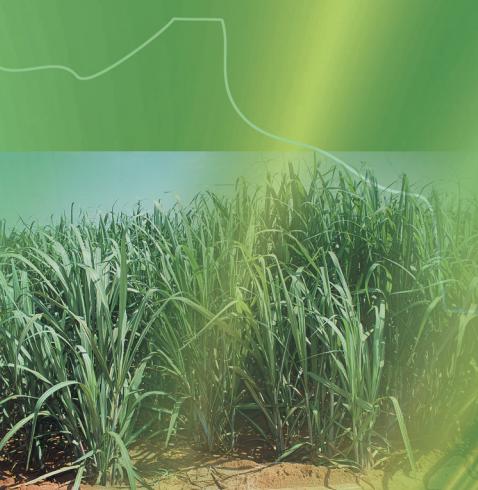




MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
SECRETARIA DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO
EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA

Plano Nacional de Energia **2030**



Novembro de 2007



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
SECRETARIA DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO
EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA

Plano Nacional de Energia 2030





Ministério das Minas e Energia – MME

**SECRETARIA DE PLANEJAMENTO E
DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO – SPE**

Ministro de Estado de Minas e Energia

Silas Rondeau Cavalcante Silva

Nelson Jose Hubner Moreira (interino)

Edison Lobão

**Secretário de Planejamento e
Desenvolvimento Energético**

Márcio Pereira Zimmermann

**Diretor do Departamento de
Planejamento Energético**

Iran de Oliveira Pinto

**Diretora do Departamento de
Desenvolvimento Energético**

Laura Cristina da Fonseca Porto

**Diretor do Departamento de
Outorgas de Concessões,**

Permissões e Autorizações

Sidney do Lago Junior

Ministério das Minas e Energia – MME

Esplanada dos Ministérios Bloco U – 5º andar

70065-900 – Brasília – DF

Tel.: (55 61) 3319 5299 Fax : (55 61) 3319 5067

www.mme.gov.br



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE

Presidente

Mauricio Tionno Tolmasquim

Diretor de Estudos

Econômicos e Energéticos

Amílcar Guerreiro

Diretor de Estudos de

Energia Elétrica

José Carlos de Miranda Farias

Diretor de Estudos do

Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Gelson Baptista Serva (interino)

Diretor de Gestão Corporativa

Ibanês César Cássel

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Sede: SAN – Quadra 1 – Bloco “B” – 1º andar | 70051-903

Brasília – DF

Escritório Central: Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar 20090-003

Rio de Janeiro – RJ

Tel.: (55 21) 3512 3100 | Fax : (55 21) 3512 3199

www.epe.gov.br

**Catalogação na Fonte
Divisão de Gestão de Documentos e Informação Bibliográfica**

Brasil. Ministério de Minas e Energia.

Plano Nacional de Energia 2030 / Ministério de Minas e Energia ; colaboração Empresa de Pesquisa Energética . _ Brasília

: MME : EPE, 2007.

p. 324 : il.

1. Energia elétrica – Brasil.
2. Fonte alternativa de energia.
3. Plano Nacional de Energia Elétrica. I. Empresa Energética.
- II. Título.

CDU 621.3(81)“2030” : 338.28

Plano Nacional de Energia

2030

Apresentação

A publicação do Plano Decenal de Energia Elétrica - PDEE 2006/2015, aprovado pela Portaria MME nº 121, em 31 de maio de 2006, representou a retomada de fato pelo Ministério de Minas e Energia - MME, enquanto responsável pela concepção e implementação de políticas para o Setor Energético, em consonância com as diretrizes do Conselho Nacional de Políticas Energéticas - CNPE, do planejamento como função de governo.

Ao longo do ano de 2006 foi priorizada a realização de vários estudos de planejamento, em consonância com a estratégia prevista no Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico, destacando-se o presente estudo denominado Plano Nacional de Energia - PNE 2030, instrumento fundamental para o planejamento de longo prazo, orientando tendências e balizando as alternativas de suprimento da demanda de energia nas próximas décadas, através da orientação estratégica da expansão. Ressaltam-se também a elaboração da projeção da Matriz Energética Nacional - MEN 2030, que juntamente com o PNE 2030 subsidiarão a definição de políticas energéticas, e do Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2007/2016, que se encontram em fase final de edição. Assim os estudos de planejamento energético brasileiro estão sendo realizados considerando os horizontes de curto, médio e longo prazos.

O objetivo desse esforço do MME em disponibilizar o PNE 2030, além de prover a retomada do Planejamento Setorial, é dar a sociedade brasileira uma visão integrada de longo prazo do Setor Energético, propondo estratégias de expansão da oferta de energia, que levem em conta a eficiência energética e a inovação tecnológica, tanto na produção como no consumo de energia, dentro da ótica de desenvolvimento sustentável do País, com ênfase no tratamento das questões socioambientais.

No processo de interação com a sociedade foram realizados nove seminários públicos para apresentação dos resultados, a medida que os estudos eram disponibilizados. Este procedimento de interação desde a fase de concepção do planejamento é inédito no setor, como também é inédita a introdução do enfoque energético amplo.

Assim, ao disponibilizar este Plano o Ministério de Minas e Energia agradece publicamente toda a colaboração recebida, para o aprimoramento dos estudos e como consequência para o êxito desta atividade de planejamento.

Brasília, fevereiro de 2008

Estrutura do Relatório

- Capítulo I – **Conclusões e recomendações:** Apresenta as principais conclusões dos estudos, visando dar uma visão geral dos resultados alcançados. As recomendações destacam as principais ações que devem ser delineadas na implantação deste Plano.
- Capítulo II – **Resultados Consolidados:** São apresentados os resultados consolidados dos estudos, destacando-se a evolução da estrutura da oferta interna de energia e sintetizando os aspectos básicos das principais fontes energéticas. Neste capítulo apresenta-se ainda a avaliação das emissões de CO₂ e da demanda de investimentos geradas pela expansão da oferta de energia.
- Capítulo III – **O Contexto:** Descrevem-se as hipóteses macroeconômicas, a visão de mundo e a visão de país, e de crescimento demográfico sobre as quais se apóia o cenário energético quantificado.
- Capítulo IV – **Projeções do Consumo Final de Energia** - são apresentados os resultados das projeções da demanda de energia no longo prazo em cada um dos cenários econômicos, refletindo as implicações tanto qualitativas como quantitativas das linhas gerais de cada trajetória. Assim são tratados o consumo de energia por setor e o consumo por fonte, destacando-se o papel da eficiência energética nessas projeções como fator de melhor utilização da energia, tendência sinalizada em indicadores como a elasticidade-de-renda da demanda e a intensidade energética. Na abordagem da expansão da oferta interna de energia, foram destacados os energéticos que explicam mais de 86% do consumo final de energia no ano 2030.
- Capítulo V – **Petróleo** VI – **Gás Natural** VII – **Cana-de-açúcar** Capítulo VIII – **Eletricidade** - Em cada um desses capítulos, se discutem recursos e reservas, os aspectos tecnológicos, as projeções da demanda e os principais elementos que caracterizam a expansão da oferta, inclusive os aspectos socioambientais.
- Capítulo IX – **Eficiência Energética** - Descreve o contexto atual sobre os mecanismos existentes e as estratégias futuras para fomentar a eficiência energética no Brasil.
- Capítulo X – **Inovação Tecnológica** - Apresenta uma visão geral sobre os atuais mecanismos do Governo para incentivo à pesquisa em energia no Brasil e as principais linhas de pesquisa, que deverão ser foco destes mecanismos para o fomento à inovação tecnológica no setor de energia.

Participantes do Ministério de Minas e Energia – MME

Coordenação Geral

Márcio Pereira Zimmermann

Coordenação Executiva

Iran de Oliveira Pinto

Paulo Altaur Pereira Costa

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL

Albert Cordeiro Geber de Melo

Carlos Henrique Medeiros de Sabóia

Jorge Machado Damazio

Luiz Guilherme Barbosa Marzano

Maria Elvira Piñeiro Maceira

Maria Luiza Viana Lisboa

Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE

Consultores do Projeto ESTAL^(*)

Altino Ventura Filho

Antonio Carlos Tatit Holtz

Leonardo Lins Albuquerque (parcial)

Equipe Técnica SPE

Adriano Jeronimo da Silva

Alexandre Ramos Peixoto

Andréa Figueiredo

Artur Costa Steiner

Augusto Cesar C. S. Machado

Celso Fioravante

Ceres Zenaide Barbosa Cavalcanti

Cristiany Salgado faria

Dirceu B. de Souza Jr.

Eduardo de Freitas Madeira

Fernando Colli Munhoz

Fernando José Ramos Mello

Franscisco Romário Wojcicki

Gilberto Hollauer

Jarbas R. de Aldano Matos

Jefferson Boechat

João Antônio Moreira Patusco

José Antônio Sales de Melo

Joao Luiz Tedeschi

John Denys Cadman

José Carlos Vilella

José Luiz Scavassa

Luiz Antonio Duarte

Mauricio Abi-Chain de Oliveira

Osmar Ferreira do Nascimento

Paulo Augusto Leonelli

Paulo Roberto Rabelo da Assunção

Paulo de Tarso de Alexandria Cruz

Samira Sana Fernandes de Souza

Sophia Andonios Spyridakis Pereira

Willian R. Muniz

Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis - SPG

Coordenação

João José de Nora Souto

Equipe Técnica SPG

José Botelho Neto

Clayton de Souza Pontes

Cláudio Akio Ishihara

Luiz Carlos Lisboa Theodoro

Manoel Rodrigues Parada Neto

Marco Antônio Martins Almeida

Georges Souto Rocha

Symone Christine de Santana Araújo

Ricardo de Gusmão Dornelles

Marlon Arraes Jardim Leal

Ricardo Borges Gomide

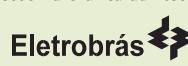
Equipe de Edição

Ana Kléa Sobreira de Moraes

Carlos Eduardo Reis Gregório

Gabriela Pires Gomes de Sousa Costa

Impresso na Gráfica da Eletrobrás



Participantes da Empresa de Pesquisa Energética - EPE

Coordenação Geral

Maurício Tolmasquim
Amilcar Guerreiro

Coordenação Executiva

Juarez Castrillon Lopes
Renato Pinto de Queiroz
James Bolívar Luna de Azevedo

Coordenação Técnica

Ricardo Gorini de Oliveira
Vicente Correa Neto
Claudio Gomes Velloso
Emilio Hiroshi Matsumura
Mauro Araújo de Almeida (parte)

