE e de seus predecessores é que deve-se passar a utilizar a representação simplificada da usina

fictícia energeticamente equivalente a um conjunto de usinas hidroelétricas de uma forma mais seletiva, limitando a sua aplicação a usinas de uma mesma bacia hidrográfica, com regimes hidrológicos semelhantes e com reservatórios operando em paralelo (SANTOS, BAJAY & COELHO, 1989), tal qual estabelecido nas premissas desta representação. Esta recomendação esta sendo testada pelo CEPEL no modelo NEWAVE, sendo eventualmente incorporada se os resultados forem favoráveis.

O critério de otimização empregado pelo CCPE nos balanços dinâmicos que tem produzido os planos decenais do setor elétrico é o de igualdade dos custos marginais de operação, calculados pelo NEWAVE, e de expansão, obtido, de uma forma aproximada, pela metodologia do Custo Médio Ponderado de Geração.

Quando a expansão do sistema é determinada com o auxílio de modelos empregando técnicas de programação mista: linear-inteira, uma forma mais direta e precisa de se calcular os custos marginais de geração, a longo prazo, de ponta e de energia é através da utilização das variáveis duais associadas às restrições matemáticas de satisfação das demandas de ponta e de energia, respectivamente. Tal procedimento tem sido aplicado a sistemas predominantemente termelétricos (SCHERER, 1977; OYAMA, 1983) e foi proposto por Bajay e Lima para o parque gerador brasileiro em 1984.

Uma possibilidade atual e factível de ser implementada a curto prazo é se utilizar o modelo MELP, de otimização da expansão a longo prazo do parque gerador, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas em Energia Elétrica (CEPEL), do Grupo Eletrobrás, para se fazer uma pré-alocação temporal das usinas ao longo do horizonte de planejamento do plano decenal e se calcular o custo marginal de expansão neste horizonte (BAJAY, 2003a).

Esta pré-alocação pode diminuir substancialmente o tempo de execução do balanço dinâmico, além de facilitar se encontrar o equilíbrio entre os custos marginais de operação e expansão.

O modelo MELP é um modelo de otimização que emprega a decomposição de Benders. Esta decomposição é atraente para a resolução do problema de planejamento da expansão de sistemas hidrotérmicos de potência, pois a peculiaridade da formulação permite decompor o problema original em subproblemas menores, desacoplados entre si. Isto é uma grande vantagem quando se aplica o modelo a sistemas de grande porte, pois obtém-se uma estrutura

computacionalmente eficaz. Além disso, a técnica de Benders permite a obtenção de inúmeros planos factíveis para o problema da expansão, o que é bastante útil na prática, pois nos sistemas reais o ótimo matemático nem sempre é o melhor plano real e planos factíveis sub-ótimos podem se constituir em alternativas de escolha apropriadas (BAJAY *et alii*, 1990).

O modelo MELP possui um módulo de investimento e um módulo de operação. Os dois interagem entre si até se chegar à solução do problema. O módulo de investimento resolve um problema de programação mista: linear-inteira, de múltiplos estágios, através do algoritmo Branch and Bound. A sua solução fornece, a cada iteração, uma estratégia de investimentos para o módulo de operação. A solução do módulo de operação, por seu turno, fornece, a cada iteração, os chamados "cortes de Benders" para o módulo de investimento. Os coeficientes dos "cortes de Benders" representam a variação do custo médio de operação com relação a reforços incrementais em cada equipamento candidato (CEPEL, 2003).

A função objetivo do módulo de operação do modelo MELP busca minimizar o custo de operação para a hidraulicidade média, garantindo o atendimento da demanda no período crítico. O problema tratado pelo módulo é linear; nele se representa de uma forma individualizada, mas simplificada, as usinas geradoras através de suas energias firme e média, sem acoplamento temporal. As usinas devem prover o suprimento de energia para cada patamar em que é dividida a curva de permanência de carga de cada subsistema e em cada intervalo de planejamento. Há restrições de capacidade máxima de intercâmbio entre os subsistemas.

A resolução do módulo de investimento através do método Branch and Bound requer um grande esforço computacional, devido ao elevado número de variáveis binárias. O CEPEL está aperfeiçoando algumas regras heurísticas que eventualmente irão permitir diminuir substancialmente o tempo de processamento do módulo de investimento por este método. Uma alternativa metodológica, que está sendo testada pelo CEPEL, é se subdividir o módulo de investimento em dois, um binário e o outro linear, através de uma relaxação Lagrangeana. O problema binário possui uma solução fácil, que não necessita de nenhum algoritmo de otimização. Quanto ao problema linear, ele pode ser resolvido rapidamente através de algoritmos de programação linear. Com esta alternativa se encontra uma boa solução viável para o problema original, com um esforço computacional razoável, mas não se garante a otimalidade global da solução.

A formulação conjunta do problema da expansão da geração e transmissão dos sistemas elétricos de potência permite obter-se um plano de expansão de custo menor do que aquele que se obteria tratando-se os dois problemas separadamente (BAJAY, 1981), sobretudo quando se tem a necessidade de se construir novas linhas de transmissão essencialmente justificadas por adensamento de cargas ou a instalação de um conjunto de usinas, situações estas em que o procedimento tradicionalmente empregado no setor elétrico brasileiro, de se associar o custo das novas linhas de transmissão às novas usinas, não pode ser executado com precisão aceitável. Neste contexto, o problema geral do planejamento da expansão – PGPE, envolvendo o parque gerador e os principais troncos de transmissão, pode ser decomposto, utilizando-se a técnica de Benders, em um subproblema mestre - SPI, ou subproblema de investimento, e um subproblema de operação - SPO, conforme indicado na Figura 2.1. Este último pode ser decomposto nos subproblemas de operação do parque gerador - SPOG - e de operação da rede simplificada de transmissão – SPOTR (BAJAY, 1997).

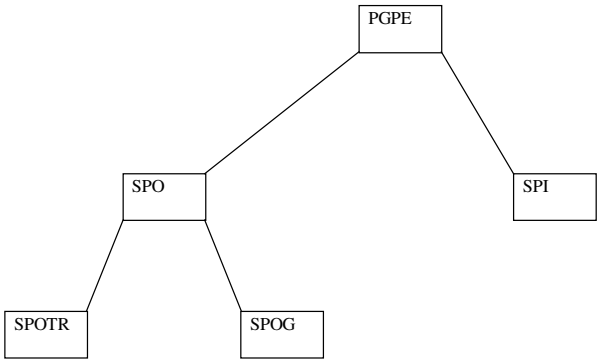


Figura 2.1 - Decomposição do problema da expansão conjunta da geração e transmissão

Nas alternativas de expansão do setor elétrico se encontra impactos ambientais e sociais cujos custos podem ser estimados e, eventualmente, internalizados com uma razoável precisão, outros impactos se prestam bem à quantificação e tratamento através de técnicas de otimização multiobjetivo e, finalmente, há, ainda, outros tipos de impactos que não são factíveis sequer para uma quantificação precisa. Neste último caso, só resta classificar estes impactos entre si, por grau de severidade, e efetuar uma análise multiobjetivo simples sobre elas, com a eventual ajuda de

algumas técnicas de simulação especialmente desenvolvidas para tratar deste tipo de problema (BAJAY, 1997).

Os métodos de otimização multiobjetivo tem sido cada vez mais utilizados no planejamento da expansão do setor elétrico como ferramentas eficientes na busca de soluções de compromisso não só no que diz respeito à diminuição de certos impactos ambientais negativos de projetos do setor, fáceis de quantificar, porém complexos ou controversos para se monetarizar, mas também para se abordar a complexa questão dos usos múltiplos da água (BAJAY *et alii*, 1985). O setor elétrico brasileiro, de uma forma geral, e o CCPE, em particular, ainda não exploraram esta promissora vertente.

2.2.3 O plano estratégico 2015 e os modelos de planejamento energético utilizados na Petrobrás

O atual plano estratégico da Petrobrás possui como horizonte o ano 2015. Ele prevê a autosuficiência do País em petróleo possivelmente até 2006 e contempla um ambicioso plano de massificação do uso do gás natural. Como aconteceu com planos estratégicos anteriores, a empresa não divulgou muitos detalhes do mesmo, sobretudo no que diz respeito à metodologia e às hipóteses empregadas.

Os cenários alternativos de desenvolvimento montados para o plano, com o auxílio de uma pesquisa Delphi, que envolveu um razoável número de especialistas da área energética, são resumidos no capítulo 7 desta tese, enquanto que no capítulo 5 é realizada uma discussão sobre os fundamentos e vantagens do uso deste tipo de pesquisa.

Em um *workshop* sobre modelos em planejamento energético, realizado pela UFRJ em maio de 2004, foram apresentados (LODI, CORREIA e MATTOS, 2004) , sem detalhes, os principais modelos de planejamento energético atualmente empregados pela Petrobrás.

O planejamento operacional da empresa atende as necessidades de curto e médio prazos e utiliza modelos de previsão de demanda e de operação dos ativos existentes. No planejamento operacional se define a carga de petróleo a ser processada, o volume de importações e

exportações de petróleo e derivados e a logística de abastecimento dos derivados. No que diz respeito ao gás natural, se faz o planejamento do suprimento e a programação da logística.

Para o longo prazo, há o planejamento estratégico, que emprega modelos de previsão de demanda e de escolha do portfólio ótimo de investimentos da Companhia, na localização e cronograma de entrada em operação de instalações de produção de petróleo e derivados e na infraestrutura de suprimento de gás natural.

A Petrobrás utiliza um grande modelo de programação linear para subsidiar o planejamento dos investimentos em projetos de produção de petróleo (E&P), unidades de processamento (refino) e tranporte (dutos).

Para a previsão da demanda de longo prazo de derivados de petróleo e combustíveis derivados da biomassa, a empresa utiliza modelos técnico-econômicos para o setor de transportes (veículos leves), setor industrial, setor residencial/comercial e matéria-prima para a indústria petroquímica, e modelos econométricos para a projeção das demandas de óleo diesel, exceto na geração de energia elétrica e no seu emprego em veículos leves, asfalto e lubrificantes, e no transporte aéreo.

A Área de Gás e Energia da Petrobrás emprega modelos técnico-econômicos para projetar a demanda de gás natural no setor industrial e em seu uso automotivo em motores do ciclo Otto e em veículos pesados. Este tipo de modelo também é utilizado na previsão da demanda de eletricidade e de avaliação da oferta a partir de várias fontes, determinando as demandas de gás natural e derivados para geração termelétrica.

2.2.4 As projeções da matriz energética nacional

O CNPE foi implementado em 30/10/2000 e a primeira projeção da matriz energética nacional só foi concluída em novembro de 2001, pelo Comitê Técnico da Matriz Energética (CT3/CNPE, 2001), criado para esta finalidade, na reunião de instalação do Conselho, junto com mais sete comitês técnicos.

A Resolução CNPE n^{o} 7, de 05/12/2001, manteve alguns destes comitês, extingui ou fundiu outros e criou alguns novos. Uma destas modificações foi que o Comitê Técnico da Matriz

Energética (CT3) passou a ser um grupo de trabalho do então criado Comitê Técnico de Planejamento do Suprimento de Energia (CT2).

Em meados de 2002 foi criada uma comissão interministerial, com a participação do Ministério de Minas e Energia (MME), que a coordenou, Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão (MPOG), Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT) e Ministério do Meio Ambiente (MMA), para definir diretrizes para a elaboração das projeções de 2002 da matriz energética brasileira. Estas diretrizes foram elaboradas pelos representantes dos quatro dos ministérios e deveriam ter sido promulgadas na forma de uma resolução do CNPE. Isto não chegou a acontecer porque um dos diretores do MMA resolveu levar a minuta desta resolução para discussão em diversos colegiados subordinados ao MMA, o que inviabilizou, em termos de prazo, a aprovação da minuta pelo CNPE e a sua publicação no Diário Oficial da União

O problema mencionado acima acabou postergando o início dos trabalhos de elaboração das projeções de 2002 da matriz, que, como conseqüência, teve pouco tempo para a sua execução e, para se ter os resultados ainda em 2002, teve que ser realizado por técnicos da Secretaria de Energia do MME, sobretudo da sua Coordenação de Estudos e Planejamento Energético (CGEP), com apoio das coordenações do Grupo de Trabalho da Matriz Energética, do Comitê Técnico de Planejamento do Suprimento de Energia (CT2) do CNPE e de técnicos da Eletrobrás, Petrobrás, COPPE/UFRJ e USP. A menos de seu coordenador, a equipe do Grupo de Trabalho da Matriz Energética não chegou a participar dos trabalhos. As projeções ficaram prontas e um sumário executivo dos trabalhos foi publicado na segunda quinzena de dezembro de 2002 (CGEP, 2002).

Nas seções a seguir se discute as projeções de 2001 e 2002 da matriz energética brasileira e as metodologias empregadas, assim como se propõe alguns avanços metodológicos que poderiam ser adotados para as próximas projeções. Apresenta-se, na seqüência, os procedimentos e modelos que foram utilizados pela COPPE/UFRJ, que foi contratada pelo MME para elaborar as projeções seguintes. Estas deveriam ter sido divulgadas pelo MME/CNPE em 2003, visto que a lei que criou o CNPE determina que as projeções da matriz energética sejam atualizadas regularmente; no entanto, até o fechamento deste trabalho elas ainda não tinham sido disponibilizadas.

2.2.4.1 As projeções de 2001

O Comitê Técnico da Matriz Energética, composto por representantes de Furnas, Eletrobrás, Eletronuclear, CEPEL, Petrobrás, ANP, MPOG e USP e tendo, nos quatro últimos meses de trabalho a assessoria técnica da COPPE/UFRJ, elaborou projeções, em novembro de 2001, para os anos de 2005, 2010 e 2020, usando a mesma estrutura do Balanço Energético Nacional, publicado pelo Ministério de Minas e Energia (CT3/CNPE, 2001). Esta estrutura compreende três módulos: oferta interna bruta de energia (soma da produção doméstica de energia primária, das importações de energia, primária e secundária, efetuadas pelo País e das variações de estoque (positivas ou negativas), deduzindo-se as exportações de energia e as parcelas de energia não-aproveitada e de reinjeção); demanda intermediária dos centros de transformação (nos quais as fontes primárias de energia são transformadas em fontes secundárias, ou, então, são colocadas sob a especificação requerida ao uso final); e demanda ou consumo final (pelas famílias e atividades da economia).

A metodologia de projeção seguiu a seguinte seqüência de etapas:

(i) Projeção da demanda final de energia por fonte;

(ii) Projeção da demanda intermediária de energia por fonte, tendo em vista a demanda final e os rendimentos dos centros de transformação;

(iii) Projeção da produção, da exportação e das parcelas não aproveitada e reinjeção, considerando as demandas intermediária e final;

(iv) Projeção da importação, calculada pela diferença entre a demanda total e a produção, deduzidas desta última as parcelas relativas à exportação, à energia não aproveitada e à reinjeção; e,

(v) A variação de estoque é considerada nula, exceto para o urânio contido no UO_2 e para o álcool etílico, para os quais, por suas particularidades, esta rubrica é utilizada como variável de ajuste e as importações são consideradas nulas.

Nas projeções da demanda final foram utilizados os modelos usualmente empregados pela Eletrobrás e Petrobrás, um modelo empregado pela USP, denominado Long Range Energy Alternative Planning System - LEAP, e o Modelo Integrado de Planejamento Energético - MIPE (TOLMASQUIM & SZKLO, 2000), do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ.

O MIPE, por ser mais detalhado e compatível com a estrutura escolhida para a matriz, foi utilizado para conferir a coerência das projeções oriundas dos diversos modelos, exceto no setor de transportes, para o qual o modelo da Petrobrás era mais detalhado.

No que concerne à demanda intermediária de energia pelos centros de transformação, foram utilizadas as projeções da Eletrobrás, Eletronuclear e Petrobrás, ajustadas, quando necessário, pela equipe do CT3, com a assessoria dos consultores da COPPE/UFRJ.

A crítica inicial que se coloca a estas primeiras projeções da matriz energética brasileira é que elas foram elaboradas basicamente com uma perspectiva setorial (setores elétrico e de petróleo e gás) e empresarial (Eletrobrás, Eletronuclear e Petrobrás), e que mesmo as várias rodadas de discussões no âmbito do CT3 não conseguiram amenizar substancialmente esta perspectiva. Também não houve simulação dos impactos de eventuais novas políticas públicas, sobretudo políticas energéticas, e trajetórias tecnológicas alternativas.

Uma outra crítica refere-se ao fato do CT3 ter trabalhado em detalhes só com um cenário de desenvolvimento, denominado "de referência", para o qual foram assumidas taxas médias de crescimento do PIB consideradas elevadas para o longo prazo (4,6% a.a. no período 2001-2005, 4,8% a.a. no período 2006-2010 e 5,1% a.a. no período 2011-2020), por sugestão do representante do MPOG. Amenizando esta crítica, o CT3 também adotou, para realizar uma análise de sensibilidade, em um cálculo simplificado da oferta interna bruta de energia (OIB), um "cenário de referência revisado", em que se assumia uma taxa média de crescimento real do PIB de 3,5% a.a. no período 2001-2005 e se mantinha as demais taxas do "cenário de referência" nos demais períodos do horizonte de projeção, e um "cenário alternativo", em que se considerava uma taxa média de crescimento real do PIB de 3,5% a.a. em todo o período 2001-2020.

As altas taxas de crescimento do valor agregado dos segmentos industriais energo-intensivos, adotadas no "cenário de referência", também foram motivo de crítica, já que, com esta "perspectiva continuista", além de otimista, se descarta eventuais mudanças estruturais, inclusive tecnológicas, a longo prazo, no parque industrial nacional.

As taxas de crescimento populacional por período foram fornecidas ao CT3 pelo MPOG (população total: 1,3 % a.a. no período 2001-2005, 1,2 % a.a. no período 2006-2010 e 1,0 % a.a. no período 2011-2020; população urbana: 1,9 % a.a. no período 2001-2005, 1,5 % a.a. no

período 2006-2010 e 1,0 % a.a. no período 2011-2020; e população rural: -1,8 % a.a. no período 2001-2005, -0,4 % a.a. no período 2006-2010 e 1,0 % a.a. no período 2011-2020).

Todo modelo de projeção de demanda paramétrico técnico-econômico desagregado, puro como o MIPE ou misto (técnico-econômico/econométrico) como o modelo da Petrobrás, requer uma grande quantidade de dados e hipóteses de evolução de seus parâmetros. Estas hipóteses todas e os dados associados têm que ser tratados como "variáveis de cenário", o que, de fato, não aconteceu explicitamente com muitas delas nas projeções do CT3; embora qualitativamente as hipóteses assumidas a respeito da evolução de certos parâmetros pareçam realistas, os quantitativos associados ficaram "embutidos" nos modelos, como verdadeiras "caixas pretas". Destaque-se, neste sentido, as várias hipóteses sobre uma forte penetração do gás natural em vários segmentos industriais, sobretudo os energo-intensivos, e sobre os incrementos de eficiência energética em equipamentos de uso final, que dependem, entre outros fatores, como novas políticas de fomento a certos energéticos ou tipos de equipamentos/plantas, da evolução dos preços relativos dos principais energéticos que, no Brasil, são os derivados de petróleo, o gás natural e a energia elétrica. O trabalho do CT3 não levou em consideração a evolução destes preços.

O CT3 utilizou os dados oficiais, que se mostraram posteriormente irrealistas, existentes na época do estudo, sobre a instalação de novas usinas termelétricas a gás, no âmbito do Programa Prioritário de Termeletricidade, assim como hipóteses bastante otimistas sobre a construção de tais tipos de usinas após a vigência do Programa.

As hipóteses empregadas pelo CT3 sobre a expansão de usinas eólicas e, sobretudo, de centrais geradoras de serviço público e produtores independentes consumindo produtos da biomassa, se mostram, hoje, tímidas, frente aos requisitos impostos em 2002 pelo Proinfa, através da Lei n^{o} 10.438, e a possibilidade de vendas adicionais a consumidores livres.

Não foram empregados modelos de otimização ou de simulação, pelo CT3, nos estudos de expansão da oferta de energia, incluindo a expansão da capacidade dos "centros de transformação" da matriz energética, e o equilíbrio entre demanda e oferta foi alcançado por um processo de "tentativas e erros", nas reuniões do Comitê.

Os resultados das projeções do CT3 são apresentados utilizando a conversão da energia hidráulica e da eletricidade por equivalência térmica (1 MWh = 0,29 tEP), conforme empregado

tradicionalmente no balanço energético nacional, e, também, pela equivalência calórica (1MWh = 0,08 tEP).

O relatório do CT3 destaca as incertezas introduzidas no trabalho pelo fato do balanço energético nacional utilizar um código de classificação de atividades econômicas distinto do código utilizado pelo IBGE. O Comitê propôs que o governo fortaleça a participação do MME na Comissão Nacional de Classificação (CONCLA) e que promova a utilização de uma classificação homogênea.

Os resultados das projeções do CT3 foram comparados com as projeções do World Energy Outlook, produzidas em 2000 pela Agência Internacional de Energia (IEA, 2000). Como a Agência trabalhou com hipóteses bem menos otimistas em relação à evolução do PIB brasileiro (crescimento de 3 % a.a. no período 2000-2010 e 2 % a.a. no período 2010-2020), os resultados dos dois trabalhos foram bem diferentes. Corrigindo o cálculo da OIB para as hipóteses de crescimento do PIB brasileiro adotadas pela Agência, o CT3 encontrou um desvio médio de aproximadamente 3 %, concluindo que os parâmetros técnicos das suas projeções estavam bem "calibrados". Comparando-se a composição do parque gerador de energia elétrica no País, compreendendo tanto as usinas de serviço público como as de autoprodução, observa-se uma parcela muito maior de geração termelétrica a gás, nas projeções do CT3 do CNPE.

Não houve nenhuma concatenação, em 2001, entre o trabalho de projeção da matriz energética brasileira, pelo CT3 do CNPE, e o trabalho de elaboração do Plano Decenal do Setor Elétrico 2001-2010, pelo Comitê Coordenador de Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE).

2.2.4.2 As projeções de 2002

O Ministério de Ciências e Tecnologia (MCT) comissionou em 2002 um estudo, junto ao Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE), ligado ao Ministério, sobre o estado da arte e tendências das tecnologias para energia. A comissão interministerial criada para definir diretrizes para a elaboração das projeções de 2002 da matriz energética brasileira esperava utilizar este estudo para subsidiar estas projeções, no que diz respeito a questões de prospecção

tecnológica. Isto acabou não acontecendo porque os primeiros resultados do estudo só ficaram disponíveis em 2003, após a realização das projeções.

A metodologia empregada para as projeções de 2002 seguiu a mesma seqüência de etapas das projeções de 2001, mantendo-se, também, a mesma formatação da matriz energética utilizada no balanço energético. Nas projeções de 2002 da matriz energética só se utilizou o modelo MIPE para realizar as previsões de demanda (TOLMASQUIM & SZKLO, 2002a; TOLMASQUIM & SZKLO, 2002b), mantidas boa parte das premissas e valores dos parâmetros do modelo empregados nas projeções de 2001. No lado da oferta, o modelo MELP, desenvolvido pelo CEPEL (2003), com o seu módulo de investimento na versão linear, forneceu ao MME os possíveis planos de expansão do setor elétrico nos próximos vinte anos, associados aos cenários de demanda adotados, embora tenham faltado dados sobre projetos hidrelétricos candidatos nos últimos anos do horizonte de planejamento, devido à atual insuficiência de estudos de inventário e viabilidade para estes projetos. Simulou-se, com o auxílio de planilhas eletrônicas, a possível evolução da geração de eletricidade através de usinas eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e unidades termelétricas ou de co-geração consumindo biomassa (Programa Proinfa), além de centrais a carvão, obedecendo-se os condicionantes estabelecidos pela Lei n^{o} 10.438, de 2001, para a expansão destas fontes subsidiadas.

A relação de projetos candidatos ao plano de expansão da geração foi obtida do banco de dados SIPOT, da Eletrobrás, eliminando-se aqueles com potência inferior a 30 MW. Foram excluídos os projetos que, devido a problemas de ordem ambiental, apresentam baixa probabilidade de se viabilizarem no horizonte considerado e também aqueles projetos para os quais não constavam valores de custo de investimento. Além das usinas constantes do último plano decenal do setor elétrico brasileiro, considerou-se novas usinas termelétricas candidatas ao plano de expansão do parque gerador na forma de blocos hipotéticos de usinas a gás e a carvão, cuja operação teria que respeitar uma clausula contratual do tipo "take-or-pay", no fornecimento de combustível, de 30 %.

Não foram empregados modelos de otimização ou de simulação nos estudos de expansão da oferta de petróleo e gás, incluindo a expansão da capacidade das refinarias no País, e o equilíbrio entre demanda e oferta de energia, tal qual ocorreu em 2001, foi alcançado por um processo de "tentativas e erros". Em relação à produção de petróleo e gás natural, foram

assumidas as previsões do World Energy Outlook de 2002, da IEA, para o Brasil. Consideraram-se os perfis de refino das novas refinarias apontados no relatório preliminar do Grupo de Trabalho de Refino do MME (2002) e se impôs uma dependência externa de petróleo e derivados de 10 % em volume no cenário Macroplan/IPEA, apresentado mais adiante nesta seção.

Apesar das projeções de 2002 da matriz energética terem trabalhado com hipóteses bem mais realistas do que as projeções de 2001 em relação à expansão da termeletricidade a gás, a ainda forte expansão do mercado do gás natural prevista no trabalho de 2002 é incompatível com o elevado preço do gás praticado atualmente no País, por conta principalmente das importações da Bolívia. A significativa expansão da cogeração a gás, também prevista no trabalho, só poderia se materializar se os preços do gás caíssem em relação aos da eletricidade e/ou se fosse criada uma nova política de fomento a este tipo de cogeração.

Além do uso do modelo MELP na determinação dos planos de expansão do setor elétrico, um outro avanço metodológico das projeções de 2002 da matriz energética, em relação às projeções de 2001, foi à utilização de dois cenários alternativos de desenvolvimento para o setor energético (CGEP, 2002).

O primeiro cenário, denominado "tendencial", foi proposto pelo MPOG, no âmbito da comissão interministerial referida anteriormente, e pressupôs a consolidação da estabilidade macroeconômica com um crescimento sustentado do PIB de 3,6 % a.a. até 2020, um crescimento do investimento agregado até a meta de 25 % do PIB e a manutenção da tendência de redução dos gastos do governo para 15 % do PIB; ele também considerava ganhos setoriais específicos de produtividade da mão-de-obra, determinados por tendências recentes, e uma distribuição setorial de investimentos, que se baseia em investimentos setoriais anunciados. Assumiu-se, neste cenário, um crescimento tendencial continuado (pouco realista) das exportações históricas de segmentos industriais energo-intensivos. Com base em projeções do IBGE, assumiu-se um crescimento populacional de 1,26 % a.a. até 2004, 1,21 % a.a. de 2004 a 2007, 1,12 % de 2007 a 2011 e 0,86 % a.a. de 2011 a 2022. A partir do modelo de equilíbrio geral computável EFES, desenvolvido pela FIPE, foram geradas projeções para 42 setores e 80 produtos da economia brasileira. Observou-se que este cenário não guardava aderência com nenhum período histórico brasileiro e tampouco com as previsões recentes da Agência Internacional de Energia e do Department of Energy, do governo americano, para o Brasil.

A montagem do segundo cenário para as projeções de 2002 da matriz energética brasileira baseou-se no Cenário C elaborado pela empresa de consultoria Macroplan para o Comitê Técnico de Estudos de Mercado do CCPE, denominado "Cenário de demanda e oferta altas com investimento e controle do Estado" e no Cenário 1 de um estudo sobre padrões de desenvolvimento industrial no Brasil, realizado pelo IPEA. Neste cenário, um crescimento econômico nacional a uma taxa anual de 4,5 % e um crescimento real gradativo do investimento agregado atingindo a meta de 26,1 % do PIB resultariam da aplicação de uma política regional voltada para a redução das desigualdades regionais e da pobreza, priorizando as regiões de menor desenvolvimento, como o nordeste e o norte. Pressupôs-se, neste cenário, mudanças, ao longo do horizonte de projeção, tanto na composição do PIB, com um crescimento na participação do setor de serviços, quanto na própria composição do setor de transformação industrial, com uma gradativa redução da participação de segmentos industriais energo-intensivos de baixo valor agregado por unidade física de produto. As hipóteses de crescimento populacional são as mesmas do outro cenário. Na montagem deste cenário não houve garantia da sua consistência macroeconômica, como ocorre no cenário anterior.

Nas projeções de 2002 da matriz energética brasileira, procurou-se a compatibilização com o trabalho de elaboração do Plano Decenal do Setor Elétrico 2003-2012, realizado pelo Comitê Coordenador de Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE), o que não ocorreu em 2001.

2.2.4.3 A metodologia empregada pela COPPE/UFRJ para as próximas projeções da matriz

Em 2003, a COPPE/UFRJ estava aplicando os modelos MAED (Model for Analysis of Energy Demand) e MESSAGE, desenvolvidos pela Agência Internacional de Energia Atômica da Organização das Nações Unidas (UN-IAEA), na formulação de dois cenários de desenvolvimento alternativos para o Brasil, com as respectivas projeções da demanda e da oferta de energia.

O MAED é um clássico modelo de simulação, que projeta as demandas de energia por usos finais nos vários setores da economia, a partir da definição de um extenso banco de dados sobre

população, renda, produção, intensidades energéticas, consumos energéticos específicos, rendimentos de conversão, etc. em um ano base e hipóteses sobre a evolução destes parâmetros ao longo do horizonte de projeção. A menos das demandas cativas dos energéticos, particularmente da energia elétrica, o modelo MESSAGE, que utiliza um algoritmo de programação linear, seleciona os meios de produção de energia para abastecer a demanda de energia útil, de forma a minimizar os custos da expansão, operação e manutenção de todo o sistema energético durante o período de planejamento. O modelo analisa as substituições possíveis entre fontes energéticas nos diferentes centros de transformação, através do nível de consumo final, sob restrições de potencial disponível (reservas e capacidade de geração e transmissão elétrica) e níveis de impacto ambiental (padrões máximos de emissões atmosféricas, por exemplo). Estes modelos e outros assemelhados são discutidos, com mais detalhes, no capítulo 3 desta tese.

Em 2004, a COPPE/UFRJ foi contratada pelo Ministério de Minas e Energia para realizar as próximas projeções da matriz energética nacional. A instituição propôs, então, adaptar os exercícios feitos para a UN-IAEA às necessidades específicas do Ministério, utilizando os dois modelos da IAEA. Em julho daquele ano, a COPPE/UFRJ participou de um seminário no MME, quando apresentou a metodologia que estava sendo utilizada para estas projeções e reconheceu várias limitações dos dois modelos da IAEA, que a estavam obrigando a utilizar resultados do modelo de simulação MIPE, mais desagregado que o MAED e já empregado em projeções anteriores da matriz energética, além de resultados de estudos de demanda setoriais e simulações da evolução do parque de refino nacional realizados anteriormente pela instituição, para prover dados para os modelos MESSAGE e, sobretudo, o MAED (SCHAEFFER, SZKLO & MACHADO, 2004). A convergência entre a demanda e a oferta de energia, em termos de preços relativos, estava sendo feita *ad hoc*, através de ajustes subjetivos dos parâmetros dos modelos, tais como os rendimentos de conversão, às hipóteses de preços relativos adotadas nos cenários.

Até o fechamento deste trabalho, os resultados destas projeções ainda não haviam sido divulgados pelo MME, provocando uma descontinuidade na atividade de planejamento energético por parte do governo de dois anos e meio, ao deixar de publicar qualquer plano de médio ou longo prazo na área de energia.

2.2.4.4 Propostas de avanços metodológicos

A seguir, são apresentadas algumas propostas de avanços metodológicos que podem ser avaliados para elaboração de novas projeções da matriz energética brasileira.

Inicialmente, deve-se reavaliar a base de dados empregada nas projeções anteriores da matriz, visto que alguns necessitam de atualizações, como, por exemplo, índices de eficiência energética de equipamentos. Nesta etapa ainda, devem-se separar claramente quais serão as hipóteses e dados comuns a todas as projeções e quais serão as variáveis de cenarização.

É importante que na definição dos cenários a serem empregados em futuras projeções da matriz energética brasileira se leve em consideração trajetórias macroeconômicas alternativas, estudos de prospecção tecnológica, evoluções alternativas para os preços do petróleo, gás natural e eletricidade e, eventualmente, cenários com novas políticas públicas no País, de significativo impacto energético, sobretudo políticas energéticas.

Propõe-se que seja adotado um cenário macroeconômico de referência, envolvendo o crescimento médio da economia a longo prazo que pareça o mais provável à luz das informações hoje disponíveis, e mais dois cenários, um de crescimento menor da economia e o outro maior, para abranger o intervalo que parece factível para esta taxa de crescimento, segundo estudos e opiniões de especialistas consultados. Recomenda-se, também, que o cenário de referência tenha duas variantes, uma que mantenha as tendências de evolução setorial hoje detectadas e uma variante que exploraria mudanças estruturais desejáveis a médio e longo prazo, como, por exemplo, diminuições significativas na participação relativa dos segmentos industriais energo-intensivos na economia e na matriz energética nacional, desde que, neste último caso, se garanta a consistência macroeconômica deste cenário, utilizando-se um modelo macroeconômico de equilíbrio geral, por exemplo, e se indique as políticas econômicas necessárias para viabilizá-lo.

A análise dos estudos de prospecção tecnológica realizados pelo CGEE e de outros trabalhos desenvolvidos no exterior, como, por exemplo, pelo Laboratório Nacional de Riso, na Dinamarca (LARSEN & PETERSEN, 2002), podem auxiliar muito a etapa de reavaliação das hipóteses e bases de dados tecnológicos do exercício de modelagem futura. Além disso, seria bastante oportuno o MME se inserir no programa internacional de prospecção tecnológica na área de energia, envolvendo inúmeros países, coordenado pela International Energy Agency. Neste

programa se tem utilizado o modelo MARKAL para se montar cenários tecnológicos alternativos para os países envolvidos, visando subsidiar a elaboração de novas políticas energéticas e ambientais, como, por exemplo, a atenuação das emissões de gases que causam o efeito estufa.

Dada a importância dos preços do petróleo, gás natural e eletricidade nos perfis tanto da demanda como da oferta de energia, é importante que a modelagem seja capaz de capturar este efeito. Isto poderia ser feito utilizando-se o cenário de referência com duas variantes, a primeira considerando os preços destes energéticos seguindo as tendências de longo prazo, no Brasil e no mundo, e uma outra com valores mais elevados, mantendo-se a tendência dos últimos anos.

Uma das finalidades das projeções da matriz energética brasileira é quantificar, de preferência *ex ante*, os impactos energéticos de potenciais novas políticas públicas, sobretudo políticas energéticas. Deste modo, seria importante que os técnicos do MME e, eventualmente, de alguns outros ministérios avaliassem as políticas energéticas vigentes para poderem verificar que novas políticas energéticas deveriam ter seus impactos testados, na forma de cenários alternativos das futuras projeções. Como exemplos, poder-se-ia testar novas políticas que visam incrementar, com variantes regionais:

- a busca da universalização no fornecimento de energia elétrica;
- o uso do gás natural em certas aplicações, como cogeração, uso automotivo e fornecimentos industriais interruptíveis;
- programas de eficiência energética (sobretudo no cenário de preços altos da energia); e,
- usos térmicos e produção de eletricidade através da energia solar.

No capítulo 3 deste trabalho, são apresentados os principais modelos utilizados no exterior para realizar estudos de projeções da oferta e demanda de energéticos. Estes modelos já estão consolidados, apresentando vantagens e desvantagens no seu uso e poderiam servir de base para a construção de um modelo próprio por parte do Ministério de Minas e Energia e outros centros interessados, como ocorre no exterior. Considerando que, para as futuras projeções, parte da metodologia adotada nas projeções anteriores se mantenha, algumas melhorias que poderiam ser avaliadas são:

i. Revisão das hipóteses e base de dados do modelo MIPE, busca de melhorias em suas relações funcionais e coeficientes técnicos, além de se tentar contemplar nas projeções de demanda

dos energéticos, quando possível, o uso de elasticidades-preço e elasticidades-renda, obtidas de estudos relativamente recentes, como o de Andrade e Lobão (1997);

ii. Refinar a modelagem da expansão do parque gerador e principais troncos de transmissão, com o modelo MELP, além de se revisar e tentar completar a base de dados disponível para esta modelagem; e

iii. Otimizar, a longo prazo, a expansão das cadeias produtivas das indústrias de petróleo e gás, carvão e sucro-alcooleiro, com o auxílio do modelo MARKAL, já utilizado anteriormente no Brasil - na Petrobrás e no MCT – e amplamente empregado, no passado e no presente, no exterior.

Finalmente, sugere-se a divulgação dos estudos que conduzirão a estes resultados, após a sua aprovação pelo CNPE, por meio eletrônico e impresso, destacando-se as eventuais simulações dos efeitos energéticos de possíveis novas políticas públicas, discutidos com os possíveis interessados através de seminários promovidos pelo MME.

É fundamenta que nas futuras projeções da matriz energética brasileira dever-se-ia apontar a necessidade de novos estudos de inventário e de viabilidade de centrais hidrelétricas, priorizando as bacias hidrográficas mais promissoras, e novos levantamentos de potencial de outras fontes energéticas, bem como os efeitos dos programas de incentivo como o Proinfa, Luz para Todos, etc..

2.3 O Ministério de Minas e Energia e as agências reguladoras a ele vinculadas

De acordo com o Art. 7º da Lei nº 9.427, de 26/12/1996, as diretrizes de políticas energéticas e as metas de planejamento, além de eventuais objetivos administrativos, do governo devem ser formalmente comunicados pelo MME à ANEEL através de um contrato de gestão.

Tal contrato foi assinado em março de 1998, com uma vigência até dezembro de 2000 e objetivos e metas estabelecidas ao longo de um período que se estendeu até dezembro de 1999.

O cumprimento do contrato foi devidamente monitorado pelo MME durante os dois primeiros anos e não mais em 2000 (BAJAY, 2003a).

Um novo contrato, para suceder o anterior, foi objeto de diversas negociações entre o MME e a ANEEL durante 2001 e 2002, não tendo, no entanto, recebido a devida priorização tanto pelo ministério como pela agência, já que ambas estavam atuando juntas, no âmbito da Câmara de Gestão do Setor Elétrico, nas questões mais relevantes para ambas, desde o início da crise de abastecimento de energia elétrica.

Apesar do longo tempo em que as negociações se arrastaram, elas finalmente foram concluídas em meados de dezembro de 2002. A minuta a que se chegou estipulava um prazo de validade do contrato até dezembro de 2004 e fixava metas de desempenho da ANEEL para 2003, aderentes com as metas que a agência estabeleceu no âmbito do Programa Plurianual (PPA) do MPOG.

Segundo esta minuta, no último bimestre de cada exercício civil o MME e a ANEEL deveriam repactuar as metas para o exercício seguinte; além disso, em até 15 dias, a partir da assinatura do contrato, deveria ser firmado um Protocolo de Entendimentos entre o MME e a ANEEL, com o objetivo de definir o relacionamento necessário entre ambos.

Dado que o mandato do governo do Presidente Fernando Henrique Cardoso estava preste a expirar, o então Ministro de Minas e Energia preferiu deixar a assinatura deste contrato de gestão para o seu sucessor, o que ainda não ocorreu até o fechamento deste trabalho.

O Tribunal de Contas da União já advertiu tanto o MME como a ANEEL, em 2001 e 2002, sobre o descumprimento do Art. 7o da Lei no 9.427.

Diferente do que ocorreu com a ANEEL, a Lei nº 9.478, de 1997, que criou a Agência Nacional de Petróleo (ANP), vinculada ao MME, não exigiu um contrato de gestão entre o ministério e a agência. Esta assimetria evidentemente não é justificável de forma alguma.

A administração federal do Presidente Luis Inácio Lula da Silva precisava, por conseguinte, elaborar um projeto de lei que homogeneízasse as relações de todas as suas agências reguladoras com os ministérios a elas vinculados, de preferência através de contratos de gestão, sem lhes subtrair a autonomia, que é essencial ao exercício da regulação.

Este projeto de lei, dispondo sobre a gestão, a organização e o controle social das agências reguladoras do governo federal, foi enviado, pela Casa Civil da Presidência da República, ao Congresso Nacional em outubro de 2003. Em seus capítulos sobre o processo decisório das agências, a interação operacional entre as agências e os órgãos de defesa da concorrência, e a

interação operacional entre estas agências e órgãos de regulação estaduais e do Distrito Federal, o projeto de lei homogeiniza, entre todas as agências, procedimentos que já estavam em prática nas agências melhor organizadas, não sendo objeto de grandes contestações dentro e fora do Congresso. O capítulo de prestação de contas e controle social, por outro lado, foi motivo de grande polêmicas, que até o momento, tem impedido a aprovação, no Congresso, do projeto de lei. Alegaram os opositores da lei, na formulação que foi enviada ao Congresso, que o contrato de gestão nele previsto e a figura de um ouvidor em cada agência, sem subordinação hierárquica e sem acumulação com outras funções, indicado pelo Presidente da República, são instrumentos que tolheriam a necessária autonomia das agências. Estes críticos tem razão no sentido que estes instrumentos podem tolher a autonomia da agências. A figura do ouvidor conforme proposto no projeto de lei seria realmente um "corpo estranho" nos quadros das agências. O contrato de gestão, no entanto, não traz, necessariamente, ameaças à autonomia das agências, sendo um instrumento legítimo e eficiente para se cobrar resultados e se estabelecer procedimentos operacionais entre as partes envolvidas. O projeto de lei, porém, precisa estabelecer salvaguardas contra um uso indevido do contrato de gestão. Sem alterações nestes pontos mais polêmicos e sem a devida articulação entre as forças políticas no Congresso Nacional, dificilmente o projeto de lei será aprovado.

2.4 Contratos de gestão entre o MME e as empresas estatais a ela vinculadas

Após as reformas ocorridas durante o governo do Presidente Fernando Henrique Cardoso, tem-se uma estrutura mista, composta de empresas privadas e estatais, tanto no setor elétrico como na indústria de petróleo e gás.

O modelo institucional vigente prevê que haja uma competição entre elas na geração e comercialização de eletricidade e na exploração, produção, importação, transporte e processamento de petróleo e gás.

Por outro lado, o governo federal, tanto no período do Presidente Fernando Henrique Cardoso e, sobretudo no do Presidente Luis Inácio Lula da Silva, corretamente, não abriram mão de utilizar as empresas estatais em programas e atividades que foram de seu interesse estratégico.

À guisa de exemplos, a Eletrobrás é responsável pelo gerenciamento dos programas Procel e Proinfa e a Petrobrás pelo programa Conpet. A Petrobrás também tem auxiliado na consecução de metas de política energética do governo, como, por exemplo, associando-se a empreendedores privados em projetos de usinas termelétricas a gás, ou, então, metas de curto prazo de controle inflacionário, limitando a magnitude e ajustando os momentos de reajustes de seus produtos.

É fundamental para a captação de investimentos no setor energético por parte da iniciativa privada que se delimite com a maior clareza possível às fronteiras entre estes dois tipos de atividades. Além disso, para que as empresas estatais possam competir no mercado sem privilégios e sem restrições indevidas, as diretorias destas empresas precisam ter liberdade de atuação neste campo, sendo cobradas pelos resultados obtidos.

Deste modo, as metas e respectivas cobranças pelos dois tipos de atividades mencionadas anteriormente – as concorrenciais e as estratégicas – deveriam ser estabelecidas em contratos de gestão bem formulados, além de se continuar usando os instrumentos já existentes: metas do Programa Plurianual (PPA), controlado pelo Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão (MPOG), e fiscalização do Tribunal de Contas da União.

É necessário que os contratos de gestão sejam simples e possuam metas que almejem ganhos significativos, porém realistas, em relação ao desempenho atual das empresas, para que estes contratos tenham a devida credibilidade junto à sociedade. As metas em questão devem ser fixadas em função dos interesses estratégicos do governo e da performance verificada em empresas, estatais e privadas, eficientes de porte e atividades comparáveis, no Brasil e no exterior.

2.5 Integração entre as atividades de formulação de políticas públicas, planejamento e regulação nos mercados de energia

A formulação de políticas públicas na área de energia é uma típica atividade de governo, enquanto que o exercício da regulação constitui-se em uma atividade de Estado, calcada na regulamentação da legislação vigente e exercida sob uma perspectiva de longo prazo. A atividade de planejamento possui ambas as características; de um lado ela propicia um suporte quantitativo

na formulação das políticas energéticas do governo e do outro ela deve sinalizar à sociedade metas de longo prazo, que extrapolam em geral o mandato do governo e freqüentemente fornecem elementos essenciais para uma boa execução da atividade de regulação. Logo, uma estrutura organizacional eficaz para a execução dos exercícios de planejamento deve contemplar estas suas duas características.

Para realizar um bom planejamento da expansão do setor elétrico e dos estudos mais abrangentes assinalados neste trabalho, é necessário que o MME e o CCPE procurem se reestruturar e se aparelhar de maneira que possam exercer suas atribuições com maior eficiência e eficácia diante dos desafios da estrutura vigente do setor energético brasileiro (BAJAY, 2003a).

Cabe ao MME definir os estudos de planejamento necessários para se quantificar metas para as potenciais políticas energéticas analisadas pelo CNPE, ou seja, os estudos de caráter mais conjuntural, enquanto que, conforme discutido na capítulo 1, é importante que haja um sucedâneo do CCPE, como um órgão de apoio do Ministério, para a execução dos exercícios de planejamento da expansão de caráter mais estrutural, tais como planos decenais e planos de longo prazo, para o setor energético como um todo. O novo modelo institucional do setor elétrico criou a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), recém instalada, com esta finalidade. Os custos marginais oriundos destes exercícios são balizadores fundamentais para a formulação de políticas públicas e para a prática da regulação, por parte do governo, e para a realização do planejamento estratégico, por parte dos agentes que atuam no setor, além de influenciar na formação de preços dos energéticos. A descontinuidade dos exercícios de planejamento, a sua não valorização pelo próprio governo e oscilações de caráter conjuntural nas políticas energéticas aumentam muito a percepção dos hoje genericamente – e erroneamente - denominados “riscos regulatórios”, pelos agentes.

O planejamento da expansão de sistemas energéticos tem como objetivos auxiliar na formulação de políticas públicas, estabelecer referências e diretrizes, indicativas ou normativas, de planejamento para os agentes que atuam, direta ou indiretamente, na indústria de energia, e propiciar balizadores para a mensuração de indicadores de eficiência e qualidade, pelos órgãos reguladores.

Nestes três objetivos, cabe ao planejamento analisar diferentes contextos macroeconômicos, sociais e políticos plausíveis no futuro e sobre os quais os decisores de hoje

pouco ou nenhum controle possuem. É neste contexto que se situam, por exemplo, as já tradicionais cenarizações sobre crescimentos alto, médio e baixo da economia e cenários envolvendo melhorias na distribuição de renda, ou incrementos substanciais na competitividade da indústria local.

Um dos objetivos fundamentais do planejamento energético é a quantificação dos principais impactos de novas políticas econômicas, tecnológicas, energéticas e ambientais. O desejável é que esta quantificação ocorra antes da formalização de uma determinada política, permitindo possíveis correções, a baixo custo, de rumos ou metas, e não *ex-post* com redirecionamentos complexos e onerosos, inclusive em termos da credibilidade das instituições envolvidas na formulação destas políticas.

Uma boa regulação por performance de segmentos da indústria de energia que se caracterizam como monopólios naturais, tais como a distribuição de eletricidade ou de gás canalizado, assim como a mensuração do poder de mercado de empresas em segmentos oligopolizados em que se busca incrementar o nível de competição, tais como a produção e comercialização de eletricidade ou de gás, exigem o conhecimento de soluções eficientes, para balizar o comportamento dos agentes no mercado, que o planejamento pode e deve prover aos órgãos reguladores.

No próximo capítulo são discutidas as tipologias e as vantagens comparativas dos modelos de projeção da demanda e oferta de energia, além de se apresentar um breve resumo sobre o desenvolvimento histórico e o uso destes modelos no mundo. Também são analisadas as principais características de modelos importantes utilizados no exterior e uma proposta para uma modelagem integrada eficiente e abrangente da expansão do setor energético brasileiro.

Capítulo 3

Modelos de projeção da demanda e da oferta de energia

Este capítulo se inicia com uma discussão sobre a tipologia e as vantagens comparativas dos modelos de projeção da demanda e oferta de energia. Um breve resumo sobre o desenvolvimento histórico e o uso destes modelos, no mundo, vem em seguida.

Apresenta-se, então, as principais características de alguns modelos importantes utilizados nos EUA (NEMS e IDEAS), Europa (MIS, IKARUS-LP, MARKAL e EFOM) e Austrália (AEPSOM) na elaboração de planos energéticos integrados de longo prazo, que provêem informações essenciais para a avaliação de políticas existentes e a formulação de novas políticas públicas na área de energia e meio ambiente.

As metodologias empregadas em geral envolvem modelos de equilíbrio setorial (setor energético) ou geral, que empregam diversas técnicas de otimização e simulação, equações econométricas e modelos insumo-produto.

Com base nesta experiência internacional e na, mais reduzida e recente, experiência nacional, se propõe algumas iniciativas que o Ministério de Minas e Energia poderia tomar visando aprimoramentos metodológicos nas projeções da matriz energética brasileira, assim como a implantação de um sólido e consistente sistema de modelagem para a elaboração de um plano energético integrado de longo prazo.

3.1 Tipologia dos modelos

De uma forma geral, os modelos de planejamento da expansão de sistemas energéticos podem ser classificados como modelos de demanda, modelos de oferta e modelos integrados demanda/oferta (ARAÚJO, 1988).

Eles podem ser modelos setoriais, multisetoriais e globais. Os primeiros abordam um só setor da indústria de energia, como, por exemplo, o setor elétrico ou o setor de petróleo. Os modelos multisetoriais representam dois ou mais setores energéticos, em geral fortemente relacionados entre si, como, por exemplo, os setores de petróleo e de gás natural, ou, então, mais recentemente, por conta da crescente geração termelétrica à gás, os setores elétrico e de gás natural. Finalmente, os modelos globais trabalham com todos os setores que compõem a indústria de energia em uma dada região de um país, um país como um todo ou, ainda, um conjunto de países.

Os modelos de projeção da demanda de energia podem ser classificados como: econométricos; técnico-econômicos, contábeis, ou de simulação, incluindo estes últimos, como casos particulares importantes, o uso de matrizes insumo-produto, os métodos de decomposição estrutural (ARAÚJO, 1988) e os modelos que simulam processos industriais (MEIER, 1984); e mistos. Na categoria "modelos de demanda" ainda podem ser classificados os modelos que selecionam novas programas de eficiência energética, que, em geral, são algoritmos de simulação envolvendo análises custo/benefício de programas concorrentes entre si e, eventualmente, no caso do planejamento integrado de recursos, com programas de expansão da oferta, e que interagem com modelos de projeção da demanda energética desagregada por usos finais e tipos de equipamentos.

Os modelos econométricos realizam projeções da demanda de energia utilizando relações econométricas que tem como variáveis explanatórias grandezas econômicas clássicas como renda, investimento, valor adicionado e, evidentemente, preços; as relações funcionais empregadas podem ser simples regressões empíricas, ou, então, elaboradas funções de demanda ou de produção, como a translog, com mecanismos de ajuste parcial do estoque de equipamentos ao longo do tempo, que exigem técnicas estatísticas avançadas para a estimação dos parâmetros dos modelos (BAJAY, 1983; MEIER, 1984; ARAÚJO, 1988).

Os modelos puramente econométricos são mais adequados para a projeção a curto e médio prazos da demanda energética e, em geral, não são adequados para representar possíveis rupturas futuras em padrões tecnológicos ou econômicos consolidados. Logo, para projeções a longo prazo, assim como quando se deseja modelar tais possíveis rupturas, foram desenvolvidos os modelos técnico-econômicos, contábeis ou de simulação. Nestes modelos, diferente dos econométricos, não se precisa ter séries históricas, e/ou em seção transversal, de consumos de energia e de suas supostas variáveis explanatórias. Basta se ter estes dados para um ano de referência, o mais próximo possível do presente, e os modelos projetam os parâmetros escolhidos – indicadores de atividades econômicas, sociais e políticas, estoques de equipamentos e seus rendimentos energéticos, consumos energéticos específicos, etc. – para os momentos desejados no futuro, sem se preocupar com as trajetórias envolvidas. Em geral, estes modelos trabalham com uma estrutura de demanda bastante desagregada, por usos finais da energia e, eventualmente, tipos de equipamentos por uso final. Por não se preocupar com as trajetórias envolvidas e, também, por conta de envolver um grande número de variáveis e parâmetros, boa parte dos quais tem que ser estimada a partir de caros levantamentos de campo, difíceis de serem financiados em muitos países, sobretudo os em desenvolvimento, este tipo de modelo de projeção da demanda energética pode gerar resultados completamente irrealistas; Carra (2003), por exemplo, relata que aplicações do amplamente difundido modelo francês MEDEE, feitas na década de 1980 no Estado de São Paulo (GOLDEMBERG & PRADO, 1987), produziram erros de projeção no ano 2000 que se situaram, no caso dos derivados de petróleo, gás natural e eletricidade, em torno de 100%.

Para se tentar minimizar as restrições intrínsecas aos modelos puramente econométricos e aos modelos técnico-econômicos desenvolveu-se os chamados modelos mistos de projeção, que utilizam relações econométricas para estabelecer cenários tendênciais ou de referência e para explicar a evolução de algumas variáveis dos modelos, mas que empregam uma estrutura de projeção a mais desagregada possível (por usos finais e tipos de equipamentos), compatível com a quantidade e qualidade dos dados disponíveis, e empregam vários tipos de simulações em cenários alternativos que representam possíveis rupturas futuras em relação aos padrões, tecnológicos, macroeconômicos, sociais e políticos, hoje estabelecidos. Quanto mais longo for o horizonte de projeção, maior é a importância da simulação destas possíveis rupturas. Este é o

tipo de modelo mais empregado atualmente no mundo pelas instituições que realizam regularmente e com qualidade projeções da demanda energética a médio e longo prazos.

Há modelos de oferta que empregam só técnicas de simulação, só técnicas de programação matemática, ou ambas. As principais técnicas de programação matemática que têm sido utilizadas no planejamento da expansão de sistemas energéticos são a programação linear, programação mista: linear-inteira e programação dinâmica. Se o problema de programação matemática analisado for de grande porte, pode-se empregar técnicas de decomposição em problemas de menor porte, que interagem entre si, como ocorre com o modelo MELP, que emprega a decomposição de Benders no planejamento da expansão, a médio e longo prazos, de sistemas hidrotérmicos de potência. Os modelos de oferta podem ser estáticos, projetando a oferta em determinados momentos no futuro sem se preocupar com a trajetória percorrida, ou, então, dinâmicos, modelando a trajetória da expansão ao longo do tempo; para horizontes de planejamento a longo prazo normalmente se adota a primeira opção, enquanto que para o médio prazo eventualmente se prefere a segunda alternativa.

Os modelos integrados demanda/oferta contemplam a importante família dos modelos de equilíbrio, que podem ser aplicados a determinados segmentos da indústria de energia, como tem sido o caso dos modelos empregados nos exercícios de planejamento integrado de recursos nos setores elétrico e de gás canalizado (BAJAY *et alii*, 1996), ou ao setor energético como um todo, como é o caso, por exemplo, do modelo MIDAS (CAPROS *et alii*, 1990), assim como os modelos corporativos, que simulam os impactos financeiros de um plano de expansão de uma empresa, de um segmento, como o elétrico (FARIA & BAJAY, 1996), ou de todo o setor energético.

Os modelos de equilíbrio podem ser de equilíbrio parcial ou setorial (setor energético ou seus segmentos), ou de equilíbrio geral.

Um modelo de equilíbrio geral típico simula a evolução da economia como um todo e as principais relações econômicas entre os seus segmentos componentes, mas representa, usualmente, de uma forma pouco detalhada o setor energético. Apesar disto, ele pode ser útil em estudos prospectivos onde não se exige um nível de detalhe muito grande na representação deste setor.

Já um modelo de equilíbrio setorial geralmente representa com bastante detalhe a evolução do setor para o qual ele foi construído, como, por exemplo, é o caso dos modelos IDEAS (BAJAY, 2003b) e MIDAS (CAPROS *et alii*, 1990), para o setor energético. O equilíbrio entre demanda e oferta pode ser atingido nos modelos através de ajustes nas quantidades dos energéticos transacionados, ou, então, em seus preços; o primeiro caso tem sido aplicado quando predominam mercados monopolistas (os preços, regulados, são determinados com base nos custos médios) e o segundo quando há um razoável nível de competição no mercado dos energéticos. Pode-se fazer, também, uma combinação entre as duas abordagens, quando o conjunto dos mercados simulados assim o exigir.

A utilização de modelos de equilíbrio parcial de uma forma isolada, no entanto, pode gerar problemas de consistência macroeconômica nos cenários alternativos de desenvolvimento empregados na modelagem. A tendência, já há alguns anos, tem sido a de se empregar modelos de equilíbrio parcial, para o setor energético, com uma estrutura modular ou não, junto com modelos macroeconômicos, eventualmente de equilíbrio geral, de uma forma iterativa. Como os níveis de agregação e as convenções utilizadas no modelo de equilíbrio parcial e no modelo macroeconômico são, em geral, bem diferentes, o trabalho de compatibilização pode ser grande, dificultando, ou, até mesmo, impossibilitando a obtenção de resultados confiáveis.

Mathiesen sinalizou, em 1985, uma terceira via, que possibilita se resolver problemas de equilíbrio geral através de uma seqüência de problemas lineares de complementaridade. Esta abordagem permite soluções eficientes de modelos de equilíbrio com representações simultâneas ascendente (bottom-up) e desagregada, por tipo de tecnologias, por exemplo, para o setor energético, e descendente (top-down) e mais agregada para o resto da economia. Böhringer (1998) elaborou um modelo estático com este tipo de formulação, enquanto que Frei, Haldi & Sarlos (2003) desenvolveram uma versão dinâmica, que foi utilizada na simulação dos impactos, ao longo do tempo, sobre o setor energético e sobre o resto da economia, da adoção de uma taxa sobre o carbono.

3.2 Desenvolvimento histórico e usos

Até a década de 1960 os modelos de planejamento da expansão de sistemas energéticos eram quase todos setoriais, com modelagens separadas da demanda, empregando técnicas econométricas, e da oferta, usando técnicas relativamente simples de simulação ou programação matemática. Os setores estudados eram o elétrico, o de petróleo e gás, e, em alguns países, o de carvão. O desafio das projeções da demanda energética era se tentar capturar, de uma forma praticamente determinista, as principais tendências do mercado. O planejamento da oferta era determinativo.

Os choques dos preços do petróleo, em 1973 e 1979, provocaram uma verdadeira revolução na modelagem de sistemas energéticos:

- Aumentou muito o interesse nos modelos multisetoriais e globais, assim como nos modelos integrados demanda/oferta;
- Desenvolveu-se rapidamente a categoria dos modelos técnico-econômicos, contábeis ou de simulação para a projeção da demanda energética, com a conseqüente valorização, nos países desenvolvidos, de levantamentos de campo para se determinar as distribuições, por usos finais e/ou tipos de equipamentos, da demanda de energia e se realizar pesquisas de posse e hábitos destes equipamentos. Tais modelos se mostraram convenientes para simular rupturas de padrões estabelecidos de consumo de energia, com estavam ocorrendo na época (BAJAY, 1983);
- Por conta da competição criada com os novos modelos de projeção da demanda energética supracitados, houve grandes avanços metodológicos no uso dos modelos econométricos (GRIFFIN, 1990), incluindo formulações teóricas mais elaboradas, envolvendo ajustes parciais ao longo do tempo e variáveis explanatórias mudas, um uso intenso do cruzamento de dados em séries temporais com dados em seção transversal, para se resolver os freqüentes problemas de multicolinearidade ocasionados pelo emprego de modelos com mais variáveis e, sobretudo, variáveis defasadas no tempo, e a utilização crescente de métodos estatísticos mais sofisticados, tais como o de mínimos quadrados generalizado e o da máxima verosemelhança, para se estimar os parâmetros dos modelos; e

- Os planos de expansão, incluindo as projeções do mercado, passaram, paulatinamente, a adquirir um caráter de estudos prospectivos (ARAÚJO, 1988), empregando, em geral, a técnica de cenários, utilizada antes só por algumas grandes corporações militares ou civis, como, por exemplo, a Rand Corporation, nos EUA, em exercícios de planejamento estratégico. Além disso, o planejamento da oferta, sobretudo no longo prazo, passou a ter uma conotação indicativa, que se transformava em determinativa só no curto e médio prazos.

Até hoje há ferrenhos defensores das abordagens econométrica ou de simulação para a projeção da demanda energética. Como o objetivo de conciliar as vantagens comparativas e minimizar as limitações de ambas as abordagens, a partir da década de 1980 se passou a desenvolver modelos mistos, cujo componente de simulação costuma ser dominante quando as projeções são para o longo prazo; para estudos de curto e médio prazo em geral predominam as relações econométricas (BAJAY, 2004c).

Os modelos integrados demanda/oferta foram, em sua grande maioria, desenvolvidos na segunda metade da década de 1970 e primeira metade da década de 1980, tendo como principal motivação a busca de alternativas para se diminuir a dependência de derivados de petróleo, em grande parte importados para a maioria dos países, e se aumentar a segurança do suprimento energético, de preferência com fontes locais, ou, então, pelo menos, fontes externas menos voláteis, em termos de preços, do que o petróleo na época.

A queda e posterior estabilização nos preços do petróleo a partir de meados da década de 1980 freou este processo e diminuiu o interesse no desenvolvimento e uso destes modelos. Por outro lado, as preocupações sobre os impactos ambientais da indústria de energia nos âmbitos regional e global – chuvas ácidas, "smog" e efeito estufa – reascenderam o interesse pelo uso destes modelos para se tentar avaliar estes impactos; esta nova utilização destes modelos praticamente se iniciou em meados da década de 1980. Huntington e Weyant (2002), do Energy Modeling Forum, Stanford University, CA, EUA, descrevem as características básicas dos principais modelos integrados que tem sido utilizados nos últimos anos para se mensurar a emissão de gases que causam o efeito estufa.

Schumpeter (1942) identificou três tipos distintos de mudanças tecnológicas que tem ocorrido em economias modernas: (i) a invenção de novos meios de se satisfazer às necessidades

e desejos humanos, ou a criação de novas necessidades ainda não identificadas ou satisfeitas; (ii) a inovação, que ocorre através de melhorias e refinamentos contínuos dos meios existentes para se satisfazer às necessidades do ser humano, e (iii) a difusão de novas tecnologias ao longo do tempo e entre os diversos segmentos da economia. Huntington e Weyant (2002) comentam que a maior parte dos modelos integrados demanda/oferta que tem avaliado recentemente as emissões dos gases que causam o efeito estufa procuram levar em conta os impactos dessas inovações tecnológicas, mas que eles ainda não incorporam o efeito dos preços dos energéticos sobre estas inovações – difusão no curto prazo, inovação no médio prazo e invenção no longo prazo, processo este só iniciado há pouco.

A principal categoria de modelos energéticos integrados demanda/oferta – os modelos de equilíbrio – se desenvolveu tanto na forma de modelos de equilíbrio parcial ou setorial – setor energético, como na forma de modelos de equilíbrio geral. Apesar das vantagens teóricas desta segunda categoria, os modelos de equilíbrio parcial tem sido mais empregados, até agora, no setor energético (BAJAY, 2003b), por conta da possibilidade de se representar às características, sobretudo tecnológicas e econômicas, deste setor com os detalhes necessários aos estudos, limitado tão somente às restrições inerentes ao nível de agregação dos dados disponíveis. A possibilidade recente de se empregar, sem transtornos computacionais, a abordagem híbrida descendente/ascendente, discutida na seção anterior deste capítulo, que permite um tratamento mais detalhado do setor energético, tende a valorizar mais, no futuro, o uso dos modelos de equilíbrio geral, seja de uma forma isolada, ou em conjunto com modelos de equilíbrio parcial, nos estudos de planejamento da expansão do setor energético.

A família de modelos Markal (ETSAP, 1999; ETSAP, 2004) ilustra bem boa parte do desenvolvimento histórico resumido nesta seção. A primeira versão desta família foi desenvolvida pelo Brookhaven National Laboratory (BNL), dos EUA, no fim da década de 1970, para o Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP), da International Energy Agency (IEA), e para o United States Department of Energy (DoE). Tratava-se de um modelo de programação linear dinâmica que otimizava a expansão das diversas cadeias de energéticos, que compõem o que o BNL chama de "Sistema Energético de Referência" (SER), a fim de se atender demandas energéticas projetadas, por usos finais; a função objetivo do problema é a minimização do custo total desta expansão ao longo do horizonte de planejamento. Desde a sua concepção, o

modelo tem representado com bastante detalhe as tecnologias de conversão e uso final de energia envolvidas no SER objeto de estudos, sendo este o principal motivo responsável pelo uso deste modelo pelo ETSAP, da IEA, até os dias de hoje.

Com o passar do tempo, novas versões foram surgindo. Uma delas incorpora variáveis inteiras, enquanto que uma outra, financiada pela Environmental Protection Agency, do governo americano, emprega programação multiobjetivo, através da técnica conhecida como "goal programming", com duas funções objetivo, a tradicional, de minimização do custo total da expansão, e uma outra que visa objetivos ambientais. Há uma versão, denominada de "programação estocástica", que permite se associar probabilidades às diversas variáveis de cenário simuladas. Uma outra versão detalha os fluxos de materiais do Sistema Energético de Referência, permitindo uma otimização mais criteriosa da reciclagem e disposição final de resíduos industriais e municipais. O modelo Markal também tem sido utilizado em estudos multi-regionais, envolvendo diversos estados ou províncias de um país, assim como diversos países; neste contexto, a US Energy Information Administration, que faz parte do DoE, escolheu uma versão do Markal, denominada "System for Analysis of Global Energy Markets" (SAGE), para servir como principal ferramenta de modelagem na preparação de sua publicação anual denominada International Energy Outlook, a partir de 2003, e a IEA pretende agregar os trabalhos do ETSAP em suas projeções bianuais do World Energy Outlook.

Na família Markal, uma primeira tentativa de se levar em conta elasticidades-renda e preço da demanda foi através da interação entre o modelo de otimização da oferta e um modelo macroeconômico clássico, o Macro, que utiliza funções de produção com elasticidade de substituição constante envolvendo três fatores de produção agregados: capital, trabalho e energia. As limitações desta primeira abordagem foram superadas com a transformação do modelo original, de otimização do suprimento energético, em um modelo de equilíbrio parcial, onde o equilíbrio é obtido através da intersecção das curvas de demanda e de oferta para cada uso final, ou serviço energético. As elasticidades-preço das curvas de demanda são fornecidas pelo usuário, sendo esta últimas linearizadas por partes pelo modelo, a fim de poderem ser incorporadas na estrutura linear do problema. A nova função objetivo do problema passa a ser a maximização da soma dos excedentes do produtor e do consumidor, o que garante se atingir uma situação de equilíbrio parcial para o setor energético analisado.

Uma outra versão, recente, do Markal permite um tratamento endógeno de inovações tecnológicas, no longo prazo, através da incorporação de relações estimadas entre vendas acumuladas, em uma escala global, e os custos de investimento em algumas "tecnologias chaves", que tendem a declinar com a experiência no desenvolvimento e uso destas tecnologias.

Finalmente, a também recente versão Times desta família, que é uma integração dos modelos Markal e Efom, permite o uso de intervalos de planejamento variáveis ao longo tempo e a classificação e tratamento das tecnologias por geração, ou idade, dos equipamentos, o que flexibiliza bastante a modelagem, possibilitando, por exemplo, a distinção entre a vida econômica e a vida útil dos equipamentos e a análise do possível interesse de modernizações visando a extensão da vida de equipamentos ou usinas.

No momento, a família Markal de modelos é utilizada por mais de 100 instituições em mais de 50 países, em exercícios de planejamento energético e ambiental (simulação de políticas de controle das emissões de gases que causam o efeito estufa, alternativas de tratamento e disposição final de resíduos, etc.), envolvendo municípios, estados ou países.