Equipe Técnica

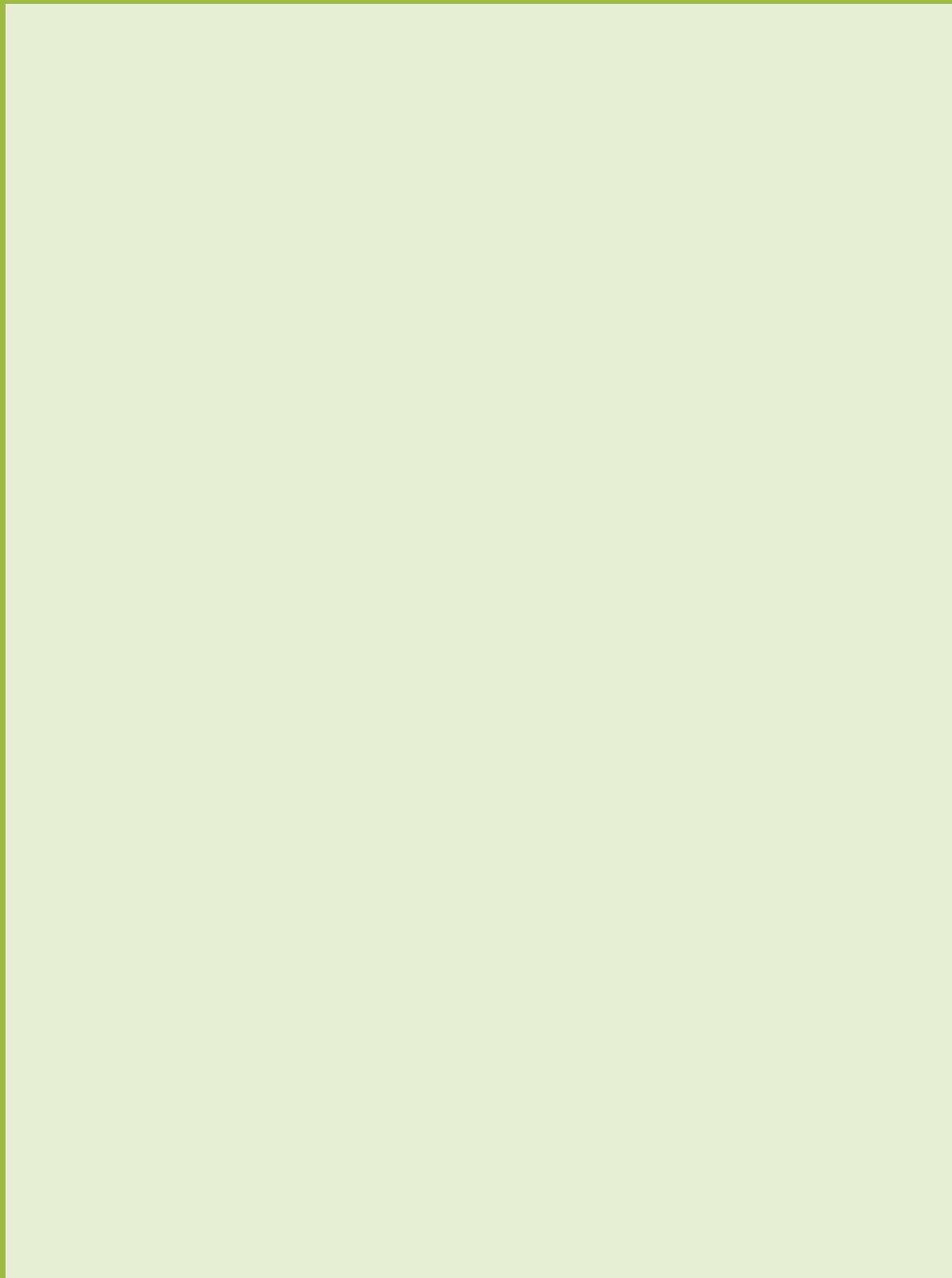
Agenor Gomes Pinto Garcia
Amaro Olímpio Pereira Júnior
Ana Cristina Braga Maia
Ana Paula Coelho
André Luiz Zanette
André Luiz Rodrigues Osório
Carla Achão
Eduardo Velho (parte)
Flávia Pompeu Serran
Hernani de Moraes Vieira
Inah de Holanda
Jeferson Borghetti Soares
José Manuel David
Juliana Marreco (parte)
Kriseida C. P. Alekseev
Luis Claudio Orleans
Marilene Dias Gomes
Marina Elisabete Espinho Tavares
Mirian Regini Nutti
Paulo Nascimento Teixeira
Paulo Roberto Amaro
Raymundo M. Aragão Neto
Renata de Azevedo Moreira da Silva e
Sérgio Henrique F. da Cunha.

Colaboração interna

Deve-se destacar que foram especialmente importantes as contribuições das equipes das demais diretorias da EPE lideradas por:
Ricardo Cavalcanti Furtado (Meio Ambiente);
Paulo César Vaz Esmeraldo (Planejamento da Transmissão);
Gelson Serva (Gás Natural e Biocombustíveis) e
Ricardo Vale (Petróleo)

Consultores externos

Jair Albo Marques de Souza e
Prof. Sandoval Carneiro Jr.



SUMÁRIO

Introdução	21
1. Conclusões e Recomendações	27
1.1. Conclusões	27
1.2. Recomendações	34
2. Resultados Consolidados	36
2.1. Evolução da Oferta Interna de Energia.....	36
2.2. Resumo por Fonte	41
2.3. Emissões de Gases de Efeito Estufa.....	48
2.4. Investimentos	51
3. O Contexto	61
3.1. Aspectos Metodológicos.....	61
3.2. Cenários Macroeconômicos	63
3.3. População.....	74
3.4. Contexto Energético	76
4. Projeções do Consumo Final de Energia	86
4.1. Introdução	86
4.2. Projeções do Consumo Final.....	87
4.3. Consumo Final por Fonte.....	93
4.4. Consumo Final por Setor	96
4.5. Eficiência Energética	98
5. Petróleo	102
5.1. Introdução	102
5.2. Recursos e Reservas Nacionais	106
5.3. Produção Doméstica e Consumo de Petróleo	108
5.4. Consumo de Derivados	110
5.5. Óleo Diesel	112
5.6. Refino	116
5.7. Meio Ambiente	123
6. Gás Natural	126
6.1. Introdução	126
6.2. Recursos e Reservas Nacionais	127
6.3. Importação e Mercado Internacional.....	129
6.4. Infra-estrutura de Transporte e Distribuição de Gás Natural	131
6.5. Produção	133

PLANO NACIONAL DE ENERGIA 2030

SUMÁRIO

Continuação

6.6. Projeção do Consumo Total	135
6.7. Expansão da Capacidade de Oferta de Gás Natural	138
6.8. Meio Ambiente	140
7. Biomassa	142
7.1. Introdução	142
7.2. Expansão da Produção de Cana-de-Açúcar	146
7.3. Oferta de Biomassa para Fins Energéticos	147
7.4. Produção e Consumo de Etanol	152
7.5. Impactos e Benefícios Socioambientais	154
8. Eletricidade	159
8.1. Recursos Energéticos	159
8.2. Projeções da Demanda	191
8.3. Alternativas para Atendimento da Demanda	200
8.4. Condicionantes para a Expansão da Rede	206
8.5. Expansão da Oferta	227
8.6. Análises de Sensibilidade	236
9. Eficiência Energética	241
9.1. Introdução	241
9.2. Medidas de Conservação de Energia	242
9.3. Estratégias de Eficiência Energética no Brasil até 2030	245
9.4. O Papel da Geração Distribuída e da Cogeração	253
9.5. Considerações Finais	254
10. Inovação Tecnológica	255
10.1. Evolução do Incentivo a Inovação Tecnológica no Setor de Energia do Brasil	255
10.2. Estratégia para a Inovação Tecnológica no Brasil	256
10.3. Áreas Estratégicas para Investimentos em Pesquisa no Brasil	257
10.4. Conclusões	263
11. Referências Bibliográficas	265
Anexo I - TERMO DE REFERÊNCIA	291
Agradecimentos	321

LISTA DE FIGURAS

1. Conclusões e recomendações

Figura 1.1: Evolução da Estrutura da Oferta Interna de Energia.....	28
Figura 1.2: Estrutura da Oferta de Eletricidade	30
Figura 1.3: Estrutura do Consumo de Eletricidade	30

2. Resultados Consolidados

Figura 2.1: Evolução da Estrutura da Oferta Interna de Energia.....	37
Figura 2.2: Fontes Renováveis na Matriz Energética Brasileira.....	38
Figura 2.3: População e Demanda de Energia per Capita	39
Figura 2.4: Evolução da Intensidade Energética (com base na oferta interna de energia).....	40
Figura 2.5: Brasil. Evolução da Dependência Externa de Energia.....	41
Figura 2.6: Estrutura do Consumo de Derivados de Petróleo.....	42
Figura 2.7: Estrutura do Consumo de Gás Natural (% sobre dados em tep)	43
Figura 2.8: Estrutura da Oferta de Eletricidade	47
Figura 2.9: Estrutura do Consumo de Eletricidade	47
Figura 2.10: Estrutura das Emissões de CO2 por Fonte	49
Figura 2.11: Estrutura das Emissões de CO2 por Setor	50
Figura 2.12: Evolução das Emissões Específicas de CO2 (tCO2/tep, com base na Oferta Interna de Energia)	51
Figura 2.13: CAPEX de E&P/média da Produção de Óleo Período: 2005-2008 (US\$/bbl).....	52
Figura 2.14: Repartição Setorial dos Investimentos no Setor Energético (Período 2005-2030)	60

3. O Contexto

Figura 3.1: Metodologia dos Estudos do PNE 2030: Uma Visão Geral	61
Figura 3.2: PNE 2030: Modelos de Cálculo Utilizados.....	63
Figura 3.3: Cenários Mundiais: Incertezas Críticas.....	64
Figura 3.4: Cenários Mundiais: Taxa Anual Média de Crescimento do PIB (%) Período 2005-2030.....	67
Figura 3.5: Cenários Nacionais: Potencialidades x Fragilidades	68
Figura 3.6: Cenários Nacionais: Taxa Anual Média de Crescimento do PIB (%) (Período 2005-2030)	70
Figura 3.7: Representação Estilizada da Evolução Padrão da Estrutura Setorial(% do PIB)	72
Figura 3.8: Cenários de Evolução da Estrutura Produtiva Nacional (%)	73
Figura 3.9: Cenários Nacionais do Crescimento Setorial. Taxa Anual Média no Período 2005-2030 (%)..	73
Figura 3.10: Brasil - Crescimento Demográfico	75
Figura 3.11: Crescimento da Renda per Capita (%).	77
Figura 3.12: Estrutura da Oferta Interna de Energia no Brasil (2005)	78
Figura 3.13: Evolução dos Preços Internacionais do Petróleo (tipo Brent)	79
Figura 3.14: Preços Internacionais do Gás Natural (US\$ de 2006).....	81
Figura 3.15: Áreas sob Proteção Legal na Amazônia.....	83

4. Projeções do Consumo Final de Energia

Figura 4.1: Metodologia de Previsão do Consumo Final de Energia.....	88
Figura 4.2: PIB e Energia. Taxas Médias de Crescimento.....	91
Figura 4.3: Elasticidade-Renda do Consumo de Energia no Cenário B1.....	92
Figura 4.4: Evolução da Intensidade Energética.....	93
Figura 4.5: Evolução da Participação das Fontes no Consumo Final de Energia (Cenário B1).....	96
Figura 4.6: Evolução do Consumo Energético Setorial (Cenário B1) (milhares de tep)	98
Figura 4.7: Energia Final Conservada por Cenário (% do consumo final).....	100

5. Petróleo

Figura 5.1: Principais Fluxos de Movimentação de Petróleo no Mundo	103
Figura 5.2: Evolução da Estrutura da Demanda de Combustíveis Líquidos no Brasil (%).....	104

PLANO NACIONAL DE ENERGIA 2030

LISTA DE FIGURAS

Continuação

Figura 5.3: Estrutura da Demanda de Combustíveis Líquidos por Setor	105
Figura 5.4: Reservas Provadas de Petróleo do Brasil.....	106
Figura 5.5: Áreas de Concessão de Exploração da Petrobrás no Brasil.....	107
Figura 5.6: Cenário para a Produção Doméstica de Petróleo.....	110
Figura 5.7: Produção e Consumo de petróleo (milhões de barris/dia).....	110
Figura 5.8: Evolução do Consumo de Óleo Diesel no Brasil	113
Figura 5.9: Representação Esquemática do Processo H-bio	114
Figura 5.10: Estrutura da Produção de Derivados do Refino Nacional (2005)	117
Figura 5.11: Perfil da Nova Refinaria Indicada até 2015.....	118
Figura 5.12: Expansão da Capacidade de Refino no Brasil.....	119
Figura 5.13: Perfil da "Refinaria Diesel"	119
Figura 5.14: Perfil da "Refinaria Gasolina"	120
Figura 5.15: Evolução do Perfil de Produção de Derivados do Refino Nacional (% sobre dados em tep e incluindo H-bio)	120
Figura 5.16: Produção e Consumo de Óleo Diesel. (bilhões de litros)	121
Figura 5.17: Produção e Consumo de Gasolina. (bilhões de litros)	122
Figura 5.18: Produção e Consumo de GLP (bilhões de litros).....	122
Figura 5.19: Produção e Consumo de Óleo Combustível (bilhões de litros)	123
6. Gás Natural	
Figura 6.1: Evolução das Reservas de Gás Natural no Brasil	127
Figura 6.2: Evolução dos Preços do Gás Natural no Japão e nos EUA	131
Figura 6.3: Possibilidades de Suprimento de Gás Natural ao Brasil.....	132
Figura 6.4: Cenário para a Produção Doméstica de Gás Natural	135
Figura 6.5: Evolução Histórica do Consumo Total de Gás Natural (milhões de m ³ /ano)	136
Figura 6.6: Evolução do Consumo Total de Gás Natural (milhões de m ³ /ano)	137
Figura 6.7: Estrutura do Consumo Total de Gás Natural (%)	138
Figura 6.8: Evolução do Balanço de Gás Natural no Brasil até 20301	139
Figura 6.9: Expansão da Capacidade de Processamento de Gás Natural (milhões de m ³ /dia).....	140
7. Biomassa	
Figura 7.1: Processos de Conversão Energética da Biomassa	142
Figura 7.2: Faixa Tropical e Sub-tropical do Planeta	143
Figura 7.3: Cadeia Produtiva da Cana-de-Açúcar	145
Figura 7.4: Potencial de Produção de Eletricidade a partir da Biomassa da Cana-de-Açúcar (produção de 400 milhões de toneladas/ano)	148
Figura 7.5: Índice de Recuperação da Palha da Cana-de-Açúcar (% da massa de matéria produzida).....	149
Figura 7.6: Destinação da Biomassa da Cana-de-Açúcar para Produção de Etanol (% da massa de matéria produzida) .	151
Figura 7.7: Projeção da Produção e do Consumo de Etanol (bilhões de litros por ano)	154
Figura 7.8: Hipóteses de Evolução Tecnológica de Veículos Leves no Brasil.....	154
Figura 7.9: Empregos Gerados por Fonte de Energia	157
8. Eletricidade	
Figura 8.1: Trajetória de Aproveitamento dos Recursos Hidrelétricos Nacionais.....	165
Figura 8.2: Oferta Mundial de Eletricidade	166
Figura 8.3: Preço Internacional do Concentrado de Urânio	167
Figura 8.4: Evolução das Reservas Brasileiras de Urânio (toneladas de U308)	168
Figura 8.5: Preços Internacionais do Carvão Mineral (US\$/t)	173

LISTA DE FIGURAS

Continuação

Figura 8.6: Evolução das Reservas de Carvão Mineral Nacional (109 t)	175
Figura 8.7: Cenário de Evolução da Estrutura do Processamento de Cana-de-Açúcar, Segundo as Tecnologias de Geração de Eletricidade.....	186
Figura 8.8: Projeção do Consumo Final de Eletricidade no Brasil (TWh)	192
Figura 8.9: Eficiência Energética em 2030 – Progresso Autônomo (TWh)	193
Figura 8.10: Consumo de Eletricidade e PIB.....	195
Figura 8.11: Intensidade Elétrica do PIB	196
Figura 8.12: Consumo Residencial Médio (kWh/domicílio/mês)	198
Figura 8.13: Alternativas para Atendimento à Demanda de Eletricidade.....	200
Figura 8.14: Potenciais de Conservação de Energia	202
Figura 8.15: Projeção do Consumo Final de Eletricidade.....	203
Figura 8.16: Projeção do Consumo Final de Eletricidade no Brasil (atendido pelas centrais de produção para a rede) ..	206
Figura 8.17: Interligação dos Sistemas Isolados	208
Figura 8.18: Rede de Transmissão do SIN sobre o Mapa da Europa.....	214
Figura 8.19: Sistema Interligado Nacional (2015).....	216
Figura 8.20: Sistema Interligado Nacional. Possibilidades de Expansão 2030.....	216
Figura 8.21: Fator de Capacidade de Usinas Térmicas (em função do custo do combustível)	218
Figura 8.22: Variação do Fator de Capacidade de Usinas Térmicas (em função do custo marginal de operação)	218
Figura 8.23: Custo de Investimento do Potencial Hidrelétrico a Aproveitar	220
Figura 8.24: Custo Médio Comparado da Geração de Eletricidade	226
Figura 8.25: Sistema Interligado Nacional. Expansão das Interligações (2015-2030)	235

10. Inovação Tecnológica

Figura 10.1: Aplicação dos recursos em 2006: (a) CT-ENERG e (b) CT-PETRO	255
Figura 10.2: Estratégia de Inovação Tecnológica	257

LISTA DE TABELAS

1. Conclusões e recomendações

Tabela 1.1: Brasil Período 2005/2030 – Taxa Anual Média de Crescimento de Energia (%)	27
---	----

2. Resultados Consolidados

Tabela 2.1: Projeção da Oferta Interna de Energia (milhares de tep)	37
Tabela 2.2: Evolução da Intencidade Energética	40
Tabela 2.3: Petróleo e Derivados: Indicadores Selecionados (milhares de barris por dia)	42
Tabela 2.4: Gás Natural: Indicadores Selecionados (milhões de m ³ por dia)	44
Tabela 2.5: Produtos da Cana-de-Açúcar: Indicadores Selecionados	45
Tabela 2.6: Eletricidade: Indicadores Selecionados (TWh)	46
Tabela 2.7: Investimentos na Área de Petróleo e Derivados. (US\$ bilhões)	53
Tabela 2.8: Características de Interligações de UPGN em Operação	54
Tabela 2.9: Investimento em Unidades de Regaseificação de GNL	56
Tabela 2.10: Investimentos na Área de Gás Natural (US\$ bilhões)	56
Tabela 2.11: Investimentos na Cadeia de Produção do Etanol (US\$ bilhões)	58
Tabela 2.12: Custos de Investimento Referenciais na Geração de Energia Elétrica (US\$/kW)	58
Tabela 2.13: Investimentos no Setor Elétrico (US\$ bilhões)	59
Tabela 2.14: Investimentos no Setor Energético (US\$ bilhões)	60

PLANO NACIONAL DE ENERGIA 2030

LISTA DE TABELAS

Continuação

3. O Contexto

Tabela 3.1: Caracterização dos Cenários Mundiais	65
Tabela 3.2: Caracterização dos Cenários Nacionais	69
Tabela 3.3: Consistência Macroeconômica dos Cenários Nacionais (% do PIB)	71
Tabela 3.4: Distribuição Regional da População Brasileira (milhões de habitantes)	75
Tabela 3.5: Taxa de Urbanização da População Brasileira (%)	76

4. Projeções do Consumo Final de Energia

Tabela 4.1: Evolução do Consumo Final de Energia no Brasil1 (milhares de tep)	86
Tabela 4.2: Projeção do Consumo Final de Energia no Brasil (milhares de tep) Consumo final em 2005: 165 milhões de tep	89
Tabela 4.3: Projeções do Consumo Final de Energia (milhares de tep)	95
Tabela 4.4: Projeções do Consumo Final de Energia - Setores (milhares de tep)	97
Tabela 4.5: Variáveis de Projeção de Demanda de Energia	99
Tabela 4.6: Eficiência Energética por Setor - Progresso Autônomo (% do consumo final)	101

5. Petróleo

Tabela 5.1: Estimativa de Recursos Totais Não-Descobertos de Petróleo (milhões de barris)	108
Tabela 5.2: Projeção do Consumo Total de Derivados do Petróleo (milhões de litros)	112
Tabela 5.3: Projeção do Consumo Final de Óleo Diesel no Brasil1 (bilhões de litros2)	113
Tabela 5.4: Produção de Diesel com Óleos Vegetais (H-Bio)	115
Tabela 5.5: Produção Nacional de Biodiesel (bilhões de litros por ano)	116
Tabela 5.6: Balanço dos Principais Produtos da Refinaria (bilhões de litros por ano)	121

6. Gás Natural

Tabela 6.1: Consumo de Gás Natural no Mundo (milhares de tep)	126
Tabela 6.2: Estimativa de Recursos Totais Não Descobertos de Gás Natural (bilhões de m ³)	128
Tabela 6.3: Projeção das Reservas e da Produção Nacionais de Gás Natural	135
Tabela 6.4: Projeção do Balanço de Gás Natural (milhões de m ³ /ano)	137
Tabela 6.5: Projeção da Oferta e da Demanda de Gás Natural (milhões de m ³ /ano)	138

7. Biomassa

Tabela 7.1: Ocupação Atual do Solo no Brasil	144
Tabela 7.2: Oferta de Biomassa no Brasil em 2005	144
Tabela 7.3: Expansão da Produção Brasileira de Cana-de-Açúcar e derivados	147
Tabela 7.4: Oferta de Biomassa da Cana-de-Açúcar (milhões de toneladas)	152
Tabela 7.5: Desempenho de Veículos Leves, 2030	153