3.3 Modelos utilizados no exterior

3.3.1 Modelos empregados pelo Department of Energy, nos EUA

3.3.1.1 O National Energy Modelling System

A Energy Information Administration – EIA, do US Department of Energy tem a incumbência de coletar, analisar e publicar dados relacionados à energia e às relações entre o setor energético e o resto da economia. Ela também produz relatórios anuais analisando as tendências de longo prazo nos mercados de energéticos nos EUA, o Annual Energy Outlook (EIA, 2003a), e no mundo, o International Energy Outlook (EIA, 2003b).

Para auxiliar na elaboração do Annual Energy Outlook, a partir de 1993 a EIA tem utilizado um modelo com uma estrutura modular, interativa, denominado National Energy Modeling System – NEMS (KYDES & SHAW, 1997; GABRIEL, KYDES & WHITMAN, 2001), ilustrada na figura 3.1. O objetivo do modelo é simular as conseqüências energéticas, econômicas, ambientais e de segurança nacional, para os Estados Unidos, de políticas energéticas alternativas, ou hipóteses alternativas referentes à evolução dos mercados de energéticos. O modelo também tem sido bastante utilizado por outros órgãos governamentais, a maior parte deles, de uma forma ou de outra, ligados ao US Department of Energy. A estrutura modular tem facilitado bastante as inúmeras aplicações do modelo. Alguns dos módulos têm duas versões, uma mais detalhada, quando isto se justifica em uma dada aplicação, e uma outra mais agregada e rápida de processar em computadores de médio porte. O modelo está amplamente disponível aos interessados, com a devida documentação. Os módulos componentes podem operar em ambiente de microcomputador, enquanto que o modelo completo requer, por conta das interações entre os módulos, um ambiente de "estação de trabalho". O modelo é capaz de representar treze regiões de suprimento de petróleo e gás, doze regiões de transporte e distribuição de gás natural, onze regiões de suprimento de carvão, treze regiões eletricamente interligadas que atuam sob a coordenação de "conselhos de confiabilidade da rede elétrica" e cinco mercados de petróleo.

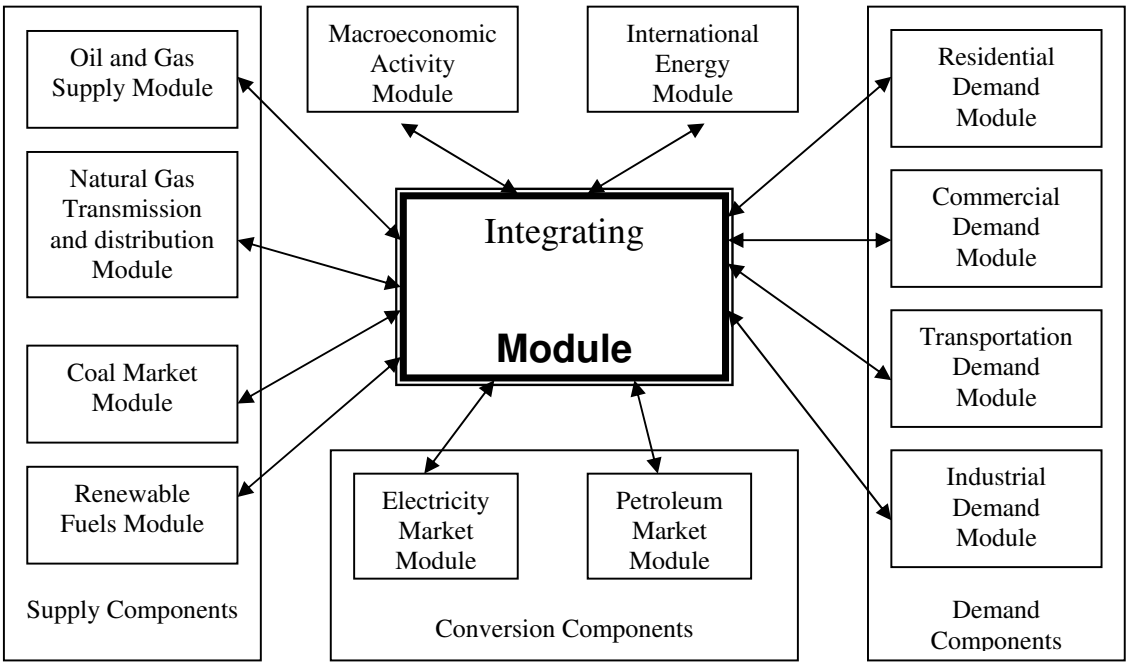


Figura 3.1 – Estrutura do NEMS

As projeções do International Energy Outlook são atualmente obtidas com o auxílio do novo modelo SAGE (Systems for the Analysis of Global Energy markets) da IEA, que é um conjunto integrado de modelos regionais que estimam o consumo energético regional com base em 42 usos finais da energia (IEA, 2003b). Os aumentos de demanda previstos no modelo são atendidos por aumentos da produção de equipamentos de conversão de energia primária existentes, ou, então, por novas plantas de conversão, ou, ainda, por expansões de unidades existentes. Os preços do petróleo no horizonte de planejamento são previstos pelo módulo de comércio internacional de energéticos do NEMS.

O modelo NEMS é composto pelos seguintes módulos:

(i) Seis módulos de oferta: oferta de petróleo e gás, transporte e distribuição de gás natural, oferta de carvão, e oferta de combustíveis renováveis;

(ii) Quatro módulos de demanda: setores residencial, comercial, industrial e de transportes;

(iii) Dois módulos de conversão: suprimento de eletricidade; e refino de petróleo e processamento de gás;

(iv) Um módulo de atividade macroeconômica;

(v) Um módulo de comércio internacional de energéticos; e

(vi) Um módulo integrador.

Para cada ano que se deseja fazer projeções, os módulos interagem entre si até que se obtenha uma convergência em termos de preços e quantidades dos energéticos envolvidos, produzidos internamente ou importados, e vários indicadores macroeconômicos, dentro de uma tolerância pré-especificada.

O módulo de oferta de petróleo e gás projeta os níveis possíveis de: produção doméstica de petróleo e gás natural, na "boca do poço", a partir de reservatórios onshore e offshore, inclusive no Alaska; importações de gás do Canadá e do México; e importações de gás natural liquefeito. O módulo simula esta oferta por região produtora, tipo de poço e tipo de combustível, envolvendo a recuperação convencional, secundária e terciária, combustíveis como o xisto betuminoso e o metano produzido em leitos de carvão. Equações regionais projetam novas descobertas de campos e revisões das reservas do País, a partir das perfurações de desenvolvimento realizadas. As projeções da produção doméstica e das importações de petróleo são determinadas pelo módulo de refino de petróleo e processamento de gás, a partir das demandas dos derivados de petróleo, reservas e capacidade de produção, incluindo novos poços. A produção de gás natural e seus preços são obtidos no módulo de transporte e distribuição de gás. A produção de petróleo e gás no Alaska é modelada projeto por projeto. As possíveis importações líquidas de gás natural do Canadá são computadas em seis pontos de translado na fronteira, para um faixa de preços do gás. O mesmo tratamento é dado para as possíveis importações de gás natural liquefeito – GNL. Já as possíveis importações de gás natural do México são simuladas em função de cenários alternativos de desenvolvimento deste comércio, já que elas dependem de diversos fatores outros que o preço deste energético. As curvas de oferta, em degraus, produzidas por este módulo são incorporadas por diversos programas lineares empregados em outros módulos.

O objetivo do módulo de transporte e distribuição de gás natural é modelar a rede de gasodutos e instalações de armazenagem que interliga os produtores e importadores de gás, representados no módulo de oferta de petróleo e gás, com os consumidores deste energético, representados nos módulos de demanda e no módulo de suprimento de eletricidade. Na atual

versão do NEMS, os preços de gás natural, computados neste módulo, são médias ponderadas de custos marginais, onde os pesos são as quantidades supridas, acrescida dos custos de transporte. No módulo determinam-se os fluxos regionais e a expansão da capacidade dos gasodutos e dos tanques de armazenagem. O módulo emprega uma representação simplificada dos sistemas de transmissão e distribuição, na forma de um grafo com doze nós internos e nove nós de translado na fronteira. O módulo provê as funções de ligação entre as curvas de oferta de gás e as demandas deste energético, incluindo a geração de eletricidade.

O módulo de oferta de carvão é um modelo de programação linear que minimiza os custos de produção, importação, transporte e distribuição de carvão, satisfazendo as demandas doméstica e internacional deste energético. A produção e a distribuição do carvão são projetadas para 11 regiões supridoras e 13 regiões de demanda, enquanto o comércio internacional é modelado através de 16 regiões exportadoras e 20 regiões importadoras. Curvas de oferta anual de carvão, em degraus, relacionam a produção anual a custos marginais, por tipo de mina (de superfície ou subterrânea), tipo de carvão (poder calorífico e teor de enxofre) e região produtora. Os contratos de suprimento existentes entram como restrições a serem obedecidas na solução do problema. Limites nas emissões de dióxido de enxofre e preocupações sobre a diversidade das fontes de suprimento de carvão também são restrições do problema. Os custos de transporte são ajustados para possíveis variações nos custos dos insumos, tais como a produtividade do trabalho e os custos de combustível. Os preços do carvão obtidos no módulo são os multiplicadores de Lagrange das equações de atendimento da demanda deste energético, determinadas nos módulos da demanda industrial e de suprimento de eletricidade.

O módulo dos combustíveis renováveis representa, na forma de curvas de oferta, em degraus, os vários tipos de fontes renováveis de energia. Informações sobre os geradores de energia elétrica utilizando tais fontes e que estão conectados à rede elétrica são passados para o módulo de suprimento de eletricidade, para que as plantas correspondentes sejam construídas e despachadas, pelo critério do custo unitário de geração mínimo, em competição com os demais tipos de geradores. Estes dados são obtidos exogenamente ao modelo e inseridos no mesmo. Um arquivo sobre hidroeletricidade no módulo de suprimento de eletricidade provê a capacidade atualmente disponível, assim como adições planejadas e fatores de capacidade das usinas. O submódulo de energia eólica fornece a capacidade máxima deste tipo de geração, em função da

área disponível para estas plantas, a velocidade do vento e o fator de capacidade das usinas. A capacidade disponível mais curvas de capacidade potencial de usinas geotérmicas, junto com dados de custo e desempenho destas plantas, são fornecidas pelo submódulo de energia geotérmica. O submódulo de eletricidade solar representa instalações fotovoltáicas e solar-térmicas e consideram as diferenças regionais de disponibilidade de energia solar e a sua intermitência. O módulo também calcula curvas de oferta de etanol a partir do milho, em função dos custos da matéria prima, custos de conversão e custos dos energéticos. A demanda do etanol como componente da mistura com gasolina é determinada no módulo de refino de petróleo.

As curvas de oferta, no módulo de suprimento de eletricidade relacionam a capacidade máxima de geração de energia elétrica a partir da madeira, como função do custo da madeira e do custo e características operacionais das tecnologias de conversão. O consumo disperso da madeira como energético é modelado nos módulos de demanda residencial, comercial e industrial. Projeções da energia produzida a partir da incineração de resíduos sólidos municipais são obtidas utilizando estimativas das quantidades de resíduos a serem produzidas, derivadas de uma equação econométrica que emprega o PIB como principal variável explanatória, seu calor específico e a parcela dos resíduos que se supõe será reservada para a produção de energia.

O módulo de demanda do setor residencial projeta o consumo de energia por região, para três tipos de residência - família única, multi-família e residências móveis, sete tipos principais de usos finais e três tipos secundários. O estoque de residências é projetado, a partir do ano base, subtraindo os imóveis que se estima serem demolidos e adicionam-se os novos imóveis, fornecidos pelo módulo de atividade macroeconômica. Os estoques de equipamentos domésticos são projetados por tipo de energético, uso final e tipo de tecnologia, subtraindo os equipamentos das residências que devem ser demolidas e os equipamentos das residências remanescentes, que por estimativa, serão sucateados e adicionam-se os novos equipamentos para residências novas e existentes. Modela-se, também, o nível de isolamento das residências. A eficiência deste isolamento aumenta com o aumento dos preços dos energéticos, assim como em função de outras tendências independentes destes preços. As parcelas de mercado dos diversos energéticos e tipos de equipamentos são projetados com base em tendências históricas recentes das residências novas e existentes.

O consumo energético do setor comercial é projetado, pelo módulo de demanda correspondente, por região, para onze tipos de edifícios, usos externos, nove tipos de usos finais em edifícios e mais de mil tipos de tecnologias, levando em conta as elasticidades-preço dos energéticos no curto prazo. A área utilizada para atividades comerciais é estimada por tipo de edifício, assumindo-se taxas de demolição e novas construções, estas últimas obtidas no módulo de atividade macroeconômica, em função de variáveis demográficas e econômicas. O módulo trabalha com três regras referentes de acordo com critérios de comportamento dos consumidores: busca do custo mínimo ao longo do ciclo de vida do equipamento, busca do custo mínimo restrito ao uso continuado do mesmo energético e retenção da mesma tecnologia empregada anteriormente. Assume-se, no módulo, as parcelas dos consumidores associadas a cada um destes comportamentos.

O módulo de projeção da demanda do setor industrial desagrega o mesmo em três categorias básicas: indústria manufatureira energo-intensiva, as demais indústrias manufatureiras e outras indústrias. O consumo da indústria manufatureira energo-intensiva é desagregado em calor e potência, e matérias primas e outros insumos e por tipo de processo ou uso final. Os seguintes ramos industriais energo-intensivos são modelados individualmente: indústria de alimentos, papel e celulose, indústria química, refino de petróleo (modelada no módulo de oferta de petróleo e gás), indústria de minerais não metálicos e metais primários. A influência dos preços dos energéticos no consumo é modelada através de seu efeito na eficiência de equipamentos novos e existentes e através da combinação de energéticos empregada para um dado estoque de equipamentos. Diminui-se a capacidade de produção a uma taxa fixa, o que conduz a aumentos do fator de capacidade dos equipamentos remanescentes. Nova capacidade de produção é adicionada sempre que o estoque existente de equipamentos não for capaz de atender as projeções de produção do módulo de atividade macroeconômica. Quando apropriado, cada tipo de indústria é modelado segundo três componentes: edifícios, caldeiras e cogeração, e processo-montagem. O uso de energia em edifícios industriais é relativamente pequeno; assume-se que ele cresce na mesma taxa que o emprego industrial. As caldeiras produzem o vapor necessário para atender as necessidades dos outros dois componentes e também das plantas de cogeração. O maior uso de calor e potência na indústria é no componente processo-montagem. Para as principais indústrias manufatureiras energo-intensivas, o módulo descreve os estágio da

produção e funções de produção e de custo modelam as participações dos fatores de produção em cada estágio. O módulo emprega curvas de possibilidades tecnológicas em cada um dos principais processos para representar a intensidade energética decrescente do estoque de equipamentos. O módulo também inclui algumas trocas possíveis de combustíveis, em caldeiras existentes, aumento da reciclagem e um maior consumo de subprodutos.

O módulo de demanda do setor de transportes projeta o consumo energético setorial por modo de transporte, com base nos preços dos combustíveis e em diversas variáveis macroeconômicas. Os veículos leves são representados por dez famílias de veículos, em termos de idade, seis categorias de veículos de passageiros e seis tipos de caminhões leves. O módulo simula quinze tecnologias de veículos envolvendo combustíveis alternativos; as parcelas destas categorias nas vendas totais de veículos são estimadas ao longo do tempo em função das características tecnológicas envolvidas, custos e preços dos combustíveis. Modela-se o estoque de veículos leves adicionando-se os novos veículos e descontando-se os veículos sucateados. Os veículos-milhas percorridos pelos veículos leves são estimados com base nos custos dos combustíveis, na renda pessoal disponível per capita e em dados demográficos. O consumo específico de combustível dos novos veículos leves é estimado por categoria de veículo como uma função do preço dos combustíveis e de variáveis representando a renda. A demanda por viagens, o consumo específico e o consumo total de combustível dos veículos pertencentes a frotas são projetados separadamente. As viagens aéreas são desagregadas no transporte de carga e de passageiros, este último, sendo desagregado em viagens de negócios e outras viagens. As viagens aéreas são projetadas com base nos custos destas e no crescimento econômico. O consumo específico médio de combustível dos aviões é estimado por categoria de aparelho como uma função dos preços dos combustíveis e do crescimento econômico, que afeta a distribuição da idade dos aviões. Estimativas da produção industrial são empregadas neste módulo para projetar toneladas por milhas percorridas através do uso de caminhões, trens e navios, no transporte de cargas.

O módulo de suprimento de eletricidade realiza projeções da geração, transmissão e preço da energia elétrica, através da busca de soluções de mínimo custo de novas usinas geradoras e seus combustíveis, sujeito a restrições ambientais. O suprimento de produtores independentes e o comércio de eletricidade são simulados neste módulo e estão incluídos no processo decisório,

envolve a construção e operação das centrais geradoras; as unidades de cogeração, no entanto, são representadas nos módulos de demanda. A demanda é representada por curvas de carga, que variam por região e estação do ano, e pela utilização de programas de gestão pelo lado da demanda. O submódulo de planejamento da expansão da capacidade projeta a construção de novas usinas, por empresas concessionárias e produtores independentes, necessários para se atender o crescimento da demanda de energia elétrica, levando em conta a adoção de novos programas de gestão de carga, o nível de intercâmbios de energia garantida e a adição dos equipamentos de abate de poluição necessários para se cumprir à legislação ambiental. Os custos de capital das novas usinas variam de acordo com o tipo de proprietário – empresa concessionária ou produtor independente, já que a composição do capital dos empreendimentos será diferente nos dois casos. Este submódulo trabalha com até seis intervalos de planejamento. Um algoritmo distribui a capacidade de geração a ser adicionada entre tecnologias do mesmo tipo, levando em conta as incertezas existentes a respeito dos custos e do desempenho futuro destas tecnologias. No caso de novas tecnologias, se considera, neste módulo, a redução esperada dos custos unitários ao longo do tempo, através de "curvas de aprendizado", para refletir a experiência crescente dos fabricantes e a competição entre eles. Dado a capacidade de geração disponível, os acordos de intercâmbios inter-regionais existentes, os preços dos combustíveis e as curvas de carga, o submódulo de planejamento da operação, utilizando um equivalente a um programa linear, despacha as usinas e estabelece os fluxos de carga inter-regionais, de modo a minimizar o custo total de operação, satisfazendo a demanda, que varia ao longo do tempo e entre as regiões, e as restrições sobre emissões de dióxido de enxofre. O despacho é executado para atender curvas de carga de seis combinações de estações do ano e dias da semana. Nas oito regiões elétricas interligadas, nas quais as tarifas de venda de eletricidade aos consumidores ainda são reguladas nos EUA, estas são determinadas no módulo por tipo de consumidor, através do princípio do "serviço pelo custo". Para as demais regiões interligadas, os preços da eletricidade para os consumidores são formados com base nos custos marginais de geração. Os programas potenciais de gerenciamento de carga das empresas concessionárias também são avaliados neste módulo, para se determinar quais deles são competitivos. Os efeitos destes últimos nas curvas de carga são descontados das necessidades de novas adições de capacidade de geração; estas

informações também são passadas para os módulos de demanda, a fim de se corrigir as suas projeções, setoriais, da demanda de energia elétrica.

O módulo de refino de petróleo e processamento de gás envolve um programa linear que minimiza os custos das operações de refino de petróleo e de processamento de gás natural e as importações de petróleo e seus derivados, atendendo as demandas projetadas. A produção de gasolina é modelada de forma a satisfazer as exigências do Clean Air Act Amendments, de 1990, no que diz respeito às especificações de adições de compostos oxigenados e produção de gasolina reformulada, e as especificações mais rigorosas do Estado da Califórnia. O módulo emprega curvas de oferta para o petróleo e derivados que podem ser importados, fornecidos pelo módulo de comércio internacional de energéticos. Tanto o petróleo doméstico como o importado é classificado em cinco categorias, de acordo com sua densidade e conteúdo de enxofre. Os produtos das plantas de processamento de gás natural – etano, propano, butano, isobutano, etc. – são modelados de forma a atender ao mercado, ou servir de insumo nas refinarias. O programa linear fornece preços dos derivados na saída das refinarias e preços de atacado nas regiões de demanda; estes últimos são médias que ponderam as várias fontes de suprimento. O módulo adiciona margens de distribuição e de comercialização para formar os preços no varejo.

O módulo de atividade macroeconômica projeta os impactos na economia, como um todo, gerados por mudanças nos mercados dos energéticos. Ele também fornece previsões sobre a evolução de variáveis econômicas, tais como taxas de juros, demandas finais por bens e serviços, renda disponível e produto industrial, para os demais módulos do NEMS. Um submódulo simula as reações da economia, as mudanças nos preços dos energéticos e a informações, especificadas exogenamente ao modelo, sobre incrementos na mão de obra e sua produtividade. Um outro submódulo fornece projeções do produto industrial e calcula os impactos intersetoriais, com o auxílio de uma matriz insumo-produto, associados a cenários alternativos de desenvolvimento para os diversos segmentos industriais. Com base nas estatísticas nacionais, um conjunto de equações provê projeções regionais de variáveis econômicas.

O módulo de comércio internacional de energéticos calcula o preço médio do petróleo importado e provê curvas de oferta para cinco tipos de petróleo importados pelos EUA. Ele também fornece curvas de oferta para dez tipos de derivados de petróleo e compostos oxigenados (MTBE e metanol) importados.

Gabriel *et alii* (2001) apresentam as condições sob as quais se pode demonstrar que existe solução para o problema de equilíbrio setorial modelado pelo NEMS e que esta solução é única.

3.3.1.2 O modelo IDEAS

O modelo IDEAS (Integrated Dynamic Energy Analysis Simulation) simula a demanda e a oferta de energia nos EUA a longo prazo. Ele tem sido utilizado há mais de 20 anos pela Divisão de Políticas Energéticas do US Department of Energy – DoE. Nos últimos anos, uma de suas principais aplicações tem sido na simulação dos efeitos de inúmeras medidas que tem sido propostas e avaliadas para se reduzir as emissões, no setor energético americano, dos gases que causam o efeito estufa (WOOD & GEINZER, 1997).

Para que um modelo de previsão do setor energético continue sendo útil por um longo período de tempo, ele deve ser modificado continuamente, permanecendo atualizado em termos de evolução das políticas energéticas que ele irá simular e da própria estrutura setorial. Algumas destas modificações são pequenas, enquanto que outras requerem a reconstrução de módulos inteiros do modelo. Este último caso aconteceu, por exemplo, no caso do modelo IDEAS, com os seus módulos de demanda, na segunda metade da década de 1980 e primeira metade da década de 1990, para se poder representar os padrões obrigatórios de eficiência mínima de equipamentos para os setores residencial e comercial, assim como as diversas opções de veículos empregando combustíveis alternativos aos derivados de petróleo. Outras partes do modelo podem atrofiar ao longo do tempo, como, no caso do modelo IDEAS, o desenvolvimento de combustíveis sintéticos. O efeito líquido, em geral, é de se adicionar detalhes à modelagem, tornando o modelo mais complexo. Esta tendência deve ser devidamente controlada, com vistas aos usos pretendidos para o modelo e o nível desejado de transparência de suas hipóteses básicas. Uma boa parte dos méritos do modelo IDEAS reside em sua rápida execução e sua habilidade para integrar as diversas partes do sistema energético simulado.

O modelo IDEAS possue mecanismos que simulam o comportamento de mercados de energéticos: eles ajustam os preços de certos energéticos, de forma a garantir, na maior parte dos casos, equilíbrio entre oferta e demanda. O modelo simula a formação de preços de quatro

energéticos: petróleo, gás natural, carvão e eletricidade. Todos os demais preços empregados no modelo são fixados endogenamente pelo usuário.

O lado de demanda do modelo é representado pelos setores residencial, comercial, industrial e de transportes. Assume-se que os consumidores agem de forma a minimizar os custos associados ao atendimento de suas necessidades de "serviços de energia". De acordo com esta hipótese, o modelo projeta primeiro a demanda por estes "serviços de energia", por usos finais, e, depois, calcula as parcela de mercado a serem ocupadas pelas diversas tecnologias, como, por exemplo, programas de conservação de energia, plantas de cogeração e tecnologias convencionais. As tecnologias de conservação são representadas por "curvas de conservação de energia", onde se têm diversas tecnologias agregadas em uma curva, em cujo eixo das abcissas se representa os potencias de conservação associados a cada tecnologia e no eixo das ordenadas os custos unitários correspondentes.

Do lado da oferta, se modela o comportamento das indústrias de petróleo, gás natural, eletricidade e carvão, nos EUA. Consideram-se tanto tecnologias convencionais como inovadoras em cada uma destas indústrias.

Os preços do petróleo são estabelecidos exogenamente ao modelo, já que eles dependem do mercado mundial. Os preços da energia elétrica, por seu turno, são calculados com base no "serviço pelo custo", ou seja, os custos do fornecimento mais uma taxa de retorno, regulada, sobre o ativo remunerável. A formação dos preços dos demais energéticos segue a forma usual dos modelos de equilíbrio setorial.

O modelo IDEAS permite atingir equilíbrios entre a demanda e a oferta tanto no longo como no curto prazos. No longo prazo, este equilíbrio é atingido através de eventuais investimentos em novas instalações, nos lados da demanda ou da oferta. No curto prazo, os estoques de bens de capital que consomem energia e a capacidade de produção dos energéticos são fixos; a demanda e a oferta só podem ser ajustadas através de mudanças no grau de utilização dos equipamentos envolvidos. O IDEAS é um modelo de simulação dinâmica não linear; ele representa a evolução de variáveis econômicas ao longo do tempo e como estas variáveis se movem de uma situação de equilíbrio para outra.

Na simulação de programas de eficiência energética e alternativas do lado da oferta, associadas a medidas de redução das emissões de gases que causam o efeito estufa, o modelo

IDEAS permitiu se detectar compensações do efeito mitigatório associado a projetos específicos quando se simula seu efeito combinado, assim como reduções deste efeito ocasionadas por reduções de preço de energéticos, sobretudo no longo prazo, que aumentaram a renda disponível, o que elevou a demanda por serviços energéticos, por conta, por exemplo, da busca de maiores níveis de conforto (WOOD & GEINZER, 1997). Estes tipos de efeitos só podem ser detectados através de modelos dinâmicos de equilíbrio, como o IDEAS.

3.3.2 Um pouco da experiência européia

3.3.2.1 Os modelos empregados pelo governo alemão para simular reduções na emissão de gases que causam o *efeito estufa*, no setor energético daquele país

Em 1990 o governo da República Federal Alemã se comprometeu a reduzir de 25 a 30 por cento as emissões de CO_2 daquele país até o ano 2005, em relação ao ano base de 1987. Após a reunificação das duas Alemanhas, esta meta foi mantida para o novo país. Além disso, a Comissão de Estudos sobre Medidas Preventivas para Proteger a Amosfera Terrestre recomendou uma redução de 50 por cento até o ano 2020. Com base no trabalho desta comissão, o Ministério da Educação, Ciência, Pesquisa e Tecnologia iniciou o projeto IKARUS (Instrumente für Klimagasreduktionsstrategien), em 1990, para prover ferramentas que permitam desenvolver estratégias para reduzir as emissões, na Alemanha, de gases que produzem o efeito estufa. Estas ferramentas incluem modelos energéticos e uma base de dados.

Os modelos em questão são o IKARUS-LP e o MIS (KEMFERT & KUCKSHINRICHS, 1997). O primeiro deles é um modelo de programação linear que determina a estrutura tecnológica e a combinação de energéticos que satisfaz, a um custo total mínimo, demandas energéticas fornecidas exogenamente ao modelo, incorporando metas de redução das emissões dos gases que causam o efeito estufa. O modelo MIS foi desenvolvido para provar a consistência macroeconômica e as conseqüências, sobre a economia, das soluções tecnológicas fornecidas pelo modelo IKARUS-LP, além de prover, para este, projeções de variáveis econômicas. A

abordagem do modelo IKARUS-LP é de “ascendente” , enquanto que a do modelo MIS é de “descendente” .

O MIS é um modelo do tipo insumo-produto, aberto e dinâmico, com a demanda final (consumo, gastos do governo e exportações) fornecida exogenamente e independente dos preços. Os investimentos em equipamentos e edifícios são determinados endogenamente. Os insumos primários incluem a depreciação, impostos indiretos menos subsídios, salários, lucros e importações. O modelo utiliza as tabelas insumo-produto da Divisão de Estatísticas do Governo Alemão, reagrupando os setores da economia alemã em oito setores relacionados à produção de energia e vinte e dois setores consumidores. Por causa de sua importância nas estratégias de redução de CO_2, o aquecimento ambiental e o transporte individual motorizado (automóveis e motocicletas) foram introduzidos como “setores produtivos virtuais” na matriz insumo-produto. O MIS tem sido utilizado para efetuar projeções a médio e longo prazos.

Os modelos insumo-produto dinâmicos incluem parâmetros que variam ao longo do tempo. Nestes modelos, o investimento é determinado endogenamente. Os investimentos, de um lado aumentam a demanda final e, do outro, alteram o estoque de capital, e, por conseguinte, as possibilidades de produção. Estes modelos consideram tanto os efeitos de fluxo como os de estoque, de investimentos setoriais. O MIS calcula os investimentos através de um submódulo, que os diferencia em novos investimentos líquidos e investimentos de reposição. Os primeiros são determinados pela taxa de crescimento do valor adicionado e pelo respectivo coeficiente de capital, enquanto que os investimentos de reposição dependem da taxa de depreciação e do estoque corrente de capital.

Variações nos preços dos energéticos, definidos exogenamente ao modelo MIS, provocam substituições entre energia e capital e entre os energéticos competidores, nos diversos setores da economia. Estas substituições são calculadas no modelo com o auxílio de uma função de produção do tipo CES . Por causa das mudanças nos preços relativos que se deseja simular no modelo, a estrutura de todos os preços setoriais é calculada por um módulo do MIS, de formação de preços, que gera processos de substituição intersetorial. Logo, a matriz insumo-produto clássica de Leontieff é trocada, no modelo MIS, por uma estrutura produtiva que contempla possibilidades de substituição entre capital e energia, do tipo Arrow-Solow. A cada possível

interação dos modelos MIS e IKARUS-LP, a matriz de coeficientes técnicos de Leontieff é atualizado por um submodelo denominado "gerador" destes coeficientes.

No MIS, as funções de produção setoriais do tipo CES incluem fatores de melhoria da eficiência energética, determinados endogenamente ao modelo, que visam representar incrementos nos investimentos, particularmente em tecnologias menos energo-intensivas, e avanços organizacionais.

As necessidades futuras de moradia são determinadas em um módulo separado. São dados de entrada deste módulo o crescimento populacional, o número médio de pessoas por residência, as parcelas de novas e velhas edificações para uma única família ou multi-famílias, a área útil média por residência, os custos unitários de construção, as necessidades de aquecimento e melhorias na eficiência energética das residências.

Projeções das necessidades de transporte também são geradas em um módulo separado, em que se simulam mudanças tecnológicas, como, por exemplo, melhorias de consumo específico de combustíveis, substituições modais e alterações nas distâncias médias percorridas.

O MIS calcula o investimento, o estoque de capital e o nível de emprego necessários para satisfazer um determinado nível de demanda.

No contexto do projeto IKARUS, o modelo MIS tem calculado não somente os investimentos diretos e o nível de emprego induzidos pelas medidas de redução das emissões de CO_2, em função dos resultados fornecidos pelo modelo IKARUS-LP, mas também os efeitos indiretos, através dos setores produtores de bens de capital. O modelo IKARUS-LP fornece, entre outros resultados, os custos marginal e médio associados às diversas medidas ou conjuntos de medidas simuladas para se reduzir as emissões de CO_2.

Os dois modelos tem sido amplamente empregados para se estudar os efeitos macroecoômicos e no nível de emprego associados à eventual implantação futura de um imposto sobre o conteúdo de carbono de combustíveis na Alemanha. Entre outros resultados, a modelagem revelou que os segmentos energo-intensivos da economia alemã iriam atravessar grandes dificuldades financeiras, com elevados níveis de demissões, se parte do imposto sobre o carbono não for utilizado para reduzir os custos da mão de obra nestes setores.

3.3.2.2 Modelos utilizados para se estimar os benefícios, em termos de redução das emissões de CO_2, dos intercâmbios de eletricidade entre os países escandinavos

Diversos tipos de modelos tem sido utilizados nos últimos anos para se estimar os benefícios, em termos de reduções de emissões de CO_2, dos intercâmbios de eletricidade entre os países escandinavos. Estes intercâmbios são instrumentos competitivos para se reduzir, como iniciativas de "implementação conjunta" , estas emissões, graças ao baixo custo da geração hidrelétrica, que é predominante na Noruega e significativa na Suécia e Finlândia. Esta modelagem deve ser estendida, em um futuro próximo, também para intercâmbios de energia elétrica com a Alemanha.

Larsson (1997) descreve simulações feitas com o modelo MARKAL, envolvendo diversos cenários alternativos de abate das emissões de CO_2 através dos intercâmbios acima referidos. O cenário de referência não contempla os intercâmbios e não há restrições quanto às emissões de CO_2. Um cenário alternativo simula os intercâmbios restritos à atual capacidade de interligação elétrica dos países estudados, enquanto que um outro admite reforços desta capacidade. Um terceiro cenário alternativo assume que as usinas nucleares da Suécia serão desativadas entre os anos 2000 e 2010 e os intercâmbios ficarão restritos à capacidade de interligação existente. Em todos estes cenários se assume que cada país envolvido mantém a capacidade de atender a sua própria demanda. Estes cenários institucionais são combinados com cenários alternativos quanto às metas de abate das emissões de CO_2, envolvendo reduções para se atingir os níveis de 1990, 20 por cento e 40 por cento abaixo destes níveis. Um resultado previsível das simulações é que com o aumento dos intercâmbios internacionais de energia elétrica na região os consumidores industriais eletrointensivos da Noruega vão perder as vantagens competitivas que hoje desfrutam, graças ao baixo preço da energia elétrica secundária (interruptível) gerada nas usinas hidrelétricas norueguesas, que tem estado disponível a maior parte do tempo; no futuro boa parte destes excedentes serão exportados.

O MARKAL é um modelo de programação linear dinâmica que representa os fluxos de toda a cadeia do sistema energético, da geração das fontes energéticas secundárias, a partir das fontes primárias, via plantas centrais de conversão, seu transporte e distribuição e, finalmente, sua conversão para energia terciária, ou útil, por usos finais. Neste último elo da cadeia, o

modelo pode avaliar a atratividade de tecnologias de conservação de energia e plantas de cogeração. O modelo, que existe desde a década de 1970, passou a ter uma aplicação multinacional sistemática no âmbito da Agência Internacional de Energia. Sua configuração evoluiu ao longo dos anos, para incorporar novas características. A avaliação de estratégias de "hedging" tornou-se possível com a inclusão de um processo sequencial de decisões. Para se estudar intercâmbios de eletricidade entre regiões, introduziu-se a representação de multiplas redes deste energético no modelo; é esta versão, denominada "Extended MARKAL" que foi utilizada por Larsson.

No MARKAL se descreve todo o sistema energético existente, assim como todas as possíveis tecnologias energéticas alternativas e possíveis fluxos energéticos. O modelo seleciona a combinação de tecnologias energéticas e fluxos de energia que melhor satisfaz a função objetivo especificada, ao longo do horizonte de planejamento, que usualmente tem sido adotado de 25 a 40 anos. A função objetivo normalmente empregada tem sido a minimização do custo total do sistema. Os principais dados de entrada do modelo são: (i) demanda de energia útil por região, sua qualidade e duração; (ii) disponibilidade e preços dos energéticos fora das fronteiras do sistema sendo analisado; (iii) custo e características técnicas das tecnologias energéticas, já existentes e novas, analisadas no modelo; e (iv) restrições ambientais, tais como limites para a emissão de poluentes aéreos, disponibilidade de terras, etc.

A operação do sistema energético é representada com bem menos detalhes no modelo MARKAL do que a sua expansão. Por exemplo, as curvas de carga elétrica são descritas no MARKAL na forma de seis valores discretos ao longo do ano e as diferenças entre anos hidrológicos secos e úmidos não podem ser representadas. Estas limitações não existem nos modelos que otimizam a operação exclusivamente do setor elétrico, que são contruídos "sob medida" para representar da forma mais fiel possível a operação do setor; ganha-se no detalhe, mas, por outro lado, perde-se no escopo da modelagem. O modelo Samkjøringsmodellen foi desenvolvido para otimizar a operação do sistema elétrico dos países escandinavos, o NORDEL, tendo sido também empregado na avaliação dos benefícios ambientais auferidos pelo intercâmbio internacional crescente de energia elétrica naquela região.

O MARKAL permite avaliar tecnologias de conservação de energia, mas não mudanças comportamentais dos consumidores, como, por exemplo, suas respostas a variações dos preços

dos energéticos. Para se avaliar aspectos comportamentais dos consumidores é necessário se lançar mão de modelos de equilibrio parcial, como o Nordisk energimarkedsmodell, desenvolvido para auxiliar no estudo do mercado nórdico de energia. Como se ampliou o escopo do modelo, se perdeu no detalhe; o modelo, por exemplo, é estático no tempo. Um outro modelo, o MICRO-MARKAL, combina os detalhes de representação do MARKAL com demandas elásticas.

Políticas mais rígidas do que as atuais de controle de emissões de CO_2 tendem a afetar o crescimento econômico e a estrutura da demanda de energia. Para avaliar bem estes efeitos é necessário se empregar modelos de equilíbrio geral, que englobam toda a economia de um país, ou conjunto de países, tal qual o modelo MSG-EE, que tem sido utilizado para estudar os impactos de um imposto sobre CO_2 na economia norueguesa. O modelo MARKAL-MACRO é uma fusão do modelo MARKAL com um modelo macroeconômico, que foi efetuada para se analisar o efeito renda na demanda de energia.

3.3.2.3 Aplicações do modelo EFOM na Dinamarca

O modelo EFOM descreve o sistema energético como uma rede de fluxos anuais de energia, com limites na capacidade de conversão e transporte dos energéticos. As demandas energéticas, por setores consumidores agregados ou desagragados, conforme os objetivos de cada estudo, são projetadas exogenamente ao modelo. O mesmo acontece com os preços dos energéticos, investimentos unitários em novos equipamentos e custos unitários de operação e manutenção de plantas novas e existentes. Os fluxos anuais de energia elétrica, calor distrital e gás natural são divididos em quatro correntes, que descrevem variações diárias ou sazonais ao longo do ano. Definem-se restrições matemáticas que refletem a infraestrutura do sistema energético e requerimentos legais ou políticos existentes, tais como, por exemplo, limites nas emissões de poluentes como o SO_2, NO_x, ou CO_2. Um algoritmo de programação linear garante que estas demandas são satisfeitas a um custo descontado mínimo.

O modelo tem sido desenvolvido e aperfeiçoado pela Comissão Européia desde a década de 1970, tendo sido utilizado em inúmeros estudos regionais e nacionais, assim como para

comparações entre países, efetuadas por organismos internacionais, como a própria Comissão Européia. Sua estrutura geral é semelhante à do modelo MARKAL, comentado na seção anterior.

O EFOM foi bastante utilizado na década de 1990 para gerar curvas de custo, para um dado sistema energético, associadas a restrições ambientais com diferentes graus de rigor, sobretudo referentes às emissões de CO_2.

Grohnheit (1997) descreve aplicações do modelo EFOM ao sistema energético da Dinamarca, com ênfase no seu setor elétrico, que é caracterizado por participações elevadas, em relação aos demais países europeus, de plantas industriais de cogeração e grandes centrais que geram simultaneamente energia elétrica e calor, este último injetado em redes de calor distrital. Estas aplicações se deram no âmbito do projeto EURIO, da Comissão Européia, que versou sobre as interações entre o planejamento energético e a proteção ambiental, incluindo países do leste europeu. O projeto EURIO envolveu modelos de projeção de demanda, modelos de oferta, como o EFOM, e modelos macroeconômicos. Tal qual se observou em estudos similares efetuados para outros países, na Dinamarca também é possível se diminuir substancialmente as emissões de CO_2 através de programas de conservação de energia, um uso intensivo do gás natural na geração de energia elétrica e um emprego crescente de fontes renováveis de energia.

O EFOM também foi aplicado na Dinamarca para diversos sistemas de energia elétrica municipais e regionais, com possibilidades de compra de eletricidade gerada fora do sistema, para simular estratégias de diversos agentes, hoje competindo entre si. O custo total das simulações efetuadas nesta condição se mostrou superior ao que se teria na situação tradicional, caracterizado por monopólios regionais operando com despacho central ótimo das plantas em um sistema nacional interligado.

Grohnheit (1997) também apresenta alguns resultados de simulações efetuadas com o mercado nórdico de energia elétrica, com o auxílio de dois modelos de equilíbrio setorial, um desenvolvido para modelar o mercado a curto prazo, com capacidades fixas das usinas geradoras e linhas de transmissão e quatro tipologias da carga ao longo do ano, e o outro a longo prazo, prevendo a instalação de novas usinas e linhas. Como na época das simulações havia um excesso de capacidade instalada na região, os preços de equilíbrio foram menores no primeiro caso. Os

preços de equilíbrio obtidos em ambos os casos foram menores do que os adotados para as aplicações do modelo EFOM na região.

3.3.3 Um modelo multiobjetivo para o planejamento energético na Austrália

Os modelos energéticos empregados tradicionalmente pelo governo australiano para avaliar opções de política energética para aquele país tem sido do tipo otimização, de custo mínimo, da combinação de tecnologias, ou, então, modelos macroeconômicos, empregados para se analizar os efeitos de novos impostos, subsídios ou outros instrumentos de política econômica. Não se tem buscado uma integração entre estas duas abordagens e os modelos de otimização utilizados só tem uma única função objetivo, distorcendo o caráter multicriterial de boa parte dos problemas abordados pelo planejamento energético.

Islam (1997) descreve o modelo AEPSOM (Australian Energy Planning System Optimization Model), que foi desenvolvido para superar estas limitações. O modelo se baseia na premissa que há dois tipos de decisores: (i) os formuladores de políticas energéticas, que agem em nome do governo; e (ii) os agentes econômicos, que decidem sua estratégia de produção ou de uso dos energéticos, levando em conta as políticas energéticas vigentes.

A estrutura do modelo AEPSOM possui, portanto, dois subproblemas, ou seja, duas funções objetivo e conjuntos de restrições associadas a cada uma delas. A primeira função objetivo é relacionada à formulação de políticas energéticas e visa, genericamente, minimizar a intervenção governamental no setor energético, através de uma ponderação de novos impostos, subsídios, fixação de preços de energéticos pelo governo, investimentos governamentais, etc., que podem incidir sobre as fontes primárias ou secundárias de energia, ou sobre os seus usos finais. Há limites superiores e, eventualmente, inferiores para estes instrumentos de política governamental. Em geral, a área econômica do governo impõe aos decisores da área energética que o efeito líquido de novos impostos, subsídios, etc. seja positivo, para manter o equilíbrio das contas públicas; isto tem que ser formulado, nesses casos, como uma restrição matemática do modelo.

A segunda função objetivo reflete o comportamento dos agentes econômicos, que o modelo assume que buscam minimizar o custo total do fornecimento dos energéticos, ao longo de toda a cadeia energia primária/secundária/usos finais, considerando os custos de mercado envolvidos, mais os eventuais novos impostos, subsídios, etc. estabelecidos pela política energética vigente. A demanda setorial de energia secundária, por usos finais, tem que ser satisfeita. Uma matriz de coeficientes técnicos rebate esta demanda, definindo as necessidades de produção, ou importação, dos diversos energéticos secundários. Uma outra matriz de coeficientes técnicos rebate estas necessidades, estabelecendo, por seu turno, a demanda por fontes primárias de energia. Há limites nas capacidades de produção e importação de energéticos secundários, assim como na disponibilidade de fontes primárias de energia.

A estratégia de solução do modelo AEPSOM utiliza um algoritmo denominado "Busca por Programação Paramétrica", através do qual o subproblema que reflete o comportamento dos agentes econômicos é resolvido como um problema de programação paramétrica. Efetua-se, então, uma busca entre as soluções ótimas (básicas) deste subproblema para encontrar a que satisfaz as restrições e minimiza a função objetivo do subproblema de formulação de políticas energéticas. Os resultados produzidos por este algoritmo de solução têm se mostrado bastante próximo das soluções exatas em uma série de testes realizados com o modelo.

No modelo AEPSOM a demanda de energia é considerada inelástica em relação aos preços dos energéticos.

3.4 Propostas para uma modelagem integrada eficiente e abrangente da expansão do setor energético brasileiro

Para se efetuar uma modelagem integrada da expansão a longo prazo do setor energético brasileiro pode-se empregar só um modelo de equilíbrio geral, só um modelo de equilíbrio setorial, ou ambos.

Um modelo de equilíbrio geral simula a evolução da economia como um todo e as principais relações econômicas entre os seus segmentos componentes, mas representa, usualmente, de uma forma pouco detalhada o setor energético. Apesar disto, ele pode ser útil em

estudos prospectivos onde não se exige um nível de detalhe muito grande na representação deste setor. O módulo de atividade macroeconômica do NEMS e o modelo MIS são bons exemplos de modelos macroeconômicos amplamente utilizados no exterior.

Os modelos de equilíbrio geral também tem sido muito usados para simular políticas ou eventos exógenos. Um caso base é construído para refletir a realidade corrente. Cenários são construídos alterando-se os valores de algumas variáveis exógenas ou parâmetros do modelo, para refletir mudanças estruturais ou conjunturais. Um novo equilíbrio, após as mudanças, é então computado, tornando possível se quantificar os impactos econômicos das alterações introduzidas (SCARAMUCCI *et alii*, 2002).

Já um modelo de equilíbrio setorial geralmente representa com bastante detalhe a evolução do setor para o qual ele foi construído, como, por exemplo, é o caso do modelo IDEAS, para o setor energético. A sua utilização de uma forma isolada, no entanto, pode gerar problemas de consistência macroeconômica nos cenários alternativos de desenvolvimento empregados na modelagem.

Como pode se depreender das descrições, feitas neste capítulo, do sistema NEMS de modelagem, do uso integrado dos modelos MIS e IKARUS-LP e do modelo MARKAL-MACRO, a tendência, já há alguns anos, tem sido a de se empregar modelos de equilíbrio setorial, para o setor energético, com uma estrutura modular ou não, junto com modelos de equilíbrio geral, de uma forma iterativa. Com esta estratégia é possível se minimizar as desvantagens e se maximizar as vantagens relativas de cada uma das abordagens anteriores.

Uma outra abordagem que pode ser designada como "mista" ou "híbrida" (BÖHRINGER, 1998) representa o setor energético em modelos de equilíbrio geral através de uma estrutura mais detalhada, linear ou não, denominada ascendente (*bottom-up*), enquanto que os outros setores da economia são representados na forma agregada tradicional dos modelos de equilíbrio geral, conhecida como descendente (*top-down*), utilizando, por exemplo, funções de produção do tipo CES (*constant elasticity of substitution*). Este tipo de modelo de equilíbrio geral é mais interessante para aplicações no setor energético e pode ser formulado matematicamente como um problema misto de complementaridade (BÖHRINGER, 1998; SCARAMUCCI *et alii*, 2002).

Os modelos de equilíbrio podem ser estáticos ou dinâmicos, estes últimos como os descritos neste capítulo.

Alguns dos modelos analisados neste capítulo foram elaborados sob medida para os sistemas energéticos em que foram, ou são, aplicados, como é o caso do NEMS, IDEAS e AEPSOM, enquanto outros possuem uma estrutura mais geral, passível de aplicação imediata em diferentes sistemas energéticos, como tem ocorrido com os modelos MIS, IKARUS-LP, MARKAL e EFOM.

As discussões realizadas neste capítulo apontam para a necessidade de que os modelos de planejamento da expansão de sistemas energéticos a serem utilizados, no futuro, pelo Ministério de Minas e Energia (MME), ou pela recém-criada Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE), em exercícios abrangentes de prospecção econômica, tecnológica, energética e ambiental envolvendo horizontes de dez e vinte anos, devem compreender tanto o lado da demanda como o da oferta de energia e que devem ter fortes vínculos com o resto da economia, ou seja, que eles devem ser modelos de equilíbrio econômico.

Quanto aos tipos de modelos de equilíbrio econômico aqui discutidos, para os estudos prospectivos de longo prazo (horizonte de vinte anos), que dão origem às projeções da Matriz Energética Brasileira, poderia ser desenvolvido um modelo de equilíbrio geral, dinâmico, com rebatimentos nos estados da Federação e que utilizaria a abordagem mista: descendente/ascendente, que constitui hoje o estado-da-arte na aplicação destes modelos no setor energético. Na parte descendente do modelo, em que se representa o resto da economia, se utilizaria matrizes insumo-produto atualizadas e regionalizadas, enquanto que na parte ascendente se detalharia o setor energético, de acordo com os objetivos a serem alcançados com a modelagem; vários tipos de detalhamento, com suas respectivas bases de dados, deveriam estar disponíveis para uso no modelo, atendendo às necessidades especificadas pelo Ministério de Minas e Energia.

Já os estudos dinâmicos mais elaborados dos planos decenais de expansão, envolvendo programas de investimentos, requerem modelos de equilíbrio parcial, em que se aprofunda, o quanto se necessitar, a representação dos vários segmentos do setor energético. Estes modelos podem tratar o setor energético como um todo, compreendendo, por exemplo, um módulo de demanda, um de oferta e um módulo macroeconômico, que estabeleceria o equilíbrio entre os dois e tentaria garantir uma certa consistência macroeconômica dos cenários alternativos de desenvolvimento adotados, tal qual ocorre com o modelo MARKAL-MACRO, ou, então,

constituir um conjunto de vários módulos de demanda e de oferta, além de um módulo macroeconômico e de um módulo integrador, que representariam com mais detalhes cada elo da cadeia de produção, transporte e consumo dos vários segmentos energéticos, como faz o sistema de modelos NEMS, do Department of Energy (DoE), do governo americano (BAJAY, 2003b).

Esta segunda abordagem, embora possa apresentar mais problemas de convergência para o equilíbrio que a anterior, permite o aproveitamento de modelos já utilizados no Brasil, como, por exemplo, o MELP e o NEWAVE, além de facilitar o aproveitamento das inúmeras experiências de modelagem, desenvolvidas ao longo das últimas décadas, por várias universidades e institutos de pesquisa no País. Adicione-se a estes argumentos a importante possibilidade de se utilizar os diversos módulos de uma forma isolada ou, então, não necessariamente, todos juntos, em inúmeros estudos exploratórios que freqüentemente podem ser demandados pelo Ministério de Minas e Energia ou pelo Conselho Nacional de Política Energética. Seguindo a estrutura dos balanços, ter-se-ia módulos de oferta/importação, transformação e transporte separados por elo de cada uma das principais cadeias de energéticos; os módulos de demanda, por outro lado, seriam por segmento consumidor e uso final, e não por tipo de energético, a fim de se poder explorar adequadamente as possibilidades futuras de substituição e conservação.

Os módulos de tal modelo de equilíbrio parcial serviriam, também, para auxiliar na especificação funcional e estimação de parâmetros das várias representações possíveis do setor energético na parte ascendente do modelo de equilíbrio geral. Este último, por seu turno, poderia ser utilizado como módulo macroeconômico no modelo de equilíbrio setorial.

Esta dupla abordagem permitiria minimizar os riscos envolvidos nesta construção de modelos, já que dificilmente ocorreriam falhas comprometedoras nas duas abordagens e com diversos grupos de modelagem envolvidos, além de possibilitar a obtenção de resultados parciais importantes ao longo da execução do projeto. O prazo estimado para se ter uma primeira versão destes dois modelos de equilíbrio, devidamente testados e homologados pelo MME, é de dois anos (BAJAY, 2003b).

Os dois modelos poderiam ser desenvolvidos por um único consórcio vencedor de uma licitação, ou o trabalho poderia ser segmentado e licitado por módulos, como foi feito pelo DoE, no caso do sistema de modelos NEMS. Neste segundo caso, é fundamental que o MME estabeleça, desde a elaboração dos editais, que os diversos módulos sejam compatíveis entre si.

Os grupos que têm trabalhado com modelos de equilíbrio econômico no Brasil tem demonstrado pouca ou nenhuma experiência no planejamento da expansão de sistemas energéticos, enquanto que os grupos que possuem esta experiência, pouco ou nada conhecem sobre modelos de equilíbrio econômico. Logo, caso sejam adotadas por parte do Ministério de Minas e Energia as propostas de modelagem sugeridas neste trabalho, é necessário que haja uma junção destas duas competências (BAJAY, 2004b).

Os modelos poderiam ser desenvolvidos com exclusividade para o MME, ou, então, constituírem objeto de licenças por parte de seus criadores, com direito a atualizações para os detentores das licenças e uso livre pelas equipes do Ministério e da EPE. Este último arranjo deve custar menos. Com o desenvolvimento de um modelo próprio, o Ministério de Minas e Energia deixaria de adquirir de terceiros serviços de modelagem para o planejamento da expansão de sistemas energéticos, tendo total controle dos softwares e desenvolvendo capacitação técnica para utilizá-los.

Os benefícios advindos de convênios com instituições com larga experiência no exterior em modelagem da expansão, a longo prazo, de sistemas energéticos, tais como a International Energy Agency (família de modelos Markal) e o US Department of Energy (sistema NEMS de modelagem e a versão SAGE do modelo Markal) deveriam ser avaliados pelo MME, tanto para se conseguir realizar, a curto prazo, alguns exercícios de planejamento com aqueles modelos, enquanto o Ministério não tiver operacionais os seus próprios modelos, e no caso da adoção das propostas de desenvolvimento do modelo de equilíbrio geral proposto neste trabalho, para auxiliar na montagem da parte ascendente deste modelo e de alguns módulos do modelo de equilíbrio parcial; além disso, os resultados destes modelos utilizados no exterior sempre podem ser úteis para balizar os resultados dos exercícios prospectivos elaborados pelo MME.

É fundamental se ter em mente que há uma correspondência biunívoca entre a sofisticação possível de um determinado modelo e a abrangência e precisão das informações contidas no banco de dados associado a este modelo, informações estas que, freqüentemente, não são disponíveis nas estatísticas oficiais do governo, requerendo levantamentos de campo de diversos tipos e custos. Vários modelos discutidos neste capítulo, ou partes deles, como, por exemplo, alguns módulos de demanda do NEMS, não são aplicáveis ao Brasil no curto prazo por não se ter, no momento, parte dos dados necessários para a sua utilização. Logo, caso o MME invista

em uma estrutura própria de modelagem para o plano energético integrado de longo prazo deverá também contemplar o esforço e o custo associados à construção de uma sólida e confiável base de dados para os modelos envolvidos.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a Agência Nacional de Petróleo (ANP), o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e diversas empresas importantes do setor energético brasileiro, como a Eletrobrás, Petrobrás, CEMIG (WERNECK & AZEVEDO, 1995) e CESP (CAUVILLA *et alii*, 1995) criaram elaborados sistemas de informação para apoio a atividades de planejamento ou regulação. Apesar de inúmeras tentativas, o MME ainda não conseguiu implantar, de uma forma satisfatória, o Sistema Nacional de Informações Energéticas (SNIE). Tal implantação, no entanto, é um pré-requisito fundamental para o futuro sucesso das propostas de modelagem discutidas neste capítulo.

Os principais sistemas de informação relacionados ao setor energético brasileiro atualmente disponíveis para consulta pública, que são as bases de dados do MME, Eletrobrás, ANEEL e ANP, são analisados no próximo capítulo, onde também se discute a proposta de formação, a partir dos sistemas existentes, de um Sistema Nacional de Informações Energéticas, além de contemplar duas propostas, de um Sistema de Informações Executivas e de um Sistema de Informações Geográficas, para o Ministério de Minas e Energia, que poderiam trazer inúmeros benefícios para a gestão do Ministério.

Capítulo 4

Sistemas de Informações Energéticas

4.1 Introdução

O Ministério de Minas e Energia - MME, no escopo de suas atividades, além de necessitar de informações gerenciais para a gestão do desenvolvimento energético brasileiro, elabora anualmente o Balanço Energético Nacional - BEN e mantém intercâmbio de dados com vários organismos internacionais e nacionais, tais como o MERCOSUL, Conselho Mundial de Energia - WEC, Organização Latino-americana de Energia - OLADE, Nações Unidas - ONU, Agência Internacional de Energia - AIE, IBGE, responsáveis por balanços energéticos estaduais, etc. Esta atividade demanda a coleta e depuração de uma quantidade muito grande de informações e uma complexa rede de relacionamentos entre diversos agentes envolvidos.

Os sistemas de informações em operação nas empresas e órgãos do MME se caracterizam por apresentar uma grande diversificação quanto aos equipamentos e linguagens utilizadas, bancos de dados, formas de coleta de dados, classificação de produtos, classificação de setores consumidores, termos energéticos empregados, abrangência geográfica, etc. Existe duplicidade de canais de coleta e divulgação de dados, sobrecarregando desnecessariamente os sistemas de informações existentes e possibilitando a utilização de dados inconsistentes, isto é, a geração de informações diferentes sobre um mesmo evento.

As informações disponíveis nos sistemas existentes não atendem completamente às necessidades dos órgãos constituintes do MME para o desenvolvimento de suas atividades. Em

alguns casos não há conversão automática de dados dos sistemas de grande porte para aplicativos em ambiente de microcomputadores e algumas demandas são atendidas a partir da re-digitação de dados.

O MME não dispõe de um Sistema de Informações Gerenciais – SIG, que disponibilize rapidamente dados gerenciais em *visões* variadas e de forma interativa com os tomadores de decisões. Sem este sistema, as atividades gerenciais demandam muito tempo e esforços, dado o nível de desagregação dos dados existentes.

Algumas informações energéticas devem ser estratificadas no nível municipal, tais como, por exemplo, o consumo de eletricidade residencial por domicílio eletrificado, o percentual de domicílios eletrificados, ou o consumo de gasolina e álcool por habitante. Estas informações são importantes na avaliação do bem estar da população e na elaboração de políticas sociais.

O acompanhamento do consumo de energia em alguns setores econômicos, principalmente os energointensivos, é de fundamental importância para a compreensão das relações entre energia e economia, possibilitando estabelecer diretrizes de política que conduzam a um desenvolvimento econômico menos intensivo em energia, com a conseqüente redução relativa dos investimentos no setor energético.

O levantamento da autogeração nas áreas de exploração e produção de petróleo é dificultado pela inexistência de medidores; a contabilização é feita indiretamente, através do consumo dos combustíveis utilizados para a geração de eletricidade. A estimativa de autogeração nos outros setores, que antes era feita pela ELETROBRAS, tem sido feita diretamente pela Coordenação do BEN, a partir de consultas às concessionárias, entidades de classe e grandes indústrias.

No Brasil, devido às suas dimensões continentais, o estabelecimento de diretrizes de políticas energéticas nacionais consistentes deve considerar as peculiaridades de cada estado; entretanto, nem todos os estados da federação dispõem de estatísticas energéticas organizadas, como, por exemplo, os balanços energéticos estaduais.

Os dados de consumo de lenha e carvão vegetal são monitorados de uma forma precária. O recurso está disponível em todas as regiões do País e o acesso é livre à maior parte da população. O caráter informal de parte de sua exploração, comercialização e uso faz com que, normalmente, não existam informações confiáveis e exatas sobre as quantidades utilizadas pelos diversos

setores da economia, assim como seus preços. A lenha, em muitas regiões do País, é a principal fonte de energia disponível para a população. No Balanço Energético Nacional de 2004 estima-se uma participação de 12,9% da lenha na oferta interna de energia no ano de 2003. Fica clara a necessidade de realização de estudos e pesquisas sobre o consumo da lenha no País.

Para se realizar, de uma forma confiável, projeções da demanda de energia, é necessário se possuir uma base de dados consistente e completa, além de séries históricas longas. Neste capítulo são apresentadas as principais fontes de dados do setor energético brasileiro, utilizadas pelo Ministério de Minas e Energia, e suas principais características.

Com a reestruturação do setor energético brasileiro e a privatização de algumas empresas estatais, o acesso às informações, por parte do Ministério de Minas e Energia, tornou-se uma tarefa difícil, devido às empresas considerarem algumas informações de caráter estratégico, constituindo sua divulgação um risco para os seus negócios. Alguns sistemas de informações, que foram desenvolvidos por elas antes das privatizações, juntamente com sua base de dados, não estão mais disponíveis para o MME; em alguns casos, os dados e os sistemas não estão sendo mais atualizados, ou, até mesmo, foram desativados.

Para sanar estas dificuldades o Ministério de Minas e Energia está tentando desenvolver, já há algum tempo, o SNIE - Sistema Nacional de Informações Energéticas. Este projeto encontra-se, ainda, em uma fase embrionária, principalmente devido à falta de um quadro técnico próprio estável do MME nesta área. O SNIE, quando concluído, deverá se constituir em uma ferramenta fundamental de apoio ao MME, para atendimento de suas demandas de dados energéticos, para a formulação de novas políticas energéticas e para a condução do processo de planejamento energético nacional. O sistema deverá ser flexível, de maneira a permitir a incorporação de novos módulos de informações, de acordo com a necessidade, devendo, também, ser criados dispositivos legais que disciplinem a obrigatoriedade do fornecimento de dados ao MME, pelos diversos agentes da indústria de energia – empresas, estatais e privadas, agências reguladoras, órgãos de financiamento, etc. O SNIE irá requerer o levantamento de informações a respeito dos diversos fluxos de energia na economia, considerando-se os aspectos referentes à oferta, transformação e consumo, distribuídos pelos diversos setores da sociedade. Além dos fluxos energéticos, serão compiladas, também, informações sócio-econômicas e de mercado, que permitirão a criação de ferramentas gerenciais, a serem utilizadas pelo governo federal, por

instituições nacionais e internacionais e por empresas ou governos de outras nações interessados em investimentos no País.

Os dados do SNIE requeridos de cada entidade deverão ser bem definidos: tipos de dados, critérios e fontes de obtenção, responsável pelo fornecimento e atualização e respectivo endereço, prazos de atualização, forma de atualização e formatação.

Nas seções a seguir se descreve os principais sistemas públicos de informações do setor energético brasileiro, agregados de acordo com a instituição responsável por seu desenvolvimento e/ou atualização, os passos até agora percorridos na tentativa de se criar o SNIE e duas propostas de criação de novos sistemas de informações para o MME, no âmbito do SNIE: um sistema de informações executivas e um sistema de informações geográficas.

4.2 Os Principais Sistemas Públicos de Informações do Setor Energético Brasileiro

Nesta seção são apresentados os principais sistemas públicos de informações, utilizados e mantidos por agentes do setor energético brasileiro, que fornecem dados para a elaboração do Balanço Energético Nacional, Plano Decenal de Expansão do Sistema Elétrico e para as projeções da Matriz Energética Nacional. As características básicas e a atual fase de desenvolvimento destes sistemas foram levantadas através de entrevistas nas instituições, ou a partir de informações disponíveis nas respectivas páginas publicadas na Internet.

4.2.1 Ministério de Minas e Energia

Os principais sistemas de informações desenvolvidos pelo Ministério de Minas e Energia – MME são o Sistema de Balanços Energéticos – SIBE e suas planilhas eletrônicas (MME, 2000), o banco de dados para acompanhamento da expansão do setor elétrico, e o portal do Ministério (http://www.mme.gov.br, consultado em 15/05/2005). Além disso, o MME também fornece os dados nacionais e utiliza o Sistema de Informações Econômico- Energéticas – SIEE, da Organização Latino-americana de Energia – OLADE (OFUGIa, 2000; CARVALHO, 2003).

O SIBE é o sistema de informações utilizado na elaboração do Balanço Energético Nacional. Ele foi desenvolvido na linguagem de programação PASCAL e opera em microcomputadores com sistema operacional DOS da Microsoft.

As principais características e informações disponibilizadas por este sistema são:

- Dados físicos de 49 fontes de energia por 47 atividades, em unidades originais, cobrindo o período de 1970 a 2003;
- Fatores de conversão para o período 1970 a 2003;
- Ele permite emitir relatórios anuais e plurianuais, em unidades originais e em tep, por fonte e por atividade.

Há, ainda, um conjunto de planilhas de cálculo, desenvolvidas no aplicativo Microsoft Excel, que são utilizadas para realizar estudos de projeções e correlações entre energéticos e dados sócio-econômicos e depuração de dados, além da edição do BEN.

As principais informações disponibilizadas por este conjunto de planilhas são:

- Reservas de petróleo, gás natural, carvão mineral e urânio, de 1970 em diante;
- Potencial hidráulico, de 1970 em diante;
- Capacidade instalada de refinarias e de plantas de geração elétrica, de 1970 em diante;
- Preços dos principais energéticos, de 1973 em diante;
- PIB total e setorial, de 1970 em diante;
- Produção física dos segmentos industriais energo-intensivos, de 1973 em diante; e,
- População, por unidade da federação, de 1980 em diante.

O banco de dados para acompanhamento da expansão do setor elétrico é um sistema de informações gerenciais que apresenta o estágio atual das obras de geração e transmissão no País e possui indicadores para verificar se a obra está ocorrendo conforme o cronograma. Ele é desenvolvido com o sistema gerenciador de banco de dados SQL Server 2000 da Microsoft e ASP.

O MME possui um portal na Internet com vários *links* que disponibilizam informações energéticas de diversos agentes – ANEEL, ANP, ANA, Eletrobrás, Petrobrás, agencias reguladoras estaduais, concessionárias geradoras e transmissoras, além de informações recentes do setor energético.

O SIEE, da OLADE, armazena informações energéticas e sócio-econômicas de diversos países. As principais informações disponibilizadas são:

- Dados de 26 países membros, de 1970 em diante;
- Balanços energéticos;
- Dados econômicos e sociais;
- Dados de preços de energéticos;
- Instalações energéticas;
- Módulos de cenarização e prospectiva de oferta, demanda e investimentos;
- Módulo de emissões;
- Módulo de indicadores e;
- Módulo de informações de países não-membros.

4.2.2 Eletrobrás

Os principais bancos de dados públicos sob responsabilidade da Eletrobrás são o Sistema de Informação do Potencial Hidrelétrico Brasileiro – SIPOT (http://www.eletrobras.gov.br/EM_Atuacao_SIPOT/sipot.asp, consultado em 30/06/2005) e o sistema PLANTE – Mercado (OFUGIb, 2000), apresentados a seguir.

4.2.2.1 O Sistema de Informação do Potencial Elétrico Brasileiro

Os dados contidos neste sistema são utilizados para a realização do planejamento da expansão dos sistemas elétricos. A organização das informações relativas a esse potencial é realizada através da Divisão de Recursos Hídricos e Inventário - DENI do Departamento de Estudos Energéticos - DEN, da Diretoria de Engenharia – DE da empresa. A operação e a manutenção do sistema, além do fornecimento, atualização e consistência dos dados armazenados

no SIPOT, estão também a cargo do DENI e do Comitê Técnico de Desenvolvimento da Oferta – CTDO, do CCPE.

Estão armazenadas no SIPOT as principais características de cerca de quatro mil locais onde já existem ou podem ser instaladas usinas hidrelétricas, a saber:

- Identificação e localização da usina, como nome, código, rio e coordenadas geográficas;
- Características físicas, como níveis d'água, volumes de reservatório, áreas inundadas e queda;
- Características energéticas, como potência e energia firme; e
- Dados hidrológicos, como séries de vazões naturais, de evaporação e curvas-chave, totalizando cerca de 50 itens de dados armazenados através de 110 campos de informação por local de barramento.

Além de serem fundamentais para se computar o valor do potencial hidrelétrico nacional, tais informações alimentam os modelos matemáticos voltados para o planejamento da expansão da geração a médio e longo prazo.

O SIPOT armazena os dados de cada usina separadamente e emite quadros-resumo com as informações de potência instalada, organizadas por diversos itens da base de dados, tais como estágio de desenvolvimento, unidade da Federação, empresa concessionária e bacia hidrográfica. O estágio de desenvolvimento associado a cada aproveitamento armazenado no SIPOT é função das etapas de estudo e de implantação dos empreendimentos, tradicionalmente adotadas pelo setor elétrico brasileiro.