8. Eletricidade

Tabela 8.1: Potencial Hidrelétrico Brasileiro (MW)	163
Tabela 8.2: Potencial de Geração dos Recursos Hídricos (GW)	164
Tabela 8.3: Cenários de Disponibilidade do Urânio Nacional	171
Tabela 8.4: Potencial de Geração Nuclear	171
Tabela 8.5: Potencial de Geração de Eletricidade com o Carvão Nacional (MW)	178
Tabela 8.6: Demanda de Carvão Mineral Importado para Geração de Emergência Elétrica (milhões de toneladas por ano)	179
Tabela 8.7: Geração Termelétrica a Gás Natural no SIN em 2010	181
Tabela 8.8: Necessidade de Geração Térmica Indicada 2011, no SIN	182
Tabela 8.9: Demanda de Gás Natural para Geração Termelétrica em 2011	182
Tabela 8.10: Potencial de Geração Térmica a Gás Natural em 2030	184

LISTA DE TABELAS

Continuação

Tabela 8.11: Geração Específica de Energia Elétrica a partir da Biomassa (Excedente exportável para o sistema elétrico segundo o modo de operação)	184
Tabela 8.12: Potencial de Geração de Eletricidade Associado às Instalações de Processamento de Cana-de-Açúcar (MW)	187
Tabela 8.13: Potencial de Geração de Eletricidade com Resíduos Urbanos	189
Tabela 8.14: Projeção do Consumo de Eletricidade por Setor (TWh)	196
Tabela 8.15: Projeção do Consumo de Eletricidade por Subsistema (TWh)	199
Tabela 8.16: Projeção da Carga de Energia (MWmédio)	200
Tabela 8.17: Potenciais de Eficiência Energética até 2030	202
Tabela 8.18: Classificação Socioambiental do Potencial Hidrelétrico	212
Tabela 8.19: Estratificação do Custo de Investimento do Potencial Hidrelétrico	220
Tabela 8.20: Custos de Investimento em Usinas Nucleares (US\$ [2003]/kW)	223
Tabela 8.21: Custo do Combustível na Geração Térmica	224
Tabela 8.22: Custo Médio da Geração de Eletricidade (US\$/MWh)	225
Tabela 8.23: Custo de Investimento das Interligações (US\$ mil/km)	227
Tabela 8.24: Evolução da Capacidade Instalada do SIN no Período 2005-2015 (GW)	229
Tabela 8.25: Potencial Disponível, por Fonte e Subsistema, para a Expansão da Oferta de Energia Elétrica Período 2015-2030 (MW)	231
Tabela 8.26: Expansão da Oferta de Energia Elétrica a Longo Prazo, por Fonte de Geração (em MW)	233
Tabela 8.27: Expansão da Oferta de Energia Elétrica no Período 2015-2030, por Região Geográfica (MW)	234
Tabela 8.28: Expansão das Interligações	234
Tabela 8.29: Sensibilidade ao Programa de Conservação Induzido Expansão Adicional da Oferta (Geração)	237
Tabela 8.30: Alternativas para a Expansão da Oferta de Energia Elétrica no Período 2015-2030 (MW)	239
Tabela 8.31: Sensibilidade à Demanda Final Expansão Adicional da Oferta (Geração) 2015-2030 (MW)	239
10. Inovação Tecnológica	
Tabela 10.1: Orçamento Mínimo Anual Disponível para P&D (2006)	257

Introdução

Contexto do Planejamento

O planejamento Energético, no Novo Modelo Institucional do Setor, tem seu papel ampliado no sentido de promover melhoria na confiabilidade e qualidade do suprimento energético, bem como de harmonizar o papel dos diversos agentes e instituições, criando um quadro favorável ao investimento, estimulando a competição entre agentes.

Neste contexto, o MME retoma o exercício da função de planejamento setorial. Assim este Plano Nacional de Energia 2030 - PNE 2030, um dos produtos priorizados no processo de retomada, representa um importante instrumento para o planejamento do setor energético do país, orientando tendências e estratégias de expansão no longo prazo, juntamente com a elaboração da Matriz Energética Nacional 2030 - MEN 2030, subsidia a elaboração dos estudos de curto e de médio prazos, como os dos Planos Decenais de Expansão de Energia.

No âmbito do planejamento dois pontos ganham relevância para a sociedade, destacando-se a busca da eficiência energética e o respeito às questões socioambientais, dentro da ótica de desenvolvimento sustentável.

O planejamento do setor elétrico comporta todo um processo, que inclui o levantamento do potencial energético, com destaque para os estudos de inventário hidrelétrico de bacias hidrográficas e para os estudos de viabilidade técnica, econômica e ambiental. A realização desses estudos, além de prazos algumas vezes consideráveis (por exemplo, o estudo de inventário de uma bacia pode requerer até dois anos para sua conclusão), demanda necessariamente o envolvimento de equipes multidisciplinares, com a mobilização de firmas de consultoria especializada e um grande número de técnicos, inclusive na coordenação das atividades.

Na dimensão energética, vale dizer, nos demais segmentos da área de energia (petróleo, gás natural, carvão mineral, biocombustíveis, etc.), nem sempre se dispôs de estruturas similares à do setor elétrico. Alguns estudos específicos foram conduzidos por iniciativa de interessados. Na área de petróleo, em particular, o planejamento esteve sempre muito vinculado e, mesmo dependente da Petrobras, situação que a flexibilização do monopólio da exploração e produção de petróleo veio alterar qualitativamente.

Este Plano apresenta duas questões inéditas, a abordagem energética ampla e a participação da sociedade desde a fase de concepção do planejamento através da realização de seminários públicos, pelo MME, com ampla participação de agentes e entidades organizadas do setor energético, centros de pesquisa, universidades e outros interessados.

Os estudos associados a este Plano foram contratados à Empresa de Pesquisa Energética - EPE, a partir de Termo de Referência específico (Anexo I), definido pelo MME e acordado com a EPE.

O Ciclo de Planejamento Energético Integrado

O ciclo de planejamento é um processo necessariamente recursivo, que se auto-alimenta. Convém, inicialmente, que se faça um corte nesse processo, de tal forma que permita sua adequada compreensão. Assim, pode-se afirmar que, a partir das definições das políticas e das diretrizes, se desenvolvem os estudos e as pesquisas que irão efetivamente nortear o desenvolvimento do setor energético. Esse conjunto de estudos e

pesquisas quando sistematizados e continuados constituem o ciclo de planejamento energético integrado.

De forma didática, o ciclo de planejamento no setor energético pode ser dividido em quatro etapas: 1)a de diagnóstico; 2)a de elaboração de diretrizes, políticas e definição dos programas de expansão do Sistema Energético; 3)a de implementação; e por fim, 4) a etapa de monitoramento. Estas etapas se apóiam em duas naturezas de estudos e pesquisas. A primeira abarca as análises de diagnóstico estratégico para o setor energético, enquanto a segunda incorpora os planos de desenvolvimento energético.

No campo das análises de diagnóstico, estão, por exemplo, os estudos e levantamentos que irão identificar os potenciais energéticos, além da forma e dos custos para seu desenvolvimento. Nesse conjunto, considerando uma abordagem agregada, estão os estudos do Balanço Energético e da Matriz Energética. Os primeiros têm uma característica estatística e retrospectiva. Os estudos da Matriz, em complemento, apresentam uma visão prospectiva. Já com uma abordagem mais pontual, estão os estudos e pesquisas específicos dos potenciais energéticos. Incluem-se aí o levantamento e a avaliação dos potenciais energéticos, considerando o estado da arte e as perspectivas do desenvolvimento tecnológico e as condições de sustentabilidade socioambiental.

A elaboração desses estudos requer uma coordenação integrada atribuída ao Estado tendo em vista o caráter estratégico de que se revestem, seja pelo potencial de interferência socioambiental, seja pelos interesses econômicos que podem envolver, ou ainda, pela própria competência constitucional da União de prover adequadamente ou de criar as condições para o necessário provimento de energia à sociedade. Por exemplo, os estudos de inventário hidrelétrico de uma bacia hidrográfica costumam ser desenvolvidos por firmas especializadas, mas a condução e a coordenação dos mesmos deve ser tal que garanta que o conceito de aproveitamento ótimo do potencial, definido em lei, seja garantido.

Os resultados desses estudos e pesquisas são utilizados diretamente no outro grupamento de análises, com ênfase na formulação e na avaliação de alternativas para atendimento dos serviços energéticos do país, em especial, no elenco de projetos e na elaboração de um plano de ação para a viabilização da expansão da oferta de energia, conforme as diretrizes, princípios e metas definidos em geral pela União. Há, adicionalmente, aspectos que são definidos no âmbito do Congresso Nacional, do que são exemplos os programas de incentivo ao desenvolvimento de fontes alternativas, de eficiência energética e da universalização dos serviços de energia elétrica ou, ainda, a exploração de potenciais energéticos em terras indígenas.

Há outros que, embora sob a responsabilidade do Executivo, são de tal relevância que a própria lei instituiu um conselho de alto nível, de assessoramento à Presidência da República, e lhe atribuiu competências específicas sobre determinadas matérias - o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, presidido pelo MME. Há, por fim, a responsabilidade natural que, dentro da organização administrativa do Executivo, foi reservada ao Ministério de Minas e Energia. O MME, que tem a obrigação de zelar pelo equilíbrio conjuntural e estrutural entre oferta e a demanda de energia elétrica do País, tem nesse instrumento de planejamento, importantes subsídios para a definição e implementação de políticas para o Setor Energético, em consonância com o CNPE, que orientarão os estudos de curto e de médio prazos.

Naturalmente, tanto as análises quanto os planos carecem de estudos mais específicos para conhecimento da demanda de energia, suas características, seu perfil, sua distribuição espacial, seu potencial de evolução, entre outros. Esses estudos, por sua vez, devem se referir ao contexto mais amplo do desenvolvimento econômico, inscritos que estão no cenário da economia nacional. Assim, os estudos e pesquisas

associados às etapas de planejamento energético integrado podem ser subdivididos em vários outros, que compreendem a formulação de cenários macroeconômicos, as projeções de mercado propriamente ditas, a formulação de alternativas para expansão da oferta, os custos associados a essas alternativas, entre outros.

Como ponto comum desses estudos, além da clara interdependência entre eles, há o fato de tratarem de informações de caráter nitidamente estratégicas, pelo potencial de interferência com o mercado e de mobilização de interesses econômicos. Se a competição entre os agentes é a melhor forma de assegurar o atendimento do interesse público em setor tão vital para a economia, como o setor energético (e essa é a idéia subjacente à determinação constitucional de licitar as concessões do serviço público de energia elétrica e os blocos de exploração de petróleo e gás, por exemplo), deve-se procurar defendê-la e garantir as condições para que essa competição efetivamente ocorra e que seus resultados sejam revertidos para a sociedade. Nesse sentido, o trato das informações estratégicas apresenta-se crucial.

Por fim, deve-se salientar que é mister que os estudos de planejamento energético admitam e explicitem a integração dos recursos energéticos. São emblemáticos os exemplos do gás natural, da cana-de-açúcar e dos óleos vegetais. No caso do gás natural, sua evolução pode afetar tanto a formulação das estratégias de expansão do refino do petróleo, (pela concorrência com derivados como o óleo combustível na indústria em geral, ou a nafta, na petroquímica, em particular) quanto o setor elétrico, seja pelo lado da oferta, como efetiva alternativa, mundialmente reconhecida, de produção de eletricidade, seja pelo lado da demanda, deslocando a energia elétrica no uso final - por exemplo, no aquecimento ambiental, da água ou principalmente nos processos industriais. No caso da cana-de-açúcar, à concorrência já conhecida entre o etanol e a gasolina, revitalizada com o surgimento dos veículos “flex fuel”, se soma agora a possibilidade de escolha de produção de etanol ou de eletricidade a partir de sua biomassa (bagaço e palha). Da mesma forma, no caso dos óleos vegetais, pelo potencial de deslocamento da demanda de diesel, seja por meio do biodiesel, seja pelo processo H-Bio de produção de diesel a partir desses materiais, introduz elementos novos para a definição do refino do petróleo.

O planejamento integrado dos recursos energéticos é um dos grandes desafios que se colocam presentemente para o país. O PNE 2030 que ora se apresenta, com sua abordagem energética ampla e participação efetiva da sociedade desde a fase inicial dos estudos, é um primeiro e decisivo passo na direção de enfrentá-lo.

Os Estudos do PNE 2030

Compõe os estudos do Plano Nacional de Energia 2030 - PNE 2030 um vasto conjunto de Notas Técnicas, quase uma centena, definidas no Termo de Referência anexo ao contrato dos estudos pelo MME à EPE, que documentam as análises e pesquisas realizadas no sentido de fornecer subsídios para a formulação de uma estratégia para a expansão da oferta de energia, com vistas ao atendimento de diferentes cenários para evolução da demanda, segundo uma perspectiva de longo prazo para o uso integrado e sustentável dos recursos disponíveis.

Os estudos do PNE 2030 foram desenvolvidos pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, coordenados pela Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético - SPE, do Ministério de Minas e Energia - MME, com o apoio do Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL). As primeiras investigações tiveram início ainda em janeiro de 2006. Objetivando o exame dos recursos energéticos, a EPE promoveu, durante os meses de fevereiro e março, uma série de reuniões temáticas. Tomaram parte desses encontros, como convidados-

chave, renomados técnicos e profissionais, todos eles de notória experiência e reconhecida competência em assuntos relacionados a cada um dos temas.

A conjugação dessas informações com outras levantadas em literatura específica de energia, inclusive a consulta a publicações como teses e periódicos, além de “web sites” de instituições relevantes no tema, permitiu a elaboração das notas técnicas que documentaram os estudos sobre os recursos e reservas dos diversos energéticos e a caracterização técnico-econômica de cada um como fonte de energia, especialmente como fonte de geração de energia elétrica, assim como sobre os aspectos socioambientais envolvidos em sua utilização e seu potencial de uso com vistas ao atendimento da demanda.

Do lado da demanda, os estudos compreenderam a formulação de cenários de longo prazo para a evolução da economia mundial bem como a caracterização e quantificação de cenários para a economia nacional àqueles relacionados. Também foi formulada e quantificada uma projeção demográfica. Em complemento, quantificou-se a evolução do que se convencionou chamar progresso autônomo da eficiência energética, procurando refletir o avanço tecnológico e a adequação de hábitos incorporado no uso da energia. Nessas condições, projetou-se a demanda de energia no uso final. Da mesma forma que no trato dos recursos energéticos, os estudos sobre a demanda não prescindiram de ampla discussão junto a especialistas, seja na área da macroeconomia e da demografia, seja na área da eficiência e do uso da energia propriamente dito.

Em paralelo, seguindo a diretriz de oferecer ao debate os estudos do PNE 2030, a medida que os resultados eram disponibilizados, o MME promoveu diversos seminários públicos, que tiveram por objeto a apresentação e a discussão das questões relacionadas com a oferta e a demanda de energia. Foram, ao todo, nove (9) seminários específicos em 2006, no auditório térreo do MME, dois sobre os estudos da demanda e sete sobre os estudos da oferta, que observaram a seguinte agenda:

Estudos da Demanda

26/04/2006 Cenários Econômicos Nacionais até 2030

21/09/2006 Evolução do Mercado de Energia a Longo Prazo

Estudos da Oferta

27/04/2006 Oferta/Recursos Energéticos - Hidrelétricas e demais Fontes Renováveis/Transmissão

14/06/2006 Oferta/Recursos Energéticos - Fontes não renováveis (Carvão Mineral)

14/06/2006 Oferta/Recursos Energéticos - Fontes não renováveis (Energia Nuclear)

13/07/2006 Eficiência Energética na Expansão da Oferta de Energia

13/07/2006 Oferta/Recursos Energéticos - Fontes não renováveis (Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Líquidos)

29/08/2006 Oferta/Recursos Energéticos - Combustíveis Líquidos: Petróleo e Biocombustível

22/11/2006 Estratégia da Expansão da Oferta

Importa destacar que os aspectos socioambientais, se não objeto de um seminário específico, foram ne-

cessariamente abordados em todos os eventos, com a multidisciplinaridade e transversalidade que o assunto requer.

As contribuições recebidas nesses seminários, e ainda aquelas encaminhadas ao MME ou à EPE como resultado da consulta pública das apresentações realizadas, foram incorporadas, quando aplicáveis, aos estudos.

Nessas condições, os estudos do PNE 2030 foram conduzidos incorporando-se a necessária participação de importantes elementos da sociedade, com ampla divulgação pública para esse tipo de estudo e cobertura dos principais meios de comunicação.

Contudo, o ineditismo dos trabalhos do PNE 2030 não se resume a isto. O prazo em que os estudos foram realizados- menos de um ano - também é digno de registro, dadas suas complexidade e abrangência. O mais relevante, todavia, é o fato do PNE 2030 constituir-se em estudo pioneiro no Brasil realizado por um ente governamental. Sem dúvida, é a primeira vez no país, no âmbito do Governo, que se desenvolve um estudo de planejamento de longo prazo de caráter energético, vale dizer, cobrindo não somente a questão da energia elétrica, como também dos demais energéticos, notadamente petróleo, gás natural e biomassa. As referências anteriores disponíveis no âmbito de entidades de governo são os estudos da Petrobras, na área de petróleo e gás natural, e da Eletrobrás, como coordenadora do extinto Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos - GCPS, na área de eletricidade. O PNE 2030 surge, assim, como uma referência nova e esperada, cumprindo um papel há muito reclamado por toda a sociedade.

A EPE, como condutora dos estudos do PNE 2030, contribui de forma decisiva para a recuperação do processo de planejamento energético nacional, recuperação esta colocada, desde sempre, como objetivo inafastável pelo Ministro de Estado de Minas e Energia.

No dia 22 de novembro, um nono (9º) e último seminário fechou o ciclo de eventos públicos, cuidando da apresentação e discussão da estratégia para expansão da oferta de energia. A repercussão deste último seminário, como não poderia deixar de ser, foi bem maior e mais abrangente. Afinal, as principais conclusões dos estudos foram nele apresentadas e discutidas. O relatório que ora se apresenta documenta, consolida e complementa os principais pontos dos estudos realizados dentro do escopo do PNE 2030, resumido neste último seminário e consolidado nas Notas Técnicas referidas anteriormente, constantes do Termo de Referência do Plano. Como o PNE 2030 foi elaborado a partir dos subsídios das Notas Técnicas, julgou-se oportuno transformá-las em documentos anexos ao Plano. Assim foram elaborados doze (12) volumes, partes integrantes do PNE 2030, conforme a seguir:

Volume 1 - Análise Retrospectiva

Volume 2 - Projeções

Volume 3 - Geração Hidrelétrica

Volume 4 - Geração Termelétrica - Petróleo e Derivados

Volume 5 - Geração Termelétrica - Gás Natural

Volume 6 - Geração Termelétrica - Carvão Mineral (revisado pela EPE)

Volume 7 - Geração Termonuclear (revisado pela EPE)

Volume 8 - Geração Termelétrica - Biomassa

Volume 9 - Outras Fontes

Volume 10 - Combustíveis Líquidos

Volume 11 - Eficiência Energética

Volume 12 - Transmissão

Por último, observa-se que os trabalhos foram desenvolvidos a partir do início de 2006, e, como o planejamento é um processo dinâmico, o resultado de um estudo pode ser alterado pelo de outro estudo, os números apresentados nos volumes, desenvolvidos em momentos diferentes, podem não estar atualizados em relação ao volume que sintetiza o Plano. Decidiu-se publicar estes estudos assim mesmo, pela importância do registro, bem como para disponibilizar para a sociedade todas as etapas de desenvolvimento do Plano.

1. Conclusões e Recomendações

■ 1.1. Conclusões

■ 1.1.1. Economia e Energia

Os estudos do Plano 2030 referentes aos cenários econômicos e energéticos, para o país, foram estabelecidos para quatro trajetórias distintas, com as seguintes taxas anuais médias de crescimento do PIB, no período 2005/2030: Cenário A com 5,1%, cenário B1 com de 4,1%, cenário B2 com de 3,2% e cenário C com 2,2%.

Aos cenários econômicos foram associadas quatro trajetórias de consumo energético distintas. Como essa energia final é consumida de duas formas principais, como eletricidade ou como combustível, a análise aqui apresentada aborda estas duas formas. Partindo-se do consumo de 165 milhões de tep¹, registrado em 2005, espera-se evoluir para valores entre 309 e 474 milhões de tep, em 2030, em termos de consumo final de energia (exclusive consumo próprio do setor energético e usos não energéticos). Quanto à energia elétrica, em particular, o consumo verificado em 2005, de 375 TWh, espera-se que se eleve para valores entre 847 e 1.244 TWh, em 2030.

O quadro a seguir apresenta as taxas de crescimento do consumo de energia e de energia elétrica para os cenários considerados.

Tabela 1.1: Brasil Período 2005/2030 – Taxa Anual Média de Crescimento de Energia (%)

	Cenário A	Cenário B1	Cenário B2	Cenário C
Energia*	4,3	3,6	3,1	2,5
Energia Elétrica	5,1	4,1	3,9	3,5

* Exclusive consumo no setor energético e usos não energéticos.