O valor do potencial hidrelétrico brasileiro é composto pela soma da parcela estimada (remanescente mais individualizada) com a inventariada. A parcela inventariada inclui usinas em diferentes níveis de estudos - inventário, viabilidade e projeto básico, além de aproveitamentos já operando e em construção.

A classificação dos potencias hidrelétricos é dividida em:

Remanescente - resultado de estimativa realizada em escritório, a partir de dados existentes, sem qualquer levantamento complementar, considerando um trecho do curso d'água, via de regra situado na cabeceira, sem determinar o local de implantação do aproveitamento;

Individualizado - resultado de estimativa realizada em escritório para um determinado local, a partir de dados existentes ou levantamentos expeditos, sem qualquer levantamento detalhado;

Inventário - resultado de estudo da bacia hidrográfica, realizado para a determinação do seu potencial hidrelétrico através da escolha da melhor alternativa de divisão de queda, caracterizada pelo conjunto de aproveitamentos compatíveis entre si e com projetos desenvolvidos de forma a obter uma avaliação da energia disponível, dos impactos ambientais e dos custos de implantação dos empreendimentos;

Viabilidade - resultado da concepção global do aproveitamento, considerando sua otimização técnico-econômica, compreendendo o dimensionamento das estruturas principais e das obras de infra-estrutura local, a definição da respectiva área de influência, do uso múltiplo da água e dos efeitos sobre o meio ambiente;

Projeto Básico - aproveitamento detalhado, com orçamento definido em profundidade, que permita a elaboração dos documentos de licitação das obras civis e do fornecimento dos equipamentos eletro-mecânicos;

Construção - aproveitamento que teve suas obras iniciadas, sem nenhuma unidade geradora em operação; e

Operação - aproveitamento que dispõe de pelo menos uma unidade geradora em operação.

Os aproveitamentos só são considerados nos estágios "inventário", "viabilidade" ou "projeto básico" se os respectivos estudos tiverem sido aprovados pela ANEEL.

As informações relativas ao potencial hidrelétrico estão também organizadas sob a forma de diagramas topológicos, que consistem na representação gráfica das posições relativas de todos os locais de aproveitamento armazenados no SIPOT, incluindo o rio, nome do aproveitamento, código de identificação, níveis d'água máximo, normal e normal de jusante, unidade da federação, além do estágio de desenvolvimento do aproveitamento.

4.2.2.2 O Sistema PLANTE – Mercado

Este sistema foi desenvolvido em 1976 para prover as informações sobre o mercado consumidor exigidas pelos estudos de planejamento tarifário. Depois, foi expandido para dar suporte, também, aos estudos do planejamento da operação e da expansão do setor elétrico. A cada ciclo de planejamento anual é atualizado, recebendo informações sobre os montantes de energia e demanda faturada pelas concessionárias, além da previsão do mercado e da carga própria, para um horizonte de dez anos. O sistema provê dados referentes ao mercado de energia elétrica para o SIESE – Sistema de Informações Empresariais do Setor de Energia Elétrica. Este sistema é operado e mantido pela Eletrobrás e é disponibilizado internamente para a ANEEL. A Eletrobrás divulga na Internet algumas informações contidas no PLANTE.

4.2.3. Agencia Nacional de Energia Elétrica

Com a criação da Agencia Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, alguns sistemas de informações existentes no antigo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE e na Eletrobrás foram transferidos para a mesma. Para realizar as atividades de fiscalização e acompanhamento do mercado, dentre outras, foram desenvolvidos novos sistemas de informações e outros estão em fase de desenvolvimento e teste. Os principais sistemas de informações disponíveis na ANEEL são apresentados a seguir (http://www.aneel.gov.br, consultado em 30/06/2005; CARVALHO, 2002).

4.2.3.1 Indicadores de Qualidade

Este sistema apresenta informações sobre os indicadores de qualidade dos serviços de distribuição de energia elétrica relativos à continuidade do fornecimento, DEC/FEC e DIC/FIC, agregados segundo as seguintes categorias: conjuntos de consumidores, conforme definidos pelas

empresas concessionárias, municípios, estados e regiões. O sistema foi desenvolvido com o sistema gerenciador de banco de dados SQL Server 2000 da Microsoft.

4.2.3.2 Pesquisa e Desenvolvimento

Este sistema fornece informações sobre projetos de pesquisa e desenvolvimento, na área de energia elétrica, sob supervisão da ANEEL. Ele caracteriza-se pelo armazenamento de dados como resumo dos projetos, valores envolvidos, empresas associadas, área de conhecimento envolvida, entre outros. O sistema foi desenvolvido com o uso do sistema gerenciador de banco de dados SQL Server 2000 e a linguagem de programação ASP. Este sistema relaciona-se com um banco de dados central (BDC), que armazena dados comuns aos sistemas da ANEEL, como, por exemplo, cadastro de Pessoas Física e Jurídica e cadastro de unidades da Federação.

4.2.3.3 Redes de Transmissão

A estrutura do sistema informatizado de redes de transmissão contempla o inventário dos empreendimentos, divididos em subestações e linhas de transmissão, e fornece detalhes das configurações das linhas, como, por exemplo, coordenadas dos empreendimentos, tensões das linhas, proprietários das linhas e subestações, etc. É um sistema desenvolvido em SQL Server 2000 e ASP.

4.2.3.4 Banco de Informações da Geração

O Banco de Informações da Geração - BIG é utilizado para divulgar, através da Internet, uma série de dados que a Agência reúne sobre o parque gerador brasileiro. A sua criação faz parte de um programa da ANEEL que visa universalizar e uniformizar as informações, dando pleno conhecimento aos agentes do mercado, investidores estrangeiros e nacionais, autoridades

governamentais, bem como a sociedade em geral, sobre a geração de energia elétrica no Brasil. Para o desenvolvimento do aplicativo de administração das informações do BIG foi utilizada a linguagem de programação "VISUAL BASIC 6.0"; no desenvolvimento das Páginas *Web* são utilizados as linguagens "ASP, VB SCRIPT e JAVA SCRIPT". Para o armazenamento dos dados, foi utilizado o "SQL SERVER 2000". No banco de dados estão disponíveis informações sobre as usinas regularizadas em operação, construção e as outorgadas no período de 1998 a 2005, tanto hidrelétricas como pequenas centrais hidrelétricas, termelétricas, nucleares, eólicas e outras fontes alternativas. No futuro, deverão ser disponibilizados dados sobre as usinas outorgadas antes de 1998 e as desativadas.

As seguintes informações são contempladas no banco de dados: nome da usina, tipo de geração, destinação da energia, localização, bacia hidrográfica, proprietários, características de capacidade e operação e referência aos atos regulatórios.

4.2.3.5 Acompanhamento do Mercado Padronizado

Este sistema, conhecido pela sigla SAMP/AMP, é voltado ao acompanhamento do mercado de energia elétrica e foi concebido como um instrumento de controle para fins de estudos tarifários, conforme portaria DNAEE n^{o} 149, de 12 de dezembro de 1983. Constitui-se em uma base de dados que armazena cinco grupos de informações: energia comprada, suprimento, fornecimento faturado, geração bruta por tipo de usina/consumo de combustível para geração de energia elétrica e o consumo industrial por gênero de indústria. Sua operacionalização está baseada na coleta de dados mensais junto às concessionárias. Ele tem sido utilizado como fonte de dados para a elaboração de estudos econômicos, tais como composição tarifária, comportamento da receita e elaboração de estatísticas tarifárias.

O sistema é operado e mantido pela Superintendência de Regulação Econômica - SRE da ANEEL, sendo disponibilizado para credenciados e no SISEN.

4.2.3.6 Sistema de Informações de Mercado para o Planejamento do Setor Elétrico - SIMPLES

Este sistema disponibiliza informações sobre:

- o fornecimento de energia firme e interruptível ao consumidor final, por classe de consumo (ano realizado, ano em curso e um ano de projeção);
- informações mensais sobre a carga própria de energia e demanda, total e por localidade, dos sistemas isolados (ano realizado, ano em curso e dois anos de projeção);
- informações mensais sobre a carga própria de energia e de demanda das empresas integrantes dos sistemas elétricos interligados (ano realizado, ano em curso e cinco anos de projeções);
- dados básicos anuais de mercado e de carga própria para o período decenal de previsão;
- dados anuais realizados (ano anterior) de consumo industrial por gênero de indústria; e
- dados anuais de mercado por barramento para o período decenal de projeção.

O SIMPLES veio substituir o AMP e o PLANTE. A Figura 4.1 apresenta as principais variáveis que são tratadas pelo sistema SIMPLES e o fluxo das informações.

4.2.3.7 Sistema de monitoramento da oferta de energia

Trata-se de um sistema de informações gerenciais para acompanhamento de obras de geração e transmissão e monitoramento de reservatórios. Ele foi bastante utilizado durante o racionamento de energia elétrica ocorrido em 2001. O banco de dados foi desenvolvido em SQL Server 2000, com telas de consulta em ASP. A base de dados do sistema não está sendo atualizada.

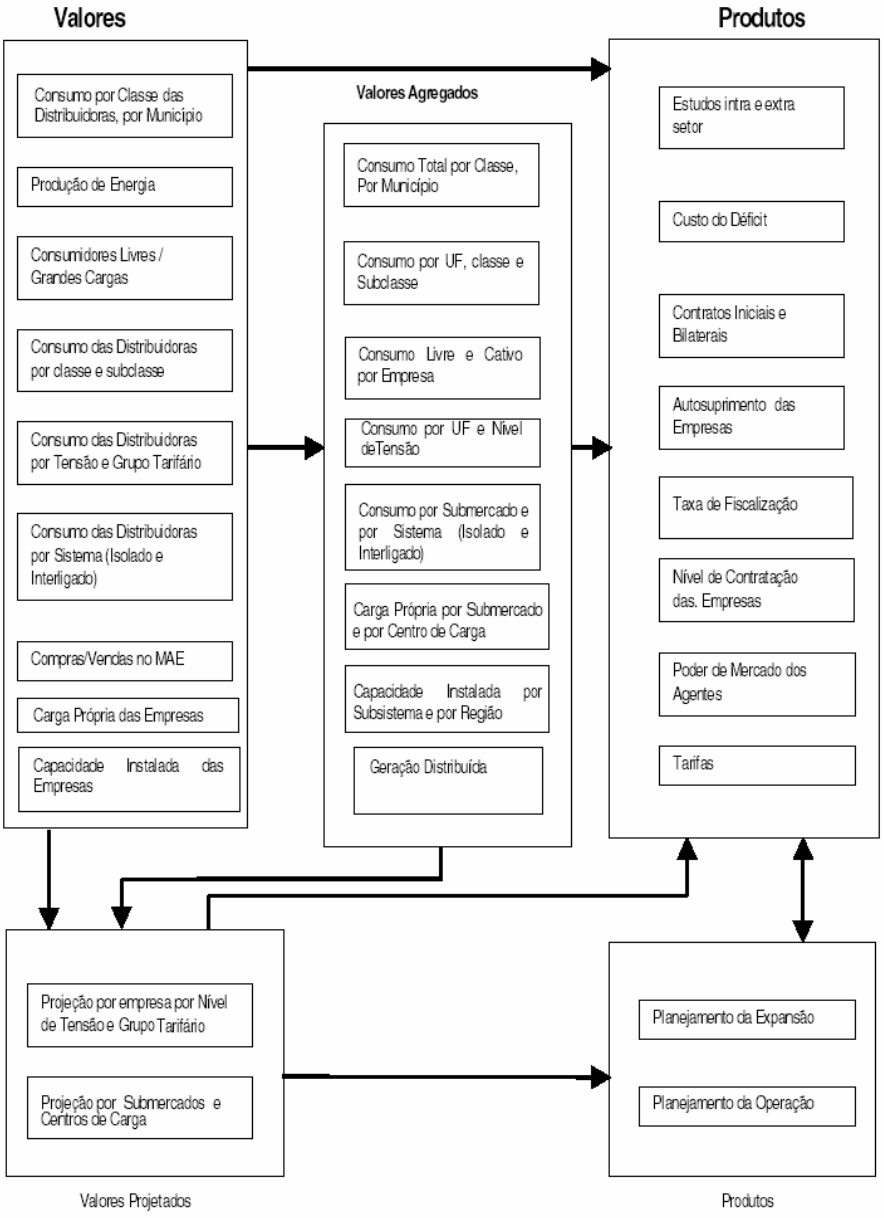


Figura 4.1 Sistema de Informações de Mercado e seus Principais Produtos

4.2.4 Agência Nacional de Petróleo

Os principais sistemas de informações desenvolvidos e atualizados pela Agência Nacional de Petróleo – ANP são a Base de Dados Integrada (BDI), o Sistema Adabas e o Sistema de Informações de Movimentação de Produtos (SIMP) (ANP, 2002).

4.2.4.1 Base de Dados Integrada

Este sistema de informações contém o cadastro de agentes econômicos (postos e distribuidoras) utilizado pela Superintendência de Abastecimento (SAB) da ANP, além de várias funcionalidades. Inúmeros sistemas de acesso público, legados pelo antigo Departamento Nacional de Combustíveis – DNC e hoje pertencentes à SAB, utilizam tabelas da BDI:

- Sistema de Abastecimento (Cadastro);
- Recadastramento de Postos;
- Consulta de Preços;
- Consulta de Postos, e;
- Sistema de Comercialização de Produtos.

4.2.4.2 O Sistema Adabas

As informações enviadas pelos agentes econômicos são processadas em um sistema Natural/Adabas, que remonta ao início da década de 1980. O sistema utiliza uma tecnologia de processamento de dados defasada, embora encontre-se absolutamente estável e consolidado. Ele processa e valida as informações contidas nos relatórios denominados Demonstrativos de Controle de Produtos (DCPs). Entretanto, ele não atende aos requerimentos atuais de informações e controles do fluxo de movimentação do *downstream*.

4.2.4.3 SIMP - Sistema de Informações de Movimentação de Produtos

Este sistema de informações foi criado com o objetivo de dar suporte às atividades da diretoria e superintendências da ANP em seus processos internos de regulação e regulamentação das atividades de refino, transporte, distribuição, abastecimento e comercialização de derivados de petróleo, em especial no que se refere à concessão de autorizações e registros, bem como no monitoramento e fiscalização da movimentação de combustíveis e derivados de petróleo e gás natural.

Ele disponibiliza informações e estatísticas sobre o estoque e a movimentação de produtos da indústria de petróleo e gás natural no Brasil. Estas informações são necessárias ao acompanhamento do mercado, permitindo avaliar desempenhos e orientar investimentos, e para a preparação do Balanço Energético Nacional, além de prover subsídios para a elaboração de políticas energéticas e para a administração de eventuais futuros estoques estratégicos de combustíveis. O sistema compreende o monitoramento da movimentação e dos estoques dos agentes econômicos, abrangendo as atividades de importação/exportação, refino, transporte, distribuição, abastecimento e comercialização de derivados de petróleo, e importação/exportação, tratamento e transporte, até os *city gates*, de gás natural, conforme o esquema mostrado na Figura 4.2.

4.3 O Sistema Nacional de Informações Energéticas

As instituições, de um modo geral, têm se adaptado às evoluções dos sistemas computacionais modernos, que permitem a coleta e análise de grandes massas de informações com grande rapidez e precisão. O desenvolvimento da sociedade está diretamente relacionado à energia, o que ressalta a importância da manipulação precisa e freqüente de informações do setor energético.

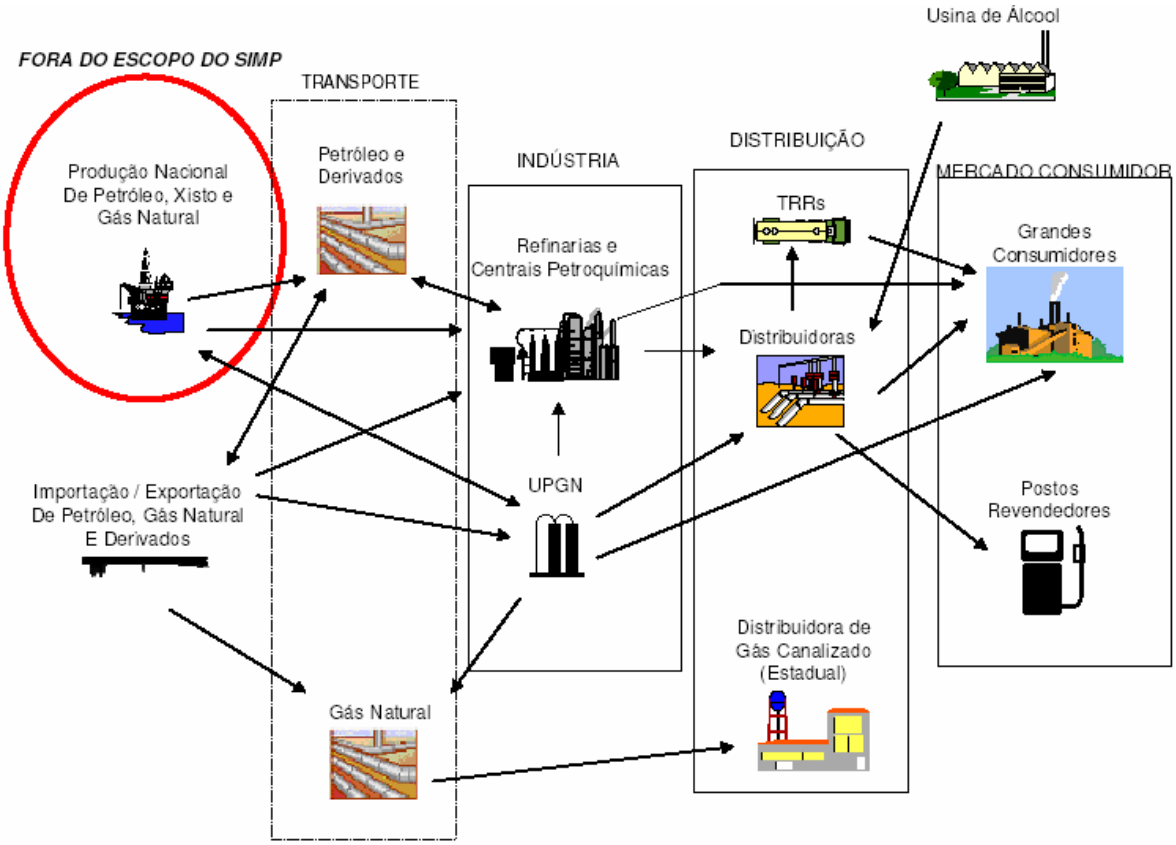


Figura 4.2 Escopo do SIMP

Associadas à relação entre energia e desenvolvimento estão outras questões importantes para o planejamento energético, como o crescimento da demanda, o planejamento integrado de recursos, a necessidade de racionalização dos recursos disponíveis, melhorias das atuais tecnologias, a pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias e estudos sobre impactos sociais, econômicos e ambientais.

As informações disponibilizadas, até hoje, pelo Ministério de Minas e Energia derivam de pequenos sistemas, ou mesmo de planilhas eletrônicas, não existindo uma metodologia para desenvolvimento destes sistemas, padronização de ambientes de desenvolvimento e plataformas computacionais, critérios de atualização e estruturas de dados; em alguns casos, foi verificado que secretarias estavam desenvolvendo sistemas bastante semelhantes sem o conhecimento das outras, resultando em duplicação de esforços e recursos, além de se aumentar significativamente a possibilidade de não integridade dos dados entre estes sistemas.

Em 1996 foi firmado um convênio entre o Ministério de Minas e Energia e a Universidade de São Paulo para concepção, desenvolvimento e implantação de um Sistema Nacional de Informações Energéticas (SNIE) e de um Sistema de Informações Gerenciais (SIG), associados à mesma base de dados. O sistema deveria ser dotado das características de abrangência, modernidade, agilidade e, principalmente, qualidade das informações disponibilizadas, características fundamentais para a compreensão do setor energético e para subsidiar as decisões decorrentes. Este sistema, que originou uma documentação técnica que consta de relatórios de acompanhamento, conceitos básicos de modelagem e estrutura de dados e listagem de comandos de consultas em SQL Server (ANDRADE, 2001), não foi implementado.

Em 2002, o Ministério de Minas e Energia, através de convênio de cooperação com o PNUD, no Projeto BRA 01/039 - "Apoio à Reestruturação do Setor Energético", formulou um projeto para o desenvolvimento de um modelo que permita uma melhor gestão do setor energético brasileiro, através do apoio à re-estruturação do planejamento energético no País e dos setores elétrico e de gás e o aperfeiçoamento das informações energéticas disponíveis. O escopo deste projeto incluiu o desenvolvimento do Sistema Nacional de Informações Energéticas (MME, 2002b).

O objetivo deste sistema é disponibilizar as informações necessárias aos estudos de planejamento energético e seu acompanhamento, além de atender a compromissos, nacionais e internacionais, assumidos pelo MME, pertinentes a informações estatísticas do setor de energia e ao processo de tomada de decisões no Ministério. Este projeto ainda encontra-se em fase inicial de desenvolvimento, devido a atrasos ocorridos no cronograma do projeto durante a sucessão presidencial ocorrida em 2002.

4.4 Proposta de um Sistema de Informações Executivas

Um sistema de informações coleta, processa, armazena, analisa e distribui informações para um propósito específico. Considerando o enfoque dado por Emery (SOFTTEK, 2002), o esquema para desenvolvimento de um sistema de informação prevê sete etapas: observação dos eventos

reais, codificação dos mesmos, transmissão da informação, processamento, armazenamento, recuperação e apresentação.

Um sistema de planejamento e controle pode ser dividido em três níveis decisórios: planejamento estratégico, controle administrativo e controle operacional. De uma forma simplificada, o *planejamento estratégico* é reservado aos altos escalões das organizações e tem como objetivo definir a filosofia e a estratégia da mesma, o *controle gerencial* avalia o desempenho dos processos administrativos e o *controle operacional* é focado no desempenho das atividades fim da organização.

A implantação de um Sistema de Informações Executivas tem por objetivo otimizar a etapa do processo decisório correspondente à fase de coleta de informações e identificação dos contextos que caracterizem oportunidades e/ou problemas no cumprimento dos objetivos de negócio da organização, permitindo que, no futuro, o Ministério de Minas e Energia seja mais ágil no seu processo decisório.

A seguir são apresentados os principais conceitos e etapas de uma proposta de desenvolvimento de um sistema de informações executivas para dar suporte às atividades decisórias do Ministério de Minas e Energia (SOFTTEK, 2002).

4.4.1 Projeto

O projeto do Sistema de Informações Executivas consiste na etapa inicial, onde são realizados os levantamentos dos requisitos do negócio, com o objetivo de se obter uma visão *top-down* de toda a organização. Os pontos que são identificados durante esta fase são:

- As metas estratégicas e as situações de desafio que a organização enfrenta para alcançá-las;
- As métricas, procedimentos e instrumentos de acompanhamento (inclusive estilos cognitivos de análise); e
- Os sistemas existentes que fornecem informações para o acompanhamento e os processos cobertos.

Após a realização desta etapa, é possível o desenho da arquitetura mais adequada ao processo de tomada de decisão da organização. A compreensão correta desta etapa permite definir um sistema que otimize o processo decisório; caso contrário o sistema desenvolvido seria simplesmente mais um canal de acesso às informações geradas pelo Ministério de Minas e Energia, no qual não seria garantida a aderência ao processo decisório, escalabilidade e flexibilidade.

Para avaliar o retorno sobre o investimento necessário para desenvolver um sistema deste porte, é necessário se utilizar critérios qualitativos e quantitativos que demonstrem a efetividade no processo de superação dos desafios dos negócios identificados. Como exemplo de critérios qualitativos, tem-se a confiabilidade das informações geradas e o formato de apresentação mais aderente ao processo de tomada de decisão utilizado pela organização. O tempo de disponibilizacão da informação e o cumprimento de metas são exemplos de critérios quantitativos.

4.4.2 Técnicas e Conceitos Utilizados

Na condução das atividades diárias de uma organização inúmeras decisões são tomadas, desde ações rotineiras até as atividades de planejamento. No planejamento devem-se decidir quais ações deverão ser adotadas, responsáveis pela condução, quais riscos serão gerenciados, de qual maneira e quando deverão ser realizadas. A implementação de um sistema de informação gerencial otimiza este processo decisório através da sistematização da coleta de dados, sua padronização, armazenamento em estruturas mais adequadas para a análise e posterior exploração das informações armazenadas. A seguir são apresentados alguns conceitos necessários para a compreensão do sistema proposto neste trabalho. Estes conceitos são baseados na teoria geral de sistemas, criado por Von Bertalanffy, que também é aplicado em administração para a compreensão dos fenômenos dinâmicos, mais precisamente a abordagem criada por Churchman.

4.4.2.1 Sistemas

Segundo a abordagem adotada por Churchman, para compreender um sistema é necessário caracterizar cinco componentes (SOFTTEK, 2002):

a. *Objetivos*: Fixam o limite ou limites do próprio sistema;
b. *Componentes*: São os elementos essenciais para o seu funcionamento;
c. *Recursos*: Os insumos que o mesmo pode retirar dele próprio e do meio ambiente com a finalidade de executar suas funções;
d. *Meio ambiente*: É o entorno do sistema, ou seja, a sua fronteira com o mundo exterior. Geralmente, esses limites são estabelecidos através de variáveis que podem ser afetadas pelo sistema, ou até por variáveis cujo controle não pertence ao mesmo. Assim, as variáveis independentes (ou exógenas) pertencem ao meio ambiente e as variáveis controláveis (ou endógenas) constituem parte do sistema; e,
e. *Administração*: Engloba os métodos, pessoas e componentes que utilizam os recursos do sistema para atingir seus objetivos.

O processo de realimentação do sistema também é considerado nesta abordagem. A cada produto gerado e apresentado obtêm-se um *feedback* a respeito deste produto, que servirá de mecanismo de avaliação do desempenho do sistema. A compreensão correta do comportamento dos sistemas e execução de controle sobre os mesmos depende fundamentalmente da utilização das informações que o sistema, seus componentes e as variáveis exógenas geram.

4.4.2.2 Processo de Resolução de Problemas e Tomada de Decisão

Um sistema computacional está com problema quando o mesmo não atinge os objetivos para o qual foi proposto, não fornece os resultados previstos, ou, ainda, quando não funciona de acordo como foi especificado inicialmente. De uma forma mais abrangente, a resolução de um dado problema não se limita apenas à solução das falhas ocorridas em uma determinada área, mas também deverá procurar encontrar novas oportunidades associadas a esta atividade. A Figura 4.3 representa as fases do processo de resolução de problemas. Elas são descritas a seguir:

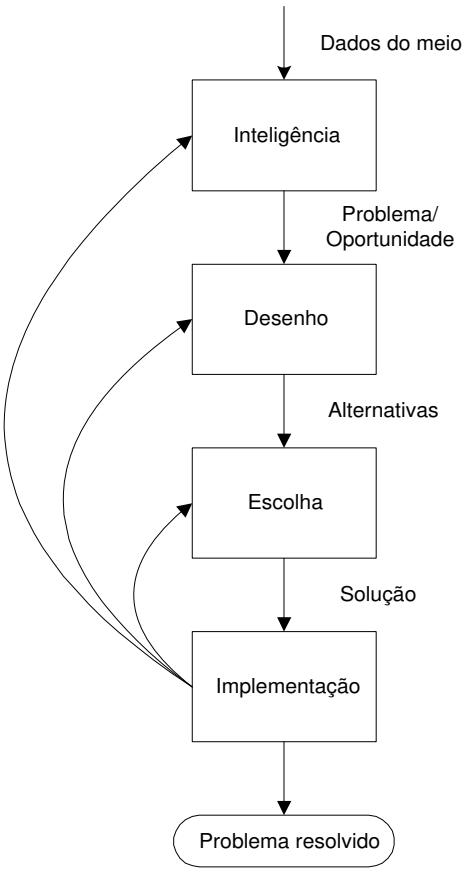


Figura 4.3 Fases da resolução de um problema

1. ***Inteligência*** – Corresponde à observação das variáveis oriundas do meio ambiente alvo do estudo, com o objetivo de identificar, classificar e decompor o problema (oportunidades) em conformidade com as metas estabelecidas pela organização.
2. ***Desenho*** – Envolve as atividades de compreensão do problema, a sua abstração para formas quantitativas e qualitativas, elaboração, desenvolvimento e análise dos possíveis rumos de ação, e finalmente, teste de soluções para análise de adequação e conformidade aos objetivos.
3. ***Escolha*** – Envolve a busca pelos rumos apropriados de ação, entre aqueles identificados na fase de Desenho, que irão solucionar o problema. É importante ressaltar que ao resolver o problema de acordo com o modelo proposto não implica na solução do problema. A

resolução do modelo apenas fornece uma recomendação de uma possível solução. O problema será resolvido quando uma dada recomendação for implementada com sucesso.

4. ***Implementação*** – É a fase onde são executadas as recomendações. Esta fase é bastante complexa, pelo fato de que a implementação de uma solução representa, em muitos casos, todo um processo de mudanças que requerem um gerenciamento especial, chamado de "gerenciamento de mudanças".

Muitas vezes o termo "tomada de decisão" é erroneamente confundido com "resolução do problema". O processo de tomada de decisão envolve as fases de inteligência, desenho e escolha. O processo de resolução do problema engloba também a fase de implementação.

4.4.2.3 *Data Warehouse* e *Data Mart*

Um repositório não volátil, com grande capacidade histórica, organizado por assunto de negócio e que suporte as decisões gerenciais chama-se *Data Warehouse*. Quando se restringe o domínio desse repositório à apenas um departamento, área ou assunto de negócio e não é exigido o mesmo nível de detalhamento das informações deste repositório, trata-se então do conceito de *Data Mart*.

Durante a análise do processo decisório de uma organização, busca-se identificar os fatores estratégicos de negócio que são avaliados pelos executivos, as métricas e indicadores utilizados para o acompanhamento e controle de desempenho desses fatores, as análises efetuadas com a utilização destes indicadores e as visões que são empregadas durante as análises. Estes aspectos são alvo de estudo no trabalho de *modelagem dimensional*, cujo insumo é gerado na fase de levantamento dos requisitos do negócio. A seguir é apresentada uma nomenclatura própria para projetos de *Data Warehousing* (SOFTTEK, 2002):

- Os indicadores de desempenho que avaliam o andamento de cada objetivo de negócio são chamados de "indicadores chave de desempenho" (ou simplesmente indicadores). Esses indicadores são geralmente numéricos.
- Chama-se "fato" o contexto que gerou o valor de um determinado indicador. O fato é armazenado no *Data Warehouse* sob a forma de uma tabela.

- As diferentes perspectivas que podem ser utilizadas para analisar um indicador são chamadas de visões de negócio. Por exemplo, a *energia despachada* por usinas de geração de energia elétrica pode ser analisada nas seguintes visões: por fonte de energia, unidade da Federação e tempo; ou, por nível de tensão, concessionária e tempo. As visões são elaboradas para responder às questões efetuadas pelos analistas de negócio. Para o exemplo dado, estas visões poderiam ser usadas para responder as seguintes questões: Qual é a evolução do consumo de energia por fonte e por estado nos últimos três meses? Qual a classe de consumidor que mais consumiu energia por concessionária no mesmo intervalo de tempo?
- *Dimensões* são as entidades utilizadas para configurar as diferentes visões de negócio. No exemplo dado, foram utilizadas as seguintes dimensões: fonte de energia, unidade da Federação, tempo, nível de tensão e concessionária. Cada dimensão pode possuir uma hierarquia própria e será armazenada no *Data Warehouse* através de uma tabela. A hierarquia de uma dimensão representa a taxionomia da entidade representada pela dimensão, ou seja, a forma como classificamos a entidade em questão. Por exemplo, a dimensão tempo pode ter como informação de maior detalhe a unidade dia. Um nível hierárquico acima poderia ser o nível dos meses, que, por sua vez, teria como nível hierárquico superior os bimestres, que teria como nível superior os semestres, que teria o ano como nível superior, e assim por diante. Essa forma de classificar uma dimensão depende da forma como a organização trabalha e entende a entidade em questão. Se não há sentido em analisar indicadores por bimestre, essa classificação hierárquica não precisa estar presente. A tabela fato gerada possuirá referências a cada uma das dimensões que poderão ser utilizadas para analisar o indicador em questão. Deste modo pode-se dizer que o fato é determinado pela combinação de valores ocorridos de cada dimensão que o caracteriza.
- As *regras de consolidação* determinam a forma como se comporta o indicador quando analisado nos diferentes níveis hierárquicos de uma dimensão. Para o exemplo anterior, considerando que a energia despachada de uma determinada usina nos meses de abril, maio e junho em um determinado ano foi de 3 MWh, 5 MWh e 3 MWh, respectivamente, e nos meses de janeiro, fevereiro e março deste mesmo ano, a energia despachada tenha sido nula, se a dimensão tempo for dada em unidade mensal, a visão sobre a quantidade de energia despachada por esta usina será zero para os três primeiros meses do ano e 3MWh, 5MWh e

3MWh para os meses seguintes. Se a análise for efetuada no nível de detalhe de semestre, a energia despachada por esta usina será de 11 MWh para o primeiro semestre deste ano. Como pode ser visto neste exemplo, a regra de consolidação determina que quando se muda o nível de visão de mensal para semestral, a regra de consolidação será a soma dos valores da energia despachada dos meses em questão. A fórmula que representa a regra de consolidação depende do indicador e da regra de negócio que se aplica a esse indicador.

4.4.2.4 Modelo Dimensional e Análise Dimensional

A análise dimensional consiste no processo de identificar quais fatos devem estar presentes no *Data Warehouse*, quais são as dimensões relevantes para cada fato, quais as hierarquias de cada dimensão, qual é a regra de consolidação dos indicadores quando navega-se por cada dimensão, os níveis de detalhe necessários para viabilizar as análises executadas pela organização e, finalmente, a maneira de como se organizar todos os tópicos anteriores.

A análise dimensional surge como uma disciplina alternativa para a tradicional modelagem de dados entidade - relacionamento (Modelagem E/R). A análise dimensional é uma técnica para projeto lógico de dados que busca apresentar um formato padrão que é intuitivo para o usuário, permitindo um acesso de alto desempenho e flexível às mudanças.

Um modelo dimensional contém basicamente as mesmas informações de um modelo entidade relacional (E/R), diferindo apenas no modo em que os dados são empacotados. Os componentes principais de um modelo dimensional são a tabela *fato* e as tabelas *dimensões* associadas. A tabela *fato* é a tabela primária do modelo dimensional, que contém as medidas de negócio, enquanto que a tabela dimensão corresponde a um dos conjuntos de tabelas que acompanham a tabela *fato*. Cada *dimensão* possui uma chave primária, que serve de base para a integridade referencial para com a tabela *fato* associada. As tabelas de dimensões contêm vários atributos (campos) textuais que servirão de base para a restrição e agrupamento numa consulta (*query*) executada sobre as tabelas *fatos*. Deste modo, cada modelo dimensional contém uma tabela *fato* e tantas tabelas *dimensão* quantas forem necessárias para caracterizar o *fato*

implementado. A estrutura característica de um modelo dimensional se assemelha ao formato de uma estrela (BARBIERI, 2001).

4.4.2.5 Passos para a Construção de um Modelo Dimensional

A seguir são apresentadas as etapas necessárias para criação de um modelo de dados dentro da abordagem da análise dimensional, que é a mais aderente aos projetos de *Data Warehouse*, por permitir acessos *ad hoc*, sem um grande comprometimento no desempenho da aplicação. A metodologia sugerida para a realização deste processo é:

i. Mapear os indicadores e suas respectivas dimensões (matriz dimensional);

ii. Selecionar os *Data Marts* (ou cubos) que podem ser gerados a partir da matriz dimensional. Chama-se cubo à tabela *fato*, onde cada dimensão determina uma das arestas desse cubo e cada visão possível representa um corte possível nesse cubo. Os *Data Marts* devem ser criados para atender as áreas e seus respectivos usuários, verificando a adequação e a consistência das informações para cada uma (BARBIERI, 2001). No processo de seleção dos cubos é considerada a viabilidade técnica de implementação e o seu impacto no negócio. Nesta etapa deve ser planejado o acesso a disco e memória, de modo que as consultas (*queries*) sejam previsíveis, o que melhora o desempenho do modelo;

iii. Identificar o nível de detalhe mínimo necessário para cada célula do *Data Mart* , ou seja, cada cruzamento das hierarquias definidas nas dimensões presentes (*Definição da Granularidade*). Nesta etapa, o envolvimento dos usuários chave é fundamental, visto que algumas decisões podem impactar no desempenho da aplicação como um todo. É necessário que fique claro para a organização que a estratégia de *Data Warehousing* deve tratar apenas as informações gerenciais, e não todas as informações que podem ser levantadas para qualquer tipo de tomada de decisão.

iv. Agrupar todos os indicadores levantados e estabelecer os controles do projeto, tais como: atualização, validações numéricas da carga e agregações. Esta etapa corresponde ao desenho e documentação da tabela *fato*, ou seja, a criação de um metadado para apresentar a descrição, forma de cálculo, origem, método de aquisição, existência ou não de

transformações e agregações. A estimativa do volume de um *Data Warehouse* normalmente é realizada através da análise das tabelas *fato*. Deste modo, a inserção de qualquer novo item deverá ser avaliado tecnicamente, por se tratar de um fator crítico para o desempenho do sistema.

v. Desenvolver as tabelas *fato* derivadas, para evitar a consolidação de todas as informações em tempo de execução com a construção de consultas (*queries*) que demandem o acesso a várias tabelas *fato* simultaneamente. A necessidade de separar medidas numéricas em tabelas *fato* diferentes irá gerar a integração e a complexidade da base de dados do *Data Warehouse*, pois cada tabela fato nova representa um novo cubo (ou *Data Mart*) dentro do modelo.

vi. Avaliar as implicações de desempenho – Com a finalidade de aumentar o desempenho do sistema, alguns cuidados devem ser tomados nessa etapa de definição do modelo de dados detalhado:

- Procurar evitar os acessos que envolvam vários *Data Marts* ao mesmo tempo;
- Normalizar as informações que possuem probabilidade de acesso baixa; uma regra usada é criar mini-dimensões para informações com acesso inferior a 5%;;
- Todos os *Data Marts* devem possuir um campo de controle e atualização (*Time Stamp*);
- As consolidações de acesso freqüente podem estar em um único Data Mart consolidado;
- Criar uma tabela de controle de atualizações e consistência da carga diária (caso isso não esteja sendo feita pela própria ferramenta de Metadata);

vii. Identificar candidatos para pré-agregação e desenvolver agregações – Os indicadores de negócio levantados podem ser classificados dentro de dois grupos: os indicadores primários e os indicadores derivados. Os indicadores derivados são criados a partir de cálculos realizados com os indicadores primários. Muitos dos cálculos podem ser realizados no servidor (no momento da carga para o Data Warehouse ou após a gravação na base, em um processo complementar) ou no cliente (onde a própria aplicação calcula em tempo de execução as informações). Além disso, após a identificação de níveis de consulta comuns dentro das dimensões, pode ser implementada na base de dados a totalização nesses níveis, evitando que esse tempo seja gasto no momento da consulta.

viii. Certificar o modelo de dados com a ferramenta de visualização – A realização da aprovação do modelo deve acontecer em dois aspectos principais: quanto à consistência e viabilidade de

implementação da base de dados dentro do ambiente de Sistema Gerenciador de Base de Dados (SGBD) existente e a adequação e/ou viabilidade de implementação na ferramenta selecionada.

ix. Implementação final dos cubos – Esta fase trata da implementação propriamente dita e pode ser subdividida em:

- Analisar a origem dos dados;
- Desenvolver um plano de segurança;
- Projeto físico da base de dados;
- Planejamento da carga, limpeza e transformação;
- População e validação da base de dados;
- Especificação da aplicação do usuário final;
- Teste geral do sistema; e,
- Estratégia de manutenção e crescimento.

4.5 Proposta de um Sistemas de Informações Geográficas

A coleta de informações sobre a distribuição geográfica de recursos minerais, energéticos, relevo e florestas é uma importante atividade nas sociedades organizadas. Com o advento da tecnologia da informação, tornou-se possível armazenar, representar e manipular tais informações em ambientes computacionais, abrindo espaço para o surgimento do geoprocessamento. O termo geoprocessamento denota a disciplina do conhecimento que utiliza técnicas matemáticas e computacionais para o tratamento de informações geográficas. As ferramentas computacionais para o geoprocessamento, chamadas de Sistemas de Informação Geográfica (GIS), permitem análises complexas, ao integrar dados de diversas fontes e ao criar bancos de dados geo-referenciados.

De um modo geral, sempre que a informação *espaço* fizer parte do problema que precisa ser resolvido por um sistema informatizado a adoção de um GIS deverá ser considerada. Para um país de dimensão continental como o Brasil, com uma grande carência de informações adequadas

para a tomada de decisões sobre os problemas urbanos, energéticos e ambientais, o geoprocessamento apresenta um enorme potencial.

Utilizar um GIS implica em escolher as representações computacionais mais adequadas para capturar a semântica de seu domínio de aplicação e conhecimento. Do ponto de vista da tecnologia, desenvolver um GIS significa oferecer o conjunto mais amplo possível de estruturas de dados e algoritmos capazes de representar a grande diversidade de concepções do espaço.

No caso do setor energético brasileiro, a implantação de um sistema de informações geo-referenciado no Ministério de Minas e Energia possibilitaria a tomada de decisões, a elaboração de políticas energéticas e o planejamento do transporte e distribuição de energéticos considerando a dimensão espaço-tempo. Durante o racionamento ocorrido em 2001 ficou claro que o planejamento energético deve levar em conta a dimensão espaço, visto que, neste período, a região Sul possuía recursos hidráulicos em abundancia, que não foram aproveitados por falta de infra-estrutura de geração e transporte, enquanto que estes recursos não estavam disponíveis nas outras regiões do País devido ao período de estiagem prolongado ocorrido nestas regiões.

Os Sistemas de Informações Geográficas (SIG) oferecem uma tecnologia inovadora na forma de gerar e utilizar mapas necessários ao planejamento energético. Essa tecnologia possibilita que programas computacionais criem um vínculo entre objetos geográficos desenhados num mapa, com informações alfanuméricas armazenadas em um ou mais registros de um Sistema de Gerenciamento de Base de Dados (SGBD). O efeito resultante desta junção, aliada à capacidade de simulação de cenários torna-se uma poderosa ferramenta organizacional e de gerenciamento, dando origem a uma outra tecnologia denominada "Automated Mapping and Facilities Management", ou simplesmente AM/FM. Estes sistemas trabalham utilizando o conceito de camadas, que podem ser a base cartográfica, acidentes geográficos, logradouros, topografia do solo, faixa de passagem, cursos de rios e lagos, etc. Cada camada é independente das demais, podendo ser visualizadas individualmente ou sobrepostas com outras camadas (CÂMARA *et alli*, 2004).

O SIG trabalha com o conceito de entidades georeferenciadas, ou seja, todas as entidades representadas possuem coordenadas geográficas, possibilitando a sua localização.

Nesta seção são apresentados os principais conceitos e etapas para uma proposta de desenvolvimento de um sistema de informações geográficas para dar suporte às atividades realizadas no Ministério de Minas e Energia.

4.5.1 Tipos de Dados em Geoprocessamento

4.5.1.1 Dados Temáticos

Dados temáticos descrevem a distribuição espacial de uma grandeza geográfica, expressa de forma qualitativa, como os mapas de tipos de relevo e tipos de culturas agrícolas em uma região. Estes dados, obtidos a partir de levantamentos de campo, são inseridos no sistema por digitalização ou, de forma mais automatizada, a partir da classificação de imagens.

4.5.1.2 Dados Cadastrais

Um dado cadastral é um objeto geográfico que possui atributos que o caracterizam. Ele pode estar associado a várias representações gráficas. Por exemplo, um reservatório de uma cidade é um elemento do espaço geográfico que possui atributos (volume, área, localização, vazão, construtora, etc.) e que pode ter representações gráficas diferentes em mapas de escalas distintas.

4.5.1.3 Redes

Cada objeto geográfico possui uma localização geográfica exata e está sempre associada a atributos descritivos presentes no banco de dados. As informações gráficas de redes são armazenadas em coordenadas vetoriais, com topologia arco-nó. O sentido de fluxo é um dos

atributos do elemento arco. A topologia de redes constitui um grafo, que armazena informações sobre recursos que fluem entre localizações geográficas distintas.

4.5.2 Abstração de Dados

A abstração de conceitos sobre elementos existentes no mundo real é fundamental para a criação de sistemas de informação. No desenvolvimento de um SIG, o processo de modelagem de dados deve considerar o conjunto de dados descritivos de um objeto, seu relacionamento com os demais e a escolha da representação de cada um deles. A representação deve ser adequada às finalidades da aplicação; deste modo, aplicações distintas podem ter necessidade da mesma informação com representações diferentes. Um exemplo da variação de representação de uma mesma informação poderia ser a representação de um reservatório de uma hidrelétrica em uma determinada aplicação modelada como um polígono, indicando suas fronteiras. Já em outra aplicação, este mesmo reservatório poderia ser modelado como um ponto, indicando sua posição geográfica aproximada. O objeto reservatório é o mesmo nas duas aplicações, porém a sua representação é distinta para cada aplicação.

Cada representação conta com inúmeros atributos de visualização gráfica disponíveis nos SIG atuais, tais como: simbologia, cores, tipos de linhas, padrões de preenchimento, etc. Estes recursos são para produzir os resultados desejados em tela e impressão, sob a forma de plantas, croquis e mapas. A combinação das representações múltiplas e a flexibilidade de visualização permitem que o SIG atenda os usuários de cada aplicação de acordo com as necessidades para uma determinada informação geográfica.

A partir do mundo real, onde ocorrem os fenômenos geográficos a serem representados, podem-se distinguir três níveis de abstrações (Figura 4.4) para aplicações geográficas (CÂMARA *et alli*, 2004):

- Nível de representação - Oferece um conjunto de conceitos formais com os quais as entidades geográficas podem ser modeladas da forma em que são percebidas pelo usuário, em um nível alto de abstração. Neste nível são definidas as classes básicas, contínuas ou discretas, que serão criadas no banco de dados. Essas classes estão associadas a classes de representação

espacial, que variam de acordo com o grau de percepção que o usuário tem sobre o assunto. Essa preocupação não aparece com freqüência nas metodologias tradicionais de modelagem de dados, uma vez que as aplicações convencionais raramente precisam lidar com aspectos relativos à representação espacial (única ou múltipla) de objetos. Como exemplo, considere-se uma aplicação envolvendo uma indústria. Em um sistema de informação tradicional, a classe "indústria" incluiria atributos de identificação, tais como código, nome e número da indústria, e também atributos de localização, como o seu endereço. Em um SIG, o atributo de localização pode também ser representado alfanumericamente, na forma de um endereço postal completo, mas poderia ser melhor representado geograficamente, usando um par de coordenadas. A codificação alfanumérica de um endereço em um banco de dados convencional geralmente não varia; por outro lado, a indústria pode ser representada em um SIG através de um símbolo, ou pelos limites do edifício que ocupa, ou pelas fronteiras do lote que ocupa, ou mesmo por todas estas representações combinadas.

- Nível de apresentação - Oferece ferramentas com as quais se podem especificar os diferentes aspectos visuais que as entidades geográficas têm de assumir ao longo de seu uso em aplicações. As classes são definidas no nível de representação considerando todas as alternativas de representação exigidas para cada objeto. Esta noção é refinada no nível de apresentação, no qual cada alternativa de representação está associada a uma ou mais apresentações. Estas incluem simples operações de seleção de atributos gráficos para visualização em tela, assim como esquemas sofisticados de classificação usados em cartografia temática e também operações de generalização cartográfica complexas, tais como o deslocamento de elementos mapeados para aumentar a clareza e a legibilidade de um mapa impresso.
- Nível de implementação - Define padrões, mecanismos de armazenamento, estruturas de dados e funções de uso geral para implementar fisicamente cada representação, conforme definida no nível de representação, e cada apresentação exigida, conforme definido no nível de apresentação.

Figura 4.4 Níveis de abstração de aplicações geográficas

O nível de apresentação situa-se entre o nível de representação e o de implementação, uma vez que introduz detalhes de especificação parcialmente dependentes dos recursos disponíveis para a implementação, mas ao mesmo tempo define os parâmetros recomendáveis para o melhor uso da informação concebida para a aplicação.

4.5.3 Arquitetura

A principal diferença entre os SIGs reside na forma como os dados geográficos são gerenciados. Há basicamente três diferentes arquiteturas de SIGs utilizando os recursos de um

SGBD, a dual, a integrada baseada em SGBDs relacionais, e a integrada baseada em extensões espaciais sobre SGBDs objeto-relacionais.

4.5.3.1 Arquitetura dual

Na implementação de um SIG a partir da estratégia dual utiliza-se um SGBD relacional para armazenar os atributos convencionais dos objetos geográficos – alfanuméricos – e arquivos para guardar as representações geométricas destes objetos. No modelo relacional, os dados são organizados na forma de uma tabela onde as linhas correspondem aos dados e as colunas correspondem aos atributos.

A entrada dos atributos não-espaciais é realizada através de um SGBD relacional e para cada entidade gráfica inserida no sistema é imposto um identificador único ou rótulo, através do qual é feita uma ligação lógica com seus respectivos atributos não-espaciais armazenados em tabelas de dados no SGBD (CASANOVA *et alli*, 2005).

A principal vantagem de se utilizar a estratégia dual é se poder usar os SGBDs relacionais disponíveis no mercado. Entretanto, como as representações geométricas dos objetos espaciais não são gerenciadas diretamente pelo SGBD, esta estrutura dificulta o equacionamento das questões de otimização de consultas, gerência de transações e controle de integridade e de concorrência.

4.5.3.2 Arquitetura Integrada para Gerência de Dados

Na arquitetura integrada, para todo dado espacial armazena-se, em um SGBD, sua componente espacial juntamente com a parte alfanumérica. Sua principal vantagem consiste na utilização dos recursos de um SGBD para controle e manipulação de dados espaciais, tais como: gerência de transações, controle de integridade e concorrência. Deste modo, a manutenção de integridade entre a componente espacial e alfanumérica é feita pelo próprio SGBD. As duas

alternativas para utilização da arquitetura integrada são: baseada em SGBDs relacionais e baseada em extensões espaciais sobre SGBDs objeto-relacionais.

Na ***arquitetura integrada baseada em um SGBD relacional*** são utilizados campos longos, chamados de BLOBs, para armazenar a componente espacial do dado. Suas principais desvantagens são (CASANOVA *et alli*, 2005):

- Não é capaz de capturar a semântica dos dados espaciais, pois estes campos longos são tratados como uma cadeia binária, não sendo possível conhecer a semântica do seu conteúdo;
- Como o SGBD trata os dados espaciais como uma cadeia binária, não possui mecanismos satisfatórios para o seu tratamento (Métodos de acesso espacial e otimizador de consultas devem ser implementados no nível do SIG);
- A linguagem SQL padrão oferece recursos limitados para o tratamento de campos longos.

Uma alternativa para aplicar a arquitetura integrada consiste em utilizar ***extensões espaciais desenvolvidas sobre SGBDs objeto-relacionais*** (SGBDOR). Estas extensões contêm funcionalidades e procedimentos que permitem armazenar, acessar e analisar dados espaciais de formato vetorial. Como desvantagens dessa arquitetura podem ser citadas as faltas de mecanismos de controle de integridade sobre os dados espaciais e a falta de padronização das extensões da linguagem SQL. Os SGBDOR oferecem recursos para a definição de novos tipos de dados e de novos métodos ou operadores para manipulá-los, ampliando assim seu modelo de dados e sua linguagem de consulta. Por oferecer estes recursos, o SGBDOR é mais adequado que o SGBDR para tratar dados complexos, tais como os dados geográficos.

As características que um SGBDOR deve possuir para tratar dados espaciais são (CASANOVA *et alli*, 2005):

- Fornecer tipos de dados espaciais (TDEs), como ponto, linha e região, em seu modelo de dados e manipulá-los, assim como os tipos alfanuméricos básicos (inteiros, string, etc);
- Estender a linguagem de consulta SQL para suportar operações e consultas espaciais sobre TDEs; e
- Adaptar outras funções de níveis mais internos para manipular TDEs eficientemente, tais como métodos de armazenamento e acesso (indexação espacial) e métodos de otimização de consultas (junção espacial).

As extensões espaciais fornecem também operadores e funções que são utilizados, juntamente com a linguagem de consulta do SGBDOR, para consultar relações espaciais e executar operações sobre os dados espaciais (TDEs). As principais extensões comerciais disponíveis hoje no mercado são: Oracle Spatial, IBM DB2 Spatial Extender e Informix Spatial Datablade.

O processo de planejamento está vinculado a um número muito grande de variáveis e incertezas à respeito do futuro. Deste modo, conforme discutido no início deste capítulo, a manutenção de uma base de dados ampla e consistente é um pré-requisito fundamental para realização desta atividade e, em particular, para o tratamento das incertezas nos modelos energéticos.

No próximo capítulo é feita uma breve discussão sobre os vários métodos de tratamento das incertezas nos modelos energéticos, com destaque para a elaboração de cenários e a técnica *Delphi*. Discute-se, também, a necessidade de se ter uma nova fase de descentralização do processo de planejamento energético a longo prazo no Brasil e como isto poderia ser iniciado e evoluir. Apresenta-se, a seguir, as principais razões e o interesse de se realizar, à guisa de um estudo de caso, a montagem de cenários alternativos de desenvolvimento para a projeção da demanda energética do Estado da Bahia, de uma forma concatenada com cenários semelhantes no âmbito nacional.

Capítulo 5

Tratamento das incertezas nos modelos energéticos e a necessidade de descentralização do processo de planejamento

Este capítulo é dividido em três partes. Na primeira delas se apresenta, de uma forma sucinta, os vários métodos de tratamento de incertezas nos modelos energéticos, com destaque para a elaboração de cenários e a técnica Delphi. Discute-se, na segunda parte, a necessidade de se ter uma nova fase de descentralização do processo de planejamento energético a longo prazo no Brasil, diferente do que ocorreu no passado, e como isto poderia ser iniciado e evoluir. Na última parte do capítulo se delineiam as razões e o interesse de se realizar, à guisa de um estudo de caso, a montagem de cenários alternativos de desenvolvimento para a projeção da demanda energética do Estado da Bahia, de uma forma concatenada com cenários semelhantes no âmbito nacional.

5.1 As várias formas de tratamento das incertezas

Os principais métodos que têm sido utilizados no tratamento de incertezas em modelos de planejamento da expansão de sistemas energéticos são (BAJAY, 2004c): análise de sensibilidade; análise paramétrica; métodos de otimização empregando álgebra nebulosa; emprego de distribuições de probabilidades em modelos de otimização ou de simulação; emprego de processos estocásticos em modelos de otimização ou de simulação; elaboração de cenários

alternativos de desenvolvimento; pesquisas de opinião do tipo Delphi; uso de técnicas de inteligência artificial; e emprego da teoria de jogos e teoria de leilões.

O mínimo de informação que se espera ter para se realizar algum tratamento de incerteza no planejamento da expansão de sistemas energéticos é o conhecimento de intervalos de realização dos principais parâmetros da modelagem que envolvem incertezas significativas. Identificadas estes parâmetros, a análise de sensibilidade consiste em se obter os resultados do modelo, que em geral é de simulação, para diversos valores destes parâmetros nas suas faixas de realização pré-estabelecidas. Quando se realiza este tipo de abordagem em modelos de programação matemática, ela é denominada análise paramétrica. No caso de modelos de programação linear, a análise paramétrica permite que se obtenha as faixas de variação dos principais parâmetros do modelo sem se alterar uma determinada solução ótima. Uma variante mais sofisticada e complexa, ainda desta abordagem, em modelos de programação matemática é o emprego da álgebra nebulosa, que permite não só se trabalhar com intervalos ao invés de valores pontuais, determinísticos, para parâmetros e variáveis, como também com variáveis que representam avaliações qualitativas de certas grandezas que apresentam muitas dificuldades para uma quantificação precisa (SATOH & SERIZAWA, 1984).

O emprego de distribuições de probabilidades em modelos de otimização ou de simulação vem sendo feito há décadas, sobretudo nos setores elétrico e de petróleo e gás. Pode-se citar como exemplos clássicos a utilização das distribuições normal e log-normal no setor elétrico, para representar variações nas projeções da demanda de eletricidade e nas vazões naturais afluentes aos reservatórios de usinas hidrelétricas, respectivamente, e da distribuição triangular nas análises custo/benefício da produção de campos de petróleo e gás. Uma vez conhecida a distribuição de probabilidades que se aplica a uma determinada variável, ela pode ser facilmente aplicável a praticamente qualquer tipo de modelo de simulação ou otimização. Às vezes, no entanto, não se conhece, ou não se consegue ajustar com um razoável grau de confiabilidade, tal distribuição; nestes casos, uma abordagem alternativa é se empregar processos estocásticos nestes modelos, bastando, para isso, que se tenha bem definido o tipo de processo que se aplica à variável desejada. Como exemplos, pode-se mencionar a modelagem da saída forçada de equipamentos do setor elétrico, em geral, e de usinas de potência, em particular, através de modelos markovianos, a geração de séries sintéticas de vazões na operação de sistemas

hidrotérmicos de potência e o uso do método de Monte Carlo em inúmeras aplicações tanto no setor elétrico como no de petróleo e gás.

Desde a década de 1970 o setor energético têm utilizado, no mundo todo, cenários alternativos de desenvolvimento em projeções da demanda e da oferta de energéticos. Empregam-se estes cenários para se explorar distintas rotas de crescimento da economia, ou, então, para se testar o impacto de novas políticas públicas, nas áreas econômica, tecnológica, energética ou ambiental. Os cenários podem ser usados só em projeções da demanda energética, ou de uma forma conjunta com alternativas do lado da oferta. Neste último caso, tem sido comum se empregar modelos de otimização que minimizam o máximo arrependimento associado às possíveis combinações de cenários de demanda e de oferta em estudos de planejamento da expansão de sistemas energéticos; tem-se um exemplo desta abordagem na elaboração do plano de longo prazo do setor elétrico brasileiro conhecido como "Plano 2015" (VENTURA FILHO, 1996), que utilizou o modelo Deselp, de programação linear. Esta abordagem, no entanto, é reconhecidamente conservadora, conduzindo a políticas de custo médio elevado. Araújo (1988) propõe que se divida a política que norteia o plano de expansão em duas partes. Na primeira se separam os elementos comuns a todas, ou à maioria das combinações de cenários de demanda e de oferta, formando um cerne robusto da política de expansão; este cerne deve ser completado por ações específicas a determinados contextos, que formarão a parte flexível da política.

As pesquisas de opinião do tipo Delphi tem sido utilizadas, desde a década de 1980, para se compilar as expectativas de uma amostra de especialistas a respeito da evolução futura de variáveis de interesse no planejamento da expansão de sistemas energéticos (SENNA, 1987); em geral, as respostas dos especialistas são processadas através de técnicas estatísticas. Estas pesquisas foram utilizadas recentemente pela Eletrobrás e Petrobrás para auxiliar a montagem dos planos decenais do setor elétrico e do plano estratégico da Petrobrás, respectivamente, e pelo Centro de Estudos Estratégicos, ligado ao Ministério de Ciência e Tecnologia, para realizar um exercício de prospecção de novas tecnologias na área de energia.

O emprego de técnicas de inteligência artificial tem aumentado muito em diversas áreas do conhecimento, incluindo a modelagem de sistemas energéticos. Neste último caso, destaque-se o uso do algoritmo genético e das redes neurais, tanto em estudos de operação (ALMEIDA *et alii*, 1999) como de expansão (ALMEIDA, BAJAY & SANTOS, 1997; ALMEIDA, 1998;

ALMEIDA, SANTOS & BAJAY, 2000) de sistemas energéticos, envolvendo, em geral, horizontes de curto ou de médio prazo.

A quebra de monopólios legais nas áreas de produção e comercialização dos setores elétrico e de petróleo e gás, a partir da década de 1990, têm criado um novo tipo de incerteza no planejamento da expansão destes setores, associado não só às futuras parcelas de mercado das empresas concorrentes, mas também à oferta global destas empresas, que pode variar substancialmente, sobretudo se elas exercerem práticas de cartel. Aplicações das teorias de jogos e de leilões tem permitido se explicitar estas incertezas e se simular estratégias para diminuí-las, seja do ponto de vista do governo, em termos de formulação de políticas energéticas e práticas regulatórias adequadas (CORREIA, BAJAY & CORREIA, 2004), seja do ponto de vista das estratégias a serem assumidas pelos agentes setoriais.

5.2 A técnica de cenarização

Incertezas e, até mesmo, ignorância de resultados futuros de determinas ações são condições comuns para os tomadores de decisões estratégicas. Devido à grande velocidade dos meios de comunicação e a rápida avaliação global em qualquer movimento, social, político, econômico e tecnológico, a utilização de técnicas analíticas usuais, geralmente lineares, torna o ambiente estratégico caótico e, eventualmente, não administrável. Estes fatores conduzem os decisores ao uso de técnicas de análise sistêmicas empregando cenários alternativos de desenvolvimento como ferramentas extremamente úteis nas avaliações estratégicas da organização e na tomada de decisões.

A tecnologia está presente em todos os lugares, dando suporte, de muitas maneiras, à atividade humana. A exploração dos recursos naturais para fornecimento de matéria prima e energia, necessária à produção e utilização dos equipamentos, produz efeitos negativos, muitas vezes inesperados ao meio ambiente e a própria população. Este mundo incerto, de base tecnológica, trás tanto resultados positivos quanto negativos. Ao lado de temas sociais e ambientais, mercado competitivo e sobrevivência das organizações, a administração da

tecnologia deve ter uma atenção especial, especialmente em mercados dinâmicos, onde a intensidade e as taxas de inovação tecnológicas são altas e muito rápidas.

A elaboração de cenários é a base para a realização de qualquer tipo de planejamento, pois reúne um conjunto de acontecimentos endógenos e exógenos associados a determinados agentes, em uma escala cronológica. Este conjunto de acontecimentos deve ser coerente e factível, não necessariamente exato.

"O propósito primário de um cenário não é o de predizer o futuro, e sim, o de organizar, sistematizar e delimitar as incertezas, explorando, sistematicamente, os pontos de mudança ou manutenção dos rumos de uma dada evolução de situações (CAIO, 1998)".

A análise estrutural e a investigação morfológica são as técnicas utilizadas para a elaboração de cenários. A primeira consiste na compreensão do objeto a partir da identificação das variáveis-chaves e das relações de causalidade diferenciada, estabelecendo os elos de dependência e motricidade e articulando-as em um sistema lógico de determinações do futuro. A segunda, investigação morfológica, é um recurso simplificado de combinação de um conjunto reduzido de hipóteses coerentes e consistentes que convergem para a configuração dos cenários, tendo como base o estudo das estruturas e dos costumes da vida social.

Durante a elaboração de cenários é necessário, ainda, antecipar as trajetórias prováveis para o período em análise, assinalando as tendências mais marcantes, considerando-se os avanços da ciência e tecnologia, crescimento populacional, etc.

Quando se utilizam metodologias para projeção da demanda baseadas em cenários, é de fundamental importância o emprego de uma base de dados consistente e abrangente, além da participação de especialistas capacitados nas diversas áreas de planejamento. Esses especialistas precisam estar conscientes da necessidade de uma integração multidisciplinar, envolvendo um amplo conhecimento das variáveis adotadas. Assim, torna-se factível desenvolver um grau de entendimento, envolvendo sensibilidade e capacidade crítica, o que permite uma interferência cada vez mais aprofundada nas diversas etapas do estudo.

5.3 O método Delphi

O uso do método Delphi como técnica orientadora do processo de prospecção proporciona uma participação sistematizada de especialistas e estabelece um canal de comunicação entre eles, uma vez que existe a possibilidade de uma nova consulta onde os respondentes podem observar suas respostas em relação ao conjunto dos respondentes. Por ocasião dessa segunda consulta (ou 2ª. Rodada), o respondente pode modificar sua avaliação original, ou mantê-la e justificar, se assim desejar. Esse efeito por si só já é considerado um aspecto positivo do exercício, do ponto de vista da circulação de informações e mobilização para reflexão sobre o futuro, os desafios colocados, as novas possibilidades tecnológicas, econômicas e sociais e as conseqüências para a definição de políticas públicas.

A técnica Delphi é empregada como uma expansão de uma discussão presencial e visa à obtenção de consenso por meio de rodadas de questionários com retorno controlado. Um conjunto de tópicos, tecnológicos, econômicos, sociais, energéticos, ambientais, etc., previamente selecionados, é enviado a um razoável número de potenciais respondentes e sobre eles são feitas perguntas estruturadas em escalas tratáveis estatisticamente. Após cada rodada, os resultados são tratados e o questionário reenviado àqueles que responderam. Nesse momento, cada participante pode reavaliar sua resposta anterior em vista da opinião consolidada de todos os outros participantes. Ele pode então alterar ou manter sua avaliação anterior, conforme já mencionado (http://www.cgee.org.br/prospeccao/index.php?operacao=Exibir&serv=pro_energia, acessado em:28/06/2005).

A aplicação do método Delphi, com suas duas etapas e correspondentes tratamentos estatísticos, demanda muito tempo, porém é bastante promissora para o aprofundamento do estudo de caso realizado no capítulo 7 desta tese. Como não foi possível aplicar esta técnica, na sua integra, no presente trabalho, foram elaborados questionários inspirados em uma consulta Delphi desenvolvida pelo CGEE e aplicados a um número limitado de especialistas, nas áreas de desenvolvimento econômico, geração distribuída, difusão do gás natural e programas de eficiência energética no Estado da Bahia. Essas áreas foram subdivididas em componentes mais específicos, que deram origem a 16 questões, que se encontram no Anexo da tese.

5.4 Uma nova fase de descentralização no processo de planejamento energético no País

O planejamento energético adquiriu uma maior importância, no mundo todo, a partir da década de 1970, na esteira dos choques dos preços do petróleo.

Nas décadas de 1970 e 1980 vários estados brasileiros, como, por exemplo, São Paulo, Minas Gerais, Paraná, Rio Grande do Sul e Bahia, tiveram importantes papéis no planejamento energético então realizado no País. A sua atuação ocorreu em dois níveis, o da administração direta, através de secretarias de energia ou de infra-estrutura, com os altos e baixos verificados nas administrações públicas no País, e o da administração indireta, através de empresas estatais controladas pelos governos estaduais. Estas últimas apresentaram maior continuidade e estabilidade ao longo do tempo. Destacaram-se, neste campo, a CESP em São Paulo, a CEMIG em Minas Gerais, a COPEL no Paraná e a COELBA na Bahia, todas elas empresas concessionárias do setor elétrico. A crescente interligação do parque gerador hidrotérmico nacional, sobretudo a partir da década de 1990, e o fortalecimento contínuo do Grupo Eletrobrás foram esvaziando paulatinamente estas atividades descentralizadas de planejamento.

Os setores de petróleo, como um todo, e de gás natural, em suas atividades *upstream*, no Brasil, já nasceram, com a Petrobrás, de uma forma centralizada e continuam como tal. As atividades *downstream* da indústria do gás, conforme discutido no capítulo 2 desta tese, são descentralizadas, mas seu planejamento, até agora, tem sido precário.

O planejamento de outras cadeias energéticas no País, como, por exemplo, as do álcool combustível, carvão mineral e carvão vegetal, tiveram uma fase de centralização na época do regime militar, descentralizando-se a partir da década de noventa. Já há anos as atividades destas cadeias carecem de uma coordenação adequada, o que tem comprometido sobremaneira o seu planejamento.

A administração federal do Presidente Luis Inácio Lula da Silva tem procurado fortalecer os papeis do MME como único formulador de políticas energéticas no País, papel este formalizado na figura do Ministro de Minas e Energia como presidente do Conselho Nacional de Política Energética, e como responsável pelo planejamento da expansão do setor energético brasileiro. A criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) como órgão de apoio ao Ministério nas atividades de planejamento visou reforçar a concretização do segundo papel.

Se, de um lado, não tem havido contestações de que cabe ao MME estes dois papeis, por outro lado, para que aumentem as chances de que novas políticas e os planos sejam efetivamente implementados, outros agentes devem participar de sua formulação, sob a coordenação do Ministério.

No mundo todo, a única forma de planejamento governamental que tem obtido sucesso, de uma forma sustentável, é o planejamento participativo, envolvendo diversos níveis governamentais e a iniciativa privada, através de suas instâncias mais representativas.