Como se vê, em qualquer desses cenários há uma expansão da energia elétrica que cresce sempre a taxas maiores que as da energia em geral, devido ao fato de que em todos os cenários há um crescimento do setor de serviços na economia, aumento da participação de indústria de maior valor agregado, bem como o aumento da posse de equipamentos eletrodomésticos por parte da população.

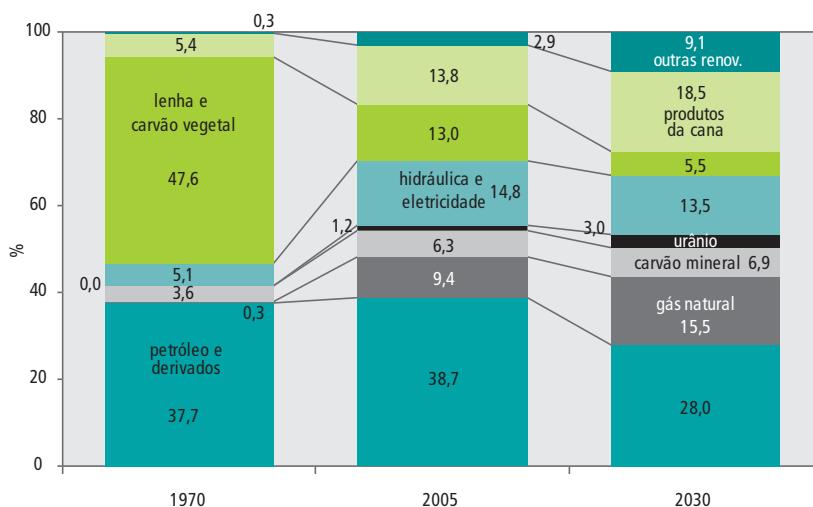
O cenário B1 foi priorizado para o estabelecimento das estratégias de expansão do sistema energético nacional, complementado com análises de sensibilidade. A elaboração dos demais cenários foi determinante para a avaliação da robustez da proposta de expansão. De forma simplificada pode-se interpretar que a realização dos demais cenários implica em correspondentes deslocamentos temporais nas estratégias de expansão do sistema energético nacional.

■ 1.1.2. Oferta Interna de Energia

As figuras a seguir apresentam as matrizes energéticas de 1970 e 2005, com valores verificados, e de 2030, com valores projetados, correspondentes ao cenário B1, sobre os quais cabem os seguintes comentários:

¹ Consumo final exclusive setor energético e usos não energéticos.

Figura 1.1: Evolução da Estrutura da Oferta Interna de Energia



A evolução da Matriz Energética, no período 2005/2030, apresenta uma ampliação na sua diversificação. Assim, no período 2005/2030, haveria uma redução significativa da utilização de lenha e carvão vegetal, de 13% para 5,5%; um aumento da participação do gás natural, de 9,4% para 15,5%; uma redução da participação do petróleo e derivados de 38,7% para 28%; uma elevação na participação das fontes energéticas oriundas de produtos da cana-de-açúcar e outras renováveis, (etanol, H-Bio, Biodiesel e outras), de 16,7% para 27,6%; e a manutenção da participação das fontes renováveis, atualmente em torno de 45%, diante do valor de 14% no mundo.

O cenário demográfico considerou um crescimento populacional de 185,4 milhões de habitantes, em 2005, para 238,5 milhões de habitantes, em 2030. A oferta interna de energia per capita, verificada em 2005, de 1,19 tep/habitante.ano, evoluiria para 2,33 tep/habitante.ano, para o cenário B1, em 2030.

Com relação ao PIB, esta oferta interna de energia implicaria em reduzir em 5% a intensidade energética ao longo do horizonte do Plano. O valor expresso em tep/1.000 US\$ é de 0,275 em 2005 e de 0,261 em 2030.

A Matriz Energética brasileira apresenta uma elevada participação das fontes primárias de energia nacionais, sendo o valor de 2005 de aproximadamente 90%, o que nas hipóteses deste Plano se mantém no ano de 2030 (ver Fig 7.5). A importação de energia se concentra no carvão mineral, para siderurgia, no gás natural (gasodutos/GNL) e na energia elétrica, esta última principalmente oriunda da parcela paraguaia da usina de Itaipu. Pode-se afirmar que, de acordo com as mesmas hipóteses, o Brasil encontrar-se-ia numa situação, neste período 2005/2030, sempre próxima à auto-suficiência energética.

Petróleo – Atualmente, o setor de transporte responde por 61% da demanda nacional por combustíveis líquidos e consome 78% do diesel ofertado. Quando se adiciona o setor agropecuário, ambos representam 92% da demanda nacional de diesel. Os estudos apontam a tendência de manutenção desta liderança do diesel de petróleo, mesmo com a introdução do biodiesel e do H-Bio, mantendo a taxa de 3,6% a.a. no período 2005-2030. O querosene de aviação será o único combustível líquido derivado de petróleo, com taxa de crescimento (4,7% a.a.) superior à expansão do PIB.

A exploração das reservas provadas permitirá que a produção atinja um máximo de 2,5 milhões de barris

por dia, entre 2010 e 2016. A incorporação dos recursos ainda não descobertos deverá possibilitar que a produção aumente para cerca de 3 milhões de barris por dia, compatível com o consumo previsto em 2030, dessa mesma ordem de grandeza, mantendo uma relação reserva/produção adequada.

H-Bio – Dentro do mercado do diesel de 260 milhões de litros por dia em 2030, estima-se que cerca de 10% desse mercado será suprido pela ampliação do processo H-Bio nas refinarias, perfazendo a participação de 27 milhões de litros por dia, a partir de óleos vegetais. A rota do H-Bio deverá expandir-se no horizonte do PNE, dependendo dos custos e da disponibilidade de matérias-primas.

Biodiesel – O cenário que se visualiza no PNE 2030 é estar no mercado acima da mistura B5 a partir de 2010, chegar-se à mistura B8 em 2020 e B12 em 2030. A exceção fica por conta do consumo agropecuário com estimativa do B38 em 2020 e B60 em 2030, fazendo com que em 2030 o biodiesel adicionado atinja 18,9% (18,5 bilhões de litros por ano).

Refino – A expansão do refino no período 2015-2030 para atendimento adequado da demanda nacional comporta a instalação de pelo menos três novas unidades, sendo duas do tamanho modular típico, admitido por hipótese (250 mil bbd) e uma orientada para a produção de produtos petroquímicos (150 mil bbd)

Gás Natural – Em 2030 estima-se uma produção de 252 milhões m³/dia, sendo 57 milhões m³/dia para perdas e reinjeção, 72 milhões m³/dia de importação, totalizando uma disponibilidade interna total de 267 milhões m³/dia.

A introdução do GNL na matriz energética nacional não é excludente com os investimentos na ampliação da produção do gás natural nacional. Uma produção de gás natural nacional abundante e o desenvolvimento de uma malha de gasodutos robusta devem ser o centro da política nacional de gás natural.

Cana-de-Açúcar – A competitividade da cana-de-açúcar para fins energéticos é o principal elemento que justifica a expansão expressiva da produção de etanol, com excedentes para exportação. Assim, há um aumento da produção dos demais derivados, em especial da biomassa destinada à geração de energia elétrica. Destaque-se que ao longo do horizonte, parte da biomassa será destinada à produção do etanol, pelo processo de hidrólise. No final do horizonte vislumbra-se uma redução do montante de etanol para exportação, em função do crescimento do consumo interno. O uso do etanol reduz a demanda de gasolina, aliviando pressões sobre o meio ambiente e a demanda e o refino do petróleo. A previsão de produção de etanol, no Brasil, em 2030, é de 66 bilhões de litros por ano.

■ 1.1.3. Oferta Interna de Energia Elétrica

O Brasil possui fontes primárias para produção de energia elétrica em quantidade suficiente para o suprimento do mercado de eletricidade, no horizonte além de 2030. De fato, apenas considerando a disponibilidade de recursos e reservas de energia no território nacional pode-se atender os mercados previstos no horizonte do Plano. No entanto aspectos como competitividade entre as fontes, diversificação da matriz energética, restrições socioambientais, racionalização do uso da energia leva a um portfólio múltiplo de alternativas na estratégia da expansão.

As estruturas de oferta e consumo de eletricidade para os anos de 2005 (verificada) e 2030 (projetada) são apresentadas nas figuras a seguir, para o cenário B1, destacando-se os seguintes comentários:

Figura 1.2: Estrutura da Oferta de Eletricidade

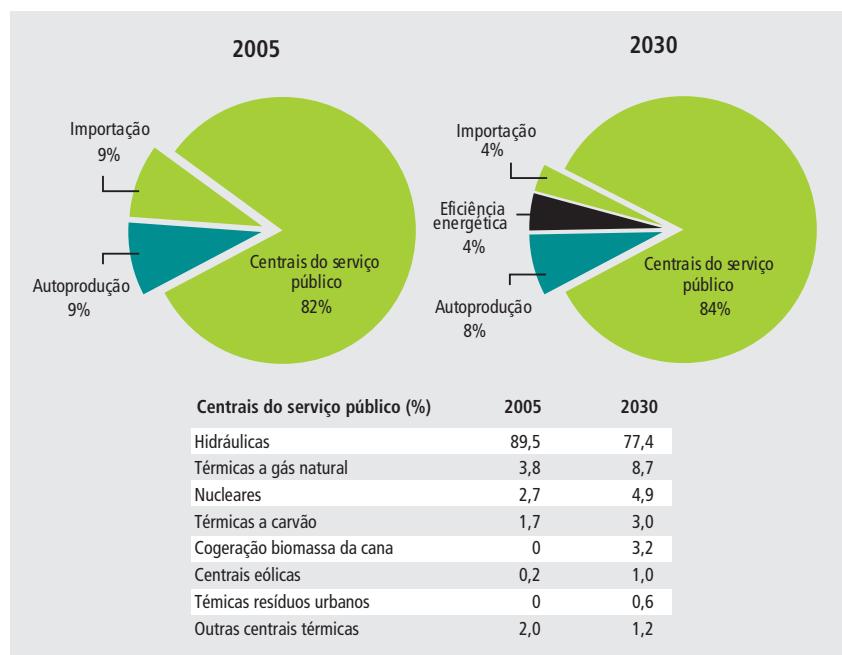
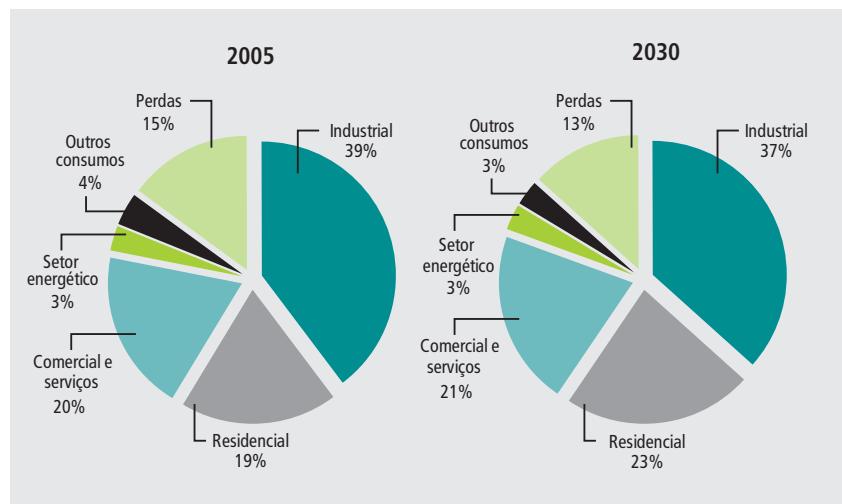


Figura 1.3: Estrutura do Consumo de Eletricidade



Hidreletricidade

No ano de 2005, considerando a parcela paraguaia de Itaipu, a hidreletricidade, em termos de capacidade instalada, situou-se em torno de 75%, e prevê-se que esse percentual se mantenha no ano 2030. Em outras palavras, dentre as diversas fontes de geração, a hidreletricidade ainda se manterá predominante no período de 25 anos, 2005/2030. Considerando as demais fontes renováveis nacionais, centrais eólicas, biomassa da cana-de-açúcar e resíduos urbanos, a parcela de energia renovável para produção de eletricidade se situaria em torno de 81%, em 2030, bastante elevada quando comparada com a média mundial atual de apenas 20%.

Do potencial hidrelétrico nacional total que permitiria a instalação de uma capacidade de cerca de 260

GW, foi identificada uma parcela de 174 GW como aproveitável, sob o ponto de vista ambiental, até o ano 2030. Considerando a parcela atualmente em operação, acrescida do previsto no horizonte decenal até 2015, que totaliza 98 GW, estaria, portanto, disponível para aproveitamento, no período 2015/2030, um montante de 76 GW. Importante notar que grande parcela deste potencial encontra-se localizado na Região Norte, na Amazônia, cuja viabilidade socioambiental deve considerar também os benefícios para os estados e para as comunidades onde se situam estas usinas hidrelétricas. Destaca-se a grande experiência brasileira em planejamento, projeto, construção, operação e fabricação de equipamentos para usinas hidrelétricas.

Os estudos referentes à estratégia de expansão até 2030, para o cenário B1, considerando a conservação de energia, indicam, por razões de competitividade econômica com as termelétricas, a utilização da quase totalidade do potencial considerado como aproveitável até 2030. Assim, no horizonte do Plano, dos 174 GW considerados, estariam aproveitados, em 2030, aproximadamente 164 GW, o que representa 94% do montante disponibilizado, incluindo o aproveitado em 2005. Considerando que a capacidade instalada necessária para atendimento da demanda, em 2030, é de 225 GW, necessita-se de cerca de 61 GW em outras fontes de geração não hidráulicas, com predominância para a geração térmica, num montante de 48 GW, incluindo o existente em 2005, conforme resultados indicados pelo MELP - Modelo de Planejamento da Expansão da Geração de Longo Prazo [CEPEL].

Assim os aproveitamentos hidráulicos da Região Norte, são necessários e estratégicos nesse plano de longo prazo. Nessa região encontra-se a maior parcela dos recursos hidrelétricos nacionais para desenvolvimento, a partir de 2010. O não aproveitamento desse potencial implicaria na necessidade de desenvolver um programa termelétrico adicional, em montantes da ordem de 50 GW. As dificuldades relacionadas com os aspectos ambientais, de suprimento do combustível, e de custos de tal programa termelétrico seriam muito mais complexas do que o desenvolvimento das hidrelétricas amazônicas, com reflexos na dependência externa de energia e de importação de tecnologia.

Termeletricidade

Com relação ao programa complementar termelétrico, os estudos apontam a necessidade de expansão de usinas, operando prioritariamente na base, resultando numa ênfase para as opções carvão mineral, nuclear e biomassa. Por essa razão o carvão mineral evolui de 2% para 3%, e a nuclear de 3% para 5%, na oferta de eletricidade no período 2005/2030. As usinas térmicas a gás natural, em regime de complementação, por razões de competitividade, seriam também incorporadas ao sistema energético.

a) Nuclear – Os estudos indicam, por competitividade econômica, um montante mínimo de 4 GW, podendo alcançar 8 GW adicionais à Angra III, até 2030, localizados nas regiões Sudeste e Nordeste. Assim, estaria estabelecido um programa nuclear após as três unidades de Angra, no horizonte do Plano. Este programa nuclear apresenta o grande diferencial de não emitir gases causadores do efeito estufa.

b) Carvão Mineral – Os estudos indicam que este recurso energético nacional, localizado na Região Sul, em grande quantidade e adequado para a produção de energia elétrica, apresenta custos competitivos, no período 2015/2030. Uma expansão mínima de 3,5 GW, foi estabelecida pelos estudos, podendo alcançar 6,0 GW, adicionais em relação à capacidade instalada de 2,5 GW, prevista para o ano de 2015. A utilização de tecnologia limpa possibilita a redução média de 80% de particulados na atmosfera e de mais de 90% de compostos de enxofre e nitrogênio.

c) Biomassa – A geração de energia elétrica a partir da biomassa é uma opção competitiva, ambientalmente viável e apresenta, para alguns combustíveis, diversidade sazonal dentro do ano, com a geração hidrelétrica. Quantidades adicionais de biomassa resultam das atividades agrícolas e do lixo urbano. Considerou-se um incremento de geração, em função da oferta prevista de combustível, de 4,75 GW para a biomassa, a partir de cana-de-açúcar e de 1,3 GW, a partir de resíduos urbanos e outras biomassas, ambos no período 2015/2030.

d) Gás Natural – A geração de energia elétrica a partir do gás natural se insere no contexto de competição pelo uso desta fonte em outros setores como por exemplo, matéria prima na indústria química e na geração de calor industrial. A tecnologia de geração termelétrica a gás natural apresenta, no entanto, vantagens socioambientais, de cronogramas de construção, de competitividade (com operação em regime de complementação), de flexibilidade e de confiabilidade, o que recomenda a sua inclusão, no horizonte do Plano. Os estudos indicaram uma expansão, no período 2015/2030, de 8 GW, podendo atingir 15,5 GW, em um cenário de demanda alta e de disponibilidade do combustível.

Outras Fontes Alternativas

A inclusão das outras fontes alternativas foi considerada no horizonte do Plano, com uma expansão fixada, no período 2015/2030, de 6,0 GW para a alternativa PCH, podendo alcançar 8 GW, no cenário alto de demanda, e de 3,3 GW para as usinas eólicas. Além disto, o documento apontou direcionamentos de recursos de P&D para estudos de desenvolvimento tecnológico neste tema, o que poderá acarretar, ainda neste horizonte estudado, a inclusão de novos montantes de energia oriundos de fontes alternativas que se tornem maduras e viáveis para competirem no mercado.

Integração Energética Internacional

No caso da energia elétrica, para intercâmbios internacionais com os Países vizinhos, adicionais em relação aos atuais, com o Paraguai, a Argentina, o Uruguai e a Venezuela, foram adotadas premissas conservadoras considerando os prazos de maturação dos acordos, negociações e desenvolvimento dos projetos. Por sua vez no caso do gás natural além dos atuais níveis de importação foi considerado um suprimento adicional de importação o que poderá ter origem nos países vizinhos. A despeito dessas premissas adotadas há um grande potencial a ser avaliado em estudos específicos a serem desenvolvidos oportunamente, envolvendo os países com os quais seriam viabilizadas estas integrações energéticas.

Expansão da Transmissão

Quanto à transmissão, estão previstos os sistemas de integração das usinas hidrelétricas da Região Amazônica ao Sistema Interligado Nacional, em particular as dos rios Madeira, Xingu e Tapajós, além dos reforços nas interligações regionais Norte/Nordeste, Sul/Sudeste, Norte/Sul e Sudeste/Nordeste.

Estes sistemas de transmissão deverão estar adequadamente dimensionados para o suprimento de grandes blocos de energia, em longas distâncias. Do ponto de vista tecnológico, deverão ser adotadas soluções compatíveis com estas características energéticas, tanto na fase de implantação dos sistemas, como na fase de operação dos mesmos.

■ 1.1.4. Eficiência Energética

A eficiência no uso da energia considerou uma parcela denominada de **progresso autônomo**, composta por: ações intrínsecas a cada setor, como a reposição tecnológica natural, seja pelo término da vida útil, seja por pressões de mercado ou ambientais; e Programas e ações de conservação em uso no país.

Os números obtidos, em torno de 8,7% no final do horizonte de estudo, para o cenário B1, podem ser considerados modestos se olharmos para o potencial técnico de conservação. Merece destaque o setor de transportes que alcança 12,1% no longo prazo, em função da melhoria de rendimento dos veículos em geral, em especial os de passeio. Admitiu-se também uma redução gradual da participação do transporte rodoviário de cargas no país, a partir de políticas públicas visando privilegiar o transporte de cargas ferroviário e aquaviário.

No caso da energia elétrica, por hipótese de trabalho, foi considerada a instituição de programas e ações específicas, orientadas para determinados setores e refletindo políticas públicas, recebendo a denominação de **progresso induzido**, além da parcela referente ao **progresso autônomo**:

Energia elétrica progresso autônomo – Decorrentes principalmente da substituição de equipamentos elétricos por outros mais eficientes, incorporando avanços tecnológicos. No cenário B1 a conservação de 53 TWh (em torno de 5%), equivalente ao consumo atual das regiões Sul ou Nordeste do país ou ainda, de um país como a Grécia. Pode-se estimar investimentos evitados no segmento de geração da ordem US\$ 9 bilhões.

Energia elétrica progresso induzido – Para o cenário B1 estima-se que em 2030 poderia ser ofertado um montante de 53 TWh (cerca de 5%), com viabilidade econômica, a partir de medidas indutoras de eficiência energética. Isto exigirá o desenvolvimento e implementação de mecanismos legais, financeiros e de mercado que serão estudados e detalhados em um documento específico chamado Plano Nacional de Eficiência Energética – PNEf, com base nas diretrizes da Política de Eficiência Energética a ser publicada.

■ 1.1.5. Emissão de Gases de Efeito Estufa

O Brasil se destaca por apresentar reduzidos índices de emissão, oriundos do setor energético, comparativamente ao resto do mundo. Projetam-se emissões de pouco mais de 770 milhões de toneladas de CO₂ em 2030, com taxa anual média de 4,1%, enquanto que a demanda de energia cresce a 3,6% a.a. Neste horizonte, os derivados de petróleo serão os maiores contribuintes para as emissões totais. Apesar de apresentar fatores de emissão menores do que os demais combustíveis fósseis, o gás natural expande sua contribuição para cerca de 17%, face à maior participação na indústria, bem como para geração elétrica. Por outro lado, tem-se uma maior participação das energias alternativas renováveis (como bioenergia e eólica) e as medidas de eficiência energética, tanto na matriz de combustíveis como na de energia elétrica, que contribuem para a minimização de emissão pela indústria da energia.