Tanto no planejamento energético como na formulação de políticas energéticas existe um importante espaço a ser preenchido, novamente, pelos governos estaduais. Diferente do passado, no entanto, isto poderia se dar de uma forma complementar à atuação do governo federal e sob a coordenação do MME. Atividades como políticas de fomento a uma maior difusão do gás natural em certos mercados, geração distribuída de energia elétrica através de certas tecnologias, novos programas de eficiência energética em certos segmentos consumidores, e programas de universalização do acesso ao fornecimento de energia elétrica, e o seu correspondente planejamento, podem ser executadas com maior eficácia pelos governos estaduais, explorando, com melhor conhecimento de causa e facilidade de interações com os agentes, públicos e privados interessados, as potencialidades locais.

Além disso, cada vez mais os rumos da expansão do setor energético dependem das políticas ambientais e de utilização de recursos hídricos vigentes e estas são descentralizadas no País, através dos sistemas nacionais de meio ambiente e de recursos hídricos, respectivamente, que envolvem não só os governos estaduais, como, também, os municipais. Esta descentralização facilitaria as negociações, como por exemplo, na obtenção de licenças ambientais prévias, ou outorgas de uso da água, junto às instâncias estaduais correspondentes.

A descentralização de parte das atividades de formulação de políticas públicas na área de energia e de planejamento energético para os estados poderia ser efetuada através de convênios com as secretarias estaduais de energia, ou de infra-estrutura, nos moldes, por exemplo, dos convênios que a ANEEL possui com as agências reguladoras estaduais[1]. Estes convênios garantiriam, tal qual ocorre no caso da ANEEL, a coordenação do processo pelo órgão do governo federal, no caso o MME. De uma forma similar aos convênios da ANEEL, os convênios

do MME também só seriam assinados com os estados que tivessem condições técnicas e organizacionais que garantissem uma execução adequada das tarefas objeto dos convênios; estas tarefas, inclusive, deveriam ser diferenciadas entre os estados, refletindo os diferentes interesses e capacitações locais.

Uma outra instância importante de possível descentralização de atividades de planejamento energético pode dar-se no âmbito dos Comitês de Bacias Hidrográficas, compostos por representantes das prefeituras dos municípios que compõem as bacias. De acordo com a atual legislação de recursos hídricos, cabe a estes comitês definir as prioridades de uso da água, assim como elaborar um plano de utilização dos recursos hídricos das bacias. Esta parece ser a melhor forma de envolver os governos municipais, agregados por bacias hidrográficas, no planejamento energético.

O Ministério de Minas e Energia propôs, em 2002, a realização de um planejamento integrado de recursos (PIR), indicativo, no âmbito das bacias hidrográficas nacionais, envolvendo os recursos hídricos, a energia elétrica e o gás canalizado como vetores de desenvolvimento local (BAJAY, 2001b). Alguns estudos preliminares para a bacia dos rios Piracicaba, Jundiaí e Capivari chegaram a ser iniciados em 2002, mas eles foram descontinuados na administração federal do presidente Luis Inácio Lula da Silva. Bajay e Leite (2004) têm dado continuidade a este trabalho na bacia destes rios, no que diz respeito ao planejamento de programas de eficiência energética.

Os principais produtos deste PIR indicativo por bacia hidrográfica seriam (BAJAY e LEITE, 2004):

- Metas e/ou projetos economicamente factíveis e de baixo "risco regulatório" de usinas hidrelétricas, termelétricas e fontes renováveis não convencionais de geração de eletricidade, além de extensões de gasodutos, satisfazendo diretrizes emanadas dos comitês de bacias e dos órgãos ambientais, em termos de usos múltiplos da água e impactos ambientais, que estariam à disposição de empreendedores interessados; e
- Programas integrados de conservação de energia.

[1] Na Bahia, por exemplo, a ANEEL tem um convênio com a AGERBA, a agência local de regulação.

5.5 Um estudo de caso de descentralização na montagem de cenários alternativos de desenvolvimento para projeções da demanda energética: o Estado da Bahia

A Bahia é o principal estado da região Nordeste, tanto no que diz respeito à dimensão de sua economia, como à magnitude de seu consumo energético. Em 2002, o valor adicionado do Estado da Bahia foi de 4,3% do valor adicionado do Brasil. Em termos de consumo final de energia, a Bahia respondeu por 7,3% do consumo brasileiro em 2003.

O Estado também se destaca pela sua produção de energia elétrica - realizada, na sua maioria, em grandes usinas hidrelétricas da Chesf, petróleo e gás natural. Recentemente, foram descobertas jazidas significativas de gás na baia de Camamu.

Conforme discutido no capítulo 6, o Estado possui uma importante indústria química – que inclui um pólo petroquímico, além de outros segmentos industriais energo-intensivos de destaque, como a indústria de papel e celulose. A indústria automobilística, recém-instalada no Estado, é, também, uma grande consumidora de energia. A agropecuária está crescendo com vigor no oeste do Estado (soja e algodão) e às margens do rio São Francisco (fruticultura). Por outro lado, uma parcela significativa da população rural do Estado ainda não tem acesso à eletricidade.

Conforme mencionado na seção 5.4 deste capítulo, a Secretaria de Infra-estrutura e a Coelba, esta última ainda quando estatal, tiveram papéis importantes no planejamento energético do Estado no passado.

Enfim, tanto pelo lado da oferta como do consumo de energia, assim como pela experiência anterior na área de planejamento energético estadual, a Bahia é um dos estados brasileiros com elevado potencial para que seu governo se torne um dos primeiros parceiros do MME no projeto de descentralização do planejamento energético nacional, proposto nesta tese.

Entre os possíveis tipos de exercícios de planejamento que poderiam ser descentralizados, a elaboração de cenários alternativos de desenvolvimento para a projeção da demanda de energia no Estado constitui o primeiro passo natural. Em seguida viriam as projeções de demanda propriamente ditas e eventuais estudos de novos programas de eficiência energética e de expansão da oferta, a partir, por exemplo, neste último caso, de algumas tecnologias de geração distribuída mais competitivas no Estado. Esta tese oferece uma contribuição, à guisa de estudo de

caso, na montagem de cenários (capítulo 7), antecedida por uma análise retrospectiva da evolução recente da economia e da matriz energética do Estado (capítulo 6).

Capítulo 6

Análise Retrospectiva da Evolução da Economia do Estado da Bahia e de sua Matriz Energética

Neste capítulo, iniciando o estudo de caso da tese, se faz uma análise retrospectiva da economia e da matriz energética do Estado da Bahia. Na parte concernente à economia, efetua-se, inicialmente, uma análise estrutural da economia baiana como um todo e de seus setores mais dinâmicos, seguida de uma discussão sobre o crescimento econômico, sobretudo industrial, e social recente do Estado. Em relação à matriz energética, analisa-se a evolução, ao longo do tempo, do consumo e da oferta de energia e da dependência energética do Estado, e apresenta-se as reservas e potenciais energéticos disponíveis, os programas de eficiência energética e as principais instituições governamentais e empresas do setor energético baiano. Esta parte se encerra com a discussão das intensidades energéticas e consumos específicos dos principais segmentos da economia baiana.

As informações utilizadas para realizar esta análise retrospectiva foram obtidas principalmente na base de dados da Superintendência de Estudos Econômicos e Sociais da Bahia –SEI, Secretaria de Infra-Estrutura – SEINFRA, Federação das indústrias do Estado da Bahia – FIEB, Secretaria de Agricultura, Irrigação e Reforma Agrária – SEAGRI, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, Agência Nacional de Petróleo – ANP, Ministério de Minas e Energia – MME e Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES.

6.1 Análise estrutural da evolução da economia baiana

Até o início da década de 1950 o perfil econômico do Estado era essencialmente associado a uma seqüência de ciclos agrícolas, destacando-se, em ordem cronológica de importância econômica, as culturas de açúcar, fumo, fibras e cacau. A base fundiária, na qual predominavam grandes propriedades rurais de cultivo extensivo, com baixos índices de mecanização e produtividade, e o viés exportador contribuíram para que não se criasse no Estado um mercado de consumo dinâmico e uma estrutura produtiva baseada em empreendimentos de menor porte. Esta configuração contribuiu para desenvolver em Salvador uma estrutura básica de oferta de serviços predominantemente comerciais, explicando a elevada concentração regional observada na economia do Estado até os dias de hoje.

O movimento desenvolvimentista ocorrido no Brasil na década de cinqüenta, de caráter nacionalista e que visava a substituição de importações para fortalecimento da indústria nacional, afetou significativamente a economia do Estado da Bahia. A valorização da atividade de planejamento econômico e a consolidação da Bahia como importante estado produtor de petróleo impulsionaram o desenvolvimento industrial local, culminando com a decisão de se implantar, em Mataripe, a Refinaria Landulpho Alves. Este cenário é a base para o desenvolvimento da infra-estrutura física e de serviços no Estado e para a implantação de uma indústria mecânica local. Estes eventos caracterizam aquilo que se convencionou chamar de primeiro ciclo de desenvolvimento da Bahia (ALCOFORADO, 2003).

A consolidação da indústria de petróleo baiana e, conseqüentemente, a disponibilidade de insumos petrolíferos (nafta, óleo combustível, gás natural, etc) foram essenciais para a implantação do Pólo Petroquímico de Camaçari na década de setenta, que, junto com a formação do complexo mínero-metalúrgico em Candeias, na década de 1960, a implantação do CIA — Centro Industrial de Aratu e da metalurgia do cobre, no início da década de 1980, compõem o segundo ciclo de desenvolvimento do Estado. Todo este conjunto de empreendimentos ficou concentrado na Região Metropolitana de Salvador (RMS), que responde por quase 70% da produção industrial do Estado.

O processo de industrialização na Bahia fez com que ocorressem profundas transformações na estrutura econômica do Estado, com uma redução do peso da agricultura e um aumento significativo da participação do setor secundário no PIB estadual, principalmente dos segmentos químico e petroquímico e extrativo mineral. A implantação do Pólo Petroquímico de Camaçari teve um impacto decisivo sobre o perfil econômico do Estado, caracterizando sua economia como produtora

de bens intermediários. Do ponto de vista de sua indústria, pode-se afirmar que a Bahia montou, entre as décadas de cinqüenta e oitenta, uma estrutura complementar ao parque produtivo instalado no sudeste e sul do país (ALCOFORADO, 2003). Nestes dois ciclos o paradigma do modelo de industrialização concebido era baseado no tripé constituído por empresas estatais, estrangeiras e privadas nacionais.

O Complexo Petroquímico não materializou os efeitos multiplicadores esperados, como a implantação de um parque de indústrias de transformação produtoras de bens finais, e absorveu praticamente todos os recursos regionais disponíveis para o financiamento de outros segmentos industriais alternativos, além de ampliar a dependência da Bahia de flutuações das economias nacional e internacional.

Na década de oitenta, o modelo de industrialização direcionado à substituição de importações apresentou sinais de esgotamento, entre os quais pode-se destacar a queda do PIB per capita do País no período de 1980 a 1992. Neste período, o País experimentou, de uma maneira prolongada, recessão e inflação, que, junto com os impactos da abertura comercial do início da década de noventa, foram sentidos intensamente na Bahia, e, de um modo geral, em toda a Região Nordeste, provocando uma queda da participação relativa da Bahia no PIB brasileiro. Segundo diagnósticos recentes, outros fatores que influenciaram na ocorrência desta queda na participação relativa no PIB do País foram (VIEIRA, 2000):

- Criação de um polígono de desenvolvimento de Minas Gerais até a Região Sul do País;
- Fim do ciclo de industrialização do II PND (Plano Nacional de Desenvolvimento), resultando em uma natural desaceleração; e,
- Uma política com ênfase no combate à inflação, que reduziu a importância do planejamento e da intervenção do governo no desenvolvimento, além de comprometer a atuação dos mecanismos institucionais de desenvolvimento regional, como a Sudene e o Banco do Nordeste.

Com o propósito de mudar este quadro, o governo do estado da Bahia tem feito, nos últimos anos, uma intensa mobilização para atração de capitais privados por meio da concessão de incentivos fiscais, inaugurando uma fase de expansão da produção de bens finais, cujos efeitos começam a ser percebidos através de uma lenta, mas sustentável, recuperação da participação relativa da Bahia no PIB nacional. O Projeto Amazon da Ford, implantado em Camaçari, contemplando um investimento total de US$ 1,3 bilhão e a perspectiva de produzir 250 mil veículos de cinco modelos por ano, além de gerar 5 mil empregos diretos e 50 mil indiretos, faz parte desta nova política setorial. Para atrair a Ford para a Bahia, o governo do Estado derrotou propostas de

outros estados oferecendo uma série de incentivos fiscais e financeiros, além do terreno onde foi implantada a indústria. A justificativa do governo estadual para conceder tamanhos benefícios foi a perspectiva da instalação, na Bahia, de cerca de 32 novas empresas relacionadas ao setor, além de fornecedores de serviços e autopeças. Esta política de desenvolvimento, baseada na implantação de uma indústria de bens finais, espacialmente desconcentrada e processadora dos insumos básicos ofertados localmente, caracteriza o chamado terceiro ciclo de desenvolvimento da Bahia.

A seguir é realizada uma análise detalhada da evolução dos setores mais dinâmicos da economia baiana.

6.1.1 Setor agrícola

O desempenho da agricultura no Estado da Bahia na década de noventa apresentou grandes flutuações no valor da produção e alternância de boas e más safras. As maiores dificuldades do setor estão relacionadas à estrutura de financiamento e comercialização e aos fatores climáticos, cujos efeitos negativos são potencializados nas regiões estruturalmente mais frágeis (VIEIRA, 2000). Atualmente as regiões mais dinâmicas na agricultura baiana, alavancadas pela mecanização e tecnologia, são o Oeste, com as culturas de soja, algodão e café, e o Médio São Francisco, com a fruticultura irrigada.

A ação governamental de estímulo à agropecuária se intensificou a partir de 1995, através de ações da Secretaria da Agricultura, Irrigação e Reforma Agrária (SEAGRI) e do Banco do Nordeste, tendo sido aportados cerca de R$ 700 milhões no período 1995/98 (SEI, 2004a). Estes recursos foram destinados, principalmente, a programas de melhoria de competitividade nos negócios, na recuperação e modernização de importantes setores agropecuários (cacau, café e pecuária), na implementação de projetos de desenvolvimento sustentável e, ainda, no direcionamento de recursos emergenciais para áreas atingidas pela seca.

Em 2003, o setor primário representou 11% do produto gerado pela economia baiana (SEI, 2004a), concentrando-se, essencialmente, nos cultivos de soja, café, milho, algodão, feijão, cana-de-açúcar, mandioca e cacau. O crescimento nos últimos anos foi induzido, principalmente, pela exportação de grãos, beneficiada pela desvalorização cambial.

A desvalorização do real tornou mais competitivos os produtos voltados para a exportação, porem provocou uma elevação de alguns custos de produção, especialmente aqueles relacionados

com os insumos importados. Deste modo, a elevação destes custos e os baixos preços de *commodities* agrícolas atualmente observados no mercado internacional devem induzir um menor crescimento da renda gerada pelo setor nos próximos anos.

Os fatores que tem contribuído para o desenvolvimento da região dos cerrados são: o desenvolvimento de novos materiais genéticos, a rotação de culturas e a aplicação de fertilizantes, a disponibilidade de vastas áreas de terra ofertadas a baixo custo e a proximidade do rio São Francisco, possibilitando investimentos em canais de dragagem e irrigação.

A participação da Bahia nas exportações de frutas *in natura* ou sob a forma de sucos no Brasil em 1999 correspondeu a 25% (VIEIRA, 2000). Os principais fatores que tem aumentado as vantagens competitivas do Estado são: a disponibilidade de terra barata, oferta de mão-de-obra a baixo custo, topografia e condições climáticas favoráveis e grande potencial para irrigação. Destacam-se as culturas de laranja, mamão, uva, abacaxi, maracujá, melancia, manga e melão, principalmente na região de Juazeiro. Outras regiões apresentam potencial para a fruticultura, a exemplo do Vale do São Francisco, Litoral Norte, Oeste, Vale do Paraguaçu e Extremo-Sul. A principal dificuldade enfrentada pela fruticultura do Estado está relacionada a problemas de logística, devido ao péssimo estado de conservação em que se encontra a malha viária e a infra-estrutura portuária, além da grande extensão do Estado, dificultando a integração dos centros produtores com os consumidores.

A cultura de cacau atravessa a maior crise da sua história, especialmente por sua baixa produtividade, quando comparada com os paises produtores africanos, e operando com custos 80% superiores (VIEIRA, 2000), incompatíveis com os preços internacionais, além de ser susceptível às pragas.

O crescimento da silvicultura, capitaneado por grandes empreendimentos do segmento de papel e celulose, constitui-se em um vetor de transformação e diversificação do perfil agrícola estadual. Esta reestruturação setorial contribui para a diversificação da matriz produtiva do Estado, diminuindo a vulnerabilidade do setor agropecuário às oscilações do mercado e favorecendo o desenvolvimento da agroindústria. Este movimento contribui para a desconcentração setorial e espacial da economia baiana, constituindo-se, também, em importante foco de geração de renda e ocupação em várias regiões do Estado. Algumas regiões do Estado, localizadas principalmente na sua região central, apresentam baixos níveis de modernização e falta de articulação com os processos de transformação agroindustriais, necessitando de ações que estimulem o desenvolvimento econômico e social nestas áreas.

6.1.2 Agroindústria

A agroindústria do Estado ocupou a terceira posição na participação do valor agregado da industria de transformação estadual, correspondendo a 16,5% em 2000 (VIEIRA, 2000). O crescimento do segmento recentemente ficou parcialmente comprometido em função da crise da lavoura cacaueira e a conseqüente perda de grande parte do seu segmento de transformação industrial. Atualmente a dinamização das cadeias de grãos e de carnes ocorridas no oeste baiano e da produção frutícola na região de Juazeiro tem contribuído para um incremento de suas atividades no Estado.

6.1.3 Petroquímica

Considerando a sua estrutura de produção, a indústria petroquímica pode ser classificada como de (GOMES, 2005):

- Primeira Geração – São as indústrias produtoras de petroquímicos básicos, produtos resultantes da primeira transformação de correntes petrolíferas (nafta, gás natural, etano, etc.), através de processos químicos como o craqueamento a vapor, pirólise, reforma a vapor, reforma catalítica, etc.. Os principais produtos primários resultantes deste processo são as olefinas (eteno, propeno e butadieno) e os aromáticos (benzeno, tolueno e xilenos). Como produtos secundários são produzidos, ainda, solventes e combustíveis;
- Segunda Geração – São as indústrias produtoras de resinas termoplásticas (polietileno e polipropilenos) e de intermediários, produtos resultantes do processamento dos produtos primários (MVC, acetato de vinila, TDI, óxido de propeno, fenol, caprolactama, acrilonitrila, óxido de eteno, estireno, ácido acrílico, etc.). Os produtos intermediários são transformados em produtos finais petroquímicos, como PVC, poliestireno, ABS, resinas termoestáveis, polímeros para fibras sintéticas, elastômeros, poliuretanas, bases para detergentes sintéticos e tintas, etc; e,
- Terceira Geração – São as empresas de transformação que fornecem embalagens, peças e utensílios para os segmentos de alimentação, construção civil, elétrico, eletrônico, automotivo, entre outros. Estas empresas geralmente são instaladas próximas ao mercado consumidor.

No mundo todo, a indústria petroquímica organiza-se em pólos, visando minimizar os custos operacionais a partir do aproveitamento de sinergias logísticas, infra-estrutura e integração

operacional. Estes pólos petroquímicos são formados, principalmente, por unidades de primeira e segunda geração, podendo estar, no aspecto empresarial, integradas ou não. Considerando a cadeia produtiva, as empresas petroquímicas procuram integrar a central de matérias-primas com unidades produtoras de petroquímicos finais, como pode ser visto no esquema simplificado da Figura 6.1.

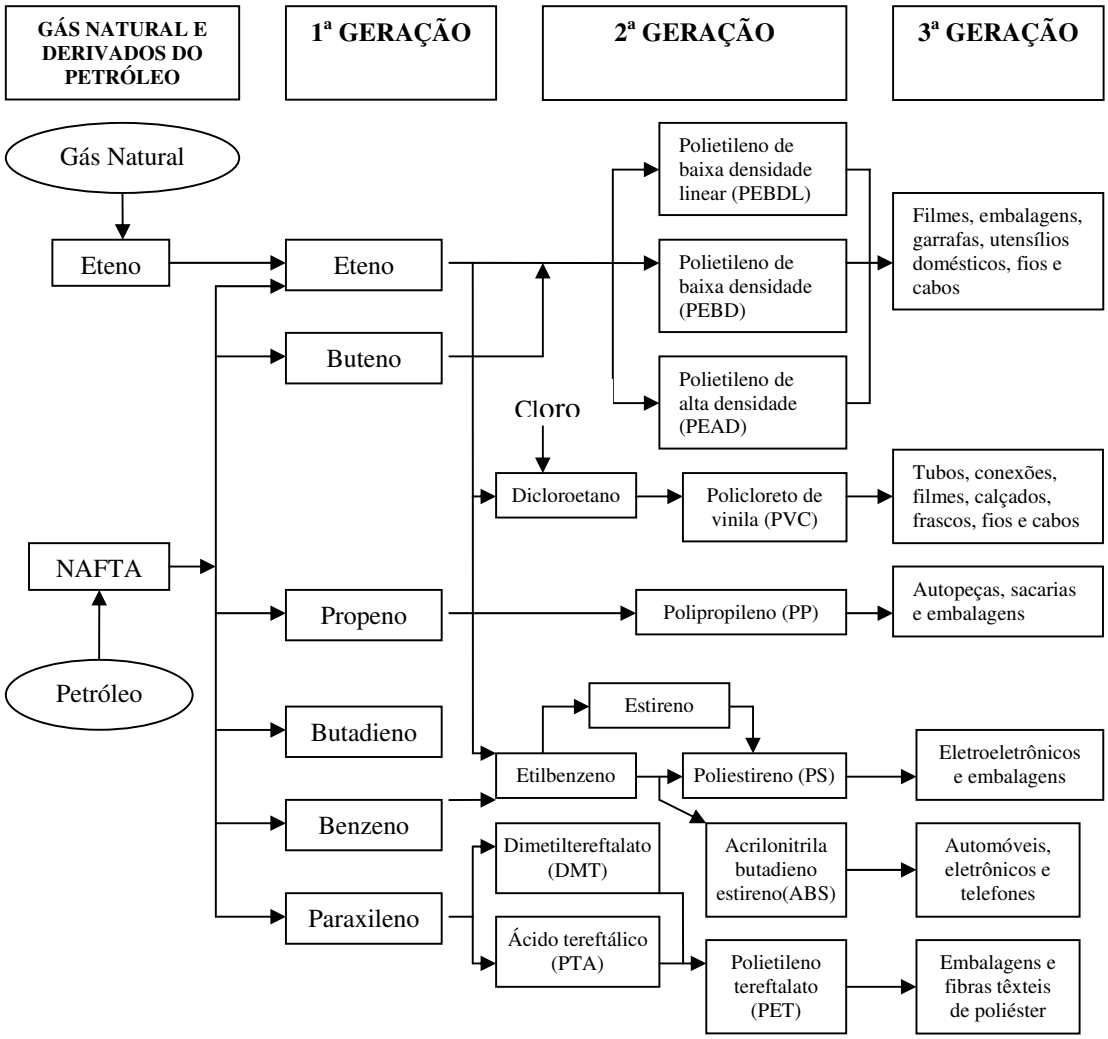


Figura 6.1 – Cadeia produtiva da indústria petroquímica

No Brasil, o setor petroquímico está distribuído basicamente em três grandes pólos: São Paulo; Camaçari, na Bahia; e Triunfo, no Rio Grande do Sul. O principal insumo utilizado por estes pólos é a nafta petroquímica, com cerca de 70% de origem nacional (produzida pela Petrobrás) e o restante importado diretamente pelas próprias centrais. O aproveitamento de correntes gasosas das refinarias, que ainda não são utilizadas plenamente, é uma outra fonte de produtos básicos para a indústria

petroquímica (principalmente propeno e, em menor escala, o eteno). Está previsto para entrar em operação no Estado do Rio de Janeiro, a partir do segundo semestre de 2005, a Rio Polímeros, novo empreendimento petroquímico centrado apenas na produção de eteno e polietileno, que, diferente dos demais pólos, utilizará como matéria-prima o etano e o propano contidos no gás natural extraído pela Petrobrás da Bacia de Campos.

A Tabela 6.1 apresenta a participação das centrais petroquímicas no mercado nacional em função da capacidade instalada.

Tabela 6.1 - Participação das centrais petroquímicas pelas capacidades instaladas

	CAMAÇARI		TRIUNFO		PQU	
	t/ano	**%**	**t/ano**	**%**	**t/ano**	**%**
Eteno	1.280.000	44	1.135.000	39	500.000	17
Propeno	530.000	39	581.000	43	250.000	18
Butadieno	170.000	48	105.000	30	80.000	23
Benzeno	438.000	49	265.000	29	200.000	22
Tolueno	40.000	19	91.000	44	75.000	36
Xilenos	270.000	58	66.000	14	130.000	28
Total	**2.728.000**	**44**	**2.243.000**	**36**	**1.235.000**	**20**

Fonte: GOMES, 2005.

A principal matéria-prima utilizada pelo setor petroquímico nacional atualmente é a nafta, cujo consumo das três centrais foi, em 2004, da ordem de 10 milhões t/ano, sendo cerca de 7 milhões t/ano fornecidas pela Petrobrás e os 3 milhões t/ano restantes sendo supridas por importações feitas diretamente pelas centrais, com um significativo gasto de divisas, da ordem de US$ 600 milhões/ano (GOMES, 2005). A Petrobrás fornece, ainda, cerca de 400 mil t/ano de propeno, gerados nas refinarias, para a produção de polipropileno e óxido de propeno.

Nos últimos anos houve aumentos do preço da nafta, em conseqüência da escalada do preço do petróleo, que chegou ao patamar de US$ 60 o barril em 2005; apesar do crescimento da produção dos países da Opep (Organização dos Países Exportadores de Petróleo), não houve, ainda, a queda no preço do petróleo. Mesmo que haja um cenário de estabilidade no Oriente Médio, estimativas do mercado indicam que o novo piso do preço do petróleo ficará em torno de US$ 35 a US$ 40/barril, e não mais na faixa de US$ 22 a US$ 28/barril, antes pretendida pela Opep (GOMES, 2005).

Ainda que haja uma redução no preço do petróleo no futuro, prevê-se a manutenção dos preços da nafta num patamar mais alto, em conseqüência de um crescimento do preço relativo da

nafta em relação ao preço do petróleo. Entre 2002 e 2004, o preço da nafta partiu de cerca de US$ 200/t para mais de US$ 400/t, representando um crescimento de mais de 100%.

Nesse sentido, novos projetos estão sendo concebidos com matérias-primas alternativas à nafta. A Rio Polímeros, que já está em fase final de implantação, e o projeto de um pólo gás-químico na fronteira com a Bolívia utilizam correntes C2 e C3 do gás natural.

A expansão da PQU prevê o fornecimento de gases de refinaria e os projetos de expansão de polipropileno utilizam propeno de refinaria como matéria-prima. Essas soluções são, entretanto, limitadas pela quantidade disponível das matérias-primas e pela pequena diversidade de produtos que podem ser disponibilizados.

Uma outra solução para a questão da matéria-prima petroquímica vem sendo estudada pela Petrobras em conjunto com o Grupo Ultra e o BNDES e consiste na criação de um novo complexo petroquímico integrado no Rio de Janeiro. Esse projeto pretende utilizar petróleo pesado – o petróleo de Marlim – como matéria-prima para a produção de petroquímicos. Essa alternativa contempla a utilização de tecnologias inovadoras, que podem vir a ser uma solução definitiva para a questão da matéria-prima petroquímica no País, viabilizando futuras expansões da petroquímica nacional. Além disso, o projeto pretende consumir volumes elevados de petróleo pesado nacional, que atualmente é exportado com desconto sobre a referência internacional.

Com a elevação do preço do petróleo e, conseqüentemente, dos seus derivados e do gás natural, a viabilidade da rota alcoolquímica também deveria ser reavaliada pelo setor.

O setor petroquímico do Estado da Bahia passou recentemente por um processo de reestruturação, cuja principal característica foi a busca de ganhos de produtividade, através da automação e da racionalização administrativa. Na prática, o que se observou foi um intenso processo de fusões e incorporações, terceirização e redução de postos de trabalho. Assim, o número de empregos diretos gerados pelo Pólo Petroquímico de Camaçari passou de cerca de 20 mil, em 1990, para pouco mais de 13 mil em 1994 (GOMES, 2005). O processo de reestruturação empresarial da petroquímica baiana prolongou-se por toda a década de 1990, e somente pôde ser considerado concluído com a solução do impasse envolvendo o controle acionário da Copene, adquirido pelo consórcio Odebrecht-Mariani e convertido, juntamente com mais cinco empresas do consórcio, na Braskem. Este impasse inviabilizou a realização de grandes investimentos no setor químico e petroquímico no Estado no período, com exceção da implantação, em 2001, da fábrica de fertilizantes e herbicidas da Monsanto, que, devido ao seu porte, trará possíveis impactos positivos no adensamento de cadeias produtivas. Esta reestruturação, embora tenha ocasionado uma

significativa redução de postos de trabalho no setor, não chegou, entretanto, a comprometer sua participação relativa na estrutura da indústria de transformação no Estado, que se manteve acima de 50% (SEPLAN, 2003).

A central de matérias-primas do Pólo Petroquímico de Camaçari pertence à Braskem e reúne, hoje, cerca de 13 plantas, além de participações em outras empresas, com destaque para o controle compartilhado da Copesul. O complexo industrial da Braskem representa quase 50% da capacidade de produção nacional de petroquímicos básicos e resinas termoplásticas (SEPLAN, 2003).

Apesar de deter o controle da Central de Camaçari, a Braskem possui as suas principais plantas de segunda geração no Pólo de Triunfo e em Maceió. Apenas duas plantas de polietileno e uma de PVC estão localizadas em Camaçari.

A Unidade de Insumos Básicos (UIB) da Braskem corresponde hoje às atividades anteriormente desenvolvidas pela Copene. Com uma capacidade instalada de 1.280 mil t/ano de eteno (aproximadamente 44% da capacidade instalada brasileira de produção desse insumo), 530 mil t/ano de propeno, 170 mil t/ano de butadieno e 1.022 mil t/ano de aromáticos, a Braskem possui uma escala industrial competitiva e ganhos de sinergia por estar relativamente integrada e diversificada na produção de três principais termoplásticos (PE, PP e PVC), levando vantagem em relação às demais centrais petroquímicas do País, seguida de perto pela Copesul (GOMES, 2005).

A Braskem adquire cerca de 70% da nafta que consome da Petrobrás; o restante é proveniente de importações, sobretudo da África e da América do Sul. Face às limitações da oferta de nafta, a Braskem tem procurado consumir alternativamente outras frações de petróleo, como o condensado, cuja disponibilidade vem crescendo, destacadamente no Oriente Médio e na África, tornando-se mais uma alternativa de matéria-prima importada para o País.

O conjunto de produtos da central de matérias-primas da Braskem é o mais completo entre as demais centrais, visto que a concepção do projeto do Pólo de Camaçari previu a implantação concomitante de diversas empresas de segunda geração, sendo essa central responsável pelo fornecimento das matérias-primas e utilidades para todo o pólo.

A formação da Braskem contribuiu para o aumento da competitividade da empresa, com o ganho de sinergias e escala. Porém, isso provocou um preocupante desequilíbrio entre os portes das empresas e os grupos do setor, com a Braskem concentrando 42% da produção total, contra 37% detidos pelos seis grupos nacionais (Unipar, Ipiranga, Suzano, Elekeiroz, Ultra e Unigel) e apenas 15% representados pelo conjunto das sete empresas estrangeiras (Dow, Rhodia, Rhodiaco, Solvay,

Basell, Oxychem e Basf). A participação da Petrobrás ficou reduzida a 6%, não se considerando as participações nas três centrais, em que figura como acionista minoritário fora do grupo de controle.

6.1.4 Indústria de transformação plástica

A decisão de se implantar na Bahia a indústria petroquímica remonta à época da concepção do I Plano Nacional de Desenvolvimento (I PND), no final da década de 1960, embora a sua efetivação tenha ocorrido já no âmbito do II PND, no momento em que o processo de substituição de importações volta-se para a produção local de bens de capital e insumos intermediários (VIEIRA, 2000). A ênfase dada pelo II PND à desconcentração industrial, à disponibilidade de matérias-primas derivadas do refino de petróleo no Estado e à localização estratégica, próxima aos grandes centros consumidores do sul e sudeste foram fatores decisivos para atrair um parque petroquímico para a Bahia. O processo de implantação foi conduzido sob a liderança do braço petroquímico da Petrobrás, a Petroquisa, mediante um modelo de financiamento que mobilizou tanto capitais estatais, como privados nacionais e estrangeiros, que assumiram iguais participações de um terço do total dos empreendimentos, caracterizando o modelo tripartite, paradigma da industrialização conduzida no âmbito do II PND (VIEIRA, 2000).

O projeto de implantação do Pólo Petroquímico de Camaçari previa o estabelecimento de uma indústria de transformação a jusante do Complexo Básico, o que acabou não ocorrendo, pois, do ponto de vista estritamente empresarial, a implantação desta indústria nas regiões Sul e Sudeste revelava-se mais competitiva, dado a proximidade com o mercado consumidor. Hoje, a indústria de transformação plástica representa para o Estado a possibilidade de encadeamento vertical perseguida pelo Governo, o que evitaria a excessiva exposição a flutuações dos preços de *commodities* do segmento petroquímico de primeira e segunda geração, criação de novos postos de trabalho, absorção de tecnologia e incentivo à instalação de empresas de menor porte.

Ainda que as iniciativas de fomento ao setor de transformação plástica tenham contado com o apoio das empresas de segunda geração, verifica-se que a oferta local de *commodities* petroquímicas por si só não parece ser um diferencial suficiente para garantir o desenvolvimento deste segmento no Estado. O menor porte da indústria de transformação plástica presente na Bahia também limitou o crescimento do setor, devido às dificuldades de acesso ao crédito e à estrutura de fomento disponível. O Programa de Incentivo à Transformação Plástica (Bahiaplast), do governo do Estado,

propiciou uma expansão considerável do setor ao longo da década de noventa e os primeiros anos da década seguinte. No período compreendido entre 1999 e 2001 foram aprovados, no âmbito do programa, 48 projetos (sendo 32 de implantação e 16 de ampliação), cujos investimentos alcançaram US$ 270 milhões e geraram cerca de 3,5 mil empregos diretos (SEPLAN, 2003). A maior parte dos empreendimentos foi implantada na Região Metropolitana de Salvador, onde foram instaladas indústrias do segmento de embalagem e brinquedos.

6.1.5 Metal-mecânica

O segmento metal-mecânico, que compreende o setor de metalurgia e a indústria mecânica, é o segundo em importância na indústria de transformação do Estado (VIEIRA, 2000). O setor metalúrgico especializou-se na produção de *commodities* siderúrgicos básicos e na metalurgia de não-ferrosos. Conforme discutido no início da sessão 6.1, a indústria mecânica no Estado foi impulsionada pelos ciclos de desenvolvimento industrial, inicialmente pela atividade de refino de petróleo e, posteriormente, pelo Centro Industrial de Aratu e Pólo Petroquímico de Camaçari. A crise do início dos anos noventa teve impactos negativos sobre o setor metalúrgico, que, ao longo da década, procurou adaptar-se ajustando sua produção por meio, inclusive, da paralisação de unidades, modernização tecnológica, redução de custos e melhorias de escala. A revitalização esperada para o setor mecânico esta relacionada, principalmente, ao desenvolvimento da indústria de autopeças no entorno do pólo automobilístico em Camaçari.

6.1.6 Mineração

A atividade de mineração no Estado vem se destacando cada vez mais; são exploradas mais de 30 substâncias em 108 dos seus municípios. A extração e o beneficiamento de urânio, ouro, cobre e cromo, principais responsáveis pela geração de riqueza no setor, contribuem para a verticalização da cadeia produtiva e para a agregação local de valor, como ilustra a produção do *yellow cake* de urânio no município de Lagoa Real (VIEIRA, 2000). A exploração de minerais não-metálicos utilizados na indústria de construção, especialmente rochas ornamentais possibilita a diversificação e verticalização da atividade de mineração, contribuindo, também, fortemente para o processo de

interiorização do desenvolvimento. Com a finalidade de desconcentração espacial da produção, foram implantados pólos ceramistas em diversas regiões do Estado, particularmente no Recôncavo baiano.

6.1.7 O Complexo Automotivo

Apesar dos movimentos de diversificação da estrutura econômica empreendidos pelo governo do estado terem resultado em expressivas taxas de crescimento em diversos setores da economia, até o momento a composição do PIB da Bahia, em termos setoriais, sofreu pequenas alterações, devido à magnitude dos setores produtores de bens intermediários, especialmente o petroquímico, frente aos demais. Hoje, a indústria automobilística, devido ao porte dos investimentos realizados e pelas articulações inter-setoriais que é capaz de produzir, é o principal segmento que possibilita a modificação, de uma forma mais significativa, da estrutura econômica do Estado, inaugurando um novo período de taxas de crescimento aceleradas em relação às taxas nacionais (SEPLAN, 2003).

Ao instalar-se na Bahia, a Ford trouxe consigo seus principais fornecedores imediatos (primeira linha), de maneira que o investimento total na montadora e nos fornecedores de primeiro nível é estimado em cerca de US$ 1,9 bilhão. Ao todo, são cerca de 30 fornecedores de primeira linha, produzindo em torno de quatro mil componentes. Componentes mais complexos, como o motor e o câmbio, entretanto, são ainda produzidas fora do Estado. Ainda assim, projeta-se que cerca de 60% do valor agregado ao longo da cadeia de produção será local, o que, sem dúvida, permite concluir que a repercussão do projeto na economia baiana será bastante elevada (SEPLAN, 2003).

Espera-se que fornecedores de segunda e terceira linha possam se instalar na Bahia a curto e médio prazos, completando a cadeia de produção e estabelecendo um vínculo entre a indústria de bens intermediários existente no Estado e a sua recém-implantada indústria automobilística. A criação de demanda local por serviços industriais especializados e a possibilidade de desenvolvimento, na Bahia, de uma indústria apta a fornecer moldes para o setor de transformação plástica, incrementando a agregação de valor do segmento, é outro efeito esperado com a instalação da montadora no Estado (SEPLAN, 2003).

6.1.8 Papel e celulose

A indústria de papel e celulose vem sendo beneficiada pela expansão de sua cadeia produtiva, acarretando um aumento de sua participação na pauta de exportações do Estado. O seu bom desempenho no mercado externo foi favorecido pelo crescimento da demanda nos países europeus e asiáticos, pela desvalorização cambial e pela gradativa recuperação dos preços da celulose branqueada de eucalipto na Europa e nos Estados Unidos. A participação do setor nas exportações do Estado passou de 8,5% em 1993 para 9,5% em 2002 (SEI, 2004c). Cada vez mais a indústria de papel e celulose vem aumentando sua importância dentro do segmento industrial de transformação, passando sua participação de 3,2% em 1993 para 4,0% em 2003.

Em 1992 a produção de celulose e fibra no Estado correspondia a 5,8% da produção nacional; já em 1999 esta participação praticamente dobrou, passando para 10,8%, fazendo com que o Estado passasse de oitavo para quarto maior produtor nacional. A expansão do setor deveu-se à implantação de novos empreendimentos como a Bahia Sul Celulose e a Vera Cruz Celulose, que se dirigiram para o extremo sul do Estado, procurando beneficiar-se de vantagens naturais da região, como insolação, precipitação pluviométrica e condições de solo. No Extremo Sul, os níveis de produtividade são bastante superiores à média nacional e os custos de produção de eucalipto são inferiores à média internacional (Em 1998 o custo médio da produção na região era de US$ 300/t, enquanto que a média internacional, no mesmo período, era de US$ 510/t (VIEIRA, 2000)). Deste modo, o setor de papel e celulose tem contribuído para o processo de desconcentração espacial das atividades produtivas da Bahia e para a manutenção da balança comercial superavitária do Estado. Entretanto, pelas suas características estruturais intrínsecas, as grandes unidades produtoras de celulose são pouco intensivas em mão-de-obra e estabelecem níveis reduzidos de articulação com a economia local.

A verticalização pretendida para o setor está fundamentada em planos de aproveitamento de *commodities* para a produção de papel e ao desenvolvimento da indústria de móveis, intensiva em mão-de-obra. O principal projeto previsto para o segmento é o da Veracel Celulose, que corresponde a 91,9% do total dos investimentos projetados para o setor (VIEIRA, 2000).

6.1.9 O segmento de informática

O Pólo de Informática e o Complexo Eletroeletrônico foram concebidos dentro da estratégia do governo estadual de adensamento de cadeias produtivas e de incentivo à produção de bens finais no Estado. A crise na lavoura cacaueira foi, sem dúvida, um dos fatores que contribuíram de forma decisiva para a implantação do pólo na região de Ilhéus, porém outros fatores, como infra-estrutura aeroportuária e proximidade com centros universitários estaduais, favoreceram esta escolha. Em 1999, estimava-se que o Pólo de Informática de Ilhéus já respondesse por cerca de 10% da produção nacional de microcomputadores (VIEIRA, 2000). As empresas que se instalaram na região sofreram os efeitos da desvalorização cambial observada a partir de 1999, já que as mesmas trabalham com insumos importados, e do racionamento de energia elétrica ocorrido em 2001. Estes fatores evidenciam a necessidade do estabelecimento de maiores níveis de relações intersetoriais no Estado e a progressiva nacionalização da produção de componentes eletrônicos para viabilizar esta iniciativa no longo prazo. Os investimentos realizados até 1999 foram de R$ 93 milhões, aplicados em 12 empreendimentos, gerando 970 empregos diretos (SEI, 2004c).

6.1.10 Pólo Calçadista

O segmento de calçados, diferente do que ocorreu com o de informática, distribuiu suas unidades produtivas em várias regiões do Estado, iniciando pelo Sudoeste (Itapetinga e Jequié) e espraiando-se para outras regiões (Recôncavo, Litoral Norte, Extremo Sul e micro-região de Feira de Santana).

Este segmento é bastante adequado para a política de desconcentração espacial das atividades econômicas do Estado, já que, além de ser intensivo em mão-de-obra, a indústria de calçados situa-se, na cadeia de produção, a jusante de setores importantes no Estado, como os segmentos petroquímico e coureiro. Além da concessão de incentivos fiscais e financeiros, o governo estadual apoiou a implantação dessas indústrias através da construção de galpões, obras de terraplenagem, redes de distribuição de energia elétrica, telecomunicações, abastecimento de água e interligação de efluentes (SEPLAN, 2003). Outro fator que tem atraído empresas ligadas à indústria de confecções e calçados para o Estado é o baixo custo da mão-de-obra (VIEIRA, 2000). O desdobramento natural da implantação de empresas calçadistas na Bahia será a criação de maiores vínculos intersetoriais,

de modo a consolidar o setor no Estado, especialmente através da implantação de novas empresas de componentes e do desenvolvimento do segmento coureiro.

6.1.11 Comércio

O comércio no Estado da Bahia é afetado pelos mesmos fenômenos que vem modificando a estrutura do comércio no Brasil como um todo:

- Crescimento do comércio informal;
- Desaparecimento de algumas grandes lojas de departamentos, em processos de falências;
- Processos de fusões e aquisições de redes de supermercados;
- Absorção do mercado do pequeno varejo pelas grandes redes de supermercados; e,
- Ampliação do comércio eletrônico via Internet.

O comércio informal teve um crescimento muito alto nos últimos anos, principalmente em função do alto índice de desemprego no Estado (das regiões metropolitanas do País, Salvador tem apresentado o maior índice). Este crescimento prejudica diretamente o segmento varejista de produtos populares, fazendo com que grandes redes varejistas com lojas de rua tenham perdido fatias de mercado para o comércio informal.

No segmento de lojas de departamentos, o fenômeno dos múltiplos processos de falências, resultante de uma crise em nível nacional, geralmente atribuído à política monetária do governo, de juros altos, além de modelos de gestão inadequados ao processo de adaptação às mudanças na economia, provocaram uma redução bastante significativa na participação deste segmento no setor comercial.

O segmento de supermercados representava cerca de 35% do comércio varejista na Região Metropolitana de Salvador em 1999 (VIEIRA, 2000). O segmento vem mantendo estabilidade nas vendas, mesmo ao longo do período crítico após a crise cambial de 1999. Uma característica marcante tem sido o processo de fusões e aquisições ocorridos no setor. Este segmento migrou para um perfil de oferta que disponibiliza produtos típicos de lojas especializadas, a exemplo de pneus, material escolar e eletroeletrônicos, incorporados ao seu padrão normal de fornecimento, representando um fator de enfraquecimento do pequeno varejo, especialmente o voltado para o comércio de alimentos, na medida em que absorve a sua clientela, com a oferta de melhores preços, produtos higienizados e facilidade no processo de compra.

O comércio eletrônico tem apresentado elevadas taxas de crescimento no País como um todo e pode representar uma mudança na estrutura de consumo. O *e-comerce* mobiliza diversos segmentos, incluindo pequenos supermercados, farmácias, restaurantes e uma gama diversa de produtos e serviços.

6.1.12 Turismo

A Bahia é, sem dúvida, um dos maiores destinos turísticos da América do Sul, oferecendo inúmeros atrativos e um clima agradável durante praticamente o ano inteiro. Praias, ilhas, rios, grutas e regiões serranas são elementos que compõem a diversidade de cenários dessa terra, marcada também pela efervescência cultural. Extensas áreas naturais preservadas, saborosa culinária típica e ricas manifestações folclóricas são outros elementos que contribuem para a atração de visitantes.

Este segmento, de grande diversidade, caracteriza-se pela elevada capacidade de absorção de mão-de-obra. Em relação ao total do PIB baiano, alguns serviços ostentaram crescimento significativo ao longo da década de 1990, como alojamento e alimentação (refletindo os movimentos observados no setor turístico e de entretenimento), transportes e armazenagem, aluguel de imóveis e serviços. O segmento de turismo destaca-se por apresentar um excelente desempenho, especialmente após a implantação do Plano de Desenvolvimento do Turismo, em 1991. Embora as estimativas quanto à sua participação no PIB gerem ainda algumas controvérsias do ponto de vista metodológico, estima-se que os empreendimentos turísticos sejam responsáveis por mais de 6% do PIB estadual. Atualmente, Salvador lidera como centro de destinação, seguida por Porto Seguro, Ilhéus, Morro de São Paulo, Chapada Diamantina, Litoral Norte e Extremo Sul.

A criação de infra-estrutura, envolvendo aspectos como qualificação de mão-de-obra, saneamento, malha viária e preservação do patrimônio histórico e cultural, no âmbito do Programa de Desenvolvimento do Turismo (Prodetur), atraiu investimentos privados para a Bahia, motivando a expansão da atividade recentemente. Com o desenvolvimento da infra-estrutura turística, que valoriza os atributos naturais e culturais do Estado, os principais desafios que se colocam dizem respeito à maior articulação entre as atividades de turismo, cultura e lazer, de modo a que estes setores possam reforçar-se mutuamente, formando um verdadeiro *cluster* de entretenimento na Bahia. A opção empresarial pelo desenvolvimento de mega-projetos turísticos, com destaque para o Complexo Costa de Sauípe, localizado no litoral norte do estado e o Complexo Terravista-Club

Méd, em Porto Seguro, aponta para um processo de sofisticação do setor, em busca do turista de alto poder aquisitivo e dos empresários e executivos em turismo de negócios. Somente o Complexo Costa de Sauípe representa um investimento inicial de US$ 200 milhões (VIEIRA, 2000).

6.2. Crescimento econômico e social recente do Estado

Segundo a Superintendência de Estudos Econômicos e Sociais da Bahia – SEI, o Produto Interno Bruto do Estado da Bahia em 2004 apresentou um crescimento próximo de 8,5%, comparado com 2003. Este valor situa-se acima do crescimento do PIB do Brasil, que foi de 4,9%. A maior contribuição no valor adicionado do Estado foi devido ao seu setor industrial do Estado; o bom desempenho deste setor refletiu diretamente no resultado final do PIB. Neste setor, a maior taxa de crescimento verificada foi a da indústria de transformação baiana, em torno de 15,0%. Este bom desempenho deve-se, principalmente, aos segmentos de refino de petróleo, produtos químicos, complexo automotivo e a metalurgia, que têm significativa participação nas exportações do Estado.

O setor agropecuário do Estado apresentou uma expansão próxima de 10% no ano de 2004, também contribuindo significativamente para o forte crescimento do PIB estadual. Este resultado foi fortemente influenciado pela safra de grãos; as principais lavouras cresceram 18,9%. O incremento da pecuária foi de 3,0%.

O setor comercial do Estado, em 2004, apresentou bons resultados, em termos de desempenho, quando comparado com o ano anterior. Os fatores que motivaram este bom desempenho foram o aumento das linhas de crédito, estabilidade da inflação e otimismo em relação à retomada do crescimento do Brasil como um todo. O setor de serviços também apresentou um crescimento positivo em 2004, principalmente em decorrência das atividades ligadas ao turismo, que desempenham um papel importante na economia baiana. Neste período, devido à taxa de câmbio desfavorável frente ao dólar e ao euro, houve um aumento do turismo interno, em substituição às viagens internacionais. O setor de serviços como um todo apresentou uma taxa de expansão, neste período, de aproximadamente 4,5%.

A seguir são realizadas análises detalhadas do setor industrial, comércio exterior e varejista, setor agropecuário e, por fim, do setor de turismo.

6.2.1 Produção industrial

A indústria baiana está baseada na produção de bens intermediários; deste modo, não responde imediatamente ao dinamismo da demanda dos consumidores finais, sendo impulsionada pela capacidade de exportar. Segundo dados da Pesquisa Industrial Mensal do IBGE, referente à produção física industrial dos nove meses iniciais de 2004, o crescimento total verificado foi de 8,2%. Os principais segmentos que contribuíram para este saldo positivo foram: refino de petróleo e álcool (13,1%), metalurgia básica (12,6%), veículos automotores (49,1%), borracha e plástico (11,6%), e minerais não metálicos (12,0%) (FIEB, 2005).

Na indústria de refino de petróleo houve acréscimos nas produções de óleo diesel, óleo combustível, nafta para a indústria petroquímica, etileno não saturado e polietileno de alta densidade. Segundo dados da ANP, a produção de derivados de petróleo da RELAM teve um aumento de 10,4% no período compreendido entre janeiro a setembro de 2003 e o mesmo período de 2004. Os maiores aumentos ocorridos foram de óleo diesel (28,4%), óleo combustível (14,5%) e nafta para petroquímica (4,9%).

O setor de produtos químicos foi beneficiado pelo aumento de capacidade instalada para produção de eteno, que atingiu 90% no segundo trimestre de 2004, refletindo o aumento da demanda dos produtores de resinas termoplásticas e de outros produtores petroquímicos do Pólo Petroquímico de Camaçari (FIEB, 2005).

A indústria metalúrgica apresentou aumento na produção de barra, perfil e vergalhões de cobre e ouro em barras. O setor produz insumos de ampla utilização na economia e é um dos segmentos de grande importância nas exportações do estado. Com a alta ocorrida nos preços das *commodities* e os bons resultados da construção civil, grande demandante da indústria metalúrgica, somada às boas perspectivas do comércio exterior, fizeram com que o setor obtivesse um desempenho positivo no período, com um aumento da produção superior a 12%.

Na indústria de papel e celulose, houve crescimento no mercado doméstico de papel, impulsionado pela recuperação da economia doméstica, evidenciado pelo crescimento da produção, no período de janeiro a setembro de 2004, de 16,3%, quando comparado com o mesmo período de 2003.

Estes resultados criam expectativas positivas para a o crescimento do setor industrial no Estado, pelo menos no curto prazo. A ampliação das condições de crédito, recuperação da massa de

rendimentos e expectativas de diminuição da capacidade ociosa de muitas indústrias são fatores que alimentam esta perspectiva de crescimento para 2005.

6.2.2 Comércio exterior

As exportações do estado apresentaram um crescimento acelerado em 2004, da ordem de 20%, e as importações, neste mesmo período, cresceram 46,7%, representando um superávit de US$ 788,2 milhões, de janeiro a setembro de 2004. O aumento das importações foi devido ao aumento dos investimentos na produção e ao aumento do consumo interno nas compras de produtos importados (FIEB, 2005).

A participação das exportações do Estado representa 4,1% do total do País e cerca de 50% das exportações do Nordeste. As importações de bens de capital registraram um aumento de 57,2%, enquanto que bens intermediários cresceram 29,6%.

Analisando-se as importações por categorias de uso, verifica-se que os bens de capital registraram um aumento significativo no período, de 57,2%, enquanto os bens intermediários cresceram 29,6%. Esse desempenho das compras externas teve, como efeitos diretos, a expansão da produção industrial baiana de transformação, que, segundo o IBGE, cresceu 8,2%, entre janeiro e setembro de 2004 (SEI, 2004b).

As compras de bens de capital estão relacionadas ao aumento das aquisições de veículos de carga, máquinas e aparelhos para a indústria de celulose, motores, microprocessadores, caldeiras e outras máquinas. Deste modo, a indústria de transformação está ampliando sua capacidade produtiva e, conseqüentemente, ampliando seu potencial na economia do Estado.

O setor automotivo apresentou um crescimento de 61,2%, impulsionado pelas exportações para a Argentina, México e Chile. Em setembro de 2004 a montadora da Ford produziu 20 mil unidades, a maior produção registrada desde que a empresa entrou em operação em 2001. A produção de um novo modelo (EcoSport) também contribuiu para este desempenho positivo. O crescimento da produção foi de 36%, em relação a 2003.

O segmento de químicos e petroquímicos, cuja participação nas exportações do Estado representou 23,2% em 2004, apresentou um crescimento de 9,9%, enquanto que o crescimento do segmento metalúrgico foi de 89,8%, motivado pelo acréscimo nas vendas de fios de cobre (148,9%)

e pela elevação dos preços do cobre, em função do aumento da demanda externa, com destaque para a China.

O segmento de grãos, óleos e ceras vegetais apresentou um crescimento de 123,3% em 2004, influenciado pelo aumento nas vendas de óleo e farelo. Esse desempenho reflete a situação atual do mercado internacional, de previsões otimistas, com safra recorde nos Estados Unidos e aumento da oferta no Brasil e Argentina.

O segmento de papel e celulose registrou um aumento de 17,0% em 2004, em decorrência do acréscimo nas vendas de pasta química de madeira. Esse desempenho é creditado a grandes volumes de investimentos na produção, e preços internacionais favoráveis. A expectativa para 2005 é que ocorra um salto ainda maior nas exportações, com o início de operações da fábrica da Veracel, cuja capacidade de produção será de 900 mil toneladas (SEI, 2004b).

A participação de novos produtos industrializados na pauta de exportações, oriundos de pequenos e médios empreendimentos, vem aumentando a cada ano. Este resultado deriva da diversificação industrial do Estado, como, por exemplo, a indústria de calçados, cujas vendas registraram um crescimento superior a 100%, representando uma participação de 1,3% da produção industrial. Esse desempenho também é creditado às ações de promoção internacional que o setor vem desenvolvendo, com resultados expressivos na Europa, confirmando a qualidade e competitividade dos produtos.

Os Estados Unidos é o principal comprador dos produtos baianos, representando 26% do total das vendas externas. Dentre os produtos exportados para lá, destacam-se: óleo combustível, óleos brutos de petróleo, outras gasolinas, fios e catodos de cobre refinados, benzeno, amônia, papel e celulose e derivados de cacau. Os principais produtos exportados para paises da União Européia foram os derivados de soja e produtos químicos e petroquímicos. As vendas para a Argentina apresentaram um crescimento de 47%; trata-se de um país grande importador de produtos químicos e petroquímicos, automóveis e derivados de cacau. Os países asiáticos alcançaram um crescimento substancial de suas importações da Bahia, registrando uma taxa de 53%, destacando-se o Japão, Hong Kong, Coréia do Sul, Indonésia, Coréia do Norte, Índia, Cingapura e Taiwan (SEI, 2004b).

A perspectiva para a Bahia, no que se refere ao comércio exterior, tem sido, de certo modo, acompanhar a tendência nacional de crescimento na economia, impulsionada pelo acréscimo nas importações.

Quanto à expectativa para as exportações, destaca-se o crescimento nas vendas de automóveis, produtos metalúrgicos, derivados de petróleo, calçados e frutas, dentre outros.

A modernização do parque industrial baiano, estimulada pelos programas de incentivos fiscais do Estado, e a implantação de novas indústrias explicam, em um primeiro momento, o forte crescimento das importações de produtos industrializados, com destaque para os bens de capital.

6.2.3 Comércio varejista

O segmento de móveis e eletrodomésticos foi o de maior destaque, com um incremento expressivo em relação ao acumulado do ano passado. O desempenho positivo foi motivado pela melhoria das condições do crédito, com juros menores e prazos maiores, maior confiança dos consumidores na recuperação da economia do País, aliada às campanhas promocionais envolvendo grandes redes varejistas. Ainda no segmento de bens duráveis, o ramo de veículos e autopeças, encerrou o acumulado do ano, até setembro de 2004, com um acréscimo de 24,8% no volume de vendas.

O ramo de hipermercados, supermercados, produtos alimentícios, bebidas e fumo apresentou um crescimento de 6,7%, sendo que o subgrupo de hipermercados e supermercados foi o que apresentou o crescimento mais expressivo (8,3%).

O segmento de combustíveis e lubrificantes foi o único a acumular uma taxa negativa no ano de 2004, um decréscimo de 1,3%.

A perspectiva para 2005 é que o comercio varejista continue apresentando taxas de crescimento positivas, pois a economia vem apresentando bons sinais, com melhoria nas exportações, diminuição da dívida externa e dívida pública, além do crescimento do PIB, mesmo com a preocupação com a inflação e a elevação recente das taxas de juros.

6.2.4 Agropecuária

A cadeia produtiva da agroindústria envolve desde empresas dos segmentos de comercialização e distribuição a indústrias de insumos – pesticidas, fertilizantes, rações, insumos veterinários – e de equipamentos para a agricultura. Dentro de uma perspectiva mais ampla, inclui os setores de processamento básico (secagem, embalagem, beneficiamento), setores de processamento de matéria-prima agrícola, tais como o setor têxtil, calçados e papel e celulose.

Inclui, também, o setor energético, por conta da produção de energia através do uso de biomassa, situação em que o Brasil é líder mundial. Dentro desta visão mais ampla de agroindústria, a participação deste setor representa mais de 30% de toda a economia do País e compõe os setores com maior competitividade no mercado internacional.

Na Bahia, a agroindústria não está organizada na maioria dos municípios agrícolas, principalmente naqueles voltados para a fruticultura. As principais dificuldades apresentadas pelos produtores são de acesso ao crédito, disponibilidade de tecnologias para aumentar a competitividade, controle de qualidade dos produtos, transporte, armazenamento e qualificação profissional.

A citricultura no Estado da Bahia tem crescido nos últimos anos, devido à escassez de terras em São Paulo e Sergipe, primeiro e segundo produtores nacionais de sucos. A Bahia é o quarto produtor nacional de suco de laranja e possui apenas uma fabrica para industrialização do suco. A instalação de indústria processadora foi o fator que propiciou o desenvolvimento da citricultura baiana e sergipana, possibilitando a ampliação do mercado e estimulando a expansão da cultura. O custo da matéria-prima, em média 25% inferior aos valores praticados em São Paulo, mão de obra barata, e pouco uso de defensivos agrícolas, tornam bastante favorável o desenvolvimento da indústria cítrica no Estado; porém, algumas barreiras ainda têm que serem vencidas, tais como: melhoria dos métodos de cultivo e de colheita e uma forte participação da indústria paulista nos mercados nacional e internacional.

A produção de soja no Oeste do estado, em 2004, apresentou uma elevação da produção em 52%, em relação a 2003, aproximando-se dos 2,4 milhões de toneladas, segundo dados do Levantamento Sistemático da Produção Agrícola (LSPA), do IBGE. Embora se verifique uma redução da área plantada, de 850 mil para 821 mil hectares, o aumento da produção deve-se ao aumento da produtividade da lavoura por hectare, em torno de 61% (de 1,8 ton./ha em 2003, para 2,9 ton./ha em 2004).

Com o propósito de controlar a praga da ferrugem asiática nas plantações de soja, implantou-se o Programa de Monitoramento Estratégico de Manejo da Ferrugem da Soja, desenvolvido pelo Governo do Estado, com a participação da Agência de Defesa Agropecuária da Bahia (ADAB), Empresa Baiana de Desenvolvimento Agrícola (EBDA), EMBRAPA Soja (pesquisas de sementes mais resistentes ao fungo), Associação de Agricultores e Irrigantes da Bahia (AIBA) e a Fundação Bahia, além dos agricultores.

De acordo com o LSPA/IBGE, a produção de milho ultrapassou 1,6 milhões de toneladas, representando uma elevação de 34,1% em relação a 2003. Este aumento deveu-se aos processos de

rotação de culturas entre milho e soja e, em parte, pela redução da área plantada desta última, refletindo os prejuízos causados pela propagação da ferrugem da soja no ano anterior.

O LSPA/IBGE apontou uma discreta elevação da produção baiana de feijão, em torno de 0,9%, em relação a 2003, apesar da área plantada ter apresentado uma expansão de 5,7%.

A safra de cana-de-açúcar aumentou em 2004, com quase 5 milhões de toneladas produzidas, de acordo com o LSPA/IBGE. No campo institucional e de pesquisa, destaca-se a criação do Centro de Tecnologia Canavieira (CTC), parceria firmada entre a EMBRAPA e a Copersucar, para o desenvolvimento do setor sucroalcooleiro. Com três unidades de pesquisa em São Paulo e uma no município de Camamu, na Bahia, o CTC tem como objetivo desenvolver e expandir conhecimento técnico e tecnologia para melhorar a produção e a produtividade da transformação da cana-de-açúcar (SEI, 2004b).

O crescimento da lavoura cafeeira foi de 30% da produção física, devido ao aumento do rendimento da lavoura e pelos ajustes nos resultados da safra de 2003. O Estado possui reconhecimento no País como um grande produtor de cafés especiais, destinados ao mercado internacional. Esse mercado tem conseguido gerar alguns bons resultados, apesar das dificuldades enfrentadas pelos produtores.

O crescimento da produção de mandioca foi de 7,5%, em relação a 2003. O aumento da área plantada em 2004 foi estimulado pelos preços da raiz e da farinha no período anterior; como conseqüência, a maior oferta atingiu negativamente os preços em 2004.

A produção de algodão foi a que mais se destacou neste período, segundo a pesquisa do LSPA/IBGE; houve um aumento de 150% na produção, em relação a 2003. A área plantada superou os 200 mil hectares, o que corresponde a um aumento de 135% em relação ao ano anterior, o que se refletiu na produção de 690 mil toneladas em 2004. O Governo do Estado tem atuado através do Programa de Revitalização da Lavoura Algodoeira e do Programa Bloqueio ao Bicudo, em parceria com instituições como a AIBA, Associação Baiana dos Produtores de Algodão (ABAPA), Fundo de Desenvolvimento Agroindustrial (FUNDEAGRO), Fundação Bahia e EBDA. As iniciativas públicas e privadas demonstram interesse na consolidação da cotonicultura no Estado e o enfrentamento dos problemas que impuseram a decadência à lavoura (bicudo, abertura da economia, escassez de créditos e financiamentos, etc.) nos final dos anos 1980 e início dos anos 1990 (SEI, 2004c).

A estimativa de crescimento da agricultura baiana como um todo em 2004 foi de 17,1% (SEI, 2004a), resultado bem próximo ao observado no LSPA-IBGE, com uma taxa de 19,6%.

A pecuária no Estado representava, em 2003, 31,3% do setor agropecuário e a estimativa de crescimento em 2004 foi de 3,0%. Segundo a Federação de Agricultura e Pecuária do Estado da Bahia, o Estado, com cerca de 10 milhões de cabeças da pecuária bovina, está entre os seis maiores produtores de pecuária do País; porém, mesmo com o controle da aftosa, ainda não exporta cortes, apesar do Estado já contar com unidades frigoríficas, atendendo às exigências do SIF – Serviço de Inspeção Federal, e que poderão ser adequadas, com obras complementares, às normas para exportação (SEI, 2004b).

A expansão das exportações dos principais produtos da agropecuária do Estado, em volume, foi de 40,3%, quando comparado ao mesmo período em 2003. As receitas neste período aumentaram em 38,3%, com destaque para as exportações de grãos e óleos vegetais, refletindo o dinamismo das lavouras de soja, milho e algodão. O destaque negativo são as frutas e suas preparações, com quedas de 70,1%, em volume, e 61,33%, em receita, devido ao período não favorável de chuvas (SEI, 2004b).

A atividade de couros e peles consolida-se no Estado, com os pecuaristas atentando para os cuidados nos tratos com os animais, objetivando couros de melhor qualidade, sem defeitos e, portanto, mais valorizados no mercado internacional. O aumento de receita para esta atividade foi de 41,3% em 2004.

O aumento de 39,8% na quantidade exportada de produtos de pesca e aqüicultura, revela o potencial do litoral do Estado, especialmente na criação de camarões.

As exportações de cacau e derivados, embora tenham apresentado uma elevação em quantidade, registraram uma queda na receita das exportações no período, o que se justifica pela conjuntura desfavorável de preços da *commodity*.

As exportações de grãos garantem bons resultados, mantida a atual estrutura de preços. O aumento substancial da oferta de soja e algodão tende a produzir uma pequena queda nos preço de venda. O início dos tratos culturais das novas safras de verão reserva novas expectativas de resultados para as lavouras baianas. No aspecto produtivo, o controle da ferrugem da soja na Bahia revela a articulação dos agentes envolvidos com a atividade (públicos e privados) e resulta em uma elevação da produção da lavoura.

6.2.5 Turismo

O turismo é um dos setores econômicos com maior potencial para a geração de empregos, uma vez que cria postos de trabalho em uma vasta gama de atividades relacionadas à prestação de serviços aos turistas, como transporte, hospedagem, alimentação, entretenimento, entre outros. Estimativas indicam que, até 2002, o Turismo registrou 84,1 mil empregos diretos e 378,6 mil indiretos. Para 2005, estima-se que o número de empregos diretos chegue a 121 mil, enquanto os indiretos devem ficar em torno de 544 mil, caso os investimentos previstos se concretizem (SCT, 2004).

Visando atingir padrões compatíveis de prestação de serviços com os principais destinos internacionais, o Governo e demais setores envolvidos no mercado turístico baiano têm trabalhado para a qualificação da mão-de-obra. Com este intuito, o Estado incluiu no Programa de Desenvolvimento Turístico (PRODETUR NE/II) os componentes de Capacitação Profissional e Empresarial para os municípios das zonas turísticas prioritárias que compõem os quatro Pólos Turísticos integrantes do PRODETUR II: Pólo do Descobrimento (que compreende a Costa do Descobrimento e a Costa das Baleias), Pólo Salvador e Entorno (que corresponde à Baía de Todos os Santos, incluindo Salvador e Costa dos Coqueiros), Pólo Litoral Sul (formado pela Costa do Dendê e Costa do Cacau) e Pólo Chapada Diamantina. Uma outra iniciativa importante é o *Qualitur* – Programa de Certificação da Qualidade do Setor de Turismo do Estado da Bahia , que tem como objetivo promover um constante aperfeiçoamento das empresas prestadoras de serviços no setor turístico do Estado, através de serviços de consultoria e capacitação em diversas áreas da prestação de serviços, tais como qualidade de atendimento, segurança alimentar e hospitalidade, sendo emitido um selo do Programa para as mesmas.

Com a estruturação dos principais destinos, fortalecimento da rede de serviços, preservação do patrimônio natural e cultural, entre outras ações do governo e da iniciativa privada, ocorridas a partir da década de 1990, a Bahia ganhou maior visibilidade, se transformando em importante destino turístico no cenário mundial. Segundo dados da Bahiatursa, o fluxo turístico global passou de 3,6 milhões de visitantes em 1997 para cerca de 4,6 milhões em 2003, representando um crescimento de 26% em um período de sete anos. Neste mesmo período, o fluxo de turistas em Salvador, principal portão de entrada do Estado, verificou um crescimento de aproximadamente 23%, sendo que, somente em 2003, mais de 2 milhões de visitantes aportaram na capital baiana.

Segundo dados do Estudo da Demanda Turística Internacional, elaborado pela EMBRATUR, Salvador ocupa a 3ª posição no ranking das cidades brasileiras mais visitadas pelos estrangeiros em 2003, com uma participação de 15,8%. Em termos de receita gerada pela atividade turística, o montante para o ano de 2002 totalizou US$ 917 milhões, cerca de 8% do Produto Interno Bruto do Estado (SCT, 2004).

6.3 Consumo de energia

Segundo os dados dos balanços energéticos nacional e do Estado da Bahia, a participação do consumo final total de energéticos do Estado em 2003 foi de 7,3% do consumo final total de energéticos no País. Desagregando por segmentos da economia, esta participação foi superior à media do Estado nos setores de transporte aéreo, residencial, indústria química e segmento de ferro-ligas: 8,3%, 10,1%, 30,6% e 23,6%, respectivamente, dos consumos nacionais correspondentes. Os outros setores apresentaram participações inferiores a esta média, como os setores energético, agropecuário e transporte rodoviário, que apresentam participações de 7,1%, 4,9% e 4,7%, respectivamente, no correspondente consumo energético nacional em 2003; embora inferiores à participação média do Estado, estes valores são bastante expressivos.

Considerando, agora, o consumo final por energético, verifica-se que, em 2003, o consumo de nafta, lenha, gás natural, outras fontes secundárias do petróleo, óleo combustível e querosene apresentaram participações de 44,5%, 10,7%, 18,3%, 13,1%, 9,0% e 7,9%, respectivamente, no consumo nacional correspondente. Outros energéticos, como o óleo diesel, GLP e eletricidade tiveram participações, no consumo nacional correspondente, menores do que a média do Estado, mas, ainda assim, expressivas (5,1%, 6,0% e 5,0%, respectivamente).

As porcentagens apresentadas demonstram não só a grande participação do Estado no consumo energético final do País, de uma forma geral, como, também, uma forte concentração nos segmentos químico, ferro-ligas, residencial e energético do Estado e o consumo relativo elevado de gás natural, derivados de petróleo (principalmente a nafta) e eletricidade.

As Tabelas 6.2 e 6.3, cujos dados foram extraídos do Balanço Energético do Estado (SEINFRA, 2005a), indicam a evolução, de 1980 a 2003, do consumo final de energia no Estado da Bahia por setor de consumo e do consumo final energético por tipo de energético, respectivamente.

Segundo os dados da Tabela 6.2, os setores industrial, residencial e de transportes são os maiores consumidores de energia no Estado, tendo sido responsáveis, em 2003, por 24,9%, 16,1% e 17,0%, respectivamente, do consumo final total de energia. Outros setores de destaque são o setor energético, com 8,5%, e o setor agropecuário, com 3,1%, do consumo final total de energia do Estado.

Tabela 6.2 Consumo final de energia por setor de consumo no Estado da Bahia, em 10^3 tEP, de 1980 a 2003

SETORES	1980	1985	1990	2000	2003
Cons. Final Energético	***8.030***	***7.931***	***8.248***	***9.374***	***9.521***
Setor Energético	561	630	644	895	1.122
Residencial	3.522	2.816	2.727	2.328	2.110
Comercial	75	66	85	174	163
Público	47	81	84	148	159
Agropecuário	116	160	200	370	403
Transportes - Total	1.105	1.364	1.655	2.243	2.235
Rodoviário	1.020	1.078	1.411	2.053	2.037
Ferroviário	17	13	5	10	9
Aéreo	59	83	113	175	185
Hidroviário	10	190	125	6	4
Industrial - Total	2.603	2.804	2.829	3.203	3.271
Mineração e Pelotização	88	122	117	82	81
Minerais Não-Metálicos	244	193	104	81	43
Cimento	112	59	53	19	6
Cerâmica	107	122	32	51	29
Outros Não-Metálicos	25	11	19	10	9
Metalurgia	378	454	531	610	680
Ferro Gusa e Aço	136	137	142	197	190
Ferro-Ligas	185	188	260	259	337
Não-Ferrosos	58	128	129	153	153
Química	1.518	1.639	1.751	2.030	2.030
Alimentos e Bebidas	295	272	223	204	217
Têxtil	25	14	3	4	14
Papel e Celulose	12	37	23	96	111
Outros	43	75	77	96	95
Cons. Final Não Energético	***1.644***	***2.079***	***1.882***	***3.739***	***3.622***
Consumo Final	**9.675**	**10.011**	**10.131**	**13.113**	**13.143**

Fonte: SEINFRA, 2005a

Tabela 6.3 Consumo energético final por tipo de energético no Estado da Bahia, em 10^3 tEP, de 1980 a 2003

ENERGÉTICO	1980	1985	1990	1995	2000	2003
Gás natural	678	1.030	708	1.060	1.571	1.996
Carvão vapor	0	23	31	5	0	2
Lenha	3.626	2.784	2.427	1.833	1.799	1.636
Produtos da cana	49	109	73	149	128	138
Outras fontes primárias	25	33	31	34	36	23
Total de energia primária	***4.377***	***3.979***	***3.268***	***3.081***	***3.535***	***3.795***
Óleo diesel	731	905	1.047	1.175	1.583	1.573
Óleo combustível	1.408	1.072	1.298	903	633	651
Gasolina	407	224	281	348	550	526
GLP	159	260	391	400	484	422
Nafta	699	1.183	1.391	2.532	3.266	2.950
Querosene	101	114	125	135	179	186
Coque de carvão mineral	35	20	31	17	55	80
Eletricidade	616	918	1.017	1.184	1.462	1.470
Carvão vegetal	105	110	147	129	100	114
Álcool etílico	51	175	252	231	166	134
Outras fontes secundárias	468	626	562	796	952	1.155
Produtos não energéticos	517	424	319	191	147	85
Total energia secundária	***5.298***	***6.031***	***6.862***	***8.041***	***9.578***	***9.348***
Total	**9.675**	**10.011**	**10.131**	**11.122**	**13.113**	**13.143**

Fonte: SEINFRA, 2005a

No consumo energético do setor industrial, destacaram-se, em 2003, os seguintes segmentos energo-intensivos: química, que consumiu 62,1% do total deste setor; a indústria metalúrgica, com 20,8% deste total, e alimentos e bebidas, com 6,6%. A Figura 6.1 apresenta a participação dos principais segmentos energo-intensivos no consumo industrial do Estado da Bahia neste ano.

O consumo energético da indústria baiana cresceu, em média, 1,0% ao ano de 1980 a 2003. Dos segmentos industriais energo-intensivos da Figura 6.1, o consumo energético cresceu, no mesmo período, acima da média da indústria nos seguintes ramos: metalurgia (2,6% a.a.), química (1,3% a.a.) e papel e celulose (10,2% a.a.). Os outros segmentos energo-intensivos tiveram taxas médias de crescimento abaixo da média do setor industrial como um todo, e, em alguns casos, negativos, como na indústria de minerais não-metálicos, com -7,3% a.a., no setor têxtil, com -2,5% a.a., e na indústria de alimentos e bebidas, com -1,3% a.a.

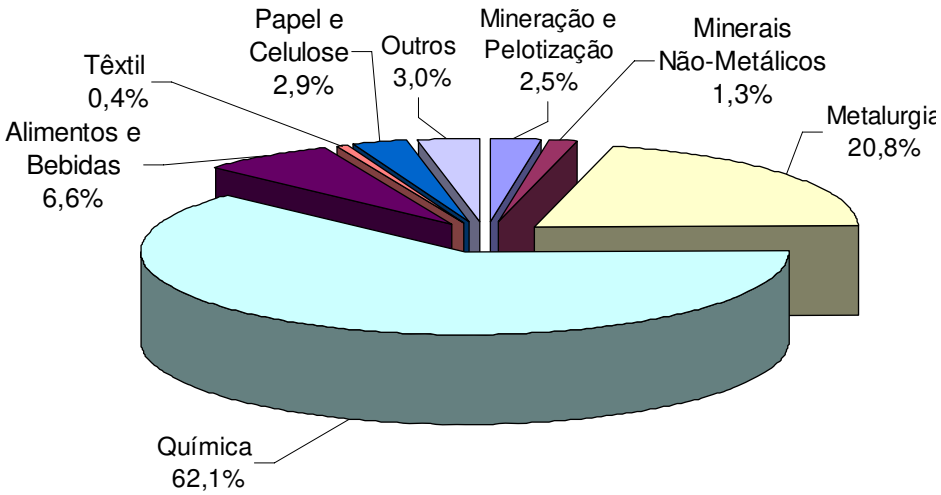


Figura 6.2 – Participação das indústrias energo-intensivas da Bahia em relação ao consumo industrial total em 2003

O transporte rodoviário foi o principal responsável pelo consumo energético do setor de transportes no Estado da Bahia em 2003, com uma participação de 91,5%, seguido pelo transporte aéreo, com 8,3%, transporte ferroviário, com 0,4% e transporte hidroviário, com 0,2%. A Figura 6.2 apresenta a participação dos segmentos do setor de transporte no consumo total deste setor. As taxas médias de crescimento do consumo de energia para os segmentos do setor de transporte no período 1980-2003 foram de 3,1% a.a. (rodoviário), 5,1% a.a. (aéreo), -2,7% a.a. (ferroviário) e -3,9% a.a. (hidroviário).

A taxa de crescimento do consumo de energia dos setores residencial e comercial, neste mesmo período, foi de, respectivamente, -2,2% a.a. e 3,4% a.a.

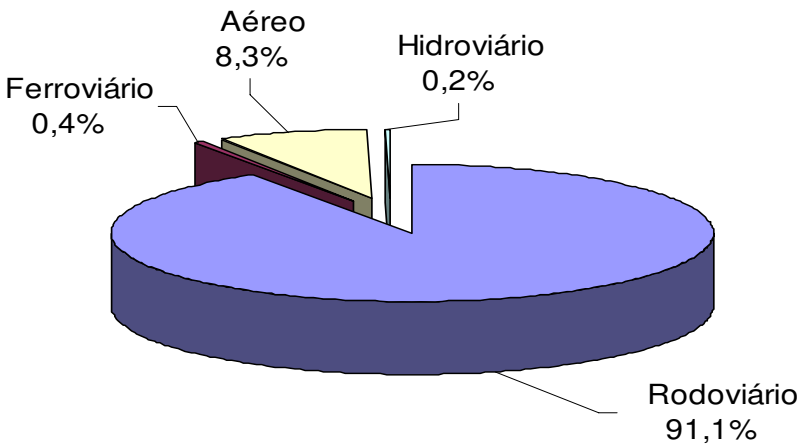


Figura 6.3 – Participação dos segmentos do setor de transportes da Bahia em relação ao consumo total do setor em 2003

Em 2003, na Bahia, os derivados de petróleo, no seu conjunto, foram responsáveis por 59,0% do consumo final energético total daquele ano, seguidos pelo gás natural, com 15,2% do total, lenha, com 12,4%, eletricidade, com 11,2%, bagaço de cana, com 1,0%, álcool etílico, com 1,0%, coque de carvão mineral, com 0,6% e carvão vegetal, com 0,9%, além de outros energéticos com participações menores. Os derivados de petróleo mais consumidos naquele ano foram a nafta, com uma participação de 39,1% do total de derivados, o óleo diesel, com 20,8%, o óleo combustível, com 8,6%, a gasolina, com 7,0% do total, o gás liquefeito de petróleo (GLP), com 5,6%, o querosene, com 2,5%, e outras fontes secundárias do petróleo, com 15,3%. Estes valores estão apresentados na Figura 6.3. As maiores taxas médias de crescimento do consumo de derivados de petróleo no período 1980-2003 foram as de nafta (6,5% a.a.), GLP (4,3% a.a.), óleo diesel (3,4% a.a.), querosene (2,7% a.a.) e gasolina (1,1% a.a.); o consumo óleo combustível diminuiu neste período (-3,3% a.a.). Dentre os energéticos apresentados na Tabela 6.3, destaca-se o crescimento, no período, do gás natural, com 4,8% a.a., bagaço de cana, com 4,6% a.a., eletricidade, com 3,9% a.a. e álcool etílico, com 4,3% a.a. O consumo de lenha diminuiu neste período a uma taxa média de -2,2% a.a..

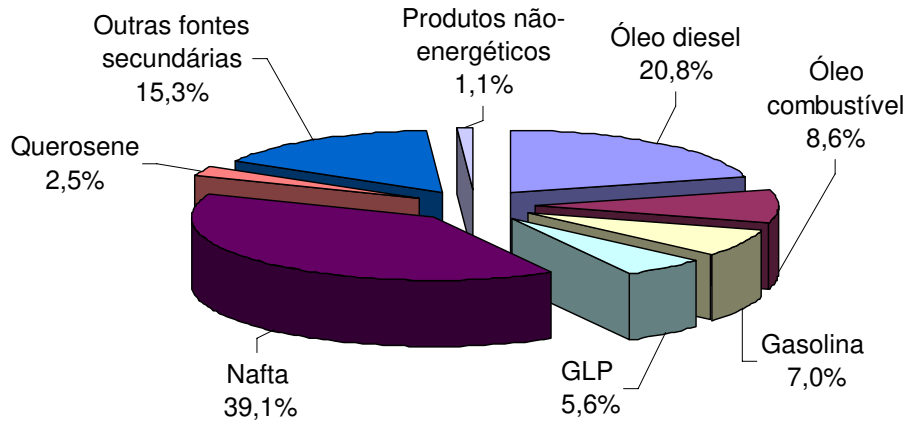


Figura 6.4 – Participação relativa do consumo dos derivados de petróleo na Bahia em 2003

6.4. Oferta de energia

Nesta seção se aborda, inicialmente, a evolução da oferta de energia primária no Estado e a sua importância relativa, em 2003, frente à oferta nacional. Em seguida, são apresentadas e comentadas estatísticas sobre a evolução da capacidade de produção dos principais centros de conversão de energia primária em secundária no Estado e da sua produção efetiva, além do seu peso relativo no País. A seção se encerra com uma análise da oferta interna de energia no Estado.

Segundo informações do balanço energético estadual sobre a produção de energia primária, o Estado foi responsável por 4,5% da produção nacional de energia hidráulica, 13,7% da produção de gás natural, 7,6% da produção de lenha e 99,7% da produção de urânio (U_3O_8) em 2003. Por outro lado, as parcelas das produções de produtos da cana de açúcar e petróleo no Estado foram menores, com 0,7% e 2,9%, respectivamente.

A Tabela 6.4 mostra a evolução, de 1980 a 2003, da produção de energia primária no Estado, que apresentou uma taxa média de crescimento de 0,48% a.a.. Neste período, a produção de fontes primárias não renováveis de energia passou de 51,0% do total em 1980 para 69,3% em 2003. O aumento da participação da produção de fontes primárias não renováveis deveu-se à produção de urânio no Estado a partir de 2002. A evolução da participação da produção de fontes primárias de energia renováveis e não renováveis no Estado é apresentada na Figura 6.4. Em 2003, o gás natural representava 28,5% da produção de fontes não renováveis, o petróleo 30,1% e o urânio 36,2%; a

energia hidráulica detinha 35,6% da produção de fontes renováveis, enquanto a lenha e o bagaço de cana apresentaram participações na produção de fontes primárias renováveis de 58,8% e 5,6%, respectivamente. A Figura 6.5 apresenta a evolução, de 1980 a 2003, da participação das diversas fontes, renováveis e não-renováveis, na produção de energia primária. As taxas médias anuais de crescimento das produções de gás natural, energia hidráulica e cana de açúcar no período de 1980 a 2003 foram de 4,0% , 2,2% e 5,6%, respectivamente. As produções de petróleo e lenha tiveram quedas a uma taxa média anual de -3,1% e -2,5% a.a., respectivamente, de 1980 a 2003.

Tabela 6.4 Produção de fontes primárias de energia no Estado da Bahia, em 10^3 tEP, de 1980 a 2003

ENERGÉTICOS	1980	1985	1990	1995	2000	2003
En. Prim. Não Renov.	**4.978**	**5.627**	**5.048**	**4.684**	**4.579**	**7.559**
Petróleo	4.072	4.031	3.592	2.809	2.383	2.272
Gás Natural	881	1.557	1.418	1.606	1.883	2.151
Urânio (U_2O_8)	0	0	0	0	0	2.738
Outras Prim. Não Renov.	25	39	38	269	313	398
Energia Prim. Renovável	**4.790**	**4.619**	**4.135**	**3.706**	**3.696**	**3.342**
Energia Hidráulica	724	1.167	1.316	1.257	1.405	1.190
Lenha	4.012	3.311	2.732	2.226	2.104	1.965
Prod. da Cana-de-Açúcar	54	141	86	223	187	187
Total	**9.768**	**10.246**	**9.183**	**8.390**	**8.275**	**10.901**

Fonte: SEINFRA, 2005a

Observa-se, na Tabela 6.4, um aumento da participação do gás natural, que era de 881 x10^3 tEP em 1980 e passou a 2.151 x10^3 tEP em 2003. Já a produção de petróleo caiu de 4.072 x10^3 tEP em 1980 para 2.272 x10^3 tEP em 2003, devido principalmente à queda da produção dos poços no recôncavo do Estado da Bahia. A produção de energia hidráulica cresceu até 2000, em 2001 apresentou uma queda acentuada, devido ao racionamento de energia elétrica ocorrido no período, e, em 2003, sua produção ainda continuou inferior à de 2000. A lenha apresenta tendência de queda, porém a sua produção é bastante significativa, 18% da produção total em 2003, na matriz energética do Estado. A produção de cana de açúcar variou bastante neste período e a sua participação na matriz energética estadual é pequena, 1,7% em 2003.

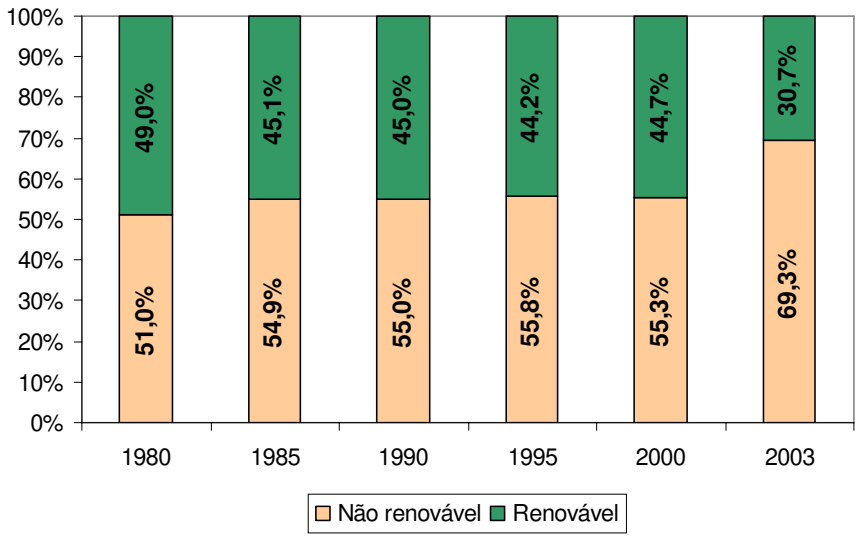


Figura 6.5 – Evolução, de 1980 a 2003, da participação relativa de fontes renováveis e não renováveis na matriz energética do Estado da Bahia

De acordo com o Balanço Energético Nacional de 2004, da capacidade de geração de energia elétrica instalada no Brasil em 2003, 6,1% localizavam-se no Estado da Bahia. Dos 80.286 MW de capacidade de centrais de serviço público e 6.218 MW de usinas de autoprodutores instalados no País em 31 de dezembro daquele ano, 6,0% e 7,8%, respectivamente, estavam situados no Estado, evidenciando a forte presença local de autoprodutores. Dos 4.831 MW de centrais de serviço público instalados no Estado, 15,4% correspondiam a usinas termelétricas e dos 487 MW de centrais de autoprodutores, 95,7% correspondiam a usinas termelétricas, indicando o caráter dominante desta tecnologia entre os autoprodutores e o seu papel ainda pequeno entre as centrais de serviço público no Estado. Embora a participação das usinas termelétricas no total da energia elétrica produzida ainda seja só de 15,3%, estas poderão se constituir em uma importante fonte de geração de eletricidade, juntamente com as PCHs, devido ao esgotamento de grandes aproveitamentos hídricos no nordeste, ao crescente custo marginal de expansão do sistema elétrico e ao aumento da oferta de gás natural. A capacidade de autoprodução de eletricidade no Estado em 2003 estava distribuída principalmente entre os seguintes segmentos econômicos, em ordem decrescente de participação: indústria química – 55,6%, papel e celulose – 21,7%, energético – 12,9%, agropecuário – 4,1%, siderúrgico – 3,7%, mineração 1,3% e têxtil – 0,7%; estes dados estão ilustrados na Figura 6.6.

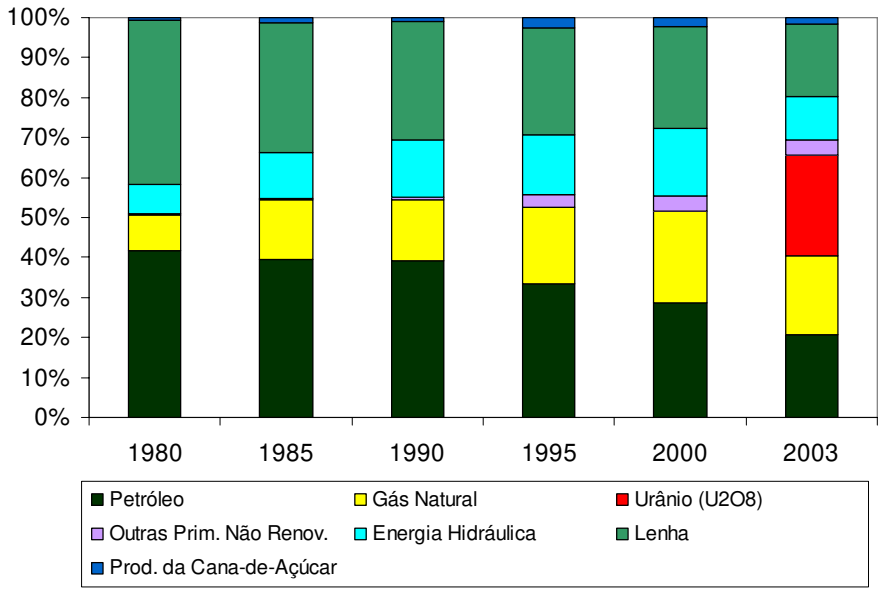


Figura 6.6 – Evolução, de 1980 a 2003, da participação relativa das diversas fontes primárias na produção total

A Tabela 6.5 indica a evolução da produção - em centrais de serviço público e em centrais de autoprodutores, importação, exportação e perdas na distribuição e armazenamento de energia elétrica no Estado da Bahia, no período de 1980 a 2003. Pode-se observar que: (i) a produção em centrais de autoprodutores cresceu a uma taxa média de 2,4% a.a., ao longo deste período, e a geração nas centrais de serviço público a uma taxa média de 2,1% a.a.; (ii) as exportações de eletricidade do Estado desde 1995 tem sido nulas; e as importações de energia elétrica cresceram, em média, 25,3% a.a. no período considerado.

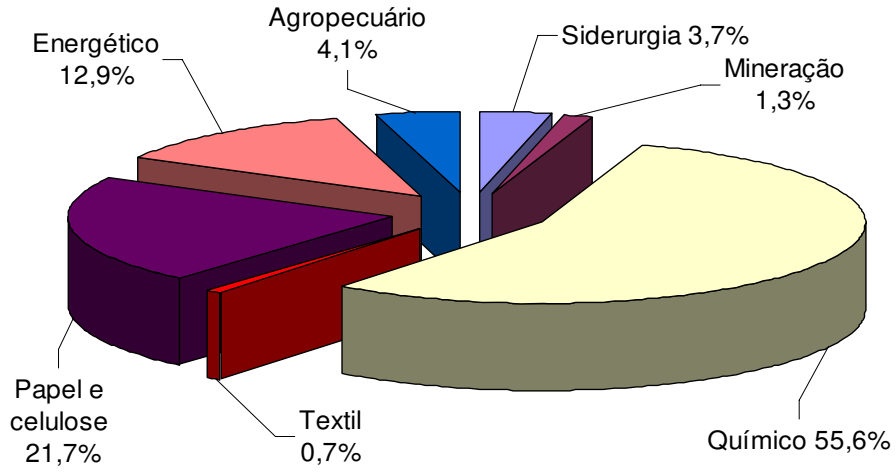


Figura 6.7 – Participação dos autoprodutores, por segmento da economia baiana, em 2003

Tabela 6.5 Oferta bruta de eletricidade no Estado da Bahia, em 10^3 tEP, de 1980 a 2003

ORIGEM	1980	1985	1990	1995	2000	2003
Produção	836	1.256	1.420	1.403	1.554	1.362
Centrais Eletr. Serv. Públ.	731	1.168	1.318	1.257	1.410	1.181
Centrais Eletr. Autoprod.	104	89	102	146	144	181
Importação Estadual	2	1	6	3	130	361
Exportação Estadual	-144	-249	-270	0	0	0
Perdas Distr. e Armaz.	-77	-90	-140	-223	-223	-252
Oferta	**617**	**918**	**1.016**	**1.183**	**1.461**	**1.471**

Fonte: SEINFRA, 2005a

A capacidade de refino de petróleo instalada no Estado da Bahia em 2002 era de 48.700 m^3/dia, o que correspondia a 15,62% da capacidade de refino instalada no Brasil. Já as plantas de gás natural instaladas no Estado naquele ano tinham uma capacidade de 4.800.000 m^3/dia, representando 15,8% da capacidade destas plantas instaladas no País (ANP, 2005).

A Tabela 6.6 permite constatar que a quantidade de petróleo refinada no Estado da Bahia cresceu, em média, 2,3% a.a. entre 1980 e 2003. Esta tabela também ilustra o forte processo de substituição entre o petróleo importado e o nacional, proveniente, sobretudo, da Bacia de Campos, no Estado do Rio de Janeiro, nas décadas de 1980 e 1990. A importação estadual cresceu no período de 1980 a 2003 a uma taxa média de 14,1% a.a. A Figura 6.7 apresenta a oferta de petróleo, em função de sua origem, para o período de 1985 a 2003.

Tabela 6.6 Produção, importação, exportação e refino do petróleo no Estado da Bahia, em 10^3 tEP, de 1980 a 2003

ORIGEM	1980	1985	1990	1995	2000	2003
Produção	3.960	3.952	3.520	2.741	2.316	2.237
Importação	1.629	118	104	202	314	146
Importação Estadual	358	1.705	2.618	3.035	6.267	7.887
Variação de Estoques	-181	-55	7	-66	-515	16
Oferta Total	**5.766**	**5.720**	**6.249**	**5.912**	**8.382**	**10.286**
Exportação Estadual	-120	-159	-5	-13	0	0
Oferta Interna Bruta	5.646	5.561	6.244	5.899	8.382	10.286
Total de Transformação	-5.645	-5.525	-6.233	-5.899	-8.382	-10.286

Fonte: SEINFRA, 2005a

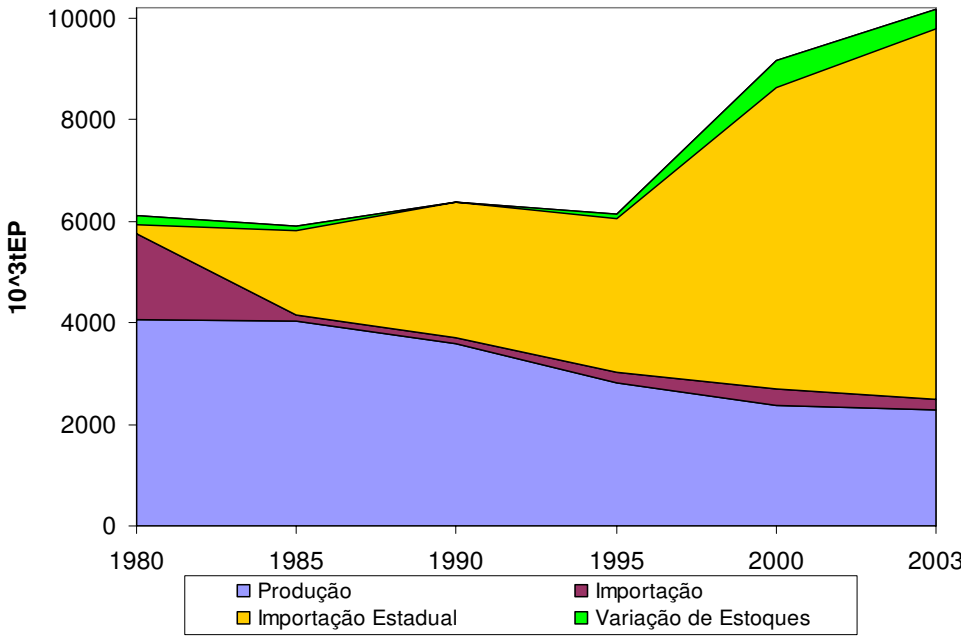


Figura 6.8 – Evolução da oferta de petróleo no Estado da Bahia, segundo sua origem

A evolução da produção, da importação estadual, do não aproveitamento, da reinjeção, da oferta bruta e da utilização, nos centros de transformação, do gás natural, no Estado da Bahia, no período de 1980 a 2003, é apresenta na Tabela 6.7. Verifica-se um forte aumento da produção do gás natural, a uma taxa média de 4,0% a.a., no período de 1980 a 2003. Este aumento decorreu principalmente da consolidação do pólo Petroquímico de Camaçari, onde o gás é consumido como matéria prima e combustível, além do estímulo crescente ao uso deste energético pelo governo, através da Companhia de Gás da Bahia - Bahiagás. A produção local, em 2003, correspondeu a 92,3% da oferta interna bruta de gás natural no Estado.

Tabela 6.7 Oferta bruta de gás natural, em 10^3 tEP, no Estado da Bahia, de 1980 a 2003

ORIGEM	1980	1985	1990	1995	2000	2003
Produção	881	1.557	1.418	1.606	1.883	2.151
Importação Estadual	450	237	318	206	220	390
Oferta Total	***1.331***	***1.794***	***1.736***	***1.812***	***2.103***	***2.541***
Não Aproveitada	-150	-121	-149	-88	-51	-31
Reinjeção	-357	-502	-396	-445	-218	-179
Oferta Interna Bruta	***823***	***1.171***	***1.191***	***1.278***	***1.834***	***2.331***
Total de Transformação	-216	-218	-224	-225	-311	-481

Fonte: SEINFRA, 2005a

A produção de derivados de petróleo no Estado da Bahia é apresentada na Tabela 6.8. A taxa média anual de crescimento foi de 2,4% a.a. no período de 1980 a 2003. Alguns derivados de petróleo apresentaram taxas de crescimento anual acima desta média (óleo diesel, com 3,4%; gasolina, com 4,4%, e outras fontes secundárias, com 4,8%) e as produções de querosene e produtos não energéticos do petróleo decresceram a taxas de -0,8% a.a. e -2,6% a.a., respectivamente, no mesmo período. A produção de nafta no Estado representou 17,9% da produção nacional deste derivado no ano de 2003.

Com o auxílio dos dados da Tabela 6.9, verifica-se que a oferta interna bruta de energia no Estado da Bahia aumentou, em média, 1,5% a.a. entre 1980 e 2003. Neste mesmo período, a oferta interna de gás natural cresceu a uma taxa de 4,6% a.a.. A oferta interna de petróleo e seus derivados passou de 46,0% do total da energia ofertada em 1980 para 54,5% em 2003 e a oferta de gás natural passou de 8,0% para 16,0% da oferta total de energia neste mesmo período. A participação, na oferta total, da energia hidráulica e da eletricidade passou de 5,7% em 1980 para 16,0% em 2003. Já a participação, na oferta total, da lenha e do carvão vegetal diminui de 38,7% em 1980 para 10,7% em 2003.

Tabela 6.8 Produção estadual de derivados do petróleo, em 10^3 tEP, de 1980 a 2003

PRODUTO	1980	1985	1990	1995	2000	2003
Óleo diesel	1.238	1.250	1.782	1.645	1.928	2.657
Óleo combustível	1.459	1.137	1.491	1.691	2.733	2.364
Gasolina	687	882	681	679	665	1.833
GLP(1)	450	471	596	440	451	652
Nafta(1)	844	792	958	866	1.914	1.248
Querosene	272	245	196	159	169	224
Outras fontes secundárias	470	636	589	989	1.188	1.384
Produtos não energéticos	963	1.128	714	788	487	531
Total	**6.382**	**6.540**	**7.007**	**7.258**	**9.534**	**10.894**

Fonte: SEINFRA, 2005a (1) Produção na RLAM e em plantas de gás natural.

Tabela 6.9 Oferta interna bruta de energia, em 10^3 tEP, no Estado da Bahia, de 1980 a 2003

ENERGÉTICOS	1980	1985	1990	1995	2000	2003
Energia não renovável	***5.606***	***6.083***	***6.861***	***8.144***	***10.636***	***10.731***
Petróleo e derivados	4.722	4.830	5.570	6.575	8.434	7.919
Gás natural	823	1.171	1.191	1.278	1.834	2.331
Carvão mineral e derivados	36	43	62	22	55	82
Out. fon. prim. não renov.	25	39	38	269	313	399
Energia renovável	***4.662***	***4.442***	***4.111***	***3.897***	***3.958***	***3.812***
Hidráulica e eletricidade	582	919	1.052	1.260	1.535	1.551
Lenha e carvão vegetal	3.976	3.230	2.732	2.226	2.104	1.965
Cana de açúcar e álcool	104	293	327	411	319	296
Total	**10.268**	**10.525**	**10.972**	**12.041**	**14.594**	**14.543**

Fonte: SEINFRA, 2005a

6.5 Dependência energética do Estado

O Estado da Bahia tem sido dependente, desde a década de 1980, da importação, de outros Estados e do exterior, de fontes primárias de energia. A produção de energia primária apresentou, no período de 1980 a 2003, uma taxa média de crescimento de 0,5% a.a. e a demanda, neste mesmo período, apresentou um crescimento médio anual de 1,4% a.a.. Em 1980 o déficit energético era de 9,3%, passando para 26,1% em 2003 (Tabela 6.10). O balanço energético estadual não considera a produção de urânio para determinar a auto-suficiência, visto que toda a produção de *yellow cake* é exportada; neste caso, o déficit energético do estado sobe para 44,7% em 2003.

Tabela 6.10 Atendimento ao Mercado Estadual de Energia de 1980 a 2001 em 10^3 tEP.

	1980	1985	1990	1995	2000	2003
Demanda Total de Energia	10.775	11.152	11.517	12.573	14.866	14.753
Consumo Final	9.675	10.011	10.131	11.122	13.113	13.143
Perdas*	1.100	1.141	1.386	1.451	1.753	1.610
Produção de Energia Primária	9.768	10.246	9.183	8.390	8.275	10.902
Autonomia Energética %	**90,7%**	**91,9%**	**79,7%**	**66,7%**	**55,7%**	**73,9%**

*Perdas na transformação, distribuição e armazenagem, inclusive re-injeção e energia não aproveitada
Fonte: Elaboração própria, baseada nos dados do Balanço Energético do Estado da Bahia, de 2005

O aumento da dependência energética estadual decorre do desenvolvimento econômico do Estado ter sido intensivo no setor industrial, com a implantação de indústrias grandes consumidoras de energia, desequilibrando, deste modo, a estrutura da demanda e oferta de energia.

Por outro lado, o Estado produz excedentes de alguns derivados de petróleo em suas unidades de conversão, como pode ser visto na Tabela 6.11. No ano de 2003, apenas a produção de nafta foi deficitária (-57,7%); os outros derivados apresentaram excedente de produção: óleo diesel (68,9%), óleo combustível (263,1%), gasolina (248,5%), querosene (20,4%), GLP (54,5%), outras fontes secundárias (19,8%) e produtos não energéticos (524,7%).

Tabela 6.11 Excedentes da produção de derivados do petróleo na Bahia, no período 1980-2003

DERIVADO	1980	1985	1990	1995	2000	2003
Óleo Diesel	69,4%	38,1%	70,2%	40,0%	21,8%	68,9%
Óleo Combustível	3,6%	6,1%	14,9%	87,3%	331,8%	263,1%
Gasolina	68,8%	293,8%	142,3%	95,1%	20,9%	248,5%
GLP	183,0%	81,2%	52,4%	10,0%	-6,8%	54,5%
Nafta	20,7%	-33,1%	-31,1%	-65,8%	-41,4%	-57,7%
Querosene	169,3%	114,9%	56,8%	17,8%	-5,6%	20,4%
Outras Fontes Secundárias	0,4%	1,6%	4,8%	24,2%	24,8%	19,8%
Produtos Não Energéticos	86,3%	166,0%	123,8%	312,6%	231,3%	524,7%
Total	**27,2%**	**27,5%**	**19,2%**	**5,5%**	**9,7%**	**33,1%**

Fonte: Elaboração própria, baseada nos dados do Balanço Energético do Estado da Bahia, de 2005

6.6. Reservas e potenciais energéticos

Segundo o Balanço Energético Nacional de 2004 (MME, 2004), em 2003 o Estado da Bahia tinha reservas medidas de petróleo e de gás natural de 34 $.10^6$ m^3 e 25.668 $.10^6$ m^3, respectivamente, correspondendo a 2% e 10,5% das reservas nacionais.

De acordo com os registros do Sistema de Potencial Hidrelétrico Brasileiro – SIPOT, reproduzidos pelo Balanço Energético Nacional de 2004 (MME, 2004), do potencial total do País, de 259.661 MW, 4,8%, ou seja, 12.530 MW situam-se no Estado da Bahia. Do potencial baiano, 40,9% já era explorado em 2003 por usinas em operação e 1,5% correspondia a usinas em construção; o potencial remanescente está associado a possíveis novas usinas, essencialmente de pequeno e médio porte.

Os principais rios que banham o Estado são compreendidos pelas bacias do rio São Francisco e do Atlântico Leste. A Bacia do rio São Francisco, localizada na porção oeste é a mais extensa do Estado e com o maior potencial hidrelétrico. Nasce a mil metros de altitude, na Serra da Canastra/MG e corta o Estado no sentido sudoeste-nordeste, com 3.160 km de extensão, até sua foz em Piaçabuçu/AL e Brejo Grande/SE. Seus principais afluentes pela margem esquerda são o Carinhanha, o Correntes e o Grande; já pela margem direita tem-se o Salitre, Jacaré, Verde Grande, Paramirim, Santo Onofre e rio das Rãs.

Dentre as usinas mais importantes do Estado, destacam-se o Complexo de Paulo Afonso, entre Bahia e Alagoas, e o reservatório de Sobradinho, considerado um dos maiores lagos artificiais do mundo, com cerca de 320 km de extensão e uma superfície de espelho d'água de 4.214 km², representando mais de 60% da energia elétrica armazenada no Nordeste e com uma potência instalada de 1.050 MW.

A Bacia do Atlântico Leste contempla os rios localizados na porção leste do Estado, desaguando no oceano, tais como os rios Vaza-Barris, Itapicuru, Jacuípe, Paraguaçú, Pardo, Jequitinhonha, Mucuri e das Contas.

A Tabela 6.12 apresenta uma estimativa do potencial hidrelétrico remanescente da Bahia, de acordo com o estágio de evolução dos estudos e projetos das usinas na Superintendência de Gestão dos Potenciais Hidráulicos – SPH da ANEEL. Como esta estimativa só cobre estudos e projetos registrados na SPH da ANEEL, ela é inferior à estimativa de potencial remanescente do SIPOT.

Tabela 6. 12- Estimativa do potencial hidrelétrico remanescente no Estado da Bahia, de acordo com os estudos e projetos registrados na SPH da ANEEL

Estágio na SPH/ANEEL	Quant.	Potência (MW)
Estudos de inventário em análise na SPH/ANEEL	6	189,05
Usinas inventariadas disponíveis para solicitação de registro (CGHs, PCHs)	67	448,37
UHEs com estudos de viabilidade em elaboração por agentes	2	560
UHEs com estudos de viabilidade aprovados e disponíveis para licitação	1	50
PCHs com projeto básico em elaboração por agentes	2	6,55
PCHs com projeto básico em análise na SPH/ANEEL	3	30,5
TOTAL	**81**	**1284,47**

Fonte: ANEEL, 2004

O potencial estimado de geração de energia elétrica no Estado através do aproveitamento de cana-de-açúcar está entre 200 a 1.000 GWh/ano, resíduos agrícolas entre 50 a 500 GWh/ano, resíduos de madeira entre 200 e 500 GWh/ano e aproveitamento de óleos vegetais ente 2 a 10 GWh/ano (ANEEL, 2002).

Segundo o banco de dados de geração da ANEEL (BIG), está prevista a construção de uma usina eólica no Estado da Bahia, com uma potência associada de 192.100 kW. Considerando-se que a tendência da tecnologia aponta para turbinas com capacidade superior a 1 MW e alturas de torre iguais ou superiores a 70m, pode-se estimar o potencial eólico da Bahia como sendo da ordem de 14.5 GW e 31.9 TWh/ano.

A magnitude do potencial eólio-elétrico estimado está associado à grande área territorial aproveitável, 7.231 km^2 , com uma ocupação assumida de 2 MW/km^2 . Como comparação, a capacidade hidrelétrica instalada na Região Nordeste, hoje da ordem de 10 GW, tem cerca de 5.800 km^2 de área alagável máxima, o que representa aproximadamente 1,75 MW/km^2 . No caso eólico, a área utilizada pode permanecer disponível à atividade agropecuária original. Em termos de energia gerada, usinas hidrelétricas têm aproximadamente o dobro do fator de capacidade de usinas eólio-elétricas (COELBA, 2004).

O melhor potencial eólico da Bahia se encontra nas elevações da área central, formadas por serras e chapadas. Apesar de existirem muitas áreas com relevo extremamente complexo, foram constatadas ocorrências de extensas áreas de grande altitude com relevo e rugosidade bastante favoráveis à geração eólica.

6.7 Programas de eficiência energética

No Estado da Bahia, a instância governamental para incentivo ao uso racional da energia é a Secretaria de Infra-Estrutura, que conta com um quadro de profissionais qualificados e experiência comprovada no desenvolvimento de políticas públicas pioneiras na área de eficiência energética.

O programa "BAHIA ENERGIA - Menos Desperdício, Mais Energia" é o programa governamental de combate ao desperdício de energia elétrica no Estado da Bahia e engloba todas as ações que permitam utilizar energia de forma racional e eficiente, sem comprometer o bem estar da população e o desempenho da economia. O programa é desenvolvido em uma parceria da SEINFRA, através da sua Superintendência de Energia e Comunicações – SUPEC, com os setores públicos estadual e federal, e as empresas direta e indiretamente relacionadas à eficiência energética,

buscando a otimização de recursos financeiros e humanos e a expressivos resultados provenientes de projetos integrados.

6.7.1 Eficiência energética no setor público estadual

O Decreto Estadual nº 7.657, de 13 de agosto de 1999, estabeleceu que o uso eficiente da energia elétrica é prioritário e deverá ser contemplado por uma política de gestão estadual específica que objetive não só a otimização energética, mas também a racionalização na alocação de recursos financeiros e a elevação da qualidade da administração pública.

Através do BAHIA ENERGIA, o governo promoveu ações de combate ao desperdício de energia elétrica nos prédios públicos, cuja meta era alcançar uma redução de 20% na conta de energia dos prédios da administração direta e indireta do poder executivo estadual e gerar uma economia de R$ 4 milhões no período 1999-2003. Entre as medidas de eficientização de prédios públicos estão ações de adequação do contrato de compra de energia elétrica, otimização de sistemas de iluminação e ar condicionado, assim como a sensibilização e capacitação dos funcionários públicos.

Através da integração entre o BAHIA ENERGIA, Eletrobrás e PROCEL, o Estado se estruturou para ser o primeiro a utilizar um sistema de informações e empregar uma ferramenta computacional especificamente desenvolvida para analisar e identificar oportunidades de ganho de eficiência no uso da energia em prédios públicos, juntamente com o potencial de redução de despesas, resultando, ainda, em um banco de dados que é mais um instrumento para gestão energética eficaz (SEINFRA, 2005b).

Desde 1995 a construção de novos prédios públicos, bem como a manutenção dos atuais, já utiliza conceitos de eficiência energética, com a inclusão de um capítulo específico no caderno de encargos de obras do Estado. O mesmo se dá com a aquisição de materiais elétricos, que, a partir de 2000, conta com o Catálogo Geral de Materiais e Equipamentos da Secretaria da Administração – SAEB, incluindo e recomendando a compra de equipamentos energeticamente eficientes e que possuam o Selo PROCEL.

No maior complexo turístico da América do Sul (Costa do Suípe), foi possível se atingir uma economia de 30% no consumo de energia elétrica, equivalente a 10 GWh/ano, e uma demanda

evitada de 1,7 MW, graças às ações desenvolvidas no âmbito do BAHIA ENERGIA, desde a concepção do projeto.

6.7.2 Programa de Eficientização e Modernização dos Sistemas de Iluminação Pública Municipais

Este programa, além da economia, devido à diminuição do consumo de energia elétrica, beneficia os usuários com a melhoria das instalações elétricas, normalização das condições de iluminação e climatização, e, ainda, através da geração de empregos, com a movimentação de todo o setor da economia ligado à prestação de serviços e de equipamentos eficientes em energia elétrica.

Na Bahia, a 1ª Etapa do projeto contemplou a implementação de ações em 49 municípios, com economia no consumo de energia elétrica da ordem de 38 GWh/ano e demanda retirada da ponta do sistema de cerca de 9 MW, gerando a economia anual de R$ 2,6 milhões, a partir da eficientização de mais de 135.000 pontos. Devido ao grande sucesso obtido, iniciou-se uma 2° etapa para atender à crescente demanda dos municípios por ações de eficiência energética nos seus sistemas de iluminação pública (SEINFRA, 2005b).

Para a realização da 2ª Etapa, em implementação desde setembro de 1999, os investimentos totais são de R$ 33 milhões, sendo R$ 20 milhões financiados com recursos da ELETROBRÁS, através da Reserva Global de Reversão - RGR, para cobertura de 60% do programa. Serão contemplados cerca de 130 projetos, com uma eficientização de mais de 204.000 pontos, estimando-se uma economia de energia de 69 GWh/ano e redução na demanda de 16 MW, economizando R$ 5 milhões ao ano. A complementação dos recursos necessários será assegurada por contrapartidas dos municípios e do Estado (SEINFRA, 2005b).

6.7.3 Projeto Energizando Bahia

Este projeto, dentro do amplo enfoque do programa BAHIA ENERGIA, tem o objetivo de sensibilização, capacitação e divulgação dos conceitos sobre energia e combate ao seu desperdício, despertando a noção de responsabilidade social. Este projeto conta com a parceria da Secretaria da Educação do Estado da Bahia – SEC, tendo como público alvo os gestores, professores e alunos da

rede pública de ensino fundamental e médio. O projeto é baseado na série de vídeos "Energizando", desenvolvida pela ELETROBRÁS /PROCEL, a qual aborda os conceitos sobre energia de forma lúdica e retrata fatos pertinentes à realidade cotidiana da juventude brasileira.

Na Bahia, o programa "Energizando" ganhou uma inovadora roupagem, incluindo a distribuição, para as escolas, de um conjunto de vídeos, "dicas" de economia de energia elétrica, e do Guia de Orientação, desenvolvido especialmente para ampliar o universo conceitual apresentado na de teledramaturgia. Na vertente voltada para o atendimento dos gestores escolares, o projeto interage diretamente com os objetivos do Decreto Estadual nº 7.657/99, orientando os participantes no uso eficaz da energia nos prédios públicos mantidos como estabelecimentos de ensino.

As metas iniciais estabelecidas para o projeto, a partir de 2000, eram de alcançar 700.000 alunos e formar 1.000 docentes multiplicadores por ano e foram ultrapassadas em 15%. O projeto atingiu 201 cidades, o que corresponde a 48,1% dos municípios baianos, além de 800 mil alunos e, potencialmente, 3,5 milhões de cidadãos. Nos próximos anos, confirmando-se como o mais amplo projeto educativo voltado para o uso racional de energia elétrica existente no país, o Energizando Bahia, além de ter continuidade junto às escolas públicas, deverá ser disponibilizado para a rede particular de ensino (SEINFRA, 2005b).

6.7.4 Gestão Energética Municipal

A Gestão Energética Municipal (GEM) busca desenvolver uma competência própria para preparar, implementar e gerir projetos de eficiência energética nos municípios baianos. Entre os municípios pilotos no Estado para implantação da GEM, a cidade de Salvador obteve destaque ao ratificar a preocupação com a eficiência energética, através do Decreto Municipal 12.427, de 06 de outubro de 1999. Essa importante experiência será estendida para todo o País, através da "Rede de Cidades Eficientes em Energia Elétrica", que atua como meio de difusão, capacitação e intercâmbio de experiências entre municípios de todo o País e do mundo (SEINFRA, 2005b).

6.7.5 Proposta de reformulação do código de obras de Salvador

Esta proposta, elaborada em 1998 pela Coelba, Prefeitura Municipal de Salvador e PROCEL, pretende adaptar o Código de Obras da Cidade de Salvador, de forma a contemplar o conforto ambiental e a eficiência energética na regulamentação de projetos e construções. Estes itens deverão ser considerados nos diversos elementos de um projeto arquitetônico, tais como: orientação, forma, dimensionamento, escolha de materiais e localização das aberturas, utilizando os princípios bioclimáticos (sombreamento, temperatura, ventilação natural, etc), desse modo alocando-se eficientemente os recursos energéticos e preservando o meio-ambiente (BAHIANEGÓCIOS, 2004).

Com as alterações proposta para o Código de Obras da Cidade de Salvador, a forma de projetar também tende a se alterar e espera-se que seja concomitante à conscientização do profissional da construção civil e que estes venham a ampliar os níveis de eficiência energética além do exigido no código. O impacto na paisagem urbana será visível, onde novas tipologias serão introduzidas através de elementos até então inéditos nas fachadas dos edifícios de Salvador, estimulando a criação de soluções de sombreamento, ventilação e iluminação eficazes, além de esteticamente agradáveis (CARLO *et alli*, 2003).

6.8. Principais instituições governamentais e empresas do setor energético baiano

6.8.1 Superintendência de Estudos Econômicos e Sociais da Bahia

O Decreto n° 16.261, de maio de 1955, criou a Comissão de Planejamento Econômico - CPE, órgão responsável pela elaboração de estudos e pesquisas que subsidiem o planejamento governamental do Estado da Bahia. A CPE foi dirigida inicialmente pelo economista Rômulo Almeida. Esta foi a primeira experiência institucional de planejamento no Brasil, sendo responsável pela realização de importantes estudos e projetos no Estado da Bahia. Em janeiro de 1959, através do Decreto n^{o} 17.260, a CPE foi transformada em Fundação Comissão de Planejamento Econômico, ganhando maior autonomia e novas atribuições como a de "realizar estudos, pesquisas, projetos, análises e trabalhos" solicitados pelo Governo.

Por conta de uma reforma administrativa, em 1966 a CPE passa a se intitular Fundação de Planejamento – CPE, sendo criado o Departamento Estadual de Estatística (DEE), com o encargo de realizar análises de dados socioeconômicos e que, em 1973, passa a ser chamado de Departamento de Geografia e Estatística (DGE), agregando o encargo de realizar levantamentos geográficos. Em 1975, o DGE é extinto e suas atribuições passam a ser desempenhadas pela Fundação Centro de Planejamento da Bahia (CEPLAB) e a CPE passa a se chamar Fundação de Pesquisas. Com novas atribuições, em 1979 a CPE passa a chamar-se Fundação Centro de Pesquisas e Estudos – CPE e, no ano seguinte, é extinta, juntamente com o CEPLAB, sendo suas atividades absorvidas pelo recém criado Centro de Planejamento e Estudos - CPE.

Em 1983, o Centro de Planejamento e Estudos passou a se chamar Centro de Estatísticas e Informações (CEI) e, paralelamente, foi criado o Centro de Projetos e Estudos (CENPES), que, em 1987, seria transformado na Fundação Centro de Projetos e Estudos - CPE.

Em 04 de maio de 1995, por força do Decreto n° 4.177, assinado pelo governador Paulo Souto, ocorre a fusão entre a Fundação Centro de Projetos e Estudos - CPE e a autarquia Centro de Estatísticas e Informações (CEI), originando a Superintendência de Estudos Econômicos e Sociais da Bahia - SEI. Atualmente a SEI é o principal provedor de dados do Estado, atendendo demandas provenientes do Governo, dos municípios e da sociedade civil, tendo como missão: "INFORMAÇÃO A SERVIÇO DA SOCIEDADE"(http://www.sei.ba.gov.br/conheca_sei/historico/index_faleconosco_conheca_sei.php, acessado em 10 de junho de 2004).

6.8.2 Secretaria de Infra-Estrutura

Com a Lei nº 7.435, de 30 de dezembro de 1998, foi autorizada a extinção das Secretarias de Energia, Transportes, Comunicações, Recursos Hídricos, Saneamento e Habitação, criando-se, em seu lugar, a Secretaria de Infra-Estrutura, que absorveu as entidades da administração indireta a elas vinculadas, exceto a URBIS, que passou para a Secretaria do Planejamento, Ciência e Tecnologia.

A Lei n° 7.936, de 09 de outubro de 2001, criou a Superintendência de Transportes na estrutura da SEINFRA, com a finalidade de planejar, coordenar, supervisionar, acompanhar e avaliar a política de transportes do Estado, bem como promover e articular a integração dos diversos modais de transportes, envolvendo os setores públicos e privados.

A finalidade da Secretaria de Infra-Estrutura é executar as políticas públicas relativas à energia, transportes e comunicação, bem como regular, controlar e fiscalizar a qualidade dos serviços públicos concedidos, permitidos e autorizados.

As competências da Secretaria de Infra-Estrutura são (http://www.seinfra.ba.gov.br /finalidade.shtml, acessado em 20 de junho de 2005):

- Assistir o Governador na formulação, implementação e avaliação da política de energia, transportes e comunicações;
- Promover, coordenar, executar e supervisionar a elaboração de planos, programas e projetos estaduais de energia, transportes e comunicações, compatibilizando-os com a política do Governo Federal;
- Articular-se, permanentemente, com órgãos e entidades da administração pública federal, estadual e municipal, visando desenvolver ações relativas à gestão de energia, transportes e comunicações, definindo em conjunto suas competências e nível de colaboração;
- Promover a captação de recursos junto a instituições públicas e privadas, nacionais e internacionais para implementação de ações relativas a energia, transportes e comunicações;
- Estabelecer, promover e fiscalizar o cumprimento de diretrizes e normas sobre: aproveitamento, utilização e conservação de energia, transportes e comunicações, compatibilizando-os com os programas de proteção ambiental no Estado da Bahia e com os dispositivos legais emanados do Governo Federal;
- Definir diretrizes e limites de atuação do setor privado, no que concerne ao uso de energia, transportes e comunicações, no Estado da Bahia, de forma a potencializar os esforços do setor público com os da iniciativa privada;
- Estabelecer diretrizes e normas destinadas à regulação, ao controle e à fiscalização da qualidade dos serviços públicos concedidos, permitidos e autorizados, no âmbito da sua competência;
- Realizar, coordenar e supervisionar estudos, programas, projetos e obras, objetivando assegurar o desenvolvimento do Estado pela implantação e manutenção de uma adequada infra-estrutura aeroviária, rodoviária e hidroviária.

6.8.3 Federação das Industrias do Estado da Bahia

O principal objetivo da Federação das Industrias do Estado da Bahia – FIEB é promover ações integradas para o crescimento, modernização e melhoria da competitividade da indústria, além da qualidade de vida dos industriários e seus dependentes. Entre essas se destacam a melhoria do atendimento ao industriário, apoio à micro, pequena e média empresa, qualificação dos trabalhadores e a difusão da matriz tecnológica. A partir de um processo de reestruturação interna, com destaque para um modelo de gestão integrada, o Sistema FIEB passou a atuar como organização que congrega as entidades FIEB, o Centro das Indústrias do Estado da Bahia - CIEB, o Serviço Social da Indústria - SESI, o Serviço Nacional de Aprendizagem da Indústria - SENAI e o Instituto Euvaldo Lodi - IEL, prestando serviços nos campos de educação, qualificação profissional, saúde, lazer e difusão tecnológica.

A FIEB disponibiliza, dentre outras informações, indicadores mensais de desempenho da indústria baiana, obtidos através de levantamentos nos vários segmentos da indústria, e o desempenho do comércio exterior do Estado (http://www.fieb.org.br/sistema/home/default.asp, acessado em 21 de fevereiro de 2005).

6.8.4 Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações da Bahia

A Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações da Bahia - AGERBA é uma autarquia, em regime especial, vinculada à Secretaria de Infra-Estrutura do Estado da Bahia. Ela foi criada, em 19 de maio de 1998, pela Lei nº 7.314 e regulamentada pelo Decreto nº 7.426, de 31 de agosto de 1998. Sua missão é garantir a universalização e a excelência dos serviços públicos de energia, transportes e comunicações, através da regulação, contribuindo para o desenvolvimento do Estado e o bem estar do cidadão.

Cabe à AGERBA regular e fiscalizar os serviços de transporte intermunicipal rodoviário de passageiros, transporte intermunicipal hidroviário de passageiros – Ferry Boat, distribuição e comercialização de gás canalizado, distribuição e comercialização de energia elétrica (através de Convênio de Cooperação e Delegação com a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL). No desempenho de suas atividades a AGERBA:

- Elabora regulamentos e normas, fiscalizando seu cumprimento quanto à universalização, à qualidade e à eficiência dos serviços prestados e o desempenho econômico-financeiro das concessionárias;
- Realiza análise e homologação de reajuste e revisão de tarifas;
- Elabora e divulga pesquisas de opinião junto aos usuários, para aferir o grau de satisfação destes, em relação aos serviços prestados; e,
- Atua na prevenção, mediação e solução de divergências entre concessionárias e usuários (http://www.agerba.ba.gov.br/institucional.htm, Acessado em: 02 de abril de 2005).

6.8.5 Companhia Elétrica do Estado da Bahia – COELBA

Antes da criação da Companhia Elétrica do Estado da Bahia, o Estado era servido de energia elétrica pelas prefeituras municipais e algumas companhias, inclusive uma estadual que atendia a capital e parte do Recôncavo.

Em 28 de março de 1960 foi criada a Coelba, com a missão de fornecer energia para a arrancada do desenvolvimento do Estado. Os serviços prestados pelas prefeituras e as demais concessionárias existentes, a exemplo da Companhia Elétrica Rio de Contas - CERC e da Companhia de Energia Elétrica da Bahia – CEEB, foram incorporados pela Coelba. No seu primeiro ano de existência 21 localidades eram atendidas pela Coelba; atualmente, todo o Estado da Bahia é atendido pela concessionária.

Algumas ações de pioneirismo e inovação foram adotadas pela empresa, como a adoção do sistema de gestão da Qualidade Total, no início da década de 1990, com o propósito de modernização empresarial e busca da satisfação plena dos seus clientes. Ela foi a primeira concessionária de energia da América Latina a construir uma subestação totalmente digitalizada, a SE Candeal, localizada em Salvador, e é uma das empresas pioneiras no Norte e Nordeste do País a implantar sistemas de atendimento comercial por telefone e *on line* em suas agências.

A concessionária foi privatizada no dia 31 de julho de 1997, em leilão realizado na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, ao preço de R$ 1,73 Bilhões de Reais. O consórcio Guaraniana S.A., composto pela empresa espanhola IBERDROLA, mais a PREVI, BB Investimentos, Brasil CAP e BB Ações Price, foi o comprador e novo proprietário da Coelba. O Grupo IBERDROLA passou a ser responsável pela operação da Coelba. Em 12 de dezembro de 1997 a Coelba adquiriu o controle

acionário da Cosern - Companhia Energética do Rio Grande do Norte, também por meio de leilão de privatização. Atualmente, a operação do sistema elétrico da Coelba está sendo automatizada, com a finalidade de aumentar a confiabilidade e a qualidade do fornecimento de energia da empresa.

A Tabela 6.13 apresenta os principais dados físicos da Coelba em 2004 e 2002 (http://www.coelba.com.br/institucional.htm, acessado em: 03/03/2005).

Tabela 6.13 Dados Físicos da Coelba

Geração			
Ano	**MWh gerados**	**Potência hidráulica MW**	**Potência térmica MW**
2004	116.430	18	1

Rede de Distribuição		
Ano	**km rede**	**Transfor-madores MVA**
2002	124.236	3.083

Rede de Transmissão				
Ano	**Potência MVA**	**Linhas 69 KV**	**Linhas 138 KV**	**Linhas 230 KV**
2002	3.917	5.590,0 km	1.851 km	446,0 km

Fonte: Coelba, 2005.

6.8.6 Companhia de Gás da Bahia

A Companhia de Gás da Bahia – Bahiagás foi criada em fevereiro de 1991 e iniciou suas operações em agosto de 1994. Desde então, é responsável pela distribuição de gás natural canalizado em toda a Bahia, com concessão para atuar por 50 anos.

O cenário energético atual aponta para o crescimento da utilização do gás natural no Estado, como uma importante alternativa aos combustíveis tradicionais, como o óleo combustível. Este crescimento pode ser comprovado pela evolução gradual e constante dos volumes de gás natural comercializados em todo o Estado.

O Estado da Bahia é um grande produtor de gás natural, com reservas expressivas, da ordem de 24 bilhões de m³ de gás, localizadas próximas dos centros de abastecimento. Houve descobertas

recentes nas bacias de Camamu e Cumuruxatiba. Estas duas novas bacias são bastante promissoras e trarão tranqüilidade ao Estado, no que se refere ao abastecimento local.

No início de suas operações, a Bahiagás atendia apenas às empresas do Pólo Petroquímico de Camaçari e Centro Industrial Aratu. Atualmente, a companhia diversificou sua carteira de clientes, distribuindo o gás natural para empresas das cidades de Catu, Alagoinhas, Litoral Norte e Candeias. A capital do Estado também recebe o gás e são grandes as expectativas, tanto de crescimento no atendimento aos setores automotivo e comercial, quanto de início do fornecimento ao setor residencial da capital baiana, a partir da finalização das obras da primeira etapa do Gasoduto Salvador.

A Bahiagás tem hoje o grande desafio de finalizar as obras de construção do Gasoduto Salvador e iniciar o fornecimento de gás natural canalizado aos setores residencial e comercial de Salvador. Este projeto está com mais de 92% das obras concluídas, com investimentos da ordem de R$ 20 milhões (http://www.bahiagas.com.br). O plano de expansão da empresa prevê investimentos em torno de R$ 105 milhões até o final de 2005.

A Bahiagás fornece gás para empreendimentos como restaurantes e motéis e está sendo projetado o fornecimento a shoppings, hotéis, hospitais, grandes centros de lazer, etc. Para o segmento automotivo, a expectativa da Bahiagás é aumentar o número de postos que comercializam o Gás Natural Veicular - GNV. Em 2002 a Bahia dispunha de 12 postos, 10 deles abastecidos diretamente pela Bahiagás; atualmente já são 29 postos em todo o Estado.

No segmento residencial, o gás natural poderá ser utilizado na cocção de alimentos, aquecimento de água e em sistemas de ar refrigerado.

6.8.7 Refinaria Landulpho Alves – Mataripe

A Refinaria de Mataripe começou a ser construída em 1949, em função das descobertas dos primeiros poços de petróleo no País, no Recôncavo Baiano. Sua construção formou uma classe operária egressa do trabalho com a pesca e a agricultura, e inaugurou um novo ciclo econômico, com a atividade industrial do refino concorrendo com a até então reinante agroindústria da cana-de-açúcar. Com a criação da Petrobrás, em 1953, a refinaria foi incorporada ao patrimônio da companhia, passando a chamar-se Landulpho Alves-Mataripe - RELAM, em homenagem ao engenheiro e político baiano que muito lutou pela causa do petróleo no País. Como interventor do

Estado Novo na Bahia, Landulpho Alves pleiteava, desde 1938, a construção de uma refinaria em território baiano, o que só foi autorizado pelo governo federal em 1946.

A refinaria está instalada em uma área de 6,4 km^2, no município de São Francisco do Conde, a aproximadamente 30 km da capital, com capacidade instalada para refino de 307 mil barris de petróleo por dia e arrecadação de ICMS em torno de R$ 750 milhões por ano (http://www2.petrobras.com.br/minisite/portugues/refinaria/SaoFranciscoConde.htm, consultado em 30/06/2005). Os principais derivados produzidos são: propano, propeno, iso-butano, gás de cozinha, gasolina, nafta petroquímica, querosene, querosene de aviação, parafinas, óleos combustíveis e asfaltos.

6.9 Preços dos energéticos

O balanço energético estadual, na sua versão mais recente (SEINFRA, 2005), continua sem apresentar a evolução dos preços dos energéticos verificados no Estado. Dados disponíveis sobre os preços médios nacionais ao consumidor, acrescidos de impostos, são apresentados no Balanço Energético Nacional de 2004 para o período de 1988 a 2003, convertidos para dólar corrente pela taxa média anual do câmbio. Estes preços são dados por unidade física, ou barris equivalentes de petróleo, para: petróleo importado, óleo diesel, óleo combustível, gasolina, álcool, GLP, gás natural combustível, eletricidade (industrial e residencial), carvão e lenha.

Vigora no Brasil, desde janeiro de 2002, um regime de liberdade de preços em toda a cadeia de produção e comercialização de combustíveis (produção, distribuição e revenda), com a exceção do gás natural produzido no País, para o qual ainda subsiste um monopólio de fato, por parte da Petrobrás, e cujos preços, por conseguinte, continuam controlados pelo governo federal, conforme explicado no capítulo 2. As tarifas de transporte do gás natural são reguladas pela ANP, enquanto que as tarifas de distribuição deste energético são reguladas pelas agencias estaduais. Salvo a exceção do gás natural, mencionada acima, não há qualquer tipo de tabelamento, valores máximos e mínimos, participação na formação de preços, nem necessidade de autorização prévia para reajustes de preços dos combustíveis.

Antes da publicação da Lei 9.478/97, que regulamentou a abertura do setor de petróleo e gás natural e criou a ANP, os preços dos combustíveis no Brasil eram fixados por atos do Ministério da Fazenda. Durante o período de transição para a liberação dos preços, prevista no artigo 69 da Lei

9.478/97, que vigorou da data da sua publicação, 07/08/1997, até 31/12/2002, os preços dos combustíveis passaram a ser estabelecidos por portarias interministeriais, ato conjunto dos Ministérios da Fazenda e de Minas e Energia.

Entre as atribuições da ANP está o papel de implementar a política nacional de petróleo e gás natural, com ênfase na proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos. Deste modo, a ANP monitora o comportamento dos preços praticados pelas distribuidoras e postos revendedores de combustíveis, através da realização de uma pesquisa de preços semanal desde 2000. Os combustíveis abrangidos na pesquisa de Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis são: gasolina comum, álcool etílico hidratado combustível - AEHC, óleo diesel não aditivado, gás natural veicular - GNV e gás liquefeito de petróleo – GLP. Esta pesquisa é realizada em 555 localidades, cerca de 10% municípios brasileiros.

Os resultados das pesquisas são disponibilizados semanalmente à sociedade, possibilitando ao consumidor conhecimento dos preços praticados no mercado, para que possa escolher a melhor opção de compra. Essas pesquisas destinam-se, também, a orientar a ANP na identificação de indícios de infrações à ordem econômica, como alinhamento de preços e formação de cartel, que são comunicadas à Secretaria de Direito Econômico - SDE e ao Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE, órgãos do Ministério da Justiça, integrantes do Sistema de Defesa da Ordem Econômica responsáveis pela investigação e a aplicação das penalidades previstas em lei para esses tipos de infrações (http://www.anp.gov.br/petro/levantamento_precos.asp, consultado em 25/06/2005).

A Agência Nacional de Energia Elétrica divulga, em seu *site,* as tarifas médias anuais de energia elétrica praticadas por região e por classe de consumo, no período compreendido entre 1995 e 2005.

6.10 Evolução da intensidade energética e do consumo específico dos principais segmentos da economia baiana

Nesta seção discute-se a evolução da intensidade energética, ou do consumo específico, nos setores agropecuário, industrial, transporte, residencial, comércio e serviços. A escolha destes setores foi devido à importância que estes representam na economia do Estado e pela sua grande participação no consumo de energia.

6.10.1 Setor agropecuário

A intensidade energética do setor agropecuário passou de 0,028 10^3 tEP/milhões R$ em 1985 para 0,050 10^3 tEP/milhões R$ em 2003. O consumo energético cresceu a uma taxa média de 5,3% a.a., enquanto o valor agregado cresceu a uma taxa média de 1,9% a.a. A Figura 6.8 apresenta a evolução da intensidade energética, no período de 1985 a 2003, dos principais energéticos utilizados no setor.

Um dos fatores que mais tem contribuído para o aumento da intensidade energética do óleo diesel e da eletricidade na agropecuária baiana, nos últimos anos, é a crescente mecanização e irrigação ocorridas nas principais lavouras do Estado, principalmente a da soja no sudoeste do Estado e da fruticultura irrigada no Vale do São Francisco. A participação do Estado na formação do valor agregado do setor agropecuário nacional tem se mantido constante nos últimos anos (em torno de 6%); a evolução desta participação está apresentada na Figura 6.9.

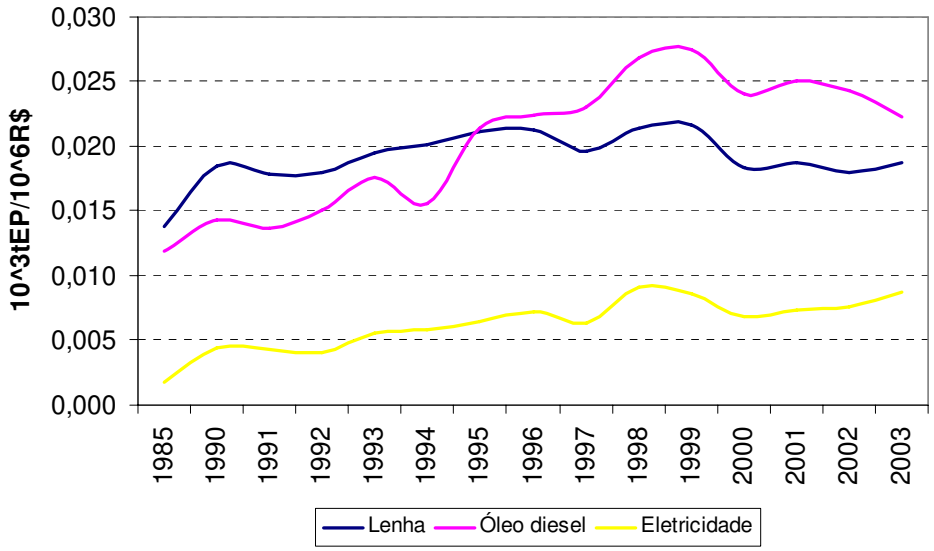


Figura 6.9 – Evolução, de 1985 a 2003, da intensidade energética dos principais energéticos do setor agropecuário da Bahia

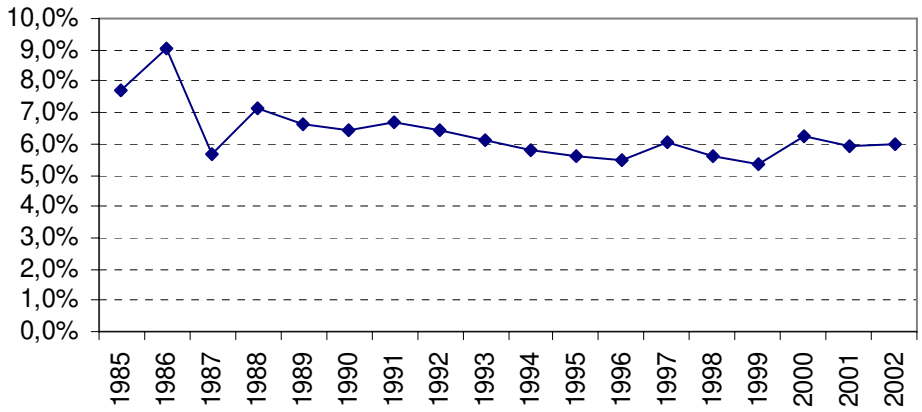


Figura 6.10 – Evolução, de 1985 a 2002, da participação do setor agropecuário do Estado da Bahia na formação do valor agregado da agropecuária nacional

6.10.2 Setor industrial

A intensidade energética do setor industrial apresentou, no período de 1990 a 2003, uma queda de -0,64% a.a., passando de 0,148 10^3 tEP/milhões R$ para 0,136 10^3 tEP/milhões R$. Dos segmentos que apresentam maior consumo energético no Estado, a indústria química apresentou a maior queda na intensidade energética neste período, com uma taxa média de –2,21% a.a.. A indústria química é o segmento de maior participação no consumo da indústria de transformação do Estado (62,1% do consumo industrial em 2003). Ela apresentou uma intensidade energética média de 0,206 10^3 tEP/milhões R$ entre 1990 e 2003. A Figura 6.10 apresenta a evolução da intensidade energética da indústria química neste período.

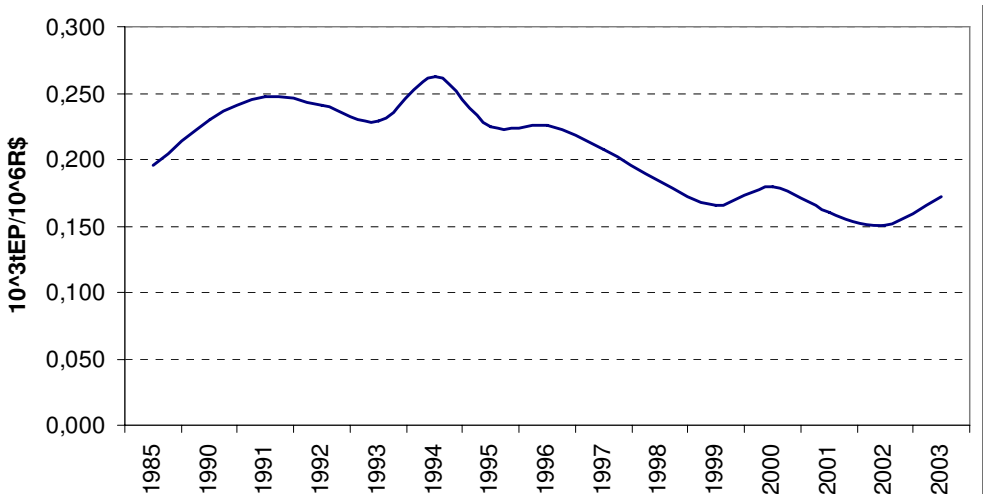


Figura 6.11 – Evolução, de 1985 a 2003, da intensidade energética da indústria química na Bahia

O setor de papel e celulose apresentou um crescimento na sua intensidade energética de 1995 a 2003, devido, principalmente, à implantação de novas fabricas na região sul do Estado neste período. O crescimento médio do valor agregado do segmento de papel e celulose no período entre 1990 e 2003 foi de 13,4% a.a.. A Figura 6.11 apresenta a evolução da intensidade energética do setor de papel e celulose no período compreendido entre 1985 e 2003.

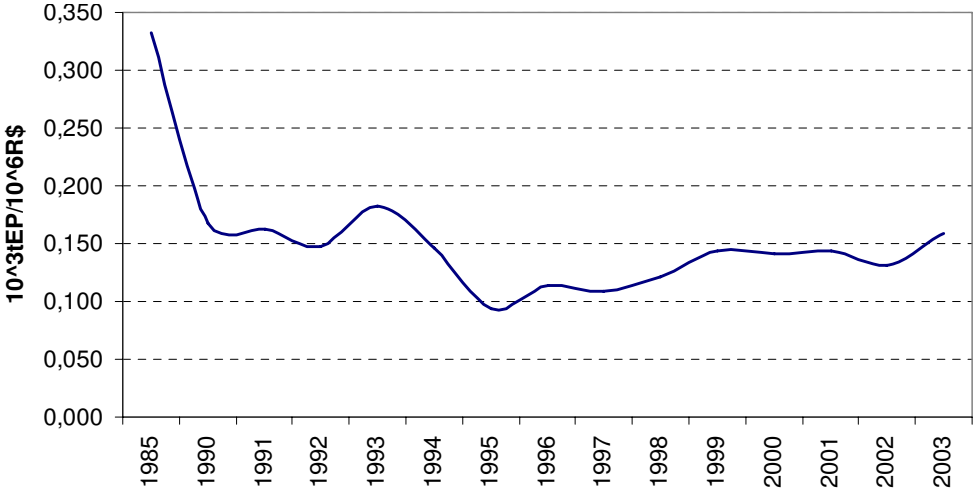


Figura 6.12 – Evolução, de 1985 a 2003, da intensidade energética do segmento de papel e celulose na Bahia

A participação do consumo de energéticos do segmento de metalurgia na indústria de transformação estadual foi de 20,8% em 2003. Esta participação tem se mantido próxima de 20% nos últimos cinco anos. A intensidade energética do setor de metalurgia aumentou a uma taxa média de 0,36% a.a. entre 1990 e 2003 e, neste período, a intensidade energética média foi 0,193 10^3 tEP/ milhões de R$. A Figura 6.12 apresenta a evolução da intensidade energética do setor de metalurgia no período de 1985 a 2003.

A taxa média de crescimento do valor agregado do setor de metalurgia foi de 1,6% a.a. no período de 1990 a 2003.

A evolução da participação da indústria de transformação do Estado na formação do valor agregado desta indústria no Brasil, de 1985 a 2002, está ilustrada na Figura 6.13.

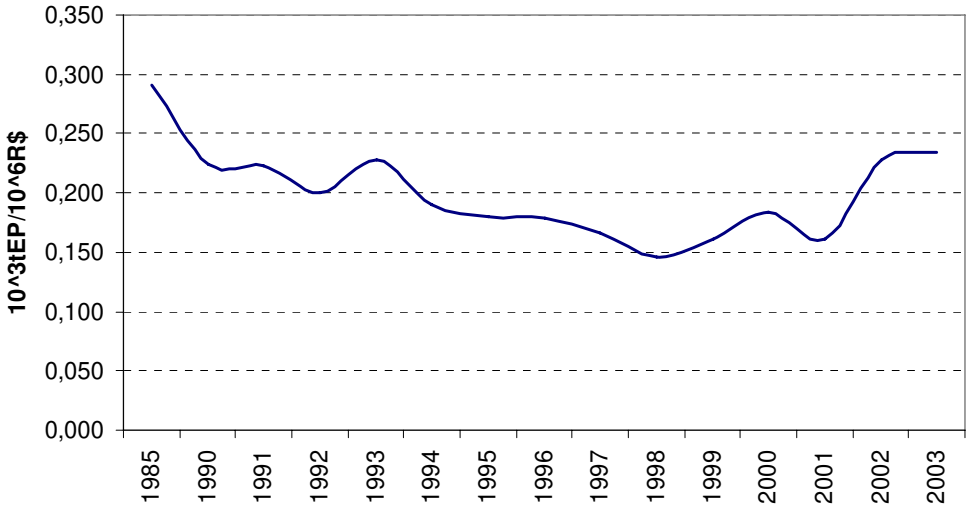


Figura 6.13 – Evolução, de 1985 a 2003, da intensidade energética do setor metalúrgico na Bahia

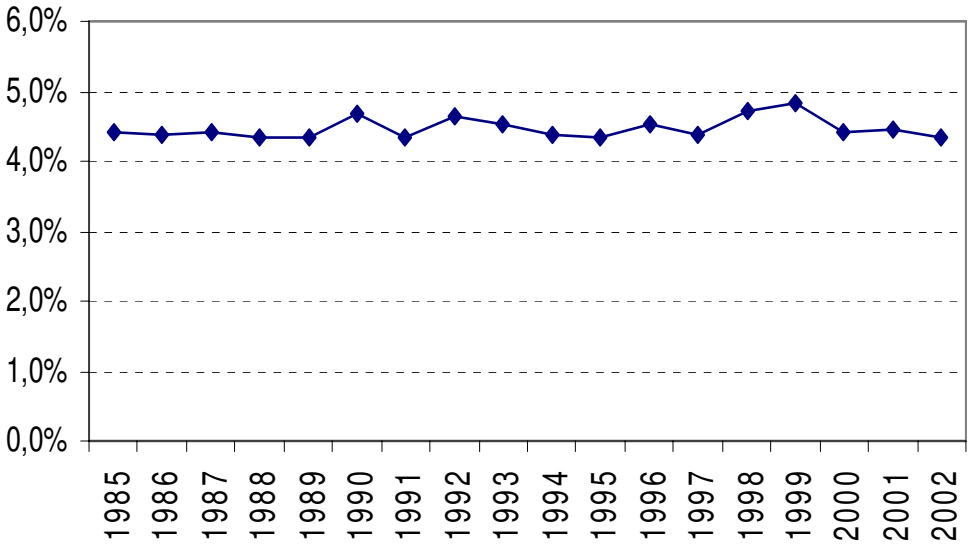


Figura 6.14 – Evolução, de 1985 a 2002, da participação da indústria de transformação do Estado da Bahia na formação do valor adicionado desta indústria no âmbito nacional

6.10.3 Setor de transportes

No setor de transportes, o segmento de transporte rodoviário é o que apresenta maior participação no consumo energético setorial e os principais energéticos utilizados, em ordem decrescente de participação em 2003, são o óleo diesel (65,3%), a gasolina (25,8%) e o álcool (6,6%). A Figura 6.14 apresenta a evolução da participação dos segmentos de transporte rodoviário, aéreo, hidroviário e ferroviário durante o período de 1985 a 2003.

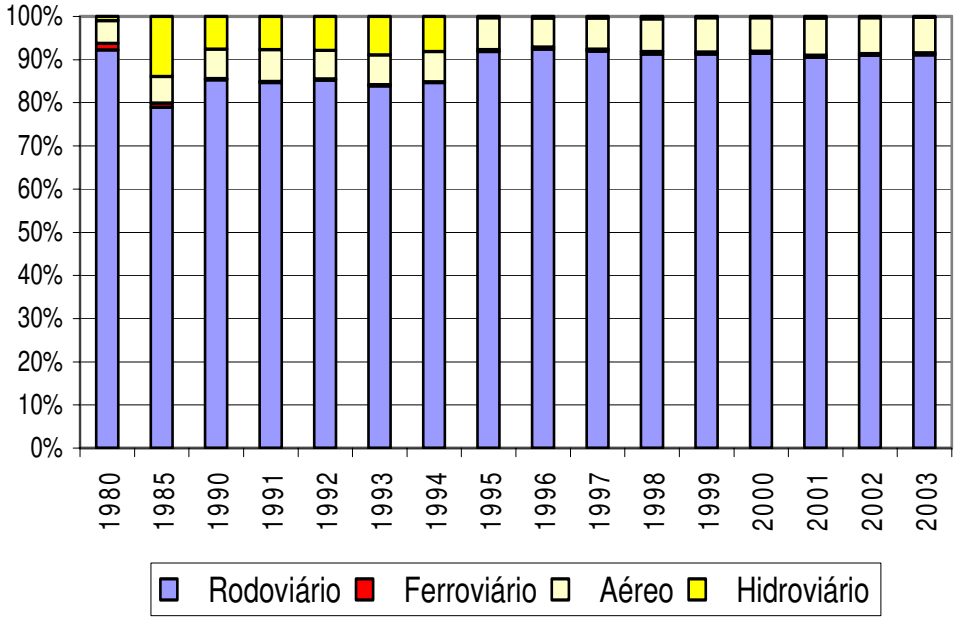


Figura 6.15 – Evolução, de 1980 a 2003, da participação dos principais segmentos no consumo energético do setor de transportes na Bahia

A intensidade energética do segmento de transporte rodoviário apresentou uma taxa de crescimento igual a -1,2% nos últimos 13 anos da série (1990 a 2003). A evolução da intensidade energética deste segmento está representada na Figura 6.15. Ao longo deste período, a sua intensidade energética média foi de 1,8 10^3 tEP/milhões de R$.

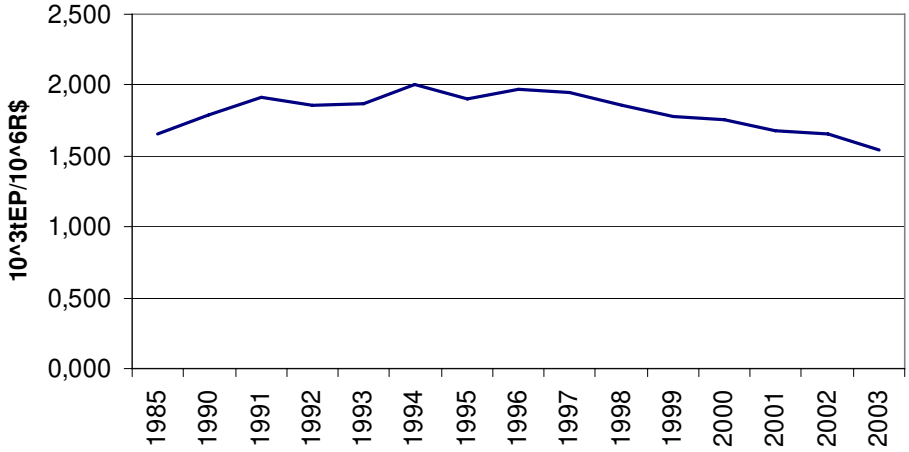


Figura 6.16 – Evolução, de 1985 a 1990, da intensidade energética do segmento de transporte rodoviário na Bahia

O segmento de transporte aéreo apresentou uma intensidade energética média, no período entre 1985 a 2003, de 0,15 10^3 tEP/milhões de R$. A evolução da intensidade energética deste segmento entre 1985 e 2003 está representada na Figura 6.16.

6.10.4 Setores público, comercial e de serviços

Nos setores comercial e público do Estado, o energético de maior participação é a eletricidade. As figuras 6.17 e 6.18 apresentam as evoluções, de 1980 a 2003, do consumo dos principais energéticos nos setores comercial e de serviços, e público, respectivamente.

Pode ser observada, nestas duas últimas figuras, a queda acentuada no consumo de eletricidade em 2001, devido ao racionamento de energia elétrica ocorrido neste período; a partir deste ano, verifica-se uma retomada do crescimento.

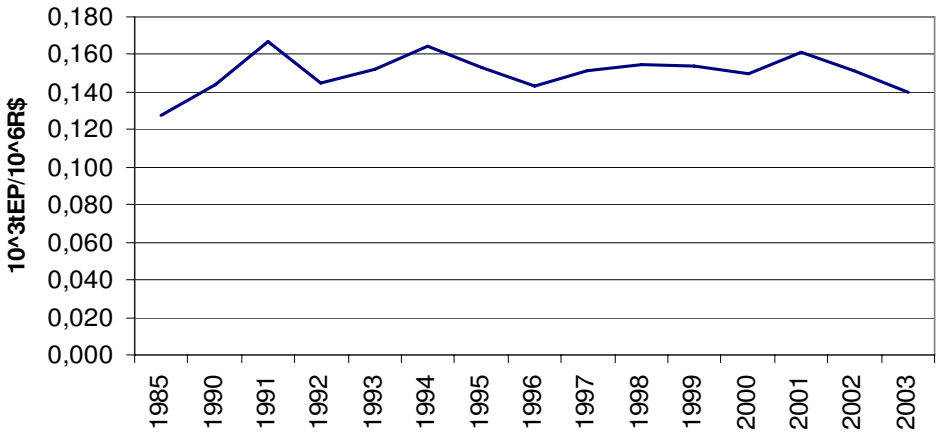


Figura 6.17 – Evolução, de 1985 a 2003, da intensidade energética do segmento de transporte aéreo na Bahia

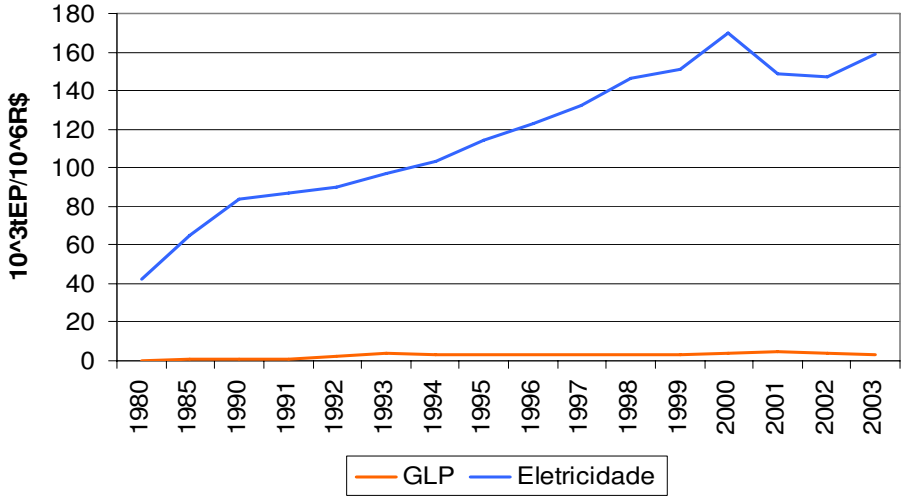


Figura 6.18 – Evolução, de 1980 a 2003, do consumo de energéticos dos setores comercial e de serviços na Bahia

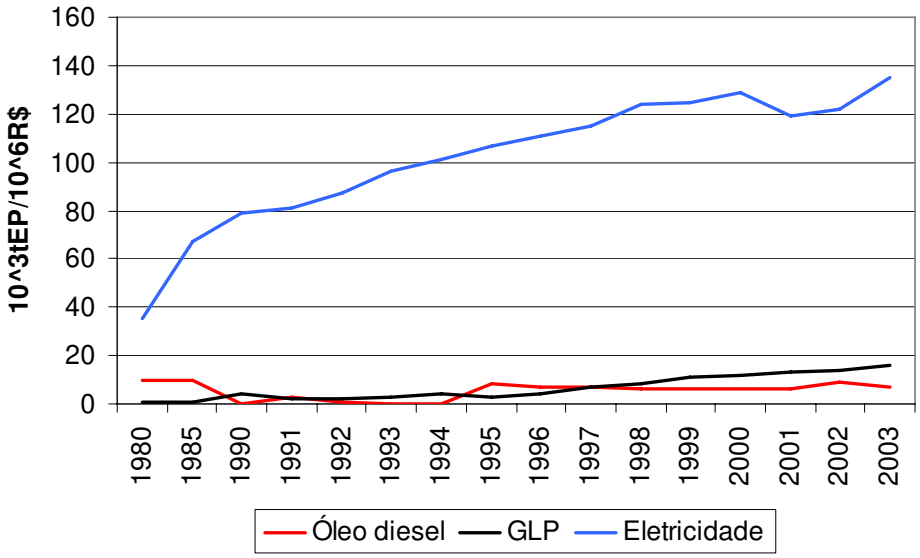


Figura 6.19 – Evolução, de 1980 a 2003, do consumo de energéticos do setor público na Bahia

As intensidades energéticas dos setores comercial/serviços e público apresentaram aumentos no período compreendido entre 1990 e 2003, a taxas médias de 2,4% a.a. e 3,8% a.a., respectivamente. A Tabela 6.15 apresenta a evolução destas intensidades energéticas, neste período.

6.10.5 Setor residencial

O consumo energético específico total do setor residencial do Estado tem diminuído ao longo do período compreendido entre 1980 e 2003, passando de 0,373 10^3 tEP/ mil habitantes para 0,157 10^3 tEP/ mil habitantes, como pode ser visto na Tabela 6.14. Esta redução deveu-se principalmente à substituição da lenha e querosene pelo GLP e eletricidade, respectivamente.

Tabela 6.14 – Intensidade energética, em 10^3 tEP/milhões R$ (Base 2003), dos setores comercial/serviços e público

Ano	Comercial e serviços	Público
1990	0,007	0,009
1991	0,007	0,009
1992	0,007	0,010
1993	0,008	0,011
1994	0,008	0,011
1995	0,008	0,012
1996	0,008	0,013
1997	0,008	0,013
1998	0,009	0,014
1999	0,009	0,014
2000	0,010	0,014
2001	0,009	0,013
2002	0,008	0,014
2003	0,009	0,015

Fonte: Elaboração própria com base no Balanço Energético do Estado da Bahia, de 2005, e em dados da SEI

Tabela 6.15 – Evolução, de 1980 a 2003, do consumo energético específico, em 10^3 tEP/mil habitantes, total e dos principais energéticos, no setor residencial da Bahia

Ano	Lenha	GLP	Querosene	Eletricidade	Carvão Vegetal	Total
1980	0,344	0,013	0,0041	0,007	0,004	0,373
1985	0,230	0,022	0,0023	0,010	0,003	0,267
1990	0,189	0,028	0,0011	0,014	0,002	0,234
1995	0,131	0,030	0,0005	0,016	0,002	0,180
2000	0,121	0,033	0,0002	0,022	0,002	0,178
2003	0,107	0,029	0,0001	0,019	0,002	0,157

Fonte: SEINFRA, 2005b e IBGE, 2005

Segundo a Pesquisa de Orçamentos Familiares 2002-2003, realizada pelo IBGE no Estado da Bahia, o número total de famílias estimado no Estado foi de 3.418.174, com um tamanho médio de 3,92 habitantes por residência, como pode ser visto na Tabela 6.16 (IBGE, 2005).

Tabela 6.16 – Tamanho das famílias por classe de renda no Estado da Bahia

Classe de Rendimento (R$)	Número de Famílias	Tamanho Médio	Participação
Até 400 (1)	1029502	3,42	30,1%
Mais de 400 a 600	634826	3,88	18,6%
Mais de 600 a 1 000	657777	4,13	19,2%
Mais de 1 000 a 1 200	220515	4,32	6,5%
Mais de 1 200 a 1 600	232607	4,19	6,8%
Mais de 1 600 a 2 000	159637	4,19	4,7%
Mais de 2 000 a 3 000	206349	4,42	6,0%
Mais de 3 000 a 4 000	91197	4,28	2,7%
Mais de 4 000 a 6 000	91444	4,23	2,7%
Mais de 6 000	94319	4,20	2,8%
Total	**3418174**	**3,92**	

Fonte: IBGE - Pesquisa de Orçamentos Familiares 2002-2003.
Nota: (1) Inclusive sem rendimento.

A taxa de crescimento da população no Estado foi de 0,96% no período compreendido entre 1996 e 2003. A população residente em 2003 foi, segundo projeções do IBGE, de 13.436 mil habitantes e o consumo de energia neste mesmo ano foi de 2.110 10^3 tEP, segundo dados do balanço energético estadual de 2004. Considerando que o tamanho médio das famílias em 2003 seja o mesmo que o estimado na Tabela 6.16, o consumo específico total por família é de 0,62 tEP por residência.

Segundo a pesquisa do IBGE "Domicílios particulares permanentes, por classes de rendimento mensal domiciliar, segundo a situação e algumas de suas características – 2002", as parcelas urbana e rural correspondiam a 68,5% e 31,5% da população total do Estado naquele ano, respectivamente. O número de residências urbanas com acesso à rede elétrica era de 98,1%, enquanto que o número de residências rurais com tal acesso era de apenas 62,1%. No total, o percentual de residências com acesso a rede elétrica no Estado em 2002 era de 86,7%.

Completando o estudo de caso do Estado da Bahia, no próximo capítulo é realizada uma análise prospectiva, onde são discutidas oportunidades de avanços na matriz energética local e se apresenta balizadores para a elaboração de cenários e projeções da matriz energética do Estado (com base nos cenários e projeções nacionais do: plano decenal do setor elétrico; plano estratégico da Petrobrás; projeções da matriz energética nacional; projeções de longo prazo, para o Brasil, do Department of Energy, do governo americano; e projeções de longo prazo, para o Brasil, da International Energy Agency). O próximo capítulo apresenta, também, a tipologia dos modelos de projeção da demanda energética baseados em projeções das atividades econômicas e das intensidades energéticas, que poderiam ser usados para as realidades brasileira e baiana, face à atual disponibilidade de dados confiáveis. Finalmente, são apresentados alguns possíveis cenários alternativos para as projeções da demanda energética do Estado da Bahia.

Capítulo 7

Uma análise prospectiva para o Estado da Bahia: Cenários alternativos de desenvolvimento para projeções da sua demanda energética

7.1 Introdução

A Lei nº 9478, de 1997, que criou o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, estabelece que o órgão deve realizar projeções regionais da matriz energética, o que não ocorreu até agora. Logo, este trabalho pode ser um ponto de partida para a realização futura destas projeções.

A satisfação de uma necessidade social (deslocamento, cocção alimentar, iluminação, etc.), ou a realização de uma atividade econômica (produções industriais, agrícolas e prestação de serviços) necessitam de um certo volume de energia em um dado contexto físico e tecnológico (clima, parque de equipamentos, processos industriais). Este volume de energia evolui de acordo com a dinâmica de desenvolvimento do sistema sócio-econômico analisado (CARRA, 2003). O estabelecimento de relações entre as atividades econômicas e a satisfação das necessidades sociais com o consumo de energia permite prever o impacto sobre a demanda final de energéticos, utilizando-se diferentes cenários de desenvolvimento.

Neste capítulo se apresenta a tipologia dos modelos de projeção da demanda energética, baseados em projeções das atividades econômicas e das intensidades energéticas, que se propõe sejam usados para as realidades brasileira e baiana, face à atual disponibilidade de dados confiáveis.

A vantagem da utilização da técnica de cenários é que o futuro não é construído por meras inferências tendenciais do passado, mas por fatores e ações humanas distribuídas por níveis hierárquicos de relevância e atuação, organizadas racionalmente e dirigidas ao futuro de forma consciente.

A construção destes cenários exige uma estrutura estratificada hierarquicamente, na qual os parâmetros pertencentes a um determinado nível vão condicionar os parâmetros econômicos, tecnológicos e sociais pertencentes ao estrato subjacente. No primeiro nível determinam-se os mecanismos que inserem o País ou região no contexto internacional, quanto às políticas de importação-exportação, de dependência externa de matérias-primas, tecnologias e divisas, de balanço de pagamentos e da divisão internacional do trabalho. No segundo nível, onde predominam os grandes agregados macroeconômicos e sociais, são firmadas as variáveis de sustentação compatíveis com a forma ou modo de desenvolvimento econômico e estilo de vida pretendido ou prognosticado. Estas variáveis estão associadas quantitativamente à estrutura e à dinâmica dos setores produtivos, à demografia, à estratificação social, à urbanização entre outras. No terceiro nível são levantados os dados setoriais, tais como formas e padrões de industrialização, modos de atendimento da demanda por transportes, padrões de consumo da população por classe de renda, tipos e alternativas de cultura no sistema agrícola, assim como informações provenientes de séries históricas. No quarto e último nível encontram-se os parâmetros técnicos e respectivas evoluções como, por exemplo, a evolução pretendida para a eficiência energética em função de programas de conservação que poderiam ser adotados em empresas (KAMIMURA, 2000).

A construção, neste capítulo, de cenários alternativos para o Estado da Bahia está baseada em:

- oportunidades de avanços na matriz energética baiana, envolvendo mercados do gás natural, a geração distribuída e programas de eficiência energética e de redução de impactos ambientais;
- uma análise dos resultados de uma consulta a especialistas, realizada no âmbito deste trabalho;
- uma análise retrospectiva da evolução da estrutura socioeconômica da Bahia e de sua matriz econômica, efetuada no capítulo 6; e

- balizadores para a elaboração de cenários e projeções da matriz energética nacional, estabelecidos com base nos cenários e projeções dos últimos: (i) plano decenal do setor elétrico; (ii) plano estratégico da Petrobrás; (iii) cenários da matriz energética nacional; (iv) projeções de longo prazo do Department os Energy, do governo americano; e (v) projeções de longo prazo da International Energy Agency.

7.2 Oportunidades de avanços na matriz energética baiana

No escopo deste estudo de caso, foram identificadas três grandes oportunidades de avanços na matriz energética baiana. A recente descoberta de grandes jazidas de gás natural, pela Petrobrás, nas Bacias de Camamu e Cumuruxatiba, além da provável construção do gasoduto Gasene, que interligará o Estado do Espírito Santo à Bahia, propiciam a primeira destas oportunidades, permitindo, no médio prazo, um barateamento substancial do gás, com a conseqüente expansão do seu mercado no Estado e a possibilidade de exportação para outros Estados e, eventualmente, para o exterior, por exemplo como gás natural liquefeito (GNL).

A segunda oportunidade está associada a uma possível forte difusão da geração distribuída de energia elétrica no Estado, motivada pelos custos marginais crescentes do setor elétrico, sobretudo na atividade de geração, pelos subsídios cruzados que hoje beneficiam as tarifas dos grandes consumidores industriais e comerciais e que devem ser extintos, segundo a legislação vigente, até 2007, e pelas regras do novo modelo institucional do setor, que buscam estimular a competição na geração e na comercialização, principalmente na primeira, e que possibilitam um espaço mais favorável do que no passado para tal tipo de geração.

Governos de países que tem uma forte participação de segmentos industriais energo-intensivos em sua economia, como, por exemplo, os EUA e o Canadá, tem tido experiências bem sucedidas há anos no estabelecimento de parcerias público-privadas visando ganhos ambientais e de eficiência energética, além de, em geral, melhorias na competitividade destes segmentos. Tais parcerias no Brasil e, particularmente, no Estado da Bahia, que tem uma elevada concentração destes segmentos em seu território, representam a terceira oportunidade acima mencionada.

As três oportunidades são discutidas com mais detalhes nas seções a seguir, junto com novas políticas, exercícios de planejamento e mudanças regulatórias que poderiam ser adotadas para viabilizá-las.

7.2.1 Uma rápida ampliação do mercado do gás natural no Estado

As recentes descobertas, pela Petrobrás, de novas jazidas de gás natural no País e no Estado, próximas aos principais centros potenciais consumidores fizeram com que a empresa elaborasse um projeto de massificação do uso do gás natural e o incluísse no seu atual Plano Estratégico (PEREIRA, 2004).

Em 2004, a empresa produziu cerca de 43 milhões de m^3/dia no País e comprou da Bolívia cerca de 14 milhões de m^3/dia, através de um contrato que prevê a compra de 30 milhões de m^3/dia em 2007, dos quais 70% deste volume têm associada uma cláusula do tipo *take or pay* e 95% uma cláusula do tipo *ship or pay*, através das quais o pagamento do gás (*take*) e do transporte (*ship*) é garantido mesmo não havendo consumo. Apesar de haver mercado, a Petrobrás ainda não dispõe da infra-estrutura necessária para entrega do produto, sendo obrigada a re-injetar nos poços cerca de 10 milhões de m^3/dia.

Diferente das reservas de petróleo, as de gás natural só tem valor econômico a partir do momento em que se desenvolve uma infra-estrutura de transporte e de distribuição até os consumidores; é o que se denomina "monetização das reservas". O desenvolvimento deste mercado cai no dilema: Para se entregar o gás é necessário se construir gasodutos, que, por seu turno, só se tornam economicamente viáveis se houver um mercado de porte suficiente, que remunere o capital investido.

O projeto de massificação do uso do gás natural está exigindo um planejamento financeiro robusto, que possibilite sua forte difusão no mercado, uma vez que, além de ter que ser oferecido a um preço mais baixo que os derivados de petróleo, para atrair a sua substituição, a remuneração dos investimentos em infra-estrutura de transporte oneram o seu custo em mais de 50% (PEREIRA, 2004).

A curto prazo, a Petrobrás deverá aproveitar o atual excedente de gás natural disponível no País para deslocar alguns derivados de petróleo, levando em conta as margens de lucro de cada

produto e as restrições do perfil de refino do petróleo nacional e do mercado de combustíveis, minimizando os excedentes.

O atual Plano Estratégico da Petrobrás, cujo horizonte de planejamento se estende até 2015, prevê que, se ocorrer um cenário de crescimento econômico sustentado de 4% ao ano, poderá haver um aumento expressivo no consumo de gás natural, de 14,2% ao ano, puxando sua demanda de 30,7 milhões de m^3/dia em 2003 para 77,6 milhões de m^3/dia em 2010.

Por outro lado, o Plano projeta que o consumo de derivados de petróleo deverá crescer apenas 2,4% ao ano, passando de 1,7 para 2 milhões de barris/dia. Este pequeno aumento deverá ser determinado pelos consumos de óleo diesel e querosene de aviação. Os consumos de gasolina, GLP e nafta deverão crescer menos que 1,5% ao ano. A grande mudança no perfil de refino afetará o óleo combustível, cujo consumo, segundo o Plano, deverá cair 3% ao ano, dando lugar ao coque BTE (baixo teor de enxofre), de alto valor agregado, cujo consumo deverá crescer 11% ao ano, conduzido pelas indústrias química (calcinação para a indústria de alumínio) e siderúrgica.

Até 2010 a Petrobrás deverá investir mais de US$ 3 bilhões na infra-estrutura de gasodutos, interligando o gasoduto Brasil – Bolívia (Gasbol) com o resto da região Sudeste (gasoduto Campinas – Rio) e com a região Nordeste (gasoduto Gasene) e aumentando suas malhas de interligação, e construindo os gasodutos que irão ligar o campo de Urucu, no Estado do Amazônas, com Manaus e Porto Velho. Em paralelo com a construção dos gasodutos, a empresa pretende desenvolver novos mercados para o gás natural, expandindo o seu uso através de gasodutos virtuais, que levam o gás ao usuário na forma líquida ou comprimida.

O gás natural comprimido (GNC) é uma forma econômica e rentável de se ampliar rapidamente a rede para curtas distâncias, de até 120 km, e para volumes acima de 300.000 m^3/mês. O gás é comprimido até 200 bar e transportado através de carretas. Os mercados iniciais almejados para o GNC são os do GLP industrial e do óleo combustível leve (PEREIRA, 2004).

O gás natural liquefeito (GNL), produzido por um processo criogênico a -160º C, tem seu volume reduzido em 600 vezes e é armazenado e transportado por meio de carretas ou navios criogênicos. A Petrobrás e a White Martins criaram uma *joint-venture*, envolvendo um investimento de US$ 38 milhões, para a implantação da primeira unidade de GNL no País, localizada em Paulínia, SP, com uma capacidade de liquefação de 380 mil m^3/dia.

O Plano Estratégico da Petrobrás prioriza a substituição do óleo diesel pelo gás natural, por exemplo, através da promoção de frotas de ônibus urbanos movidos a gás natural, vinculando o preço deste combustível em 55% do preço do óleo diesel, por um prazo de 10 anos.

Por outro lado, o deslocamento do óleo combustível pelo gás natural representa uma ameaça de aumento de excedentes deste derivado. Em função disto, a Petrobrás vem direcionando seus investimentos para unidades de "fundo de barril", que transformam os resíduos pesados das correntes de óleo combustível em óleo diesel e produzem o coque como subproduto. Para aumentar o valor agregado deste último, que tem baixos teores de cinzas e de enxofre, a Petrobrás tem interesse em desenvolver o mercado interno de calcinação para produção de coque de grau anodo, que hoje é importado pela industria de alumínio. Uma outra rota para este coque é o desenvolvimento do mercado interno de coque siderúrgico, substituindo a importação de carvão siderúrgico e coque de carvão mineral. Enquanto esses mercados não se desenvolvem, existe um excedente de coque que é escoado para a indústria de cimento, cujas vendas tem margens baixíssimas (PEREIRA, 2004).

A redução na produção de óleo combustível implicará, também, em um excedente do diluente usado para ajustar sua viscosidade, o qual pode ser usado na produção de *marine fuel*, que tem um excelente mercado de exportação pelos portos de Salvador e Ilhéus.

O forte crescimento das vendas de veículos *flex-fuel* e das conversões de veículos para o gás natural aponta para um expressivo deslocamento da gasolina pelo álcool e pelo gás natural, com uma ameaça de aumento de excedentes deste derivado. Para lidar com esta situação, a Petrobrás está investindo em unidades de tratamento da gasolina, que ajustam sua qualidade para exportação, maximizam a produção de óleo diesel e transformam a corrente de gasolina em insumo para a indústria petroquímica (para-xileno).

Para ajustar o deslocamento do GLP industrial pelo gás natural, a Petrobrás está investindo na produção de insumos para a indústria petroquímica (buteno e propeno) a partir do GLP. A empresa também está se reposicionando no mercado, atuando seletivamente no setor petroquímico, via uma integração para a frente (PEREIRA, 2004).

A Petrobrás também está atuando na geração e comercialização de energia elétrica, através tanto de usinas termelétricas como de unidades de co-geração a gás natural, neste último caso em negócios que englobam a venda "casada" da produção de calor e frio e, como subproduto, a

eletricidade, para os setores industrial e de serviços. O caso da co-geração a gás como uma alternativa de geração distribuída é tratado com mais detalhes na próxima seção.

Resumindo, há excelentes oportunidades para uma forte expansão do mercado de gás natural no Estado da Bahia nos seguintes segmentos consumidores: indústria química, indústria de papel e celulose, indústria cerâmica, *shopping centers*, supermercados, hospitais e hotéis de grande porte.

Para viabilizar estas oportunidades, é necessário que o governo estadual tenha uma participação ativa, junto com a Petrobrás e a concessionária distribuidora de gás canalizado, na expansão do mercado de gás natural no Estado. Esta expansão irá trazer ganhos de competitividade e geração de empregos nos segmentos consumidores envolvidos, além de benefícios ambientais, na medida em que o gás natural polui menos do que a maior parte dos energéticos que irá substituir. Esta participação pode ocorrer na forma de incentivos, fiscais e creditícios, para a expansão da rede de gasodutos, reais e virtuais, de distribuição no Estado e na elaboração, no âmbito do governo Estadual e com o suporte da Petrobrás e da Bahiagás, de uma política de preços, por segmento consumidor, para este energético que estimule uma vigorosa expansão de seu mercado no Estado. É importante se ter em mente que as tarifas do gás canalizado no Estado são reguladas pela Agerba, o que facilita a implantação da política de preços que vier a ser estabelecida.

É praticamente uma unanimidade a necessidade de se elaborar uma nova lei federal que trate das diversas especificidades do gás natural, que não são contempladas na Lei n^{o} 9.478, de 06/08/1997, conhecida como a "Lei do Petróleo", e que defina um processo de coordenação entre a regulação das atividades *upstream* da indústria do gás, responsabilidade da União exercida pela Agência Nacional do Petróleo – ANP, e a regulação das atividades *downstream*, que são uma responsabilidade dos Estados, sendo, em geral exercidas através de agências reguladoras estaduais como a Agerba. Esta nova lei federal muito provavelmente irá requerer leis estaduais para complementá-la.

7.2.2 Uma maior difusão da geração distribuída de energia elétrica

Os custos marginais da cadeia de fornecimento de energia elétrica no Brasil, sobretudo os de geração, tem subido nos últimos anos e a expectativa é que esta tendência continue à médio

prazo. Isto significa que as tarifas dos consumidores de eletricidade, de uma forma geral, deverão continuar aumentando nos próximos anos.

Em relação aos consumidores eletro-intensivos, as suas tarifas de eletricidade deverão subir ainda mais do que para a média dos consumidores, já que se sabe que há subsídios cruzados beneficiando suas tarifas - estas tarifas estão abaixo dos custos marginais que eles imputam ao sistema elétrico e outras categorias de consumidores estão pagando tarifas acima de seus custos marginais - e o Decreto nº 4.667, de 04/04/2003, prevê que estes subsídios sejam eliminados até 2007.

Como é junto a alguns destes segmentos eletro-intensivos, fortemente concentrados no Estado da Bahia, é que residem, a curto e médio prazos, boas oportunidades para a geração distribuída de energia elétrica, que é aquela caracterizada pelo fato da produção ocorrer perto do consumo, evitando ou reduzindo drasticamente os custos de transmissão e distribuição, as tendências de aumentos tarifários da eletricidade, mencionados acima, constituirão grandes incentivos para um substancial crescimento futuro desta forma de geração no Estado.

Adicione-se a isto, o fato do novo modelo institucional do setor elétrico permitir às empresas concessionárias distribuidoras comprar de fontes de geração distribuída, através de um processo licitatório, até 10% da energia que vendem a seus consumidores (Decreto nº 5.163, de 30/07/2004). A legislação vigente também beneficia os proprietários de pequenas centrais hidrelétricas, geradores eólicos, termelétricas à biomassa e co-geradores qualificados com descontos nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

As fontes de geração distribuída mais promissoras para o Estado da Bahia, a curto e médio prazos, são a co-geração com gás natural, a co-geração com resíduos industriais, agrícolas e urbanos e as pequenas centrais hidrelétricas.

A Petrobrás estima que a substituição progressiva do óleo combustível e do óleo diesel possam engendrar o crescimento de 4 mil a 8 mil MW em co-geração com gás natural, envolvendo investimentos da ordem de US$ 4 a 8 bilhões (PEREIRA, 2004).

Para alavancar estes projetos, a Petrobrás pretende oferecer facilidades que minimizem gargalos que atualmente estão dificultando este negócio:

- Vincular o preço do gás natural da co-geração ao valor da energia elétrica, propiciando mais segurança ao consumidor;
- Comprar excedentes de energia elétrica da co-geração a preços de mercado;

- Oferecer energia de *back up* para as unidades de co-geração em melhores condições do que as hoje oferecidas pelas empresas concessionárias de energia elétrica;
- A PETROS, fundo de pensão da Petrobrás, tem interesse em ser parceiro financiador, com uma previsão de R$ 2,5 bilhões para aportar nestes projetos, com uma participação de 25% por projeto; e
- O BNDES tem uma expectativa de promover investimentos de R$ 8,7 bilhões na expansão do parque gerador.

Segundo Pereira (2004), as principais oportunidades para a co-geração à gás natural estão nos segmentos industriais que mais consomem óleo combustível: indústria química, indústria de papel e celulose e indústria de alimentos e bebidas. Destaque-se, também, oportunidades em alguns segmentos de maior porte do setor de serviços, tais como *shopping centers*, hospitais, supermercados e hotéis.

As articulações do governo estadual e da assembléia legislativa para este caso seriam as mesmas propostas na seção anterior.

Os principais resíduos industriais que vem sendo utilizados em plantas de co-geração no Estado são os cavacos e lixívia em plantas de papel e celulose, gás de coqueria e gás de alto forno em usinas siderúrgicas, e óleos residuais em refinarias e instalações petroquímicas. Aumentando a produção destes segmentos industriais, cresce proporcionalmente este tipo de geração distribuída. Por outro lado, novos desenvolvimentos tecnológicos, como, por exemplo, a gaseificação em larga escala de cavacos e lixívia, podem aumentar substancialmente a eficiência na produção de eletricidade nas plantas de co-geração. A principal iniciativa que a Secretaria de Infra Estrutura, junto com a Secretaria de Ciência e Tecnologia e universidades, poderiam tomar em relação a este caso é aumentar a participação destas instituições nestes novos desenvolvimentos tecnológicos.

Com a exceção das cascas de árvores, que são utilizadas como combustível nas caldeiras de biomassa das fábricas de papel e celulose, pouco uso se faz hoje de resíduos agrícolas e florestais na geração distribuída de eletricidade em unidades de co-geração. O potencial existente no Estado, no entanto, é grande, se cerca da metade de outros resíduos florestais passarem a ser recolhidas e queimadas nestas unidades, como se faz, por exemplo, no caso de resíduos florestais, na Suécia e na Finlândia, grandes produtores mundiais de papel e celulose; a outra metade destes resíduos seria deixado no campo, para servir como adubo. A concretização deste potencial está

intimamente ligada aos avanços na mecanização da colheita nas florestas. Planos conjuntos e integrados teriam que se estabelecidos, envolvendo a Secretaria de Energia, Transporte e Comunicação, Secretaria de Meio Ambiente e Recursos Hídricos e Secretaria da Agricultura.

Encontra-se em operação uma planta piloto para utilização de resíduos urbanos para co-geração no Estado. Esta alternativa deve ser cuidadosamente estudada e, eventualmente fomentada, no âmbito do governo Estadual, com propostas conjuntas elaboradas pela Secretaria de Energia, Transporte e Comunicação e Secretaria de Meio Ambiente e Recursos Hídricos.

Conforme discutido no capítulo 6 deste trabalho, o Estado ainda possui um potencial hidrelétrico remanescente não desprezível, principalmente na forma de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), cujos custos unitários de geração usualmente são mais altos, mas seus impactos ambientais negativos são bem mais baixos do que os das grandes centrais hidrelétricas. A atual legislação do setor elétrico brasileiro já fomenta este tipo de geração distribuída: estas centrais podem participar do Programa PROINFA do governo federal, através do qual se paga valores mais altos para a energia gerada por estas centrais, do que o das fontes de geração mais competitivas (Lei nº 10.438, de 26/02/2002); os proprietários destas usinas, se sua capacidade instalada for menor ou igual a 1 MW, pagam só a metade ou menos das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição (Lei nº 10.762, de 11/11/2003); e estes proprietários podem vender sua energia para "consumidores livres", caracterizados, só para eles, como aqueles com uma demanda maior ou igual a 0,5 MW (salvo esta exceção, criada para fomentar PCHs no País, os "consumidores livres" são definidos pela atual legislação como aqueles com uma demanda maior ou igual a 3 MW e atendidos em nível de tensão maior ou igual a 69 kV). O governo estadual poderia propor diretrizes de cunho ambiental para orientar os empreendedores interessado em PCHs, em seus projetos, além de proceder a melhorias metodológicas e algumas padronizações nos procedimentos de licenciamento ambiental.

7.2.3 Oportunidades de ganhos de eficiência energética e reduções de impactos ambientais negativos

Enquanto o Brasil não for capaz de investir, de uma forma sustentada, uma parcela muito maior de seu PIB em educação e em ciência e tecnologia, como tem feito, por exemplo, a China e

a Coréia do Sul, e melhorar substancialmente a sua infra-estrutura, a sua mão de obra barata e os seus recursos naturais continuarão sendo os únicos atrativos para investimentos estrangeiros e o principal sustentáculo para incremento das exportações.

Neste contexto realista, impossível de ser mudado a curto prazo, os segmentos industriais energo-intensivos, junto com a agricultura e o turismo, também vinculados à exploração das riquezas naturais do País, continuarão a ser os principais sustentáculos do desenvolvimento econômico nacional.

Países desenvolvidos, como os EUA e o Canadá, e em desenvolvimento, como a China e a Índia, com muitos recursos naturais, inclusive energéticos, e que, por conseguinte, tem atraído, a instalação de indústrias energo-intensivas, tem firmado parcerias público-privadas para otimizar o uso dos recursos energéticos disponíveis, por estas indústrias, e minimizar os impactos ambientais negativos que elas inevitavelmente produzem.

Estas parcerias têm envolvido sociedades para a exploração de potenciais energéticos e programas de eficiência energética e manejo ambiental de vários tipos, destacando-se os projetos de P&D para desenvolvimento de novas tecnologias poupadoras de energia e mitigadoras de impactos ambientais, e projetos de maximização do aproveitamento de resíduos industriais.

O Estado da Bahia, que tem uma forte concentração destes segmentos industriais, apresenta condições bastante favoráveis para este tipo de parceria. Para propiciar uma sólida base legal para estas eventuais iniciativas, a assembléia legislativa teria que promulgar uma lei que estabelecesse um conjunto de diretrizes gerais para estas parcerias no Estado, privilegiando uma busca simultânea de ganhos energéticos e ambientais.

Os segmentos industriais energo-intensivos do Estado mais promissores para estas parcerias são, nesta seqüência: a indústria química, e, em particular, o segmento petroquímico; a indústria de papel e celulose; a indústria siderúrgica; a indústria de metais não ferrosos; a indústria cerâmica; e a indústria de cimento.

7.3 Uma consulta a especialistas

7.3.1 Objetivos

Nesta sessão é descrita e analisada uma consulta prospectiva, para os próximos dez anos, a especialistas nas áreas de eficiência energética, desenvolvimento econômico, uso do gás natural e geração distribuída no Estado da Bahia. A elaboração do questionário seguiu a formatação usual em consultas Delphi; a metodologia de aplicação e análise dos resultados do levantamento, no entanto, não explorou todas as possibilidades, em termos de amplitude e abrangência da amostra de especialistas e análise estatística dos resultados, que a técnica oferece. As dimensões abordadas no questionário foram escolhidas em função das oportunidades de avanços na matriz energética do Estado, descritas na sessão anterior. Trata-se de uma primeira iniciativa com estes objetivos no Estado da Bahia, que poderá ser ampliada e aprofundada em trabalhos futuros, utilizando todos os recursos desta técnica.

7.3.2 O questionário

O questionário foi dividido em quatro partes, ou "dimensões": eficiência energética, crescimento da economia, uso do gás natural e geração distribuída no Estado da Bahia.

Na área de eficiência energética, buscou-se estimar o comportamento, nos próximos dez anos, da intensidade energética nos diversos setores da economia, a participação relativa dos principais energéticos e as tecnologias que estariam associadas com eventuais reduções da intensidade energética nestes setores. Para orientar os respondentes, foi feita uma análise retrospectiva da evolução de algumas dessas grandezas, com base no Balanço Energético do Estado da Bahia - 2002, que era a versão disponível na época da aplicação do questionário, com dados cobrindo o período entre 1980 e 2001. Para orientar na escolha de que tecnologias que poderiam provocar reduções da intensidade energética, utilizou-se o estudo de prospecção tecnológica realizado pelo CGEE em 2003. Uma questão sobre que novas políticas públicas deveriam ser formuladas para incentivar o processo de redução do consumo específico (ou

intensidade energética) e em quais esferas do poder público deveriam ser implementadas, foi incluída nesta parte do questionário.

Na dimensão "crescimento da economia", argüiu-se os entrevistados sobre as possíveis tendências de crescimento dos diversos segmentos da economia baiana e quais deles teriam maior probabilidade de apresentar um crescimento mais acentuado, tendo como referência a evolução recente dos componentes setoriais do PIB do Estado. Procurou-se avaliar, também, como seria o comportamento da renda per capita no Estado nos próximos dez anos e quais novas políticas públicas poderiam ser adotadas para incentivar o crescimento econômico e provocar melhorias no bem-estar social.

Em relação ao gás natural, procurou-se avaliar quais segmentos da economia do Estado apresentariam maior penetração deste energético, em quais usos finais seria utilizado e quais seriam os energéticos mais prováveis de serem deslocados por ele. Considerando o aumento da disponibilidade do gás natural no Estado e a participação deste combustível na matriz energética local nos últimos anos, foi incluída uma questão sobre como se espera que seja a participação deste energético na matriz energética do Estado da Bahia nos próximos dez anos. Em relação ao setor de transporte rodoviário, procurou-se saber quais fatores estariam associados ao aumento da demanda por gás natural (uso de carros bi-combustível, transporte público, etc.). Uma questão sobre que novas políticas públicas poderiam ser adotadas para se fomentar a ampliação da demanda de gás natural no Estado e em quais instâncias do governo deveriam ser implantadas, foi incluída nesta dimensão.

A última dimensão abordada foi sobre como se daria o crescimento da geração distribuída nos diversos segmentos industriais e de serviços do Estado nos próximos 10 anos, tendo como referência a implantação de novas unidades e a participação das centrais de geração distribuídas na Bahia nos últimos anos, e quais tecnologias seriam mais empregadas nestas plantas. Procurou-se saber, também, que políticas públicas deveriam ser adotadas para se ampliar a participação da geração distribuída no Estado.

7.3.3 Análise dos resultados da pesquisa

Analisam-se, a seguir, os resultados obtidos para cada dimensão prospectada. Maiores detalhes sobre os questionários e os respondentes podem ser vistos no Anexo.

7.3.3.1 Geração distribuída

Os setores da economia baiana que foram apontados como mais prováveis para a implantação ou ampliação da geração distribuída foram as indústrias química e de alimentos e bebidas e o setor de comércio e serviços. Em menor escala, foi apontado o setor de papel e celulose. Turbinas a gás de ciclo combinado foram apontadas como a principal tecnologia que deverá ser empregada para a geração distribuída nos setores industriais. O setor de comércio e serviços deverá utilizar, em maior escala, motores de combustão interna.

O aumento da oferta de gás natural a preços competitivos com outros energéticos foi apontado como a iniciativa que deveria ser tomada para ampliar a participação da geração distribuída no Estado.

7.3.3.2 Eficiência energética

O setor agropecuário, o setor de comércio e serviços e a indústria química foram indicados como os que provavelmente terão uma maior redução na intensidade energética nos próximos dez anos. Para todos os outros setores da economia do Estado é esperada uma redução da intensidade energética, porém, em menor escala.

Em relação à estrutura de consumo, espera-se um aumento acentuado na participação do gás natural e um aumento mais discreto na participação da eletricidade no setor energético. Os outros energéticos utilizados no setor apresentarão uma menor participação na estrutura de consumo, principalmente o óleo combustível.

No setor residencial, o gás natural (participação esperada para os próximos dez anos entre 1% e 3%) e a energia solar (participação esperada inferior a 0,5%) foram apontados como novos

energéticos a serem introduzidos na estrutura de consumo do setor. É esperada uma redução acentuada na participação da lenha na estrutura de consumo do setor residencial, vinculada ao aumento da participação do GLP e introdução do gás natural. Espera-se, também, um aumento acentuado na participação da eletricidade, acima das taxas de crescimento observadas no período de 1985 a 2001 neste setor.

Prevê-se a introdução do gás natural na estrutura de consumo do setor comercial, substituindo praticamente todo o GLP e, em menor escala, a eletricidade, esta última apresentando uma pequena redução na sua participação relativa, considerando-se os valores históricos verificados entre 1990 e 2001.

Projeta-se, também, para os próximos dez anos, a participação do gás natural na estrutura de consumo do setor público e a redução no consumo do óleo diesel e óleo combustível. Espera-se um pequeno aumento na participação relativa da eletricidade neste setor.

Estima-se que sejam mantidas as taxas de crescimento verificadas nos últimos anos para os principais energéticos utilizados no setor agropecuário e que o biodiesel venha a ser introduzido na estrutura de consumo em menor escala.

Para o segmento de transporte rodoviário, prevê-se a manutenção das tendências de crescimento verificadas nos últimos anos, com um aumento significativo no uso do gás natural veicular, envolvendo uma participação superior a 2,5% da demanda energética total do segmento.

Na indústria química, espera-se que a estrutura de consumo de energéticos mantenha as tendências verificadas em 2001, com um pequeno aumento na participação relativa do gás natural. Estima-se que haja um aumento significativo na participação do gás natural na estrutura de consumo da indústria de alimentos e bebidas (em torno de 18%) e uma redução no consumo de lenha, óleo diesel e óleo combustível, além da manutenção da taxa de crescimento da eletricidade verificada nos últimos anos.

No setor de papel e celulose é esperado um aumento no consumo de gás natural, além da utilização de resíduos de processo. A maior participação do gás natural no setor irá deslocar principalmente o consumo de óleo combustível.

As principais tecnologias ou processos, apontados na pesquisa, que provavelmente estarão envolvidos na redução do consumo específico, ou da intensidade energética, nos diversos setores da economia do Estado são:

a. **Setor residencial**: tecnologias e materiais para aumento da eficiência energética em equipamentos e sistemas; utilização de equipamentos mais eficientes; e programas de educação ambiental e treinamento para utilização racional dos recursos energéticos.
b. **Setor comercial**: Automação, supervisão e controle; utilização de equipamentos mais eficientes; tecnologias para diminuição de perdas; aumento da co-geração; e programas de educação ambiental e treinamento para utilização racional dos recursos energéticos.
c. **Setor de serviços**: Tecnologias e materiais para aumento da eficiência energética em equipamentos e sistemas; tecnologias para redução de consumo energético com projetos adequados de construção civil; substituições de energéticos que levem a um aumento da eficiência sem necessidade de substituição completa de equipamentos; utilização de equipamentos mais eficientes; tecnologias para diminuição de perdas; e programas de educação ambiental e treinamento para utilização racional dos recursos energéticos.
d. **Setor público**: Utilização de equipamentos mais eficientes; tecnologias para diminuir perdas; e programas de educação ambiental e treinamento para utilização racional dos recursos energéticos.
e. **Setor agropecuário**: Tecnologias e materiais para aumento da eficiência energética em equipamentos e sistemas; automação e controle; substituição de energéticos que levem a um aumento da eficiência sem necessidade de substituição completa de equipamentos; e tecnologias para diminuição de perdas.
f. **Setor industrial**: Automação, supervisão e controle; utilização de equipamentos mais eficientes; aumento da co-geração; tecnologias para diminuição de perdas; reengenharia de processos produtivos; e programas de educação ambiental e treinamento para utilização racional dos recursos energéticos.
g. **Setor energético**: Automação, supervisão e controle; utilização de equipamentos mais eficientes; tecnologias para diminuição de perdas; e re-engenharia de processos.

As novas políticas públicas, apontadas na pesquisa, que deveriam ser aplicadas para incentivar o processo de redução do consumo específico, ou da intensidade energética, nos diversos setores da economia do Estado foram as que incentivassem: a implantação de projetos de co-geração, a pesquisa em inovação tecnológica de processos industriais, e uma maior penetração do gás natural.

7.3.3.3 Crescimento da economia

Os segmentos da economia do Estado em que se espera um crescimento alto do valor agregado, nos próximos dez anos, são os de papel e celulose, químico, alimentos e bebidas, agropecuário, comércio, serviços e transportes. Já o segmento têxtil é apontado como o que apresenta menor perspectiva de crescimento. Considerando-se as boas perspectivas das economias nacional e estadual, espera-se que a renda per capta do estado aumente significativamente no período pesquisado.

Para incentivar o crescimento econômico e social do Estado, as políticas públicas deveriam estar voltadas para:

a. O aumento de postos de trabalho através de incentivos à agricultura familiar, utilizando tecnologias de baixo impacto ambiental;
b. Ações que integrem o Estado com transportes com mais de um modal;
c. Agricultura patronal e familiar com base em tecnologias produtivistas em áreas específicas do Estado, como oeste, baixo e médio São Francisco, extremo sul e áreas isoladas da chapada e do sul;
d. Integração das cadeias produtivas das indústrias petroquímica, automotiva e de papel e celulose, com bens finais e complementares a estas cadeias, e da cadeia agroalimentar;
e. Fortalecimento do setor de serviços na Região Metropolitana de Salvador;
f. Maior integração entre os centros de pesquisas e os setores produtivos do Estado;
g. Fortalecimento das cidades médias;
h. Integração do setor de turismo da região litorânea com a chapada e criação de circuitos turísticos alternativos; e,
i. Aumento da oferta de energia através do aproveitamento dos recursos disponíveis no Estado e da interligação com outros estados.

7.3.3.4 Gás natural

Segundo os resultados da pesquisa, as indústrias química, de alimentos e bebidas, e de papel e celulose são os segmentos que apresentarão maior penetração do gás natural nos

próximos dez anos. Na indústria química, os principais energéticos que provavelmente serão deslocados pelo gás natural são o óleo combustível e o óleo diesel. Nas indústrias de alimentos e bebidas e de papel e celulose, além do óleo combustível, espera-se que seja deslocada a lenha. A participação do gás natural na matriz energética estadual poderá chegar a 20% em 10 anos.

O gás natural no setor industrial será empregado principalmente para calor de processo, enquanto que no setor residencial ele será utilizado para cocção e aquecimento de água. No setor comercial, espera-se que a maior aplicação seja para geração de frio e calor, além da utilização para co-geração e na cocção e aquecimento de água.

O principal fator, que foi apontado na pesquisa, para aumentos futuros da demanda por gás natural no setor de transporte rodoviário continuará sendo a conversão de veículos para o consumo do gás.

As principais medidas que foram apontadas para se expandir a participação do gás natural no Estado estão relacionadas à ampliação da rede de distribuição e incentivos para utilização do gás natural como insumo na indústria química.

7.4 Balizadores para projeções da matriz energética brasileira

Para a cenarização no âmbito estadual deve-se, na medida do possível, elaborar cenários estaduais comparáveis aos nacionais. Por outro lado, para viabilizar esta comparação, é necessário se traçar, no passado e nas perspectivas futuras, as principais semelhanças e diferenças entre as trajetórias macroeconômicas, sociais e energéticas percorridas pelo País e pelo estado. Desta forma, são apresentados, nesta seção, os principais balizadores utilizados para projeções da matriz energética brasileira. O uso de pesquisas Delphi, incluindo especialistas locais, também é altamente desejável nestes casos, para subsidiar a adoção das hipóteses e políticas públicas associadas aos cenários estaduais.

A taxa média anual de crescimento da economia brasileira no período de 1971 a 2000 foi de 3,9% a.a.. Nas projeções de 2001 e 2002 da matriz energética brasileira foram adotadas taxas de crescimento entre 3,5 e 5,1% a.a.. Já nas projeções de 2002 e 2004 realizadas pela IEA foi adotada uma taxa crescimento do PIB do Brasil de 3% a.a. e nas projeções de 2003 e 2004 da EIA/DoE esta taxa foi de 5, 3 e 4% a.a., para os cenários alto, baixo e de referência,

respectivamente. Deste modo, propõe-se que se adote, como balizadores para projeções da matriz energética brasileira, para os próximos vinte anos, três cenários alternativos de desenvolvimento para a economia, com uma taxa média anual de crescimento de 4% para o PIB em um cenário de referência e 3 e 5% nos cenários de baixo e alto crescimento, respectivamente.

Propõe-se, também, que se module estas taxas de crescimento entre as duas décadas da projeção e que as taxas a serem adotadas para a primeira delas sejam aderentes às adotadas no Plano Decenal de Expansão 2004-2014 do Setor Elétrico, elaborado pelo Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE), e no Plano Estratégico da Petrobrás, cujo horizonte de planejamento se estende até 2015.

7.4.1 Cenários do Plano Decenal de Expansão 2004-2014 do Setor Elétrico - CCPE

A Tabela 7.1 apresenta, de uma forma resumida, as variáveis e hipóteses adotadas pelo CCPE, na elaboração do Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico 2004-2014, para os cenários: Desenvolvimento Sustentável (A), Desenvolvimento Moderado (B) e Desenvolvimento Lento (C).

As principais variáveis e incertezas do cenário alternativo de referência (TRA) adotado pelo CCPE, com o seu desdobramento em três períodos: Cena 1 (2004 - ano de partida), Cena 2 (2005 a 2009) e Cena 3 (2010 a 2014) aparecem na Tabela 7.2.

A Tabela 7.3 traz um resumo das diferenças entre os valores adotados para os principais indicadores econômicos empregados nos quatro cenários elaborados pelo CCPE para o Plano Decenal 2004-2014.

Tabela 7.1 – Resumo dos cenários A, B e C do Plano Decenal 2004 – 2014

CCPE - Plano Decenal 2004 – 2014 : Cenários A, B e C				
	Variáveis dos cenários	***Hipóteses***		
		Cenário A	***Cenário B***	***Cenário C***
Cenários Mundiais	*Reorganização da estrutura do poder mundial*	Hegemonia multipolar	Hegemonia bi-polar: USA x EU	Hegemonia unipolar: USA
	Sistema de regulação econômico-comercial-financeiro	Regulação e redução das tarifas	Liberalização desigual	Protecionismo e fragmentação dos mercados
	Mercado do petróleo	Em equilíbrio	Estável	Instável
Cenários Nacionais	*Andamento das reformas estruturais*	Elevado nível de implantação	Moderado nível de implantação	Postergação da implantação
	Política industrial e de comércio exterior	Ampla e visando competitividade e mercado externo	Setorializada, visando a substituição de importações	Dificuldade de implantação
	Política energética	PPP, com destaque para o setor privado	PPP, com destaque para o setor público	PPP, com escassez de recursos públicos e privados
	Política social	Efetiva	Média efetividade	Baixa efetividade
	Política regional	Amplos recursos para investimentos	Moderados recursos para investimentos	Poucos recursos para investimentos
	Idéias-força	Desenvolvimento sustentável	Desenvolvimento moderado	Desenvolvimento lento

Tabela 7.2 – Resumo do cenário alternativo de referência do Plano Decenal 2004 – 2014

CCPE-Plano Decenal 2004–2014: Cenário alternativo de referência (TRA)			
Variáveis e incertezas críticas	***Cena 1 – 2004 (cena de partida)***	***Cena 2 – 2005/09***	***Cena 3 – 2010/14***
Contexto mundial	Hegemonia unipolar e fragmentação política, estagnação econômica e liberalização comercial	Negociações diplomáticas na busca de um novo sistema de poder mundial, recuperação econômica e lento avanço de acordos da OMC e fatores de regulação	Crescimento econômico com estabilidade, regulação (OMC) com inclusão dos emergentes e hegemonia multipolar
Reformas estruturais	Reformas em andamento, com resultados parciais	Avanço com resultados parciais (incluindo a trabalhista)	Aprofundamento e ampliação das reformas
Política energética	Regulação do novo modelo energético e implantação da EPE	PPP, com maior participação do setor público, penetração do gás, co-geração e outras fontes	PPP, com maior participação do setor privado, consolidação do gás, co-geração e outras fontes
Política social	Baixo alcance e compensatória	Médio alcance e parcialmente re-distributiva	Maior alcance, estruturadora e re-distribuidora de ativos
Política industrial e de comércio exterior	Política em elaboração e prospecção de mercados externos	Setorializada e ganhando competitividade	Pró-ativa e ampla com foco na competitividade do setor externo
Política regional	Poucos recursos para investimentos	Moderados recursos para investimentos	Ampliação de instrumentos e recursos para investimentos
Integração econômica	Limitada e bilateral	Moderada e bilateral com início de acordos com a ALCA e UE	Consolidação de uma ampla integração com a ALCA e a EU
Crescimento econômico	Moderado	Moderado e ascendente	Ascendente
Mercado interno	Limitado e seletivo	Moderado	Amplo e diversificado
Nível tecnológico	Lenta modernização tecnológica	Moderada inovação tecnológica	Avanço da C&T, rápida inovação com domínio do conhecimento
Competitividade	Pequena	Moderada	Crescente
Dinâmica regional	Persistência da desigualdade regional	Leve redução da desigualdade regional	Acentuada redução da desigualdade regional
Pobreza	Elevada	Lento declínio	Acentuado declínio
Qualidade de vida	Baixa	Moderada	Moderada a alta

Tabela 7.3 – Indicadores econômicos adotados nos diversos cenários do Plano Decenal 2004 – 2014

Comparação entre os cenários do Plano Decenal 2004 – 2014 do CCPE				
Variáveis	*Cenário A*	*Cenário B*	*Cenário C*	*Cenário TRA*
Crescimento médio anual do PIB , em %, de 2005 a 2014	5,3	3,8	2,4	4,6
PIB per capta, em US$ de 2003, em 2014 (valor em 2003: US$ 2.583)	3.987	3.433	2.986	3.741
Relação capital / produto (K/Y) em 2014 (valor em 2003: 2,64)	2,3	2,5	2,6	2,4
Poupança territorial, como % do PIB, em 2014 (valor em 2003: 20,1)	27	21	18	25,5
Abertura comercial, como % do PIB, em 2014 (valor em 2003: 30,0)	33,3	31,5	24,6	33,2

7.4.2 Cenários corporativos priorizados no Plano Estratégico Petrobrás 2015

Nesta seção são apresentadas as principais variáveis e premissas dos cenários montados pela Petrobrás na elaboração de seu Plano Estratégico para 2015. Foram utilizados três cenários: Crescimento Integrado, Continuidade e Hegemonia Negociada.

As taxas de crescimento anual do PIB adotadas para os cenários do Plano Estratégico Petrobrás 2015 foram: 3,7 a 4,5% para o Cenário de Crescimento Integrado; 2,1 a 2,6% para o Cenário de Continuidade e 3,5 a 4,0% para o Cenário de Hegemonia Negociada.

A Tabela 7.4 mostra as premissas assumidas nestes três cenários de crescimento da economia nacional.

7.4.3 Hipóteses de crescimento do PIB, possíveis mudanças na estrutura da economia brasileira, impactos de preços altos de alguns energéticos e novas políticas públicas

Em termos de modulação das hipóteses de crescimento anual médio do PIB do Brasil entre os dez primeiros e os dez últimos anos do horizonte de projeção da matriz energética nacional, de forma a se ter uma certa aderência ao cenário TRA, priorizado pelo CCPE em 2004, e ao cenário de crescimento integrado, priorizado pela Petrobrás em seu atual plano estratégico, propõe-se uma taxa média de crescimento de 4,5% nos próximos dez anos e de 3,5% nos dez anos subseqüentes, resultando na média de 4,0% a.a. para todo o horizonte, conforme proposto anteriormente. Para os cenários alto e baixo, mantém-se 1% acima e 1% abaixo das taxas do cenário de referência, respectivamente, nos dois períodos do horizonte.

Tabela 7.4 – Plano Estratégico Petrobrás 2015: Premissas adotadas nos cenários

Premissas dos cenário de do Plano Estratégico Petrobrás 2015		
Cenário de Crescimento Integrado	**Cenário de Continuidade**	**Cenário de Crescimento Segmentado**
Crescimento econômico sustentado	Crescimento econômico errático	Crescimento econômico sustentado
Estado investidor na infra-estrutura e indutor do investimento privado	Estado com pequena participação na economia e investimento reduzido na infra-estrutura	Estado com pequena participação na economia e investimento privado em infra-estrutura
Fortalecimento do mercado de capitais e aumento da poupança interna e do IDE	Investimentos privados seletivos	Fortalecimento do mercado de capitais e aumento da poupança interna e do IDE
Programas sociais para melhoria da distribuição social da renda	Manutenção dos padrões históricos de concentração de renda	
Política energética integrada orienta expansão do setor	Política energética mitigadora de riscos	Política energética mitigadora de riscos
Agências voltadas para defesa do consumidor e fiscalização	Agências voltadas para defesa da concorrência, atração de investimentos e novos entrantes	Agências voltadas para defesa da concorrência, atração de investimentos e novos entrantes
Livre acesso redefinido, empresas verticalizadas e pouca concorrência	Livre acesso garantido e maior pressão por desverticalização	Livre acesso garantido e maior pressão por desverticalização
Redução da intensidade energética	Aumento da intensidade energética	Estabilidade da intensidade energética
Penetração ampliada do gás natural nos setores de transportes, residencial, comercial e de serviços	Pequena penetração do gás natural e das fontes renováveis de energia	Maior penetração do gás natural na indústria e transporte individual (atratividade comercial)
Aumento da participação das fontes renováveis de energia	Crescimento mínimo de renováveis	Crescimento errático das fontes renováveis de energia
Crescimento moderado da demanda de derivados de petróleo	Crescimento moderado da demanda de derivados	Crescimento sustentado da demanda de derivados
Forte demanda de energia elétrica	Demanda reduzida de energia elétrica	Forte demanda de energia elétrica
Livre formação de preços para os derivados de petróleo	Livre formação de preços para os derivados de petróleo	Livre formação dos preços dos derivados de petróleo
	Preços do gás natural sujeitos à forte supervisão	Preços do gás natural sujeitos à forte supervisão
Competitividade do gás natural com substitutos e incentivos para setores específicos	Competitividade do mercado de fontes renováveis de energia ampliada por diferenças tributárias	Competitividade de mercado das fontes renováveis de energia ampliada por diferenças tributárias
Incentivos diretos ou indiretos para as fontes renováveis de energia		
Fornecedores: incentivos à produção nacional e exportação; políticas de conteúdo nacional mínimo	Fornecedores: aumento do conteúdo nacional limitado às necessidades da indústria	Fornecedores: aumento do conteúdo nacional limitado às necessidades da indústria
E&P: Parcerias de companhias nacionais e internacionais com a Petrobrás	E&P: competição moderada por blocos	E&P: elevada competição por blocos
Petroquímica: consolidação, aumento de investimentos e estímulo ao etano como matéria-prima	Petroquímica: consolidação difícil, escassez de capital e escassez de oferta de matéria-prima	Petroquímica: consolidação, aumento de investimentos e etano ou nafta como matéria-prima, dependendo dos investimentos
Forte expansão da infra-estrutura de transporte e distribuição	Expansão da comercialização de gás natural e sua exportação como GNL	Expansão da infra-estrutura de transporte e distribuição
Massificação do uso do gás natural no País	Harmonização regulatória para o gás natural	Harmonização regulatória do gás natural
		Uso intensivo e diversificado do gás natural
	Pequena expansão da geração térmica	Exportação de GNL

Para se explorar os impactos de uma possível mudança na estrutura da economia brasileira, com uma participação relativa significativamente maior do setor de serviços e dos segmentos industriais de maior valor agregado, menor consumo de energia e menos impactantes em termos de poluição, como ocorreu no passado com a maioria dos países desenvolvidos, pode-se desdobrar o cenário de referência em dois, como foi feito nas projeções de 2002 da matriz

energética brasileira. Deste modo, haveria duas variantes para o cenário de referência, uma não alterando substancialmente a atual estrutura da economia nacional e a outra explorando a possibilidade acima discutida.

Para se explorar os efeitos de evoluções diferenciadas dos preços do petróleo, do gás natural e da energia elétrica, poderia se desdobrar a variante que altera substancialmente a atual estrutura da economia nacional, do cenário de referência das projeções da matriz energética brasileira, em duas alternativas em relação aos preços destes energéticos: um cenário em que estes preços seguem as tendências históricas e um outro, de preços altos. Em relação à evolução dos preços do petróleo, pode-se utilizar as hipóteses dos cenários de referência (US$ 27/barril em 2025, em dólares de 2002, que corresponde a US$ 51/barril, em dólares correntes) e de preços altos da EIA/DoE (US$ 34/barril em 2013 e US$ 35/barril em 2025, em dólares de 2002), ou, então, pode-se montar, neste segundo caso, um cenário com preços mais elevados ainda, assumindo-se que os atuais níveis, recordes, de preços praticados no mercado internacional não venham a cair substancialmente no futuro.

É importante que as projeções da matriz energética brasileira sejam utilizadas para simular os impactos de possíveis novas políticas públicas, sobretudo políticas energéticas. Poder-se-ia, por exemplo, criar uma variante do cenário de referência, com mudanças estruturais na economia e sem preços altos dos energéticos, que simularia, de uma só vez, um conjunto dessas novas políticas. Para balizar a montagem desta variante de cenário, os programas e medidas simuladas no cenário de políticas alternativas da IEA podem ser de grande valia.

Na adoção das hipóteses de evolução macroeconômica e tecnológica, além das premissas de políticas públicas, sobretudo as energéticas, é desejável se lançar mão de pesquisas do tipo Delphi.

7.4.4 Hipótese de crescimento da demanda de fontes primárias

Para as projeções da demanda de fontes primárias de energia, na matriz energética brasileira, podem-se definir, como balizadores oriundos das previsões do World Energy Outlook de 2002 e 2004 e do International Energy Outlook de 2003 e 2004, as seguintes faixas de variação para as suas taxas anuais de crescimento: carvão – 0,7 a 3%; petróleo – 1,4 a 3,1%; gás

natural – 3,9 a 10,8%; energia nuclear – (-0,4) a 4,2%; outras fontes primárias de energia, incluindo a energia hidráulica – 0,8 a 1,9% (2,2 a 2,3% a.a. para a energia hidráulica e 1,2 a 3,6% a.a. para as demais fontes renováveis de energia) e total de energia primária – 1,8 a 3,3% a.a. Os cenários alternativos da EIA/DoE, aderentes à projeção do cenário de referência da IEA, indicam a faixa de variação para o crescimento médio anual do consumo de eletricidade no País de 2,3 a 3,8%.

7.4.5 Hipóteses de desenvolvimento tecnológico adotadas pela IEA

As hipóteses de desenvolvimento tecnológico assumidas pela IEA nos World Energy Outlooks de 2002 e 2004 constituem excelentes balizadores para a montagem das hipóteses correspondentes a serem adotadas nos vários cenários aqui discutidos para as projeções da matriz energética brasileira.

O cenário de referência da IEA assume que haverá avanços tecnológicos tanto no consumo como na produção de energia e que estas mudanças serão incrementais, por conta das longas vidas úteis dos equipamentos de conversão envolvidos. Algumas tecnologias que hoje estão ainda em fase experimental, ou ocupando nichos de mercado, deverão se difundir nas próximas três décadas. Destaque-se a penetração crescente de equipamentos menos poluentes, de uma forma geral, e o uso cada vez mais acentuado de fontes renováveis na geração de eletricidade, em particular.

7.4.5.1 Consumo de energia

A IEA adota como premissa em seu cenário de referência que a quantidade de energia necessária para prover uma dada quantidade de serviço de energia, grandeza esta conhecida como eficiência no uso da energia, deverá continuar evoluindo no mesmo ritmo das últimas três décadas. No setor de transportes, a eficiência no uso de combustíveis nos veículos continuará a evoluir na maior parte das regiões. Acordos voluntários com fabricantes de veículos e a evolução de padrões mandatórios devem produzir, até 2030, ganhos desta eficiência da ordem de 30 por

cento na União Européia e 20 por cento no Japão, Austrália e Nova Zelândia. Não se espera melhorias nos Estados Unidos e Canadá porque avanços tecnológicos dos veículos devem ser compensados por aumentos no seu porte, peso e acessórios.

Em todas as regiões, veículos híbridos, que empregam combustíveis convencionais e baterias elétricas, deverão ganhar espaço nas frotas de veículos. O uso de células combustíveis em veículos só deve se tornar economicamente atraente próximo ao fim do período de projeção considerado pela IEA; logo elas deverão compor só uma pequena parcela das frotas de veículos em 2030.

Projetos integrados de edifícios, incorporando sistemas eficientes de iluminação, aquecimento e resfriamento, devidamente monitorados e controlados, deverão reduzir os requerimentos energéticos por metro quadrado de área construída.

Programas de etiquetagem e padrões de eficiência energética mínima obrigatórios, já implantados, deverão fomentar o lançamento de novas máquinas e equipamentos mais eficientes nos setores residencial, comercial e industrial.

7.4.5.2 Produção de energia

Técnicas sísmicas avançadas devem facilitar a identificação das características dos reservatórios de petróleo e gás. Devem ocorrer avanços nas tecnologias de produção de petróleo e gás sob lâminas profundas de água e nas técnicas de recuperação de petróleo.

Avanços também são esperados na construção de gasodutos a alta pressão, no processamento de gás natural liquefeito e, sobretudo, na produção de líquidos a partir do gás natural, utilizando a tecnologia Fischer-Tropsch.

O uso de tecnologias avançadas na mineração de carvão e o aumento na escala dos projetos de mineração devem continuar propiciando ganhos de produtividade e diminuições nos custos de extração do carvão.

O rendimento de usinas a carvão que operam segundo o ciclo a vapor deve aumentar de 36 a 42% na presente década para 37-44% na década 2010-2020 e para 40-45% na década 2020-2030, com a gradual difusão de usinas supercríticas e ultrasupercríticas.

Prevê-se que usinas a carvão que integram a gaseificação deste combustível com o ciclo combinado – tecnologia conhecida como IGCC – passem a ser construídas na década 2010-2020, com eficiências variando de 46 a 49%. Esta faixa de eficiências deve subir para 49-52% na década 2020-2030.

O custo elevado tem sido a principal barreira para a adoção de tecnologias mais eficientes e limpas para o carvão: caldeiras com combustão em leito fluidizado, usinas supercríticas e ultrasupercríticas, de elevado rendimento, usinas de ciclo combinado integradas a gaseificadores de carvão, de rendimento mais elevado ainda, e tecnologias de captura de CO_2. Ações governamentais, incluindo mais investimentos em projetos de P&D, podem reduzir estes custos. Se isto ocorrer, o carvão deve continuar sendo uma fonte barata para a geração de eletricidade em um ambiente caracterizado por fortes restrições à emissão de gases que causam o efeito estufa.

O beneficiamento do carvão pode reduzir as emissões de CO_2 em até 5%. Usinas supercríticas e ultrasupercríticas podem obter reduções deste poluente de até 22%. Caldeiras com leito fluidizado e usinas do tipo IGCC permitem reduções das emissões de CO_2 de até 25%. Finalmente, os equipamentos de abate de poluição que constituem o estado-da-arte, mais tecnologias de captura e armazenamento de CO_2, ainda em desenvolvimento, poderão permitir reduções de até 99% em um futuro a longo prazo.

A eficiência de usinas termelétricas a gás natural operando segundo o ciclo combinado deve evoluir da faixa de 50 a 58% na atual década, para 53-60% na próxima década, e para 55-62% na década de 2020-2030.

Os custos de capital das fontes renováveis de energia para geração de energia elétrica devem diminuir no futuro, com a exceção da hidreletricidade. As taxas de decréscimo irão depender da rapidez de sua difusão e do grau de maturidade de cada tecnologia. Já os seus custos unitários de geração irão depender, também, da qualidade das fontes energéticas envolvidas – ventos fortes e contínuos e insolação abundante a maior parte do tempo, por exemplo.

A geração hidrelétrica é hoje a principal fonte renovável de energia utilizada para produzir eletricidade no mundo. Um valor médio representativo para seu custo unitário de investimento em 2002 é US$ 2000/kW, em dólares de 2000. Segundo a IEA, este valor deve aumentar para cerca de US$ 2100/kW, em 2030, ainda em dólares de 2000. Seu custo unitário de geração deve evoluir da faixa de 20 a 50 US$/MWh em 2002 para 25-70 US$/MWh em 2030, ambos as faixas em dólares de 2000.

De acordo com estimativas da IEA, a biomassa é a fonte renovável com maior potencial de geração de eletricidade no mundo, a longo prazo. Seu custo unitário de investimento, em US$ de 2000, cujo valor médio se situava em torno de US$ 2400/kW em 2002, deve se reduzir para US$ 2200/kW em 2030. Já o custo unitário de geração, em US$ de 2000, que se situava na faixa de 40 a 50 US$/MWh em 2002, deve se reduzir para a faixa de 35-45 US$/MWh em 2030.

Segundo estimativa da IEA, a energia eólica possui o terceiro maior potencial de geração de eletricidade no mundo, entre as fontes renováveis, após a biomassa e a hidreletricidade, nesta seqüência. Ela é usualmente classificada como energia eólica gerada em terra (*onshore*), ou no mar (*offshore*). O custo unitário de capital, em dólares de 2000, da geração eólica em terra, que era da ordem de US$ 800/kW em 2002, deve cair para US$ 600/kW em 2030, e o seu custo unitário de geração, também em dólares de 2000, que variava de 45 a 55 US$/MWh em 2002, deve se reduzir para a faixa de 25-35 US$/MWh.

Os valores correspondentes, em dólares de 2000, para a geração eólica no mar foram US$ 1700/kW e 60-70 US$/MWh em 2002, com projeções de redução para US$ 1200/kW e 30-35 US$/MWh em 2030.

Por conta da dificuldade de se prever um regime de ventos com mais de 36 horas de antecedência e como as usinas eólicas possuem um baixo fator de capacidade, prover um suprimento permanente com estas centrais é complexo e caro. A IEA estima os custos da complementação necessária à geração destas usinas variando de 5 a 10 US$/MWh.

Fazendas eólicas são freqüentemente interconectadas à rede elétrica em níveis de tensão relativamente baixos e em regiões onde a rede é inexistente, ou então, ela é pouco densa. Isto causa sobrecustos, segundo a IEA, da ordem de 2,5-4 US$/MWh.

O quarto maior potencial de geração de energia elétrica no mundo, a partir de fontes renováveis, segundo a IEA, é o da energia solar, que pode ser aproveitado na forma de painéis fotovoltaicos e na forma de usinas termelétrica a vapor (solar térmico). O custo unitário de investimento, em dólares de 2000, dos painéis fotovoltaicos foi o mais caro, dentre as fontes aqui analisadas, em 2002: US$ 5900/kW. Entretanto, é a fonte cujo custo de investimento mais deve cair, passando a US$ 3100/kW em 2030, em dólares de 2000. O mesmo deve acontecer com o seu custo unitário de geração, cuja variação em 2002 – 350-600 US$/MWh, em termos de valor médio e amplitude, deve cair para 140-355 US$/MWh em 2030, tudo em dólares de 2000. Os

valores correspondentes para o solar térmico são bem menores e devem cair de US$ 2500/kW e 85-135 US$/MWh em 2002, para US$ 1600/kW e 55-100 US$/MWh em 2030.

Os biocombustíveis são combustíveis utilizados nos transportes, na forma líquida, como o álcool e o biodiesel, ou gasosa, como o biogás e o hidrogênio produzidos a partir de fontes agrícolas. O Brasil é o maior produtor mundial de álcool etílico e o que possui os mais baixos custos de produção. As perspectivas de uma expansão significativa da produção brasileira no futuro, mesmo a médio prazo, são boas, por conta da forte penetração, recente, no mercado, de veículos bi-combustível (*flex-fuel*): álcool e gasolina, e das perspectivas mais favoráveis para um crescimento das exportações de álcool.

Foi lançado no País, em 2004, o Programa Nacional de Biodiesel, que prevê misturas de 2%, a curto prazo, e 5%, a médio prazo, de biodiesel com o diesel convencional. Os consumos, produções e exportações tanto de álcool como de biodiesel são parâmetros importantes dos vários cenários a serem construídos.

Prevê-se que as células combustíveis dêem uma contribuição mais significativa para o suprimento de energia no mundo após 2020, majoritariamente em aplicações estacionárias. As células que primeiro devem se tornar comercialmente viáveis são as que envolvem a reforma do gás natural no interior da célula, ou em um dispositivo separado; segundo as projeções do cenário de referência da IEA, estas células devem ser responsáveis por pouco mais que 1 por cento da geração de eletricidade em 2030 (100 GW instalados em países da OCED). A produção de hidrogênio a partir do carvão ou da biomassa, ou, ainda, utilizando eletrólise não é provável que seja competitiva antes de 2030. Para que as células combustíveis se tornem competitivas na geração distribuída de energia elétrica, seu custo unitário de capital deve cair para abaixo de US$ 1000/kW, ou seja, para abaixo de cerca de um quarto de seu custo atual, e sua eficiência deve se situar entre 52 e 60%, comparado com menos que 40 por cento atuais.

Como não se espera que tecnologias de seqüestro e armazenamento de carbono sejam utilizadas em larga escala antes de 2030, o uso de fontes renováveis de energia substituindo combustíveis fósseis deverá continuar sendo uma das principais estratégias dos governos para se reduzir às emissões de gases que causam o efeito estufa.

7.4.6 O cenário de políticas alternativas da IEA

No seu cenário de políticas alternativas, a IEA simula o impacto de políticas que já estão sendo analisadas pelos governos, sobretudo dos países da OCED, mas que ainda não tinham sido implementadas até 2004. Como resultado destas simulações, neste cenário se obtém reduções das emissões de CO_2 de 16% e do consumo total de energia de 10% em 2030, em comparação com as emissões e a demanda de energia projetadas no cenário de referência. Não se assume, neste cenário, a adoção de tecnologias de captura e armazenamento de CO_2, nem de novos tipos de reatores nucleares.

As hipóteses macroeconômicas e sobre o crescimento da população são as mesmas do cenário de referência. Os preços dos energéticos, no entanto, são diferentes, por se ter um outro equilíbrio entre oferta e demanda de energia.

As reduções de consumo de energia neste cenário são conseguidas graças a um uso mais intensivo de fontes renováveis, tanto como combustíveis no transporte como na geração de energia elétrica, de usinas de co-geração e de programas de busca de ganhos de eficiência energética, em todos os setores da economia, destacando-se as melhorias em veículos, em comparação com o cenário de referência.

O cenário de políticas alternativas também propicia uma redução de 10% na demanda de gás e de 11% na demanda de petróleo, com a conseqüente redução da dependência energética de muitos países, sobretudo da OCED.

O preço do petróleo é cerca de 15% mais barato neste cenário, por conta da menor pressão no suprimento, mas as tarifas de energia elétrica são mais elevadas, por causa do maior custo da geração com fontes renováveis e através das usinas de co-geração (o custo de capital por kWh produzido é cerca de 14% mais elevado do que no cenário de referência).

As novas políticas simuladas neste cenário para o setor industrial são:

- Novos padrões mandatórios, mais rigorosos, para motores elétricos;
- Expansão de programas voluntários de aumento da eficiência energética já existentes e estabelecimento de novos programas;
- Novos programas de incentivos fiscais e creditícios para investimentos em novas tecnologias, mais eficientes; e,

- Ampliação dos fundos disponíveis para custeio de programas de P&D e de demonstração de novas tecnologias, mais eficientes, neste setor;

As estimativas, feitas pela IEA, de ganhos de eficiência energética no setor industrial dos países não-membros da OCED concentraram-se nos segmentos siderúrgico, químico (amônia, etileno, propileno e produtos aromáticos), papel e celulose, e cimento. Para cada um dos processos analisados, assume-se que a eficiência dos novos equipamentos será semelhante à dos equipamentos utilizados nos países da OCED.

Para o Brasil, assumem-se as seguintes reduções de consumo energético específico em 2030, em comparação com o cenário de referência de:

- Indústria siderúrgica: 2%;
- Indústria química: 3%;
- Minerais não metálicos: 0,6%;
- Papel e celulose: 1%; e
- Outras indústrias: 4%.

No setor de transporte as novas políticas simuladas neste cenário são:

- Diminuição no consumo específico de novos veículos, através de programas mandatórios (padrões máximos toleráveis de consumo específico) ou voluntários. Assumem-se reduções adicionais, neste cenário, entre 10 e 15% em 2030, no consumo específico médio dos veículos nos países em desenvolvimento;
- Fomento ao uso de combustíveis alternativos em veículos (no caso do Brasil, metas mais ambiciosas no Programa Nacional de Biodiesel), através de incentivos fiscais e um maior nível de custeio de programas de P&D para estas tecnologias; e,
- Reduções no crescimento da demanda de viagens e mudanças para modais de transporte menos intensivos em energia, através de medidas como a expansão dos serviços de trens de alta velocidade e pedágio urbano.

Para o setor residencial e de serviços as novas políticas simuladas neste cenário são:

- Novos padrões mandatórios, mais rigorosos, para equipamentos, incluindo os de iluminação, utilizados nestes setores;
- Novos códigos de construção, mais rigorosos no que diz respeito à eficiência energética dos edifícios;

- Novas facilidades creditícias para equipamentos e edifícios mais eficientes em termos de consumo de energia;
- Ampliação da etiquetagem de equipamentos, incluindo os de iluminação, comparando o seu consumo energético; e,
- Ampliação dos fundos disponíveis para custeio de programas de P&D e de demonstração de novas tecnologias, mais eficientes, nestes setores.

Assumem-se, para o Brasil, as seguintes reduções de consumo energético específico em 2030 no setor residencial e de serviços, por usos finais, em comparação com o cenário de referência:

- Iluminação: 1,7%;
- Ar condicionado: 5,8%;
- Aparelhos domésticos: 4,3%; e,
- Outros usos finais: 6,7%.

As novas políticas simuladas neste cenário para o setor elétrico são:

- Expansão de programas já existentes de fomento ao uso de fontes renováveis de energia neste setor e estabelecimento de novos programas;
- Expansão de programas já existentes de fomento à co-geração em todos os setores de uso final e estabelecimento de novos programas;
- Estabelecimento de programas visando à melhoria do desempenho de usinas existentes e a redução de perdas na transmissão e distribuição de eletricidade;
- Ampliação dos fundos disponíveis para custeio de programas de P&D e de demonstração de novas tecnologias, mais eficientes, neste setor; e,
- Desenvolvimento de programas para aumentar a eficiência e reduzir o custo de tecnologias avançadas para a geração de eletricidade, que permitem uma difusão mais rápida destas tecnologias.

Assume-se, neste cenário, que as turbinas a gás e as usinas de ciclo combinado empregando este combustível tenham rendimentos de 2 a 3% superiores do que no cenário de referência, em 2020. A eficiência média de usinas a carvão atinge 55% em 2030, comparado com 52% no cenário de referência. As tecnologias de gaseificação de carvão se tornam competitivas mais

rapidamente neste cenário e as células de combustível se tornam econômicas em alguns casos em 2015, ao invés de 2020 como no cenário de referência.

7.4.7 Energia e desenvolvimento

Em estágios não muito avançados de desenvolvimento econômico e social, a disponibilidade e adequabilidade do fornecimento de energéticos é particularmente importante para garantir a passagem para estágios superiores de desenvolvimento. Com esta preocupação, o World Energy Outlook de 2004, da IEA, define um índice de desenvolvimento energético que é uma média aritmética de três outros índices, que contemplam o consumo de energia comercial per capita, a parcela constituída pelas energias comerciais no uso energético final total, e a parcela da população com acesso à eletricidade. Cada um destes índices é um quociente entre a diferença do indicador correspondente para um dado país e um valor mínimo estabelecido pela IEA, e a diferença entre um valor máximo, também estabelecido pela IEA, e este valor mínimo. Estes dois valores correspondem a extremos levantados pela Agência para um grande conjunto de países em desenvolvimento.

No caso do Brasil, o pior destes três índices que compõem o índice de desenvolvimento energético da IEA é o consumo per capita de energia comercial, que é muito baixo.

No cenário de novas políticas públicas, é fundamental que se estabeleça metas, ao longo do horizonte de planejamento, para cada um destes três índices e, conseqüentemente, para o próprio índice de desenvolvimento energético da IEA. Atualmente, só há metas governamentais, consideradas irrealistas por muitos, para a busca de universalização do fornecimento de energia elétrica.

7.5 Modelos de projeção da demanda energética baseados em projeções das atividades econômicas e das intensidades energéticas

Nesta seção são propostas estruturas de modelos para se projetar, no longo prazo, a demanda de energéticos para os diversos setores da economia baiana. As estruturas que podem ser utilizadas dependem do comportamento de cada setor e dos dados disponíveis.

As estruturas propostas são factíveis, em termos de disponibilidade de uma base de dados confiável, para servir como importantes ferramentas automatizadas para analise do impacto de possíveis novas políticas energéticas a serem adotadas no Estado, ou então, outras políticas públicas que, de alguma maneira, influenciem no consumo ou na produção de energia, tais como políticas habitacionais, políticas agrícolas, políticas industriais, políticas tecnológicas, etc.

7.5.1 Setor residencial

O consumo de energia do setor residencial em um certo período pode ser expresso como o produto do consumo específico médio das residências (CS_{RS}) pelo número total de residências (N_{RS}) naquele período:

$$CE = CS_{RS}.N_{RS} \tag{7.1}$$

O número de residências (N_{RS}) está relacionado diretamente com a população e as características da mesma, tais como renda, classe social e distribuição espacial (urbana ou rural). Esta variável também está relacionada com a infra-estrutura básica disponível de saneamento, eletricidade, urbanização e com o acesso a créditos para financiamento de construções. Uma outra grandeza que influencia diretamente o consumo de energia em uma residência é o tamanho das famílias, ou seja, o número de habitantes por residência, que, por seu turno, depende de diversos fatores sociais, econômicos e culturais.

O consumo de energéticos (CE) pode ser desagregado por fontes (eletricidade, GLP, gás canalizado e lenha) e/ou por usos finais (iluminação, cocção, conforto térmico, aquecimento de água, etc.). O emprego de um dado energético, em detrimento a outro, está relacionado com a

disponibilidade, preço e a tecnologia empregada nos equipamentos de uso final. A substituição de um dado energético por outro para um determinado uso final, muitas vezes implica na substituição dos equipamentos existentes, como, por exemplo, no aquecimento direto de água utilizando eletricidade sendo substituído pelo uso de aquecedores a gás. Já em outros casos, estas substituições são realizadas sem implicar na troca do equipamento, apenas realizando pequenas adaptações, como na substituição do GLP por gás canalizado para a cocção de alimentos.

A participação relativa de cada energético em um determinado período é influenciada pela disponibilidade de cada energético, flexibilidade de utilização de diferentes energéticos para um determinado equipamento de uso final, incentivos fiscais ou creditícios para a substituição de equipamentos que utilizem tecnologias diferentes para um mesmo uso final, preços relativos entre os energéticos substitutos e renda da população.

O crescimento da população urbana no Brasil tem provocado a queda do consumo de lenha e o aumento do consumo de GLP e este tende a diminuir com o desenvolvimento da malha de distribuição de gás canalizado nos grandes centros urbanos, desde que os preços do gás canalizado sejam menores que o do GLP. A penetração do gás canalizado também poderá deslocar para baixo o consumo de eletricidade utilizada para aquecimento direto de água, devido ao menor custo e ao maior conforto térmico que o gás propicia quando utilizado para este uso final.

Políticas públicas, como a da busca de universalização da energia elétrica, também podem afetar de forma significativa à estrutura de consumo de uma dada região, na medida que, a partir do momento que se disponibiliza um dado energético, se estimula os consumidores a adquirirem diversos equipamentos que utilizem o mesmo.

7.5.2 Setores comercial e serviços, agropecuário e industrial

O consumo de energia dos setores comercial e serviços, agropecuário e industrial pode ser determinado a partir da seguinte expressão:

$$CE_i = \frac{CE_i}{VA_i} . \frac{VA_i}{PIB} . PIB \qquad (7.2)$$

onde:

CE_i é o consumo energético total do setor *i*;

VA_i é o valor agregado do setor *i*; e

PIB é o Produto Interno Bruto.

Na expressão acima, a razão entre o consumo energético e o valor agregado do setor i $\left(CE_i / VA_i\right)$ representa a intensidade energética deste setor. A razão entre o valor agregado e o Produto Interno Bruto $\left(VA_i / PIB\right)$ representa a participação do setor i na formação do PIB total.

O Produto Interno Bruto (PIB) pode ser entendido como a mensuração da riqueza gerada por um certo espaço geo-econômico em um determinado intervalo de tempo, havendo três óticas para se estimar corretamente o valor do PIB: produção, renda e dispêndio (ANP, 2004). Pela ótica da produção, o PIB é igual à soma do valor da produção (VP) de cada um dos bens e serviços produzidos em uma economia em um dado intervalo de tempo, denominado de valor bruto da produção (VBP), deduzido deste montante a parcela relativa à soma dos valores da produção dos bens e serviços utilizados como insumos no processo produtivo dessa economia no mesmo intervalo de tempo, ou seja, o consumo intermediário (CI). Deste modo, tem-se:

$$PIB = VBP - CI \tag{7.3}$$

Alternativamente, pode-se estimar o valor do PIB através do somatório do valor agregado, ou valor adicionado (VA) de cada atividade ou setor da economia. O valor agregado de um determinado setor da economia (VA_i) é igual à diferença entre o valor da produção deste setor (VP_i) subtraído do consumo intermediário deste mesmo setor (CI_i) em um dado período:

$$PIB = \sum VA_i \tag{7.4}$$

Na ótica da renda, mensura-se o PIB, bem como o VA de cada atividade econômica, a partir das rendas apropriadas pelos agentes econômicos que participaram do processo produtivo no tempo e no espaço de referência. Por fim, na ótica do dispêndio, somam-se apenas os VPs dos bens e serviços destinados à demanda final.

O crescimento do PIB depende, no longo prazo, da formação bruta de capital fixo (FBCF), que se refere aos acréscimos ao estoque de capital fixo realizados a cada ano, visando ao aumento da capacidade produtiva do País. Os investimentos podem ser classificados como públicos e privados, de origem interna e externa. A taxa de investimento é definida como a razão entre a FBCF e o PIB, a preços correntes. Os investimentos na formação bruta de capital fixo estão sujeitos a variações cíclicas mais acentuadas quando estão concentrados em poucos setores da atividade econômica. Estas variações estão relacionadas às decisões de curto e longo prazos no processo de produção. No curto prazo, as empresas, quando confrontadas pelo aumento de demanda, tendem a utilizar a capacidade ociosa. No longo prazo, desde que mantidas as tendências de expansão de demanda, as empresas geralmente investem no aumento da capacidade produtiva. Quando tais investimentos ocorrem é natural que haja, inicialmente, uma expansão da capacidade instalada, o que resulta em uma certa capacidade ociosa para fazer frente a futuras variações de curto prazo e, desta forma, o ciclo de curto e longo prazos se repete (SEADE, 2002). É o que aconteceu, por exemplo, com a indústria automobilística nos últimos anos. Inicialmente ocorreram investimentos em expansão, através da chegada de novos concorrentes. Em um segundo momento, as montadoras já instaladas fizeram grandes investimentos na modernização das plantas já existentes.

Nos setores onde o aumento da produção depende de novos investimentos para aquisição de equipamentos ou modernização de plantas, pode-se tentar buscar uma relação funcional entre o PIB e a FBCF:

$$PIB_i = f_i(FBCF_i) \tag{7.5}$$

Em setores onde se opera com uma grande capacidade ociosa é possível aumentar a produção e conseqüentemente o PIB mantendo-se o estoque de capital; neste caso não existirá dependência direta entre o PIB e a FBCF.

No caso da intensidade energética de um dado setor da economia $\left(CE_i / VA_i\right)$, pode-se procurar uma relação funcional com os preços de cada energético *j* utilizados no setor *i* (PE_{ji}) e com a taxa de investimento deste setor ($FBCF_i/VA_i$). A dependência entre a intensidade energética e a taxa de investimento deve ser analisada para cada setor, visto que o

comportamento poderá ser completamente distinto. Por exemplo, no setor agropecuário investimentos em mecanização, em substituição à mão de obra, devem provocar um aumento na intensidade energética; já em um setor onde o investimento seria direcionado na aquisição de equipamentos mais modernos e eficientes, a intensidade energética tenderia a diminuir. Em setores onde os investimentos realizados estivessem direcionados para a expansão da produção, sem mudanças tecnológicas, a intensidade energética tenderia a manter-se constante.

Para segmentos da economia onde a produção é homogênea (indústria de papel e celulose, industria de cimento, cultura de grãos, etc.) pode-se expressar a intensidade energética da seguinte forma:

$$\frac{CE_i}{VA_i} = \frac{\frac{CE_i}{PF_i}}{\frac{VA_i}{PF_i}} \tag{7.6}$$

onde PF_i é a produção física do setor *i*.

A relação entre o consumo de energia (CE_i) e a produção física (PF_i) do setor *i* $\left(CE_i / PF_i\right)$ representa o consumo específico do setor e pode ser utilizado para analisar os ganhos de eficiência energética ocorridos neste setor. A relação entre o valor agregado (VA_i) e a produção física (PF_i) corresponde ao valor unitário de produção (VUP_i) e é influenciado fortemente pelas condições do mercado.

Para se analisar o efeito da substituição entre energéticos, pode-se desagregar o consumo específico na soma do consumo específico por energético utilizado em um determinado segmento. Deste modo, tem-se:

$$\frac{CE_i}{PF_i} = \sum_j \frac{CE_{ji}}{PF_i} \tag{7.7}$$

onde CE_{ji} é o consumo do energético *j* no setor *i*.

O consumo específico de um determinado energético *j* utilizado no setor *i* ($CE_{j,i}$) pode ser expresso da seguinte maneira:

$$\frac{CE_{j,i}}{PF_i} = \frac{CE_{j,i}}{CE_i} \cdot \frac{CE_i}{PF_i} \tag{7.8}$$

A relação entre o consumo do energético *j* utilizado no setor *i* e o consumo total de energéticos do setor *i* representa a participação deste energético no setor. Pode-se, então, buscar uma relação entre a participação de um determinado energético utilizado em um dado setor da economia e o custo relativo entre os energéticos consumidos neste setor ao longo do tempo.

Para o setor de comércio e serviços pode-se expressar a intensidade energética como:

$$\frac{CE_i}{VA_i} = \frac{\frac{CE_i}{ÁreaC}}{\frac{VA_i}{ÁreaC}} = \frac{\frac{CE_i}{Nemp}}{\frac{VA_i}{Nemp}} \tag{7.9}$$

onde:

ÁreaC é a área construída; e,

Nemp é o número de empregados do setor.

A relação entre o consumo de energia do setor e a sua área construída, ou o seu número de empregados, pode ser compreendido como a intensidade energética deste setor.

7.6 Cenários alternativos para o Estado da Bahia

7.6.1 Cenário de referência

Nesta seção se descreve o cenário de crescimento mais provável, ou cenário de referência, para as áreas de maior destaque da economia e matriz energética do Estado da Bahia. O cenário foi elaborado com base na análise retrospectiva realizada no capítulo 6 e na análise dos

resultados da aplicação dos questionários junto a especialistas no Estado, apresentada na seção 7.3.

A participação do Estado da Bahia na formação do Valor Agregado do Brasil manteve-se praticamente constante no período compreendido entre 1995 a 2002, como pode ser verificado na Figura 7.1. Nos últimos cinco anos, esta participação foi de aproximadamente 4,3%. Logo, espera-se que este valor se mantenha neste nível nos próximos 10 anos, neste cenário.

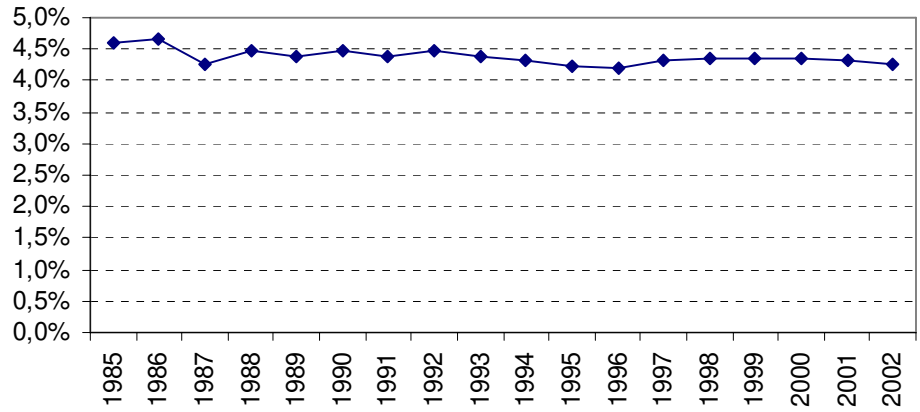


Figura 7.1 – Participação do Estado da Bahia na formação do valor adicionado do Brasil

7.6.1.1 Setor agropecuário

O valor adicionado do setor agropecuário no Estado apresentou uma taxa média anual de crescimento bastante acentuada no período compreendido entre 1998 e 2003, igual a 6,1%. Este valor é quase três vezes superior à taxa de crescimento ocorrida para a economia do Estado como um todo, no mesmo período (2,1% a.a.). Considerando o período entre 1985 e 2003, esta taxa se reduz para 1,9% a.a.. Os principais fatores que motivaram o crescimento acentuado nos últimos anos foram: a desvalorização cambial – que, em um primeiro momento, favoreceu as exportações, a modernização e ampliação da área cultivada das lavouras de soja e algodão e, a fruticultura irrigada. Porém, o crescimento deste setor deve diminuir um pouco nos próximos anos, devido ao aumento dos custos dos insumos importados utilizados no setor e os baixos preços de *commodities* agrícolas atualmente observados no mercado internacional. A taxa de

crescimento médio anual do valor adicionado do setor deverá ficar entre 4% e 5% nos próximos 10 anos, conforme o resultado da pesquisa.

A participação da Bahia nas exportações de frutas *in natura*, ou na forma de sucos, em 1999 foi de 25% do total exportado pelo País, apesar da infra-estrutura de transporte e armazenamento deficitária do Estado. Esta participação poderá ser ampliada com a atual política de incentivo às exportações e com a melhoria da infra-estrutura de transporte e armazenamento.

Em relação ao consumo de energia, os principais energéticos utilizados no setor são: lenha, óleo diesel e eletricidade (com participações relativas, em 2003, de 37,7%, 44,9% e 17,6%, respectivamente). A participação do consumo de eletricidade passou de 1,7% em 1980 para 11,9% em 1990, enquanto que, em 2003, já representava 17,6%. O aumento do consumo de eletricidade no setor deveu-se principalmente ao aumento da área irrigada e ao maior acesso a esta fonte através da ampliação da rede de transmissão e distribuição ocorrida no Estado nos últimos anos. A mecanização ocorrida na agricultura foi o principal fator para o aumento da participação do óleo diesel. A maior participação destes energéticos provocou a queda da participação da lenha. As taxas médias anuais de crescimento do consumo de lenha, óleo diesel e eletricidade foram de 3,4%, 6,8% e 8,7%, respectivamente, no período de 1990 a 2003. A intensidade energética do setor cresceu a uma taxa anual média de 2,2% neste mesmo período. A intensidade média entre 1996 e 2003 foi de 0,05 10^3 tEP/ milhões R$ (Base 2003).

7.6.1.2 Setor de transportes

O segmento de transporte rodoviário é o que apresentou maior participação no consumo do setor de transporte durante o período de 1980 a 2003. Ele, sozinho, em 2003, foi responsável por 91,1% do consumo total do setor. Dos energéticos consumidos neste segmento, o óleo diesel é o de maior participação, seguido pela gasolina (65,3% e 25,8% em 2003, respectivamente). A taxa média anual de crescimento do consumo de óleo diesel foi de 3,2% para o período de 1990 a 2003 e 2,3% para os últimos sete anos desta série histórica. Deste modo, espera-se que esta taxa de crescimento mantenha-se próxima de 2% para os próximos 10 anos, com uma discreta redução devido à penetração do biodiesel e do gás natural neste segmento.

O segundo segmento de maior consumo é o transporte aéreo, que representou 8,3% do consumo total, em 2003, do setor de transporte. No período compreendido entre 1996 e 2003 o crescimento médio anual do consumo neste setor foi de 4,8%, motivado pelo aumento significativo do número de vôos de passageiros e de cargas. O número de passageiros embarcados no principal aeroporto do Estado (Aeroporto Luis Eduardo Magalhães) passou de 830.128 em 1991 para 1.702.674 em 2002, representando uma taxa média anual de crescimento de 8,7%. A carga embarcada neste mesmo período passou de 5.765.030 kg para 26.218.703 kg, correspondendo a uma taxa média anual de crescimento de 14,8%. Espera-se que, com a atual política de incentivo à atividade do turismo no Estado, o número de passageiros aumente bastante nos próximos anos e, conseqüentemente, o número de vôos. Segundo projeções realizadas pela Secretaria de Turismo do Estado da Bahia (STC, 2004), estima-se que a taxa média anual de crescimento do número total de passageiros em todos os aeroportos do Estado seja de 6% para o período de 2005 a 2015, um valor bastante razoável, considerando que a taxa média anual de crescimento entre 1998 e 2002 no principal aeroporto do Estado foi de 15%.

O segmento de transporte hidroviário do Estado tinha, em 1985, uma participação de 13,9% do consumo total do setor de transporte, caindo para 8,2% em 1994 e, a partir deste ano, houve uma queda vertiginosa, passando para uma participação média de 0,2% até 2003. Espera-se um aumento da participação deste segmento, devido aos investimentos em modernização e ampliação dos principais portos realizados pelo governo do Estado, com o propósito de facilitar o escoamento da produção de grãos, produtos petroquímicos e veículos da recém implantada indústria automobilística. Outra iniciativa do governo estadual visando incentivar o transporte hidroviário no Estado foi a implantação e modernização de diversas marinas e *piers* ao longo da Baia de Todos os Santos, aproveitando as excelentes características para a prática de esportes náuticos e o grande potencial turístico nestas áreas. O principal energético utilizado no setor para o transporte de carga é o óleo combustível; em pequenas embarcações são utilizados o óleo diesel e a gasolina. Houve uma redução drástica da participação deste segmento no consumo total de energia do setor de transportes entre 1995 e 2001. Ocorrendo a pretendida valorização do transporte hidroviário no Estado, esta participação poderá aumentar nos próximos anos para cerca de 4%, com a inclusão da gasolina na estrutura de consumo.

Em relação ao segmento de transporte ferroviário, não se espera que haja uma mudança significativa na atual tendência de queda na participação relativa deste segmento no consumo

energético total do setor de transportes no Estado. Esta queda foi motivada pela falta de investimento neste segmento, o que provocou o sucateamento da estrutura de transporte ferroviário, mesmo após o processo de privatização, ocorrido recentemente. O transporte ferroviário no Estado é quase que totalmente voltado ao transporte de carga e o combustível utilizado é o óleo diesel. O consumo médio anual no período de 1997 a 2003 manteve-se estável, em torno de 9,9 10^3tEP.

7.6.1.3 Setores público e comercial/serviços

Nos setores público e comercial/serviços, o principal energético utilizado é a eletricidade, cuja taxa média anual de crescimento foi de, respectivamente, 2,8% e 3,7% no período de 1996 a 2003. A participação da eletricidade no consumo total do setor público foi de 84,9% em 2003; em 1990 esta participação era de 94,0%. Esta queda na participação da eletricidade corresponde a uma taxa anual média de -0,78%. A intensidade energética total do setor público praticamente vem se mantendo constante no período de 1998 a 2003, em torno de 0,014 10^3 tEP/milhões R$ (base 2003). Espera-se que a intensidade energética do setor público diminua um pouco no futuro, considerando que sejam mantidos e ampliados os programas de eficiência energética promovidos pelo governo estadual. A participação do setor público na formação do valor adicionado do Estado em 2003 foi de 15,0%, mantendo uma participação média, no período de 1985 a 2003, de aproximadamente 16,5%. Entre 1993 e 2003 o setor público tem reduzido sua participação na formação do valor agregado total do Estado a uma taxa anual média de -1,48%. A evolução da participação do setor público na formação do valor adicionado total do Estado está ilustrada na Figura 7.2.

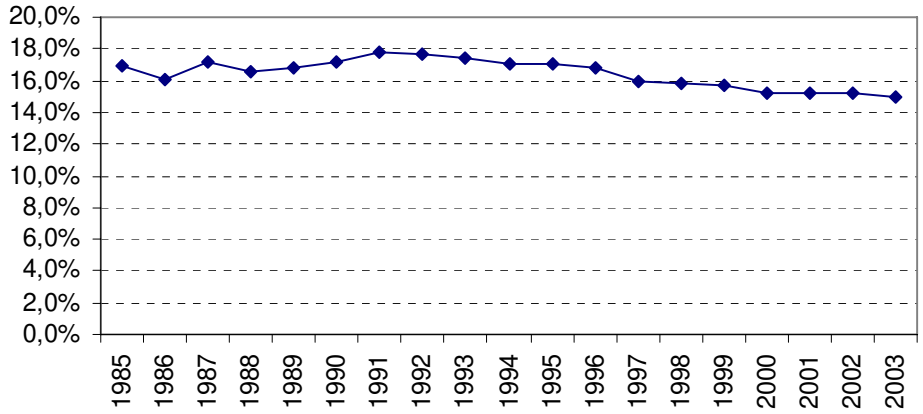


Figura 7.2 – Evolução da participação do setor público na formação do valor adicionado do Estado no período de 1985 a 2003

No setor de comércio e serviços o energético mais utilizado é a eletricidade, cuja participação no consumo total do setor foi de 97,5% no ano de 2003, com uma média anual de 97,1% no período de 1990 a 2003. O GLP é o segundo energético mais consumido pelo setor; sua participação no consumo total foi de 1,8% em 2003. No período entre 1995 e 2003 a estrutura de consumo deste setor era formada apenas pelo GLP e eletricidade; antes de 1995 faziam parte desta estrutura o óleo combustível e o óleo diesel. O crescimento médio anual do consumo do setor comercial e serviços foi de 5,1% no período de 1990 a 2003. Nos cinco últimos anos desta série houve uma desaceleração na taxa de crescimento do consumo, que passou para 1,8% a.a.. Em 2001 houve uma queda acentuada no consumo devido ao racionamento de energia elétrica ocorrido, visto que a eletricidade é o principal energético utilizado no setor. Espera-se, para os próximos anos, a entrada do gás natural na estrutura de consumo deste setor, substituindo o GLP diretamente e a eletricidade através da implantação de projetos de co-geração em estabelecimentos de grande porte. A intensidade energética do setor em 1990 era de 0,0077 10^3tEP/milhões de R$ (base 2003); já em 2003 a intensidade energética foi de 0,009 10^3tEP/milhões de R$ (base 2003), o que corresponde a uma taxa anual média de crescimento de 2,4%. Nos três últimos anos da série a intensidade energética tem se mantido em torno de 0,009 10^3 tEP, como pode ser observado na Figura 7.3.

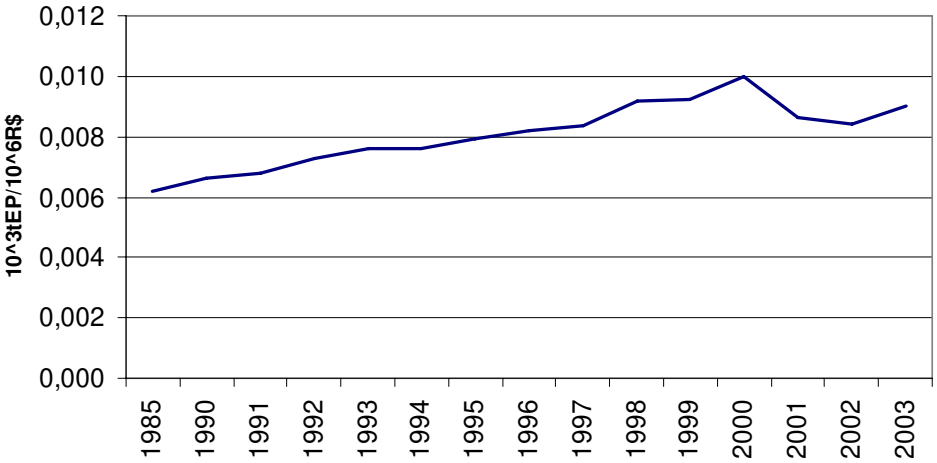


Figura 7.3 - Evolução da intensidade energética do setor de comércio e serviços de 1985 a 2003

A participação do setor de comércio e serviços na formação do valor adicionado do Estado se manteve praticamente constante no período de 1995 a 2003, correspondendo a um valor médio de 24,8%. Espera-se que esta participação aumente um pouco nos próximos anos, devido, principalmente, aos incentivos do governo estadual na área de turismo, conforme destacado na pesquisa.

7.6.1.4 Indústrias química e de papel e celulose

A indústria química e petroquímica no Estado é a que apresenta maior participação no consumo energético do setor industrial, com uma média de 63,1% no período de 1996 a 2003. A evolução desta participação é apresentada na Figura 7.4. A demanda por produtos petroquímicos apresenta forte correlação com o crescimento ou a estagnação da economia, representado usualmente pelo PIB. Dessa forma, as projeções de demanda de produtos petroquímicos são, em grande parte, realizadas tendo por base a expectativa de crescimento do PIB local (GOMES, 2005).

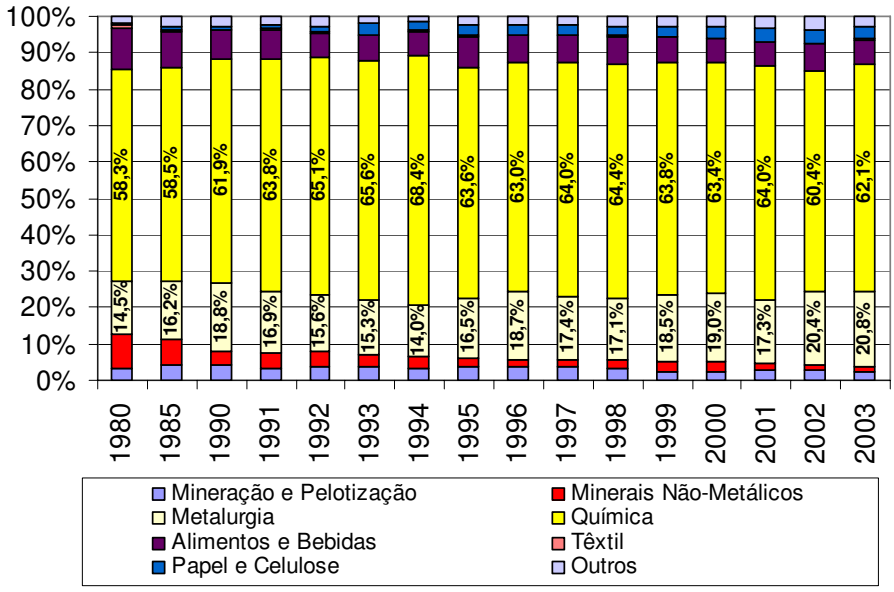


Figura 7.4 – Evolução da participação relativa dos principais segmentos no consumo industrial total do Estado, no período de 1980 a 2003

Espera-se que esta participação aumente um pouco nos próximos anos, impulsionada pela produção de petroquímicos de terceira geração para suprir as necessidades da indústria automobilística do Estado.

As participações da eletricidade e de outras fontes secundárias na indústria química durante o período de 1990 a 2003 foram, em média, de 15% e 34%, respectivamente, enquanto que a participação do gás natural passou de 10% em 1990 para 42% em 2003; no sentido inverso, a participação do óleo combustível passou de 46% em 1990 para 10% em 2003, demonstrando claramente a substituição ocorrida entre estes dois energéticos neste período. Espera-se, para os próximos anos, uma substituição bem menor entre estes energéticos, considerando que a participação do óleo combustível já está em um patamar muito baixo. A evolução da estrutura de consumo da indústria química neste período pode ser vista na Figura 7.5 O crescimento anual médio do consumo energético total da indústria química no período de 1990 a 2003 foi de 1,1% e nos últimos cinco anos desta série foi de 1,3%.

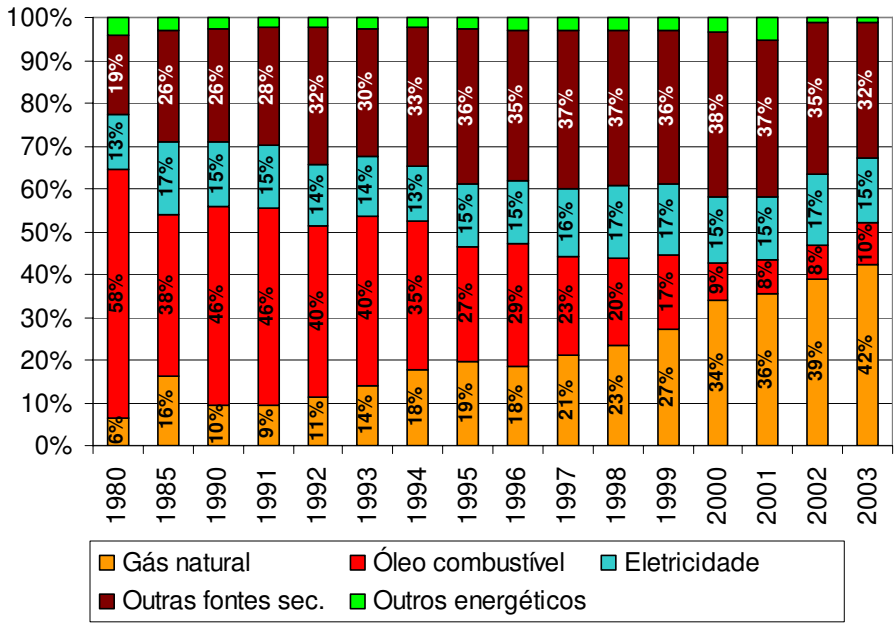


Figura 7.5 – Evolução, de 1980 a 2003, da participação dos energéticos na indústria química

O valor agregado do setor de papel e celulose apresentou uma taxa média de crescimento de 4,9% a.a. entre 1998 e 2003, enquanto que a taxa de crescimento do seu consumo energético total foi de 10,6% a.a. no mesmo período. Segundo os resultados da pesquisa, o crescimento do setor de papel e celulose no Estado está entre os mais promissores nos próximos 10 anos e espera-se que a participação do gás natural na sua estrutura de consumo aumente significativamente, deslocando o consumo do óleo combustível.

7.6.2 Cenários alternativos

Nesta seção são propostos cenários alternativos ao de referência para o desenvolvimento estadual, considerando as oportunidades possíveis para a matriz energética do Estado, além de demonstrar a versatilidade da técnica de cenarização como ferramenta para se avaliar os possíveis impactos de ações e políticas governamentais na estrutura energética.

Os cenários alternativos propostos para o Estado são:

a. Crescimento alto do PIB;
b. Crescimento baixo do PIB;

c. Possíveis mudanças estruturais na economia;
d. O impacto de novas políticas energéticas; e,
e. O impacto de preços altos para a energia.

Desta forma, pretende-se, a partir destes cenários, montar uma estrutura que possibilite uma posterior projeção da demanda por energéticos nos setores da economia do Estado em diferentes situações e quais ações deverão ser adotadas para garantir a oferta futura dos mesmos (construção de novas usinas e linhas de transmissão, infra-estrutura de transporte, etc.), além da avaliação do impacto ambiental provocado pelo aumento da demanda de energéticos, permitindo, deste modo, se agir de uma maneira pró-ativa, antecipando medidas para mitigá-los.

A seguir são apresentadas, para cada cenário, as principais grandezas que devem ser estabelecidas e o que se deseja capturar em cada alternativa.

7.6.2.1 Crescimentos alto e baixo do PIB estadual

Nestes cenários avaliam-se quais são os impactos, na matriz energética do Estado da Bahia, associados a crescimento altos e baixos da economia, visto que, para a maior parte dos setores da economia, a demanda por energia está relacionada diretamente com o desempenho econômico do setor. Para estes cenários, deve-se avaliar quais setores econômicos serão mais afetados por um crescimento acima (ou abaixo) do esperado da economia estadual como um todo e quais serão as implicações na distribuição de renda e no desenvolvimento regional e social. Nestes cenários, considera-se que a estrutura de consumo de energia dos setores da economia (energéticos utilizados, sua participação relativa, intensidade energética, consumo específico, eficiência energética, etc.) sofrerá pouca (ou nenhuma) modificação em relação ao cenário de referência.

7.6.2.2 Possíveis mudanças estruturais na economia do Estado

Como foi visto no capítulo 6, a estrutura da economia baiana concentra-se, principalmente, na Região Metropolitana de Salvador, onde a produção industrial local corresponde a quase 70% da produção industrial do Estado. Considerando a efetiva implementação do Plano Estratégico de Longo Prazo do Estado da Bahia, intitulado Bahia 2020 - O Futuro a Gente Faz (SEPLAN, 2003), elaborado pela Secretaria de Planejamento do Estado e tendo como principal meta à elevação do Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) acima da média nacional, através, principalmente, da desconcentração da atividade econômica do Estado, integração estadual, verticalização das cadeias produtivas e estímulo às pequenas e médias empresas. Busca-se, neste cenário, avaliar possíveis mudanças estruturais na economia baiana com a implementação destas ações e o seu rebatimento na estrutura de consumo energético.

Neste cenário, o Estado procura diminuir a atual dependência da produção de bens intermediários e estreitar os vínculos intersetoriais, adensando e verticalizando as cadeias produtivas existentes. Nele, o governo deverá garantir a competitividade dinâmica de sua economia através de ações que incentivem o desenvolvimento técnico-científico e de infra-estrutura. Espera-se um forte incremento da atuação competitiva de pequenas e médias empresas, geradoras de emprego e articuladoras da rede de relações intersetoriais.

Busca-se, neste cenário, a desconcentração da atividade econômica na Região Metropolitana de Salvador, respeitando as vantagens já consolidadas, e a integração estadual, o que pressupõe uma disponibilidade de infra-estrutura e logística adequada às necessidades das diversas regiões e à sua inserção nos fluxos nacionais e internacionais de comércio.

Além das dimensões econômica e social, este plano aborda a disseminação da consciência ecológica, que incorpora uma nova dimensão à esfera das decisões econômicas e tecnológicas públicas e privadas, requer um padrão de apropriação dos recursos naturais capaz de aproveitar as potencialidades, minimizando os riscos de degradação ambiental (AVENA, 2005), como pode ser comprovado com a seguinte citação do plano: *"O futuro exige a consolidação de um modelo de desenvolvimento sustentável que promova um crescimento harmônico, socialmente justo e ecologicamente sadio"* (SEPLAN, 2003). Deste modo, é de fundamental importância às projeções da demanda e oferta de energéticos neste cenário para determinar o impacto ambiental

destas ações, visto que, tanto o uso de energéticos como a sua exploração está associada a emissões de poluentes e a degradação do meio-ambiente.

7.6.2.3 O impacto de preços altos para a energia

A aplicação deste cenário pressupõe o conhecimento das elasticidades-preço dos diversos energéticos nos principais segmentos consumidores da Bahia. Como não existem, atualmente, dados confiáveis de preços de energéticos no Estado, pode-se realizar uma análise de sensibilidade para se estimar possíveis respostas dos setores da economia do Estado em relação a variações de preço dos principais energéticos utilizados nestes setores, principalmente os energéticos que têm sofrido grande aumentos de preços nos últimos anos, como a eletricidade e alguns derivados de petróleo.

7.6.2.4 O impacto de novas políticas públicas

Neste cenário avalia-se o efeito de novas políticas públicas, nas áreas de energia, meio ambiente e desenvolvimento tecnológico, na matriz energética do Estado e as suas possíveis conseqüências na estrutura de consumo e oferta de energético. Deste modo, pode-se desenvolver ações para o aproveitamento racional dos energéticos disponíveis no Estado, diminuindo o déficit atual, além da utilização de fontes energéticas que provoquem menor impacto ambiental. Neste cenário, deve-se avaliar os custos e benefícios dos energéticos, incluindo as externalidades positivas do uso de fontes renováveis de energia, garantindo, deste modo, a viabilidade econômica das mesmas. Neste cenário, deve-se avaliar, também, a manutenção e ampliação de políticas energéticas vigentes, como a da universalização do acesso à energia elétrica, programas de eficiência energética, fomento ao biodiesel e o PROINFA.

Capítulo 8

Conclusões e recomendações

O setor energético brasileiro é muito complexo, tanto em relação à distribuição espacial heterogênea dos recursos energéticos disponíveis e dos centros de consumo, quanto no que diz respeito à estrutura setorial. Apesar da crescente integração física entre o setor elétrico e a indústria de petróleo e gás no mundo todo, a legislação brasileira que rege estes setores apresenta características completamente distintas, dificultando a implementação de medidas que otimizem uma utilização integrada dos recursos energéticos, promovendo o bem estar social.

O Ministério de Minas e Energia, máxima instância governamental do setor energético brasileiro, tem o papel fundamental de gerir o setor de uma maneira eficiente, através da formulação de políticas públicas, realização de exercícios de planejamento e adoção de medidas que garantam o suprimento da demanda por energéticos no médio e longo prazo, a um custo razoável e com impactos ambientais e sociais aceitáveis pela sociedade. Uma gestão governamental eficiente e transparente do setor é um requisito fundamental para a atração de investimentos por parte da iniciativa privada. Neste sentido, são preocupantes a atual descontinuidade verificada na elaboração das Projeções da Matriz Energética Nacional e do Plano Decenal do Setor Elétrico e o baixo nível de investimento em novos empreendimentos de geração e transmissão, mesmo após a promulgação das leis que definiram o novo modelo institucional do setor elétrico.

Portanto, é necessária uma avaliação crítica, por parte do Ministério de Minas e Energia, do seu papel, tanto na área administrativa quanto técnica, em função dos novos desafios e das mudanças políticas e econômicas ocorridas no setor energético brasileiro, no qual, anteriormente,

quase que na totalidade, as empresas eram estatais, e a Petrobrás e Eletrobrás eram responsáveis pelo planejamento dos respectivos setores, passando-se, na última década, para uma nova estrutura em que coexistem empresas privadas e públicas em um mercado parcialmente competitivo.

A análise realizada neste trabalho sugere que um processo de reestruturação do Ministério de Minas e Energia, tanto no que diz respeito a aspectos organizacionais como de relacionamento com empresas estatais, agências reguladoras vinculadas ao Ministério, outros ministérios e agências e os demais agentes setoriais, deveria ser avaliado pelos seus dirigentes. Este trabalho também traz propostas que podem contribuir para uma condução eficiente do planejamento energético no País, subsidiando a formulação de novas políticas energéticas e servindo de balizador para as atividades de regulação, tais como:

- A implementação e manutenção de um sistema nacional de informações energéticas e de informações executivas;
- Desenvolvimento e validação de modelos próprios de projeção de demanda e oferta de energéticos; e,
- Realização das projeções regionais da matriz energética, preconizada pela lei de criação do CNPE.

O processo de reestruturação do MME sugerido neste trabalho contempla a descentralização das suas atividades em questões que podem ser conduzidas de forma mais eficiente no âmbito estadual, em virtude de uma maior facilidade de articulação entre os agentes envolvidos e um conhecimento mais detalhado das especificidades locais. Dentre estas questões pode-se destacar a elaboração de projeções de matrizes energéticas estaduais, busca de universalização do acesso à energia elétrica, fomento ao uso de recursos energéticos locais, geração distribuída de energia elétrica, e novos programas de eficiência energética.

Considerando que o Estado da Bahia possui as condições necessárias para realizar as projeções da matriz energética estadual, esta tese contribui neste sentido, através de um estudo de caso, no qual realiza-se uma análise retrospectiva dos principais indicadores socioeconômicos e energéticos e da estrutura econômica do Estado, e se elabora um exercício de cenarização para projeções, a longo prazo, da demanda energética local.

Conforme discutido no capítulo 3, existem vários modelos computacionais, utilizados e consolidados em vários países, para realizar projeções futuras da demanda e da oferta de energéticos, em função de cenários de desenvolvimento socioeconômicos, políticos e tecnológicos. A partir da análise realizada neste trabalho sobre os diversos modelos de projeção de demanda e oferta de energéticos utilizados no exterior e no Brasil, sugere-se que o Ministério de Minas e Energia desenvolva modelos próprios, de equilíbrio setorial e de equilíbrio geral, juntamente com o sistema de informação necessário para alimentá-los, e assim realizar as projeções da matriz energética com uma metodologia consistente e apropriada para as especificidades do País. Neste sentido, diversas propostas são apresentadas nesta tese, que poderiam ser avaliadas no âmbito do MME visando estes objetivos. Cabe salientar que tal iniciativa deve ser implementada o quanto antes, visto que o desenvolvimento de um sistema desse porte requer um tempo relativamente grande para se consolidar e a sua base de dados tem que estar compatível com os dados disponíveis, além da necessidade de se firmar convênios com universidades, empresas e centros de pesquisa para o seu desenvolvimento, manutenção e atualização.

No passado, algumas iniciativas foram tomadas pelo MME para o desenvolvimento e implantação de um sistema de informações energéticas, porém, até o momento, sem sucesso. Diante deste desafio, e após avaliação da estrutura de Tecnologia da Informação existente no Ministério de Minas e Energia, no capítulo 4 desta tese é proposto o desenvolvimento e implantação de um sistema nacional de informações energéticas, com o propósito de dar suporte e fornecer informações para a condução das atividades internas do Ministério de Minas e Energia e para todos os setores interessados da sociedade, de uma maneira dinâmica e eficiente. Propõe-se, também, o desenvolvimento de um sistema especialista para dar suporte às atividades gerenciais no MME, além da utilização de ferramentas próprias de georeferenciamento, fornecendo informações dos recursos energéticos e das estruturas de distribuição e transporte regionais, recurso bastante importante para um País de dimensões continentais. Durante o racionamento de energia elétrica ocorrido em 2001, ficou bastante evidente a necessidade de se desenvolver estes sistemas de informações para o monitoramento do Sistema Elétrico Nacional.

De uma forma geral, planejar significa se preparar para enfrentar os desafios do futuro e a maneira como se espera alcançar objetivos bem definidos. Se fosse possível vislumbrar o futuro,

mesmo assim o processo de escolha de quais ações deveriam ser tomadas ao longo do tempo já seria uma tarefa bastante complexa, visto que o número de alternativas é muito grande. Várias técnicas foram desenvolvidas para lidar com as incertezas inerentes ao processo de planejamento. No capítulo 5 são apresentadas as principais técnicas usadas para o tratamento das incertezas no planejamento energético, com um maior detalhamento das técnicas de elaboração de cenários alternativos de desenvolvimento e da pesquisa *Delphi*. Estas técnicas podem ser utilizadas, sem grandes dificuldades, para realizar projeções da matriz energética baiana. No capítulo 7 apresenta-se, com detalhes, um cenário de referência e as diretrizes para elaboração de cenários alternativos de desenvolvimento, a saber: diferentes taxas de crescimento da economia; mudanças estruturais na economia; preços altos de alguns energéticos, e novas políticas energéticas, tecnológicas ou ambientais no Estado. A análise destes cenários possibilita avaliar seus impactos no setor energético local. Neste capítulo também são apresentados os resultados e a análise de uma consulta prospectiva, para os próximos dez anos, a especialistas nas áreas de eficiência energética, crescimento da economia, uso do gás natural e geração distribuída no Estado da Bahia; os questionários utilizados nesta consulta podem servir de base para a elaboração de uma pesquisa Delphi nestas áreas.

Uma ampla análise socioeconômica e energética do Estado da Bahia, de cunho retrospectivo, conforme realizado nesta tese, é um pré-requisito essencial para se projetar a matriz energética do Estado, além de fornecer inúmeras informações que relacionam o desenvolvimento social e econômico do Estado com a estrutura de consumo energético setorial. As análises realizadas demonstram o importante papel da indústria petroquímica na economia estadual e a forte concentração das principais atividades econômicas na Região Metropolitana de Salvador. Verifica-se, no entanto, um acentuado crescimento econômico nas seguintes mesorregiões: Extremo Oeste, alavancado pela agricultura mecanizada, principalmente, de soja e algodão; Vale Sanfranciscano, com a fruticultura irrigada; e, Sul Baiano, com a implantação e ampliação de indústrias de papel e celulose. Destaca-se, também, o desenvolvimento de diversos pólos turísticos em vários municípios do Estado. O governo estadual tem contribuído no processo de desconcentração da economia local através de incentivos técnicos e econômicos, possibilitando uma distribuição mais uniforme da renda.

As análises socioeconômica e energética realizadas, juntamente com a elaboração de cenários alternativos de desenvolvimento e a consulta à especialistas, são contribuições específicas desta tese no sentido de que sejam realizadas, em um futuro próximo, projeções da matriz energética estadual, mantendo correspondência com os cenários nacionais mais relevantes.

As possíveis formas de continuidade deste trabalho se situam em duas frentes. A primeira diz respeito à análise e possível aplicação das propostas de melhorias metodológicas na realização das próximas projeções da matriz energética nacional, pelo MME/EPE, à implementação dos sistemas de informações propostos e ao desenvolvimento, para o MME, de modelos de equilíbrio setorial e de equilíbrio geral próprios, para realizar as projeções da matriz energética nacional e os planos decenais setoriais. Cabe ressaltar que estas iniciativas devem ser tomadas no âmbito do Ministério de Minas e Energia e esta tese almeja contribuir para a análise e avaliação destas propostas. A segunda frente corresponde à realização de projeções da demanda de energéticos no Estado da Bahia utilizando os modelos propostos e a elaboração e aplicação de uma pesquisa *Delphi* para prospectar as oportunidades identificadas para a matriz energética estadual nas áreas de eficiência energética, desenvolvimento econômico, uso do gás natural e geração distribuída.

Referências Bibliográficas

ALBUQUERQUE, R. C., Fundamentos de uma estratégia de desenvolvimento do Nordeste. Seminário Especial 50 Anos de Desenvolvimento: o papel do BNDES e do Banco do Nordeste – 1952/2002 Rio de Janeiro, setembro de 2002, http://forumnacional.org.br., acessado em 20 de maio 2004.

ALCOFORADO F. , Os Condicionantes do Desenvolvimento do Estado da Bahia. Curso de doctorado en Planificación Territorial y Desarrollo Regional, Universidad de Barcelona, Barcelona, 2003.

ALMEIDA, R. A., Aplicação do Algoritmo Genético ao Dimensionamento de Sistemas de Cogeração Industrial no Brasil – O Caso de uma Refinaria de Petróleo, tese de doutorado em planejamento de sistemas energéticos, FEM/UNICAMP, julho de 1998.

ALMEIDA, R. A.; BAJAY, S. V. & SANTOS, A. H. M. - Utilização de automação inteligente no dimensionamento de sistemas de cogeração industrial: O caso de uma refinaria de petróleo. In: Congresso Latino-Americano sobre Geração e Transmissão de Energia Elétrica, 3. Campos de Jordão, SP, 1997. Anais, v. 1. UNESP, Guaratinguetá, SP, Brasil, p. 188-191.

ALMEIDA, R. A., BAJAY, S. V., SANTOS, A. H. M. & TIAGO FILHO, G. L. - Determinação do regime operacional de centrais hidrelétricas utilizando o algoritmo genético. In: Reunion del Grupo de Trabajo sobre Hidromecanica/AIRH, 5. Montevideo, Uruguay, 1999. Anais. Facultad de Ingenieria/Universidad de la Republica, Montevideo, p. 25-30.

ALMEIDA, R. A., SANTOS, A. H. M. & BAJAY, S. V., Designing industrial cogeneration systems with the help of a genetic algorithm: an application for an oil refinery. In: International Conference on Efficiency, Cost, Optimisation, Simulation and Environmental Aspects of Energy and Process Systems - ECOS 2000. Enschede, Netherland, 2000. Proceedings. Part 3. University of Twente, Enschede, The Netherland, p. 1567-74.

ANDRADE, C. A. M., ProjetoSistema de Informações Gerenciais – SIG. Ministério de Minas e Energia, Brasília, DF, outubro de 2001.

ANDRADE, T. A. e LOBÃO, W. J. A., Elasticidade renda e preço da demanda residencial de energia elétrica no Brasil, Texto para Discussão no 489, IPEA, Rio de Janeiro, RJ, junho de 1997.

ANEEL, Atlas de energia elétrica do Brasil. Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, DF, 2002.

ANEEL, Potencial Hidrelétrico Previsto para o estado da Bahia. Agência Nacional de Energia Elétrica, Superintendência de Gestão dos Potenciais Hidráulicos – SPH, Brasília, DF, 2004.

ANP, Sistema de Informações de Movimentação de Produtos SIMP - Proposta Conceitual. , Rio de Janeiro, outubro de 2002.

ANP, Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural 2004. Agência Nacional do Petróleo. Disponível em: http//:www.anp.gov.br, acessado em: 18 de maio de 2005.

ARAÚJO, J. L. R. H., Modelos de Energia para Planejamento, Tese preparada para o Concurso de Professor Titular, Área Interdisciplinar de Energia, Programa de Engenharia Nuclear e Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, 1988.

AVENA, A., A recuperação do Planejamento Gazeta Mercantil, Disponível em: http://clipping.planejamento. gov.br/Noticias.asp?NOTCod=182219, acessado em:09/03/2005.

BAHIANEGÓCIOS, Revisão do atual Código de Obras de Salvador. Jornal de Negócios da Bahia, Salvador, Ano VII no 71 março 2002, disponível em: http://www.bahianegocios. com.br/ maio2002/lancamentos.htm, acessado em: 12 de junho de 2004.

BAJAY, S. V., Analysis of Regional Development Alternatives for Large Power Generation Systems - A Methodological Approach Concerning the Brazilian South Eastern Region, Ph.D.Thesis, Faculty of Engineering, University of Newcastle upon Tyne, England, 198l.

BAJAY, S. V., Long term electricity demand forecasting models: a review of methodologies, Electr. Power Syst. Res., 6 (4): 243-57, 1983.

BAJAY, S.V., Planejamento da expansão de sistemas hidrotérmicos de potência: O estado da arte, a prática do setor elétrico brasileiro e novas necessidades. In: Congresso Latino-Americano sobre Geração e Transmissão de Energia Elétrica, 3. Campos de Jordão, SP, 1997. Anais, v.1. UNESP, Guaratinguetá, SP, p. 56-61.

BAJAY, S. V., Reestruturação do MME e Criação de um Órgão de Apoio, Relatório Técnico do Departamento Nacional de Política Energética, Secretaria de Energia, Ministério de Minas e Energia, Brasília, 2001a.

BAJAY, S. V., Planejamento integrado de recursos no Brasil no âmbito de bacias hidrográficas, Departamento Nacional de Política Energética, Secretaria de Energia, Ministério de Minas e Energia, Brasília, 2001b.

BAJAY, S. V, Plano energético integrado de longo prazo e projeções de 2003 da matriz energética brasileira: primeiras definições e primeiros trabalhos, Relatório, Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD), Projeto BRA/01/039 – Apoio à Reestruturação do Setor Energético, Contrato no 2003/000971, Brasília, 2003a, 42 p.

BAJAY, S. V., Proposta de modelagem do plano energético integrado de longo prazo e das projeções de 2003 da matriz energética brasileira, Relatório, Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD), Projeto BRA/01/039 – Apoio à Reestruturação do Setor Energético, Contrato no 2003/000971, Brasília, 2003b, 58 p.

BAJAY, S. V., National Energy Policy: Brazil. In: Cleveland, C. J. (ed.), Encyclopedia of Enegy, v.4, Elsevier Inc., 2004a, p. 111-25.

BAJAY, S. V., Planejamento da expansão de sistemas energéticos: tipos de modelos, suas vantagens relativas e a atual competência para desenvolvê-los no Brasil, Relatório, Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD), Projeto BRA/01/039 – Apoio à Reestruturação do Setor Energético, Contrato no 2003/000971, Brasília, 2004b, 62 p.

BAJAY, S. V. Modelos de planejamento da expansão de sistemas energéticos, Revista Brasileira de Tecnologia e Negócios de Petróleo, Gás, Petroquímica, Química Fina e Indústria do Plástico – TN Petróleo, 7(39): 81-7, 2004c.

BAJAY, S. V., Carvalho, E. B., JANNUZZI, G. M., CORREIA, P. B., WALTER, A. C. S., FERREIRA, A. L. & ALMEIDA, M., Planejamento Integrado de Recursos: Conceito, origem, difusão e vantagens em comparação com o planejamento tradicional da expansão do setor elétrico. In: Congresso Brasileiro de Energia, 7. Rio de Janeiro, RJ, 1996. Anais, v. 3. COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, p. 1714-24.

BAJAY, S. V., HOFFMAN, C. A. A., VINHAES, E., HOLLAUER, G., PANARIELLO, M., MACHADO, S., GONDIM, J., PRAIS, M., GARDOS, I., GOMES, P., MELLO, M., ROSEMBLAT, J., MOROZOWSKY FILHO, M., & RAMOS, D.S., Sinais de alerta para risco de restrições ao suprimento de energia elétrica. In: Congresso Brasileiro de Energia, 10. Rio de Janeiro, 2004a. *Anais v.3*. COPPE/URFJ, Clube de Engenharia e SBPE, Rio de Janeiro, p. 1369-78.

BAJAY, S. V., HOFFMAN, C. A. A., VINHAES, E., HOLLAUER, G., PANARIELLO, M., MACHADO, S., GONDIM, J., PRAIS, M., GARDOS, I., GOMES, P., MELLO, M., ROSEMBLAT, J., MOROZOWSKY FILHO, M., & RAMOS, D.S., Medidas Corretivas para o caso de se detectar riscos elevados de restrições ao suprimento de energia elétrica. In: Congresso Brasileiro de Energia, 10. Rio de Janeiro, 2004a. *Anais v.3*. COPPE/URFJ, Clube de Engenharia e SBPE, Rio de Janeiro, p. 1379-90.

BAJAY, S. V. & LEITE, A. A. F. – Planejamento integrado de recursos no Brasil no âmbito de bacias hidrográficas. In: Congresso Brasileiro de Energia, 10. Rio de Janeiro, 2004. Anais, v. 3. COPPE/UFRJ, Clube de Engenharia e SBPE, Rio de Janeiro, p. 1403-11.

BAJAY, S. V., Ricciulli, D. L. S. & Fernandes, J. F. R., Expansion planning of hydrothermal power systems, optimizing the multiple uses of the water from hydroelectric power plant reservoirs, via conversational multi-objective algorithms. In: IFAC Symposium of Planning and Operation of Electric Energy Systems. Rio de Janeiro,. 1985. Proceedings. IFAC/SBA, Rio de Janeiro, p.139-45.

BAJAY, S. V., Silva, V. A. & Ricciulli, D.L.S., Planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro: Mudanças institucionais, novas politicas e novos instrumentos de planejamento. In: Congresso Brasileiro de Energia, 5. Rio de Janeiro, 1990. Anais. v.3, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, p. 883-90.

BÖHRINGER, C., The synthesis of bottom-up and top-down in energy policy modeling, Energy Economics, 20: 233-248, 1988.

BARBIERI, C, BI-Business Intelligence – Modelagem & Tecnologia, Editora Axcel Book, Rio de Janeiro, 2001.

CAIO, L. S. & BERMANN, C., Análise das metodologias de previsão de mercado de energia elétrica face ao novo perfil de planejamento no ambiente pós-privatização. In: Congresso

Brasileiro de Planejamento Energético, 3. São Paulo, SP, 1998. Anais. SBPE, São Paulo, SP, p. 256-61.

CÂMARA, G., Monteiro A. M. V. Medeiros, J. S., Introdução à Ciência da Geoinformação. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, São José dos Campos, SP, 2004.

CAPROS, P., KARADELOGLOU, P., MANTZOS, L. & MENTZAS, G., The energy model MIDAS. In: Lesourd, J. B., Percebois, J. & Valette, F. (Eds.), Models for Energy Policy, Routledge, London, 1990, p. 41-64.

CARLO, J.; GHISI, E.; LAMBERTS, R.; MASCARENHAS, A.C., Eficiência energética no código de obras de Salvador. VII Encontro Nacional sobre Conforto no Ambiente Construído (ENCAC), III Conferência Latino-Americana sobre Conforto e Desempenho Energético de Edificações (COTEDI), Curitiba, PR, 2003.

CARRA, J. L., Matriz Energética e de Emissões: Instrumentos de Análise das Políticas Públicas no Setor Energético, dissertação de mestrado, Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, agosto de 2003.

CARVALHO, C. B., Levantamento dos Sistemas de Informação da ANEEL, Relatório de Atividades 3, Ministério de Minas e Energia, Brasília, DF, setembro de 2002.

CARVALHO, C. B., Levantamento dos Sistemas de Informação do MME, Relatório de Atividades 6, Ministério de Minas e Energia, Brasília, DF, março de 2003.

CASANOVA, M. A., Câmara G., Davis, C., Vinhas L., Queiroz G., Banco de Dados Geográficos.Editora MundoGEO, Curitiba, PR, 2005

CAUVILLA, P. R., PORTES, J. H. F., BOLOGNINI, M. F. & ZYLBERSZTAJN, D., Sistema integrado de informações para planejamento. In: Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 2. Campinas, SP, 1995. Anais. UNICAMP, Campinas, SP, p. 200-5.

CCPE ,Plano Decenal de Expansão 2002-2012 – Sumário Executivo (versão preliminar). Secretaria de Energia, Ministério de Minas e Energia, Brasília, 2002.

CCPE, Cenários do Plano Decenal de Expansão 2004-2014, Ministério de Minas e Energia, Brasília, DF, 2004.

CEPEL, Cadeia de modelos matemáticos e programas computacionais desenvolvidos pelo CEPEL para o planejamento da expansão e da operação energética do sistema brasileiro, apresentação para o Ministério de Minas e Energia em 10/07/2003, Brasília, DF, 2003.

CGEP , “Plano de Longo Prazo – Projeção da Matriz – 2022: Sumário Executivo”, Departamento Nacional de Política Energética, Secretaria de Energia, Ministério de Minas e Energia, Brasília, DF, 2002.

COELBA, Atlas do Potencial Eólico ESTADO da BAHIA. Disponível em: http://www.coelba.com.br/atlaseolico.htm, em 23 dezembro de 2004.

CORREIA, T. B., BAJAY, S. V. & CORREIA, P. B., Teoria dos leilões e planejamento do setor elétrico brasileiro. In: Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 4. Itajubá, MG, 2004. Anais. SBPE e UNIFEI, Itajubá, MG, 12 p. (anais distribuídos na forma de CD-ROM, sem numeração das páginas).

CT3/CNPE, Matriz Energética Nacional: Projeções para 2005, 2010 e 2020, Relatório final do Comitê Técnico da Matriz Energética (CT3), Conselho Nacional de Política Energética, Brasília, novembro de 2001.

EIA Annual Energy Outlook 2003, Energy Information Administration, Office of Integrateed Analysis and Forecasting, U. S. Department of Energy, Washington, DC, January 2003a.

EIA International Energy Outlook 2003, Energy Information Administration, Office of Integrateed Analysis and Forecasting, U. S. Department of Energy, Washington, DC, May 2003b.

EIA International Energy Outlook 2003, Energy Information Administration, Office of Integrateed Analysis and Forecasting, U. S. Department of Energy, Washington, DC, May 2004.

ETSAP, Energy Planning and the Development of Carbon Mitigation Strategies: Using the Markal Family of Models, Energy Technology Systems Analysis Programme, International Energy Agency, Paris, 1999.

ETSAP, The IEA-ETSAP MARKAL Model: An Energy-Environment-Economic Model for Sustainable Development, Energy Technology Systems Analysis Programme, International Energy Agency, Paris, 2004.

FARIA, S. N. G. & BAJAY, S. V., Um modelo integrado de planejamento da expansão do setor elétrico, Revista Brasileira de Energia, 5(2): 137-56, 1996.

FIEB, Indicadores Industriais FIEB, Federação das Industrias do Estado da Bahia, Salvador, Bahia, fevereiro de 2005.

FREI, C. W., HALDI, P. A. & SARLOS, G., Dynamic formulation of a top-down and bottom-up merging energy policy model, Energy Policy, 31: 1017-1031, 2003

GABRIEL, S. A., KYDES, A. S. & WHITMAN, P. The National Energy Modeling System: A large-scale energy-economic equilibrium model, Operations Research, 49(1): 14-25, 2001.

GOLDEMBERG, J. & PRADO, L. T. S., Projeções da demanda de energia elétrica para o ano 2000 através do método MEDEE. In: Lapillonne, B. & Lefèvre, T. (Eds.), Análisis y Previsión de Demanda de Energia a Largo Prazo en Países de América Latina – Horizonte 2000, Caracas, julho de 1987.

GOMES, G., Dvorsak, P., Heil, T., Indústria Petroquímica Brasileira: Situação Atual e Perspectivas. Estudos Setoriais – BNDES, fevereiro de 2005.

GRIFFIN, J. M., Methodological advances in energy modelling: 1970-90. In: Lesourd, J. B., Percebois, J. & Valette, F. (Eds.), Models for Energy Policy, Routledge, London, 1990, p. 3-13.

GROHNHEIT, P. E. Application and limitations of annual models for electricity capacity development. In Bunn, D. W. & Larsen, E. R. (Editors) Systems Modelling for Energy Policy, John Wiley & Sons, New York, 1997, p.89-116.

htttp://www.agerba. ba.gov.br/institucional.htm, acessado em 02 de abril de 2005.

http:/www.aneel .gov.br, consultado em 30/06/2005.

http://www.anp. gov.br/petro/levantamento_precos.asp, consultado em 25/06/2005.

http://www.cgee. org.br/prospeccao/index.php?operacao=Exibir&serv=pro_energia, Acessado em: 28/06/2005

http://www.coelba .com.br/ intitucional.htm, acessado em 03/03/2005.

http://www.eletrobras. gov.br/EM_Atuacao_SIPOT/sipot.asp, consultado em: 30/06/2005.

http://www.mme .gorv.br, consultado em 17/05/2005.

http://www.ons .or.br, acessado em 15/02/2005.

http://www.sei. ba.gov.br/conheca_sei/historico/index_faleconosco_conheca_sei.php, consultado em 10/06/2004.

http://www.seinfra. ba.gov.br/finalidade.shtml, consultado em 20/06/2005.

http://www2.petrobras. com.br/minisite/portugues/refinaria/SaoFranciscoConde, consultado em: 30/06/2005.

IEA, World Energy Outlook, International Energy Agency, Paris, 2002.

IEA, World Energy Outlook, International Energy Agency, Paris, 2002.

KAMIMURA, A., Relações não Lineares para Avaliação Prospectiva Macroeconômica: PIB e Demanda de Energia no Brasil, Tese de doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos, FEM/UNICAMP, Campinas, SP, 2000.

MATHIESEN, L., Computation of economic equilibria by a sequence of linear complementarity problems, Mathematical Programming, 23: 144-162, 1985.

MEIER, P., Energy Systems Analysis for Developing Countries, Springer-Verlag, Berlin, 1984.

MME, Relatório Preliminar, Grupo de Trabalho de Refino, Brasília, novembro de 2002.

MME, Programa do PPA – 2000/2003-Gestão da Política de Energia. Ministério de Minas e Energia, Brasília, DF, março de 2002.

MME, Balanço Energético Nacional 2004, Brasília, DF, 2004.

OFUGI, J.Y., Definição do Fluxo de Informações do Mercado Consumidor para o Período de Transição (2000). Projeto PNUD – BRA/98/019 Consolidação da Estrutura Técnica Administrativa da ANEEL Implantação do Novo Sistema de Informações de Mercado Consumidor da ANEEL, Brasília, DF, 2000a.

OFUGI, J.Y., Informações do Mercado de Energia Elétrica a serem Disponibilizadas pela ANEEL, tendo em vista seu Relacionamento com outros Atores Envolvidos no Processo. Projeto PNUD – BRA/98/019 Consolidação da Estrutura Técnica Administrativa da ANEEL Implantação do Novo Sistema de Informações de Mercado Consumidor da ANEEL, Brasília, DF, 2000b.

OLIVEIRA, R. K. , Uma Análise Institucionalista do Programa Prioritário de Termeletricidade. Dissertação de mestrado em economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, dezembro de 2004.

OYAMA, T., Applying mathematical programming to measure elactricity marginal costs, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS 102, no 5, p. 1324-30, 1983.

PEREIRA, M.G., Análise da entrada do gás natural na matriz energética – Um panorama das transformações do setor energético paulista, Departamento de Energia/FEM/UNICAMP, Campinas, SP, 2004.

SANTOS, A. H. M., BAJAY, S. V. & COELHO, C. A., The use of both aggregate and disaggregate representations for the hydroelectric power plants in the expansion planning of hydrothermal power systems. In: Intersociety Energy Conversion Engineering Conference,

24. Washington, D.C., 1989. Proceedings. v. 4, Institute of Electrical and Electronic Engineers, New York, p. 1827-32

SATOW, H. & SERIZAWA, Y., An application of fuzzy linear programming to expansion planning of electric power generation. In: Power Systems Computation Conference, 8. Helsinki, Finland, 1984. Proceedings. Butterworths, London, p. 55-9.

SCARAMUCCI, J. A., PERIN, C., PULINO, P., BORDONI, O. F. J. G., CUNHA, M. P. & CORTEZ, L. A. B. Geração distribuída de eletricidade a partir de resíduos de cana-de-açucar no Brasil: um modelo computável de equilíbrio geral. In: 4o Encontro de Energia no Meio Rural. Campinas, SP, 2002. Anais. Universidade Estadual de Campinas e Sociedade Brasileira de Engenharia Agrícola, Campinas, SP (anais distribuídos na forma de CD-ROM, sem numeração das páginas).

SCHERER, R., SZKLO, A. S. & MACHADO, G., Matriz Energética Brasileira 2003-2023, Relatório técnico para o MME, PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, 2004.

SCHERER, C.R., Estimating Electric Power System Marginal Costs, North-Holland Publishing Company, Amsterdam, 1977.

SCHUMPETER, J. A., Capitalism, Socialism, and Democracy, Harper & Brothers, New York, 1942.

SCT, Turismo na Bahia – Estatísticas do Turismo na Bahia. Secretaria de Comércio e Turismo do Estado da Bahia. Disponível em: http://www.sct.ba. gov.br/ turismo/ estatisticas_ turismo_bahia.pdf, acessado em: 18 de novembro de 2004.

SEI, Bahia Análise & Dados 2004, Superintendência de Estudos Econômicos e Sociais da Bahia, Salvador, BA, março de 2004a.

SEI, Bahia Análise & Dados 2004, Superintendência de Estudos Econômicos e Sociais da Bahia, Salvador, BA, dezembro de 2004b.

SEI, Bahia em Números – 2003. Superintendência de Estudos Econômicos e Sociais da Bahia, Salvador, BA, 2004c.

SEINFRA, Balanço Energético – BAHIA 2004. Secretaria de Infra-Estrutura. Coordenação de Desenvolvimento Energético. Salvador, BA, 11 de julho 2005a.

SEINFRA, BAHIA ENERGIA. Disponível em: http://www.seinfra.ba.gov.br/bahiaEnerg.shtml, acessado em 15 de maio de 2005b.

SENNA, J. G. S. M., Uma apreciação do futuro energético brasileiro usando técnicas de previsão tecnológica. In: Congresso Brasileiro de Energia, 4. Rio de Janeiro, RJ, 1987. Anais, v. 3. COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, p. 1249-57.

SEPLAN, O FUTURO A GENTE FAZ - PLANO ESTRATÉGICO DA BAHIA, Secretaria do Planejamento do Estado da Bahia , Salvador, BA, 2003

SOFTTEK, Documento de Requisitos de Negócio para o projeto piloto do Sistema Nacional de Informações Energéticas. Proposta de Projeto Piloto – SNIE, Brasília, DF, 2002.

TOLMASQUIM, M. T. & SZKLO, A. S. (Coordenadores), A Matriz Energética Brasileira na Virada do Milênio, ENERGE/COPEE/UFRJ, 2000.

TOLMASQUIM, M. T. e SZKLO, A. S., Simulação do Mercado de Energia para Projeção da Matriz Energética Brasileira 2000-2022, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, 2002a.

TOLMASQUIM, M. T. e SZKLO, A. S., Simulação do Mercado de Energia para Projeção da Matriz Energética Brasileira 2000-2022 – Relatório 2, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, 2002b.

VENTURA FILHO, A., O Plano Nacional de Energia Elétrica 1993/2015, Revista Brasileira de Energia, 5 (2): 7-35, 1996.

VIEIRA, E., Cavalcante, R. & Macedo, W., Economia Baiana: Desempenho e Perspectivas. Agência de Fomento do Estado da Bahia – Desenbahia, Diretoria de Desenvolvimento de Negócios, Salvador, BA, julho de 2000.

WERNECK, L. M. & AZEVEDO, M. E.C., Sistema de informação sobre energéticos. In: Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 2. Campinas, SP, 1995. Anais. UNICAMP, Campinas, SP, p. 195-9.

WOOD, F. P. & GEINZER, J. C. The IDEAS model and its use in developing the US climate change action plan. In Bunn, D. W. & Larsen, E. R. (Editors) Systems Modelling for Energy Policy, John Wiley & Sons, New York, 1997, p. 31-46.

Anexo

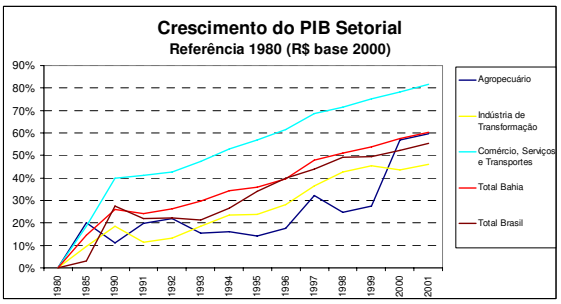
Questionários e Respondentes
Consulta a Especialistas

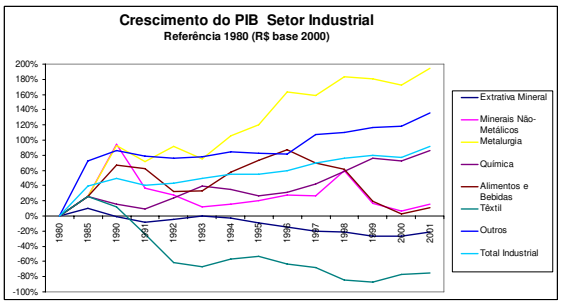
Área de Economia da Energia

Conhecimento na Área: *Perito* ☐ *Conhecedor* ☐ *Familiarizado* ☐ *Não Familiarizado* ☐

1) Na sua opinião, de que forma ocorrerá o crescimento do PIB do Estado da Bahia nos próximos anos?

Os gráficos a seguir apresentam o crescimento do PIB setorial do Estado da Bahia e do Brasil no período de 1980 a 2001 tendo como referência o ano de 1980. Também é apresentada a tabela com a taxa de crescimento anual do PIB no mesmo período.





Crescimento médio anual:

Setor	1980 a 2001
Agropecuário	2,3%
Indústria de Transformação	1,8%
Comércio, Serviços e Transportes	2,9%
Total Industrial	3,1%.
Extrativa Mineral	-1,1%
Minerais Não-Metálicos	0,7%
Metalurgia	5,3%
Papel e Celulose	10,7%
Química	3,0%
Alimentos e Bebidas	0,5%
Têxtil	-6,5%
Outros	4,2%
Total Bahia	2,3%
Total Brasil	2,1%

Crescimento do PIB nos próximos 10 anos por setor:

	Segmento	Muito Alto	Alto	Baixo	Nenhum	Negativo Baixo	Negativo Alto	Não quer Responder
a	Extrativo Mineral							
b	Minerais não Metálicos							
c	Metalurgia							
d	Papel e celulose							
e	Química							

f	Alimentos e Bebidas							
g	Têxtil							
h	Agropecuário							
i	Comercio Serviço e Transporte							
j	Industria de Transformação							

2) Considerando o desempenho da economia baiana e nacional nos últimos anos, as políticas atuais e as que poderão ser implantadas no futuro, quais setores da economia do Estado terão maior probabilidade de crescimento nos próximos 10 anos?

	Segmento	**Grande Probabilidade**	**Média Probabilidade**	**Pouca Probabilidade**	**Nenhuma Probabilidade**
a	Extrativo Mineral				
b	Minerais não Metálicos				
c	Metalurgia				
d	Papel e celulose				
e	Química				
f	Alimentos e Bebidas				
g	Têxtil				
h	Agropecuário				
i	Industria de Transformação				
j	Residencial				
k	Comércio e Serviços				
l	Transportes				
m	Público				

3) Qual o provável comportamento da **renda *per capta*** do Estado da Bahia para os próximos 10 anos?

A participação do PIB do Estado durante o período de 1981 a 2001 permaneceu praticamente constante em relação ao PIB nacional (5,5%) e a taxa anual de crescimento do PIB estadual de 1991 a 2001 foi de 2,6% a.a., enquanto que a nacional para o mesmo período foi de 2,5% a.a.. Alguns dados socioeconômicos do Estado são apresentados nas tabelas a seguir:

Especificações	Ano			Taxa de Crescimento a.a. (%)	
	1980	**1991**	**2000**	**1980/1991**	**1991/2000**
População Total	9.454.346	11.867.991	13.070.250	2,1	1,1
Urbana	4.660.304	7.016.770	8.772.348	3,8	2,5
Rural	4.794.042	4.851.221	4.297.902	0,1	-1,3
Grau de Urbanização	49,3	59,1	67,1		
Esperança de vida ao nascer (anos) *	58,8	64,7	67,7		

Especificações	Ano			Taxa de Crescimento a.a.	
	1980	1991	2001	1980/1991	1991/2001
Oferta Interna Bruta de Energia - OIE (10^3 tEP)	10.816	12.209	17.022	1,1%	3,4%
Consumo Final de Energia (10^3 tEP)	8.468	9.447	12.871	1,0%	3,1%
Produto Interno Bruto - PIB (milhões de R$)	28.053	34.844	45.002	2,0%	2,6%
População Residente - POP (mil hab)	9454	11832	13306	2,1%	1,2%
OIE/PIB (tEP/R$ mil)	0,39	0,35	0,38	-0,9%	0,8%
OIE/POP (tEP/hab)	1,14	1,03	1,28	-0,9%	2,2%
Consumo Final de Energia/PIB (tEP/R$ mil)	0,30	0,27	0,29	-1,0%	0,5%
Consumo Final de Energia/POP (tEP/hab)	0,90	0,80	0,97	-1,0%	1,9%
PIB/POP (R$ mil/hab)	2,97	2,94	3,38	-0,1%	1,4%
Fonte: SEI 2002					

Comportamento da Renda *per capta* para os próximos 10 anos usando como referência a tabela acima:

	Aumentar muito	Aumentar	Permanecer constante	Diminuir	Diminuir muito	Não quer Responder
Renda per capta						

4) Quais novas políticas públicas poderiam ser adotadas para favorecer o crescimento econômico e social do Estado?

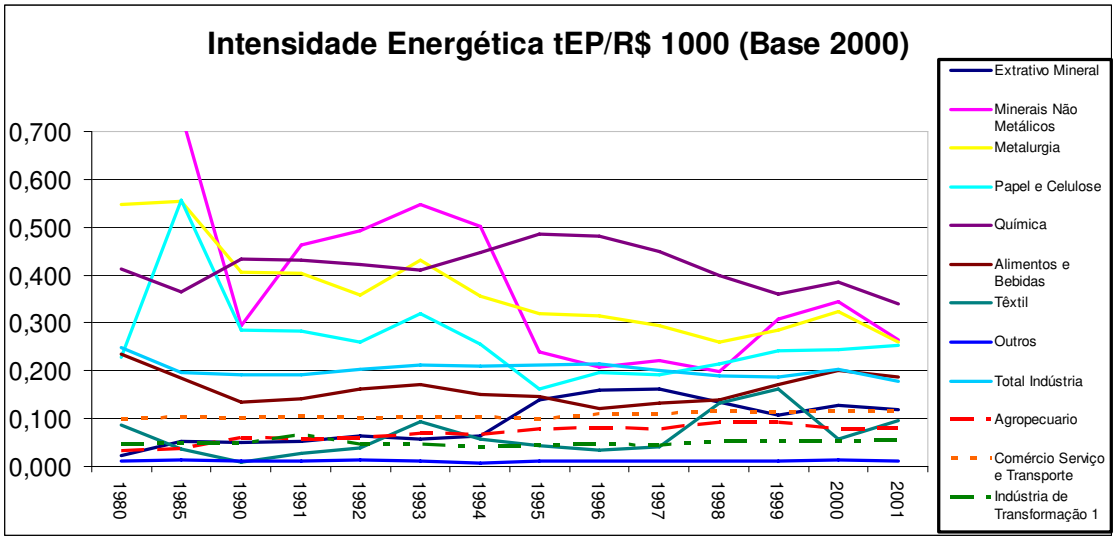
_____
_____
_____

Eficiência Energética

Conhecimento na Área: *Perito* ☐ *Conhecedor* ☐ *Familiarizado* ☐ *Não Familiarizado* ☐

1) Dos segmentos relacionados abaixo, qual será o comportamento no futuro (10 anos em diante) com relação à ***intensidade energética*** (consumo/PIB) e o ***consumo energético*** (produção/PIB) e de qual maneira ocorrerá?

O gráfico abaixo apresenta o comportamento da intensidade energética em alguns segmentos econômicos da Bahia no período de 1980 a 2001.



	Segmento	Redução Muito Alta	Redução Alta	Redução Média	Redução Baixa	Nenhuma Redução	Não Desejo Responder
a	Extrativo Mineral						
b	Minerais não Metálicos						
c	Metalurgia						
d	Papel e celulose						
e	Química						
f	Alimentos e Bebidas						
g	Têxtil						
h	Agropecuário						
i	Comercio Serviço e Transporte						
j	Industria de Transformação						

4) Quais novas políticas públicas deveriam ser aplicadas para incentivar o processo de redução do consumo específico ou intensidade energética e em quais âmbitos do poder Público deveriam ser implementadas?

_____

_____

_____

2) Nos segmentos econômicos relacionados a seguir, como será a participação na estrutura de consumo futuro dos principais energéticos?

Setor Energético

								< 20%	21% a 25%	26% a 30%	31% a 35%	36% a 40%	> 41%
Gás Natural	**1980**	**1985**	**1990**	**1995**	**2001**	**Média**	**Até 2010**						
	22,1%	41,6%	36,8%	36,0%	34,9%	34,3%	**Até 2015**						

								< 2%	3% a 5%	6% a 8%	9% a 11%	> 12%
Produtos da Cana	**1980**	**1985**	**1990**	**1995**	**2001**	**Média**	**Até 2010**					
	2,3%	7,2%	3,5%	7,7%	3,3%	4,8%	**Até 2015**					

								< 1%	2% a 3%	4% a 5%	6% a 7%	8% a 9%	> 10%
Óleo Diesel	**1980**	**1985**	**1990**	**1995**	**2001**	**Média**	**Até 2010**						
	0,0%	4,3%	7,2%	0,1%	0,0%	2,3%	**Até 2015**						

								< 25%	26% a 32%	33% a 39%	40% a 46%	47% a 50%	> 51%
Óleo Combustível	**1980**	**1985**	**1990**	**1995**	**2001**	**Média**	**Até 2010**						
	49,2%	20,9%	30,4%	31,1%	36,2%	33,6%	**Até 2015**						

								< 0,2%	0,2% a 0,4%	0,5% a 0,7%	0,8% a 1,0%	> 1,0%
GLP	**1980**	**1985**	**1990**	**1995**	**2001**	**Média**	**Até 2010**					
	0,0%	0,2%	0,9%	0,1%	0,0%	0,2%	**Até 2015**					

								< 4%	5% a 6%	7% a 8%	9% a 10%	> 11%
Eletricicade	**1980**	**1985**	**1990**	**1995**	**2001**	**Média**	**Até 2010**					
	8,3%	8,5%	7,8%	7,2%	5,0%	7,4%	**Até 2015**					

								< 10%	11% a 15%	16% a 20%	21% a 25%	26% a 30%	> 31%
Outras Secundárias	**1980**	**1985**	**1990**	**1995**	**2001**	**Média**	**Até 2010**						
	18,1%	17,4%	13,4%	17,6%	20,6%	17,4%	**Até 2015**						

Residencial

								< 35%	36% a 40%	41% a 45%	46% a 50%	51% a 55%	> 56%
Lenha	**1980**	**1985**	**1990**	**1995**	**2001**	**Média**	**Até 2010**						
	89,5%	81,6%	71,0%	72,5%	66,6%	76,2%	**Até 2015**						

								< 5%	6% a 12%	13% a 19%	20% a 26%	27% a 33%	> 34%
GLP	**1980**	**1985**	**1990**	**1995**	**2001**	**Média**	**Até 2010**						
	4,7%	10,6%	18,0%	16,6%	20,7%	14,1%	**Até 2015**						

								< 5%	6% a 10%	11% a 15%	16% a 20%	21% a 25%	> 25%
Eletricicade	**1980**	**1985**	**1990**	**1995**	**2001**	**Média**	**Até 2010**						
	2,7%	5,2%	9,0%	9,3%	11,5%	7,5%	**Até 2015**						

								<0,5 %	0,6% a 1,0%	1,1% a 1,5%	> 1,6%
	1980	**1985**	**1990**	**1995**	**2001**	**Média**	**Até 2010**				
Carvão Vegetal	1,6%	1,5%	1,3%	1,3%	1,2%	1,4%	**Até 2015**				

Novos Energéticos		**Até 2010%**	**Até 2015%**
Nome			
Nome			
Nome			

Comercial

								< 1,5%	1,6% a 2,0%	2,1% a 2,5%	2,6% a 3,0%	3,1% a 3,5%	> 3,6%
GLP	**1980**	**1985**	**1990**	**1995**	**2001**	**Média**	**Até 2010**						
	0,0%	1,5%	1,2%	2,6%	2,6%	1,6%	**Até 2015**						

								< 80%	81% a 85%	86% a 90%	91% a 95%	96% a 97%	> 98%
Eletricicade	**1980**	**1985**	**1990**	**1995**	**2001**	**Média**	**Até 2010**						
	56,1%	98,5%	98,8%	97,4%	97,4%	89,6%	**Até 2015**						

Novos Energéticos		**Até 2010%**	**Até 2015%**
Nome			
Nome			
Nome			

Público

								< 1%	2% a 4%	5% a 7%	8% a 10%	11% a 13%	> 14%
Óleo Diesel	**1980**	**1985**	**1990**	**1995**	**2001**	**Média**	**Até 2010**						
	21,6%	12,3%	0,0%	6,6%	4,3%	9,0%	**Até 2015**						

								< 0,5%	0,6% a 1,0%	1,1% a 1,5%	1,6% a 2,0%	2,1% a 2,5%	> 2,6%
Óleo Combustível	**1980**	**1985**	**1990**	**1995**	**2001**	**Média**	**Até 2010**						
	0,0%	2,5%	1,2%	3,3%	0,7%	1,5%	**Até 2015**						

								< 1%	2% a 5%	6% a 9%	10% a 13%	14% a 17%	> 18%
GLP	**1980**	**1985**	**1990**	**1995**	**2001**	**Média**	**Até 2010**						
	2,2%	1,2%	4,8%	2,5%	9,3%	4,0%	**Até 2015**						

								< 70%	71% a 75%	76% a 80%	81% a 85%	86% a 90%	> 91%
Eletricidade	**1980**	**1985**	**1990**	**1995**	**2001**	**Média**	**Até 2010**						
	76,2%	82,7%	94,0%	87,7%	85,6%	85,3%	**Até 2015**						

Novos Energéticos		**Até 2010%**	**Até 2015%**
Nome			
Nome			
Nome			

Agropecuário

								< 25%	26% a 30%	31% a 35%	36% a 40%	31% a 45%	> 46%
Lenha	**1980**	**1985**	**1990**	**1995**	**2001**	**Média**	**Até 2010**						
	54,2%	42,1%	49,3%	43,0%	36,4%	45,0%	**Até 2015**						

								< 25%	26% a 32%	33% a 39%	40% a 46%	47% a 53%	> 54%
Óleo Diesel	**1980**	**1985**	**1990**	**1995**	**2001**	**Média**	**Até 2010**						
	43,6%	50,2%	38,7%	43,7%	49,1%	45,1%	**Até 2015**						

								< 1%	2% a 5%	6% a 9%	10% a 13%	14% a 17%	> 18%
Eletricicade	**1980**	**1985**	**1990**	**1995**	**2001**	**Média**	**Até 2010**						
	2,2%	7,7%	11,9%	13,3%	14,6%	9,9%	**Até 2015**						

Novos Energéticos		**Até 2010%**	**Até 2015%**
Nome			
Nome			
Nome			

Transporte Rodoviário

								< 0,2%	0,3% a 0,7%	0,8% a 1,2%	1,3% a 1,7%	1,8% a 2,2%	> 2,3%
Gás Natural	**1980**	**1985**	**1990**	**1995**	**2001**	**Média**	**Até 2010**						
	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,9%	0,2%	**Até 2015**						

								< 50%	51% a 55%	56% a 60%	61% a 65%	66% a 70%	> 71%
Óleo Diesel	**1980**	**1985**	**1990**	**1995**	**2001**	**Média**	**Até 2010**						
	54,7%	59,2%	61,4%	63,5%	66,8%	61,1%	**Até 2015**						

								< 10%	11% a 15%	16% a 20%	21% a 25%	26% a 30%	> 31%
Gasolina	**1980**	**1985**	**1990**	**1995**	**2001**	**Média**	**Até 2010**						
	38,3%	20,2%	20,6%	22,1%	26,0%	25,4%	**Até 2015**						

								< 4%	5% a 8%	9% a 13%	14% a 18%	19% a 23%	> 24%
Álcool Etílico	**1980**	**1985**	**1990**	**1995**	**2001**	**Média**	**Até 2010**						
	7,0%	20,5%	18,0%	14,4%	6,3%	13,3%	**Até 2015**						

Novos Energéticos		**Até 2010%**	**Até 2015%**
Nome			
Nome			
Nome			

Indústria Química

								<10%	11% a 20%	21% a 25%	26% a 30%	31% a 40%	> 41%
Gás Natural	**1980**	**1985**	**1990**	**1995**	**2001**	**Média**	**Até 2010**						
	6,5%	15,8%	9,3%	27,8%	39,0%	19,7%	**Até 2015**						

								< 5%	6% a 15%	16% a 25%	26% a 29%	30% a 39%	> 40%
Óleo Combustível	**1980**	**1985**	**1990**	**1995**	**2001**	**Média**	**Até 2010**						
	55,5%	35,1%	42,1%	21,0%	6,1%	31,9%	**Até 2015**						

								< 0,5%	0,6% a 1,2%	1,3% a 1,9%	2,0% a 2,6%	2,7% a 3,3%	> 3,4%
GLP	**1980**	**1985**	**1990**	**1995**	**2001**	**Média**	**Até 2010**						
	2,0%	0,6%	0,5%	0,5%	2,9%	1,3%	**Até 2015**						

								< 10%	10% a 12%	13% a 15%	16% a 18%	19% a 21%	> 22%
Eletricidade	**1980**	**1985**	**1990**	**1995**	**2001**	**Média**	**Até 2010**						
	12,3%	16,2%	13,8%	14,4%	14,9%	14,3%	**Até 2015**						

								< 0,2%	0,2% a 0,4%	0,5% a 0,7%	0,8% a 1,0%	> 1,0%
Outras Fontes Secundária	**1980**	**1985**	**1990**	**1995**	**2001**	**Média**	**Até 2010**					
	22,0%	30,1%	32,5%	34,8%	35,8%	31,0%	**Até 2015**					

								< 4%	5% a 6%	7% a 8%	9% a 10%	> 11%
Eletricicade	**1980**	**1985**	**1990**	**1995**	**2001**	**Média**	**Até 2010**					
	8,3%	8,5%	7,8%	7,2%	5,0%	7,4%	**Até 2015**					

								< 10%	11% a 14%	15% a 18%	19% a 22%	23% a 26%	> 29%
Outras Secundárias	**1980**	**1985**	**1990**	**1995**	**2001**	**Média**	**Até 2010**						
	18,1%	17,4%	13,4%	17,6%	20,6%	17,4%	**Até 2015**						

Novos Energéticos		**Até 2010%**	**Até 2015%**
Nome			
Nome			
Nome			

Alimentos e Bebidas

								< 3%	4% a 8%	9% a 13%	14% a 18%	19% a 23%	> 24%
Gás Natural	**1980**	**1985**	**1990**	**1995**	**2001**	**Média**	**Até 2010**						
	0,0%	0,0%	0,0%	2,5%	8,5%	2,2%	**Até 2015**						

								< 5%	6% a 10%	11% a 15%	16% a 20%	21% a 25%	> 26%
Lenha	**1980**	**1985**	**1990**	**1995**	**2001**	**Média**	**Até 2010**						
	68,0%	49,4%	49,2%	30,7%	19,5%	43,4%	**Até 2015**						

								< 25%	26% a 30%	31% a 35%	36% a 40%	41% a 45%	> 46%
Produtos da Cana	**1980**	**1985**	**1990**	**1995**	**2001**	**Média**	**Até 2010**						
	15,2%	26,7%	21,4%	38,5%	42,9%	29,0%	**Até 2015**						

								< 1%	2% a 3%	4% a 5%	6% a 7%	8% a 9%	> 10%
Óleo Diesel	**1980**	**1985**	**1990**	**1995**	**2001**	**Média**	**Até 2010**						
	5,7%	2,2%	1,4%	1,2%	2,5%	2,6%	**Até 2015**						

								< 6%	7% a 9%	10% a 12%	13% a 15%	16% a 18%	> 19%
Óleo Combustível	**1980**	**1985**	**1990**	**1995**	**2001**	**Média**	**Até 2010**						
	5,7%	9,8%	13,7%	13,1%	7,0%	9,8%	**Até 2015**						

								< 9%	10% a 13%	14% a 17%	18% a 21%	22% a 25%	> 26%
Eletricicade	**1980**	**1985**	**1990**	**1995**	**2001**	**Média**	**Até 2010**						
	5,0%	9,6%	11,1%	13,2%	18,6%	11,5%	**Até 2015**						

Novos Energéticos		**Até 2010%**	**Até 2015%**
Nome			
Nome			
Nome			

Papel e Celulose

								< 3%	4% a 6%	7% a 9%	10% a 12%	13% a 15%	> 16%
Gás Natural	**1980**	**1985**	**1990**	**1995**	**2001**	**Média**	**Até 2010**						
	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	5,6%	1,1%	**Até 2015**						

								< 3%	4% a 6%	7% a 9%	10% a 12%	13% a 15%	> 16%
Lenha	**1980**	**1985**	**1990**	**1995**	**2001**	**Média**	**Até 2010**						
	0,0%	5,7%	13,3%	2,4%	5,6%	5,4%	**Até 2015**						

								< 1%	2% a 3%	4% a 5%	6% a 7%	8% a 9%	> 10%
Óleo Diesel	**1980**	**1985**	**1990**	**1995**	**2001**	**Média**	**Até 2010**						
	0,0%	2,8%	4,4%	2,4%	4,6%	2,9%	**Até 2015**						

								< 5%	6% a 15%	16% a 25%	26% a 29%	30% a 39%	> 40%
Óleo Combustível	**1980**	**1985**	**1990**	**1995**	**2001**	**Média**	**Até 2010**						
	79,1%	68,3%	53,3%	33,3%	23,1%	51,4%	**Até 2015**						

								< 35%	36% a 42%	43% a 49%	50% a 56%	57% a 63%	> 64%
Eletricidade	**1980**	**1985**	**1990**	**1995**	**2001**	**Média**	**Até 2010**						
	20,9%	20,3%	29,0%	62,0%	59,3%	38,3%	**Até 2015**						

Novos Energéticos		**Até 2010%**	**Até 2015%**
Nome			
Nome			
Nome			

3) Indique quais tipos de *tecnologia* ou *processo* estariam envolvidos na redução do Consumo Específico ou Intensidade Energética do setor:

Residencial	Respondentes					
	Muito Baixa ou Nenhuma	Baixa	Média	Alta	Muito Alta	Não deseja Responder
Tecnologias e materiais para aumento da eficiência energética em equipamentos e sistemas						
Tecnologias para redução de consumo energético com projetos adequados de construção civil						
Tecnologias para componentes (sistemas eletrônicos, conversores, conexão, armazenamento de energia, medidores)						
Substituições de energéticos que levem a um aumento da eficiência sem necessidade de substituição completa de equipamentos						
Utilização de equipamentos mais eficientes (motores elétricos, iluminação, etc.)						
Programas de educação ambiental e treinamento para utilização racional dos recursos energéticos						

Comercial	Muito Baixa ou Nenhuma	Baixa	Média	Alta	Muito Alta	Não deseja Responder
Tecnologias e materiais para aumento da eficiência energética em equipamentos e sistemas						
Tecnologias para redução de consumo energético com projetos adequados de construção civil						
Automação, supervisão, controle.						
Substituições de energéticos que levem a um aumento da eficiência sem necessidade de substituição completa de equipamentos						
Utilização de equipamentos mais eficientes (motores elétricos, compressores, iluminação, caldeiras e etc)						
Tecnologias para diminuição de perdas (isolamento térmico e elétrico, lubrificação, geração distribuída)						
Aumento da cogeração						
Programas de educação ambiental e treinamento para utilização racional dos recursos energéticos						

Serviços	Respondentes					
	Muito Baixa ou Nenhuma	Baixa	Média	Alta	Muito Alta	Não deseja Responder
Tecnologias e materiais para aumento da eficiência energética em equipamentos e sistemas						
Tecnologias para redução de consumo energético com projetos adequados de construção civil						
Substituições de energéticos que levem a um aumento da eficiência sem necessidade de substituição completa de equipamentos						
Utilização de equipamentos mais eficientes (motores elétricos , compressores, iluminação, caldeiras e etc)						
Tecnologias para diminuição de perdas (isolamento térmico e elétrico, lubrificação, geração distribuída)						
Programas de educação ambiental e treinamento para utilização racional dos recursos energéticos						

Público	Respondentes					
	Muito Baixa ou Nenhuma	Baixa	Média	Alta	Muito Alta	Não deseja Responder
Tecnologias e materiais para aumento da eficiência energética em equipamentos e sistemas						
Tecnologias para redução de consumo energético com projetos adequados de construção civil						
Automação, supervisão, controle.						
Substituições de energéticos que levem a um aumento da eficiência sem necessidade de substituição completa de equipamentos						
Utilização de equipamentos mais eficientes (motores elétricos, compressores, iluminação, caldeiras e etc)						
Tecnologias para diminuição de perdas (isolamento térmico e elétrico, lubrificação, geração distribuída)						
Programas de educação ambiental e treinamento para utilização racional dos recursos energéticos						

Agropecuário	Respondentes					
	Muito Baixa ou Nenhuma	Baixa	Média	Alta	Muito Alta	Não deseja Responder
Tecnologias e materiais para aumento da eficiência energética em equipamentos e sistemas						
Tecnologias para redução de consumo energético com projetos adequados de construção civil						
Automação, supervisão, controle.						
Substituições de energéticos que levem a um aumento da eficiência sem necessidade de substituição completa de equipamentos						
Utilização de equipamentos mais eficientes (motores elétricos e de combustão, compressores, iluminação, turbinas, caldeiras e etc)						
Tecnologias para diminuição de perdas (isolamento térmico e elétrico, lubrificação, geração distribuída)						
Aumento da cogeração						
Reengenharia de processos produtivos						
Programas de educação ambiental e treinamento para utilização racional dos recursos energéticos						

Industrial	Respondentes					
	Muito Baixa ou Nenhuma	Baixa	Média	Alta	Muito Alta	Não deseja Responder
Tecnologias e materiais para aumento da eficiência energética em equipamentos e sistemas						
Tecnologias para redução de consumo energético com projetos adequados de construção civil						
Tecnologias para componentes (sistemas eletrônicos, conversores, conexão, armazenamento de energia, medidores)						
Automação, supervisão, controle: FACTS, automação na distribuição, controles eletrônicos de potencia específicos (proteção)						
Substituições de energéticos que levem a um aumento da eficiência sem necessidade de substituição completa de equipamentos						
Utilização de equipamentos mais eficientes (motores elétricos e de combustão, compressores, iluminação, turbinas, caldeiras e etc)						
Tecnologias para diminuição de perdas (isolamento térmico e elétrico, lubrificação, geração distribuída)						
Aumento da cogeração						
Reengenharia de processos produtivos						
Programas de educação ambiental e treinamento para utilização racional dos recursos energéticos						

Energético	Respondentes					
	Muito Baixa ou Nenhuma	Baixa	Média	Alta	Muito Alta	Não deseja Responder
Tecnologias e materiais para aumento da eficiência energética em equipamentos e sistemas						
Tecnologias para redução de consumo energético com projetos adequados de construção civil						
Tecnologias para componentes (sistemas eletrônicos, conversores, conexão, armazenamento de energia, medidores)						
Automação, supervisão, controle: FACTS, automação na distribuição, controles eletrônicos de potencia específicos (proteção)						
Substituições de energéticos que levem a um aumento da eficiência sem necessidade de substituição completa de equipamentos						
Utilização de equipamentos mais eficientes (motores elétricos e de combustão, compressores, iluminação, turbinas, caldeiras e etc)						
Tecnologias para diminuição de perdas (isolamento térmico e elétrico, lubrificação, geração distribuída)						
Aumento da cogeração						
Reengenharia de processos produtivos						
Programas de educação ambiental e treinamento para utilização racional dos recursos energéticos						

Geração Distribuída

Conhecimento na Área: *Perito* ☐ *Conhecedor* ☐ *Familiarizado* ☐ *Não Familiarizado* ☐

1) Quais setores da economia baiana seriam mais propensos para implantar a geração distribuída e em qual escala ocorrerá para os próximos 10 anos?

De acordo com o Balanço Energético Nacional de 2003, da capacidade de geração de energia elétrica instalada no Brasil em 2003, 6,1% localizavam-se no Estado da Bahia. Dos 80.286 MW de capacidade de centrais de serviço público e 6.218 MW de usinas de autoprodutores instalados no País em 31 de dezembro daquele ano, 6,0% e 7,8%, respectivamente, estavam situados no Estado, evidenciando a forte presença local dos autoprodutores. Dos 4.831 MW de centrais de serviço público e dos 487 MW de centrais de autoprodutores instalados no Estado, 15,4% e 95,7% correspondiam a usinas termelétricas, respectivamente, indicando o caráter dominante desta tecnologia entre os autoprodutores e o seu papel ainda pequeno entre as centrais de serviço público no Estado. Embora a participação das usinas térmicas no total da energia elétrica produzida seja de 15,3%, estas poderão se constituir em uma importante fonte de geração de eletricidade, juntamente com as PCHs, devido ao esgotamento de grandes aproveitamentos hídricos no nordeste, ao crescente custo marginal de expansão do sistema elétrico e ao aumento da oferta de gás natural. A capacidade de autoprodução de eletricidade no Estado em 2003 estava distribuída entre os seguintes principais segmentos econômicos, em ordem decrescente de participação, no Estado: indústria química – 55,6%, papel e celulose – 21,7%, energético – 12,9%, agropecuário – 4,1%, siderúrgico – 3,7%, mineração 1,3% e têxtil – 0,7%.

	Segmento	**Crescer Muito**	**Crescer Moderado**	**Crescer Pouco**	**Mesmo nível de Crescimento**	**Diminuir o Crescimento**
a	Extrativo Mineral					
b	Minerais não Metálicos					
c	Metalurgia					
d	Papel e celulose					
e	Química					
f	Alimentos e Bebidas					
g	Têxtil					
h	Agropecuário					
k	Comércio e Serviços					

2) Das tecnologias utilizadas na *Geração Distribuída* relacionadas a seguir, quais terão maior participação nos diversos setores da economia do Estado?

Código	Uso
0	Nenhum
1	Muito Pouco
2	Pouco
3	Moderado
4	Alto
5	Muito Alto

Tecnologia	Extrativo Mineral	Minerais não Metálicos	Metalurgia	Papel e celulose	Química	Alimentos e Bebidas	Têxtil	Agropecuário	Comércio e Serviços
Não-Renováveis									
Turbina a gás de ciclo combinado									
Motores de combustão interna									
Turbina de combustão									
Microturbinas									
Renováveis									
Hidro pequena									
Hidro micro									
Turbina eólica									
Sistemas fotovoltaicos									
Biomassa, baseada na gaseificação									
Células a Combustível									

3) Quais novas políticas públicas poderiam ser adotadas para incentivar a Geração Distribuída no Estado e em qual instância política deveriam ser implantadas?

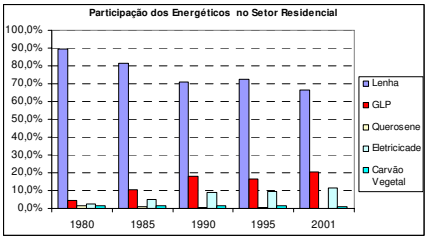
_____
_____
_____
_____

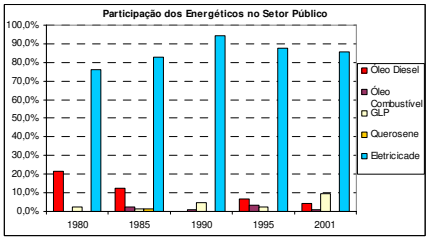
Gás Natural

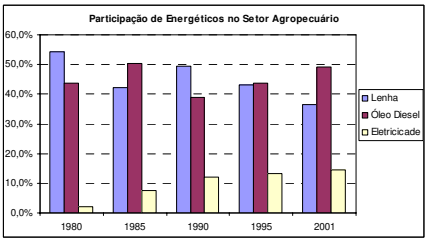
Conhecimento na Área: *Perito* □ *Conhecedor* □ *Familiarizado* □ *Não Familiarizado* □

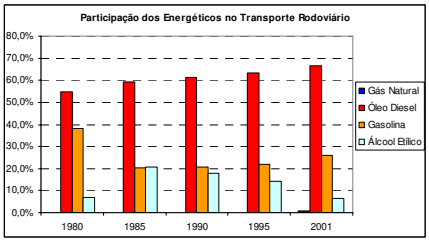
1) Dos segmentos relacionados abaixo, quais apresentam maior perspectiva de entrada do ***gás natural*** e quais energéticos tendem a ser substituído?

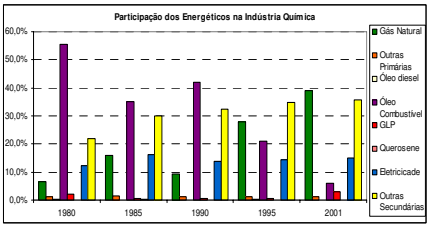
Os gráficos a seguir apresentam a evolução do consumo dos principais energéticos em alguns segmentos da economia baiana no período de 1980 a 2001.

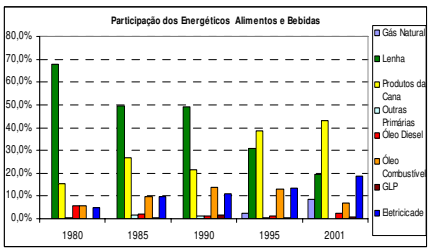


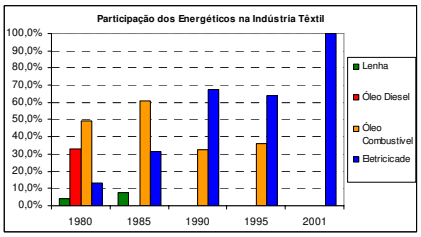


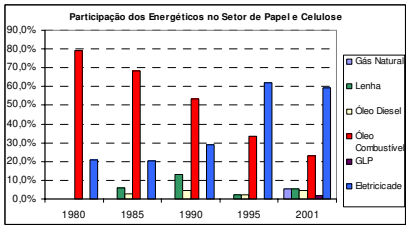












Como será a penetração do Gás Natural nos próximos 10 anos nos Setores:

Setores	Muito Alta	Alta	Média	Baixa	Muito Baixa	Nenhuma
Residencial						
Público						
Agropecuário						
Transporte Rodoviário						
Indústria Química						
Alimentos e Bebidas						
Indústria Têxtil						
Papel e Celulose						

Utilize o código abaixo para especificar quais energéticos o Gás Natural irá substituir nos próximos 10 anos e qual será a faixa de substituição:

Setores	Lenha	Produtos da Cana	Outras Primárias	Óleo Diesel	Óleo Combustível	Gasolina	GLP	Querosene	Eletricidade	Álcool Etílico	Outras Secundárias	Nenhuma
Residencial												
Público												
Agropecuário												
Transporte Rodoviário												
Indústria Química												
Alimentos e Bebidas												
Indústria Têxtil												
Papel e Celulose												

2) Qual será a participação do Gás Natural esperada para os próximos 10 anos na Matriz Energética do Estado?

A participação do Gás Natural na matriz energética do Estado apresentou uma taxa de crescimento anual no período de 1980 a 2001 de 4,3 % a.a.. O consumo de Gás Natural em 1980 representava 8,2% do consumo total de energético e em 2001 representava 13,7% do consumo total energético. A produção do Gás Natural passou de 925.000.000 m^3 em 1981 para 2.381.610.000 m^3 em 2003, representando um aumento de 157%.

Participação do GN na matriz energética do Estado

	Abaixo de 10%	De 10% a 12%	De 13% a 15%	De 16% a 18%	De 19% a 21%	De 22% a 24%	De 25% a 27%	De 28% a 30%	De 31% a 33%	Acima de 34%	Não quer Responder
Participação											

3) Nos segmentos relacionados a seguir, em quais usos o Gás Natural seria empregado e em qual intensidade?

Para preencher as tabelas a seguir, utilize os códigos:

Código	Uso
0	Nenhum
1	Muito Pouco
2	Pouco
3	Médio
4	Alto
5	Muito Alto

Aplicação do Gás Natural:

Setor	Aplicação				
	Calor de Processo	Aquecimento direto	Força Motriz	Outras Aplicações	Especificar Outras Aplicações: _____ _____ _____ _____ _____ _____ _____
Indústria Têxtil					
Industria Química					
Alimentos e Bebidas					
Papel e Celulose					

Setor	Aplicação					
	Cocção	Aquecimento de Água	Frio Calor	Cogeração	Outras Aplicações	Especificar Outras Aplicações: _____ _____ _____ _____ _____ _____ _____
Residencial						
Comercial						
Público						

4) No setor de Transporte Rodoviário o aumento da demanda por Gás Natural estará associado principalmente as quais fatores relacionados a seguir?

Participação no consumo de Gás Natural no setor de Transporte Rodoviário:

Transporte Rodoviário	Nenhuma	Muito Pouco	Pouco	Médio	Alto	Muito Alto
Veículos convertidos						
Veículos bi e tri-combustível de fábrica						
Frotas de ônibus urbanos						
Outros: _____ _____						

4) Quais novas políticas públicas poderiam ser adotadas para ampliar a demanda de Gás Natural no Estado e em qual instancia política deveriam ser implantadas?

_____
_____
_____
_____
_____
_____
_____
_____
_____
_____
_____

Respondentes:

NOME	INSTITUIÇÃO/CARGO
Edmilson Cardoso Santana	COELBA/Gerente do Departamento de Gestão de Mercado - CGM
Paulo Roberto Britto Guimarães	UNIFACS/Chefe do Departamento de Engenharia e Arquitetura
Cesar Vaz de Carvalho Junior	Superintendência de Estudos Econômicos e Sociais da Bahia- SEI/Diretor Geral
Raimundo Filgueiras	AGERBA/ Assessor-chefe da Assessoria de Planejamento e Ação Estratégica da Agerba
Osvaldo Livio Soliano Pereira	UNIFACS e MME/ Professor Pesquisador e consultor do Ministério de Minas e Energia.

Total de questionários: 7