■ 1.1.6. Desenvolvimento Tecnológico

Foi identificado o potencial de inserção de algumas tecnologias no horizonte 2030, tais como: etanol por hidrólise, gaseificação da biomassa, célula a combustível e utilização de hidrogênio entre outras.

Identifica-se a oportunidade do desenvolvimento de novas tecnologias de transporte de energia a grandes distâncias, que permitam redução de investimentos, com aplicação para o Sistema Interligado Nacional, não se restringindo somente à sistemas de longa distância, e com o compromisso total no tocante ao respeito às questões socioambientais.

■ 1.2. Recomendações

1) Considerar a fonte primária hidrelétrica como a opção prioritária, em termos quantitativos, para o suprimento dos requisitos de energia elétrica do país, no período 2015/2030. Assim, considerando a capacidade instalada hidrelétrica prevista de 98 GW, em 2015, a estratégia de expansão, no período 2015/2030, prevê um montante de 70 GW hidrelétricos adicionais, com cerca de 60% deste valor constituído de usinas na Região Norte, resultando numa capacidade instalada total no país de 168 GW, em 2030.

2) Planejar o aproveitamento das bacias hidrográficas da Região Norte, por razões de viabilidade socioambiental, sem grandes reservatórios de regularização plurianual. No planejamento e no dimensionamento destas usinas hidrelétricas e dos respectivos sistemas de transmissão, considerar que a regularização anual e plurianual da geração sazonal das mesmas seria viabilizada através da integração com o Sistema Interligado Nacional, que apresenta um elevado grau de regularização, proporcionado pelos grandes reservatórios já existentes.

3) Reavaliar, com novos estudos de engenharia e socioambientais, a parcela de 86 GW do potencial hidrelétrico nacional, não considerada na parcela a ser aproveitada até 2030. Isto objetiva caracterizar a viabilidade de seu aproveitamento, com o enfoque de uso múltiplo do recurso hídrico, após o horizonte deste Plano, considerando a importância estratégica para o país deste recurso natural.

4) Priorizar a realização, até o ano de 2012, dos estudos de inventário das bacias hidrográficas e dos rios onde se localizam as usinas hidrelétricas consideradas para aproveitamento até 2030. Simultaneamente à conclusão destes inventários, desenvolver os estudos de viabilidade das usinas hidrelétricas, com os melhores índices de economicidade, visando disponibilizar uma carteira de projetos hidrelétricos para ser considerada nas atividades de planejamento, no âmbito dos Planos Decenais.

5) Prosseguir o aproveitamento dos recursos hidrelétricos nacionais, incluindo as PCHs, nos montantes estabelecidos por este Plano, nas diversas regiões geográficas do país. Nas usinas da região Norte, priorizar o atendimento dos mercados da própria região, disponibilizando os excedentes para o Sistema Interligado Nacional.

6) Incorporar nos futuros Planos Decenais um programa termelétrico nos montantes identificados neste Plano e analisar sua economicidade visando a inclusão de usinas termelétricas nos futuros leilões de energia, nas regiões geográficas identificadas neste Plano.

7) Definir o prosseguimento do programa nuclear brasileiro, após Angra III, com uma expansão mínima de 4 GW, podendo alcançar 8 GW até 2030, nas regiões Sudeste e Nordeste, iniciando os estudos de localização destas novas centrais nucleares.

8) Programar a elevação da produção de petróleo, do valor atual de 1,7 milhões de barris/dia em 2005, para 3 milhões de barris/dia em 2030, procurando ajustar a produção à demanda prevista, mantendo neste horizonte de longo prazo a auto-suficiência nacional no setor de petróleo. Continuar o esforço em exploração e produção, priorizando a pesquisa para avanços no conhecimento geológico das bacias sedimentares e nas tecnologias de prospecção e extração, de forma a manter a relação reserva/produção em níveis semelhantes aos atuais no Brasil, considerando também a prática internacional.

9) Considerar a agroenergia como uma contribuição importante para a solução dos problemas da sustentabilidade do fornecimento de combustíveis, com menor impacto ambiental, social e econômico para o consumidor. Monitorar as áreas agriculturadas e agriculturáveis, e investir em tecnologia para a melhoria do

processo produtivo, de forma a assegurar o desenvolvimento sustentável.

10) Promover a elevação da produção nacional de gás natural, reduzindo a necessidade de importação no longo prazo, minimizando a dependência do país deste energético. Realizar um estudo específico visando estabelecer a participação mais adequada, quanto às importações, sob a ótica de estratégia de abastecimento, entre gasodutos oriundos dos países vizinhos e GNL.

11) Promover a eficiência energética para que se torne uma opção sustentável aos investimentos na expansão da oferta de energia, com o objetivo de minimizar impactos ambientais, por meio de mecanismos estruturantes e operacionais, para induzir os consumidores e produtores de energia a atingir as metas definidas neste Plano.

12) Analisar mecanismos de fomento às fontes alternativas renováveis de forma a aumentar a participação destas fontes na Matriz Energética Nacional, tais como da agroenergia (biomassa da cana, óleos vegetais e resíduos sólidos urbanos) e a energia eólica, conforme apontado neste Plano.

13) Direcionar os recursos de P&D disponíveis no setor para as áreas prioritárias estudadas neste documento, com especial destaque para os temas bioenergia, eficiência energética e energias renováveis, além de reservar uma parcela dos recursos para novas pesquisas.

2. Resultados Consolidados

■ 2.1. Evolução da Oferta Interna de Energia

Demandas Agregadas

Ao longo de século XX o Brasil experimentou expressivo desenvolvimento econômico, que se refletiu na demanda de energia primária. Dentre os fatores que explicam tal crescimento alinharam-se um importante processo de industrialização, inclusive com a instalação de plantas industriais energointensivas, e uma notável expansão demográfica, acompanhada de uma taxa de urbanização acelerada.

De fato, o país mudou muito ao longo desse período. A série histórica da evolução do consumo de energia e da população, considerando apenas as últimas décadas do século passado, indica que, em 1970, a oferta interna de energia era inferior a 70 milhões de tep enquanto a população atingia 93 milhões de habitantes. No ano 2005, a oferta interna de energia multiplicava-se por 3,1, alcançando 219 milhões de tep, e a população ultrapassava 184 milhões de habitantes.

Note-se, contudo, que o crescimento nesse período não foi uniforme. A taxa média anual de 3,5% oscilou entre 5,5% ao ano, entre 1970 e 1980, e 2,2% e 3,0% ao ano nas décadas seguintes, quando o crescimento apresentou volatilidade, como reflexo de crises macroeconômicas de naturezas diversas. Importa ressaltar, porém, que mesmo nos períodos de taxas menores, os intervalos em que houve uma expansão mais vigorosa da economia sempre apresentaram expansão significativa do consumo de energia. É o caso dos períodos que se seguiram ao Plano Cruzado e ao Plano Real, por exemplo. Isso indica que em ambiente de maior crescimento econômico, deve-se esperar maior crescimento da demanda de energia.

Em conformidade com os cenários macroeconômicos formulados, os estudos do PNE 2030 sinalizam, para os próximos 25 anos, um forte crescimento na demanda de energia primária no Brasil. Estima-se que a oferta interna de energia cresça a 5,0% ao ano entre 2005-2010. Nos anos subseqüentes, entretanto, projeta-se crescimento menor, de 3,7% e 3,5% ao ano nos períodos 2010-2020 e 2020-2030, justificado, principalmente, por uma maior eficiência energética, tanto do lado da demanda, quanto do lado da oferta. A Tabela 2.1 resume a projeção da oferta interna de energia no horizonte do PNE 2030.

Diversificação

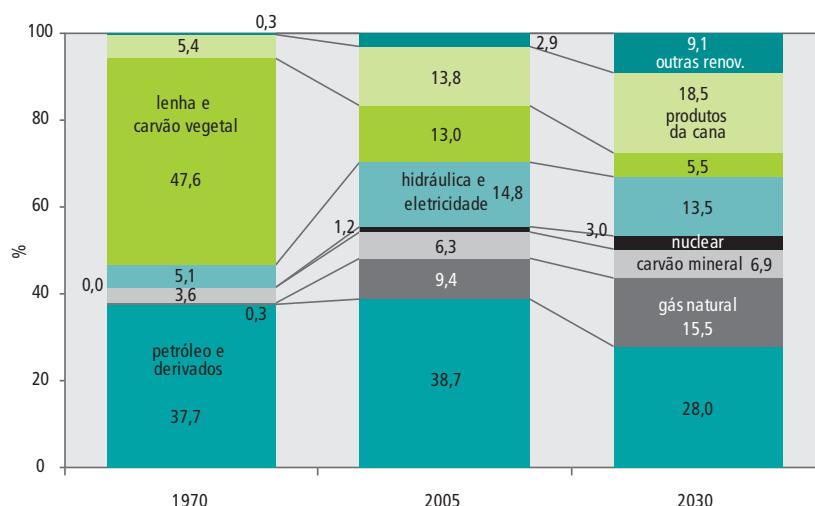
Vale assinalar, ainda, que os estudos apontam para uma maior diversificação da matriz energética brasileira. De fato, pode-se perceber uma tendência clara nessa direção: em 1970, apenas dois energéticos (petróleo e lenha), respondiam por 78% do consumo de energia; em 2000, eram três os energéticos que explicavam 74% do consumo (além dos dois já citados, mais a energia hidráulica); para 2030, projeta-se uma situação em que quatro energéticos serão necessários para explicar 77% do consumo: além do petróleo e da energia hidráulica, entram em cena a cana-de-açúcar e o gás natural, e reduz-se a importância relativa da lenha. A Figura 2.1 ilustra o exposto.

Tabela 2.1: Projeção da Oferta Interna de Energia (milhares de tep)

	2005 ¹	2010	2020	2030
Energia não renovável	121.350	159.010	216.007	297.786
Petróleo e derivados	84.553	97.025	119.136	155.907
Gás natural	20.526	37.335	56.693	86.531
Carvão mineral e derivados	13.721	20.014	30.202	38.404
Urânio (U_3O_8) e derivados	2.549	4.635	9.976	16.944
Energia renovável	97.314	119.999	182.430	259.347
Hidráulica e eletricidade	32.379	37.800	54.551	75.067
Lenha e carvão vegetal	28.468	28.151	28.069	30.693
Cana-de-açúcar e derivados	30.147	39.330	69.475	103.026
Outras fontes primárias renováveis	6.320	14.718	30.335	50.561
TOTAL	218.663	279.009	398.437	557.133

1/ Dados realizados. Fonte: Balanço Energético Nacional (MME/EPE, 2005).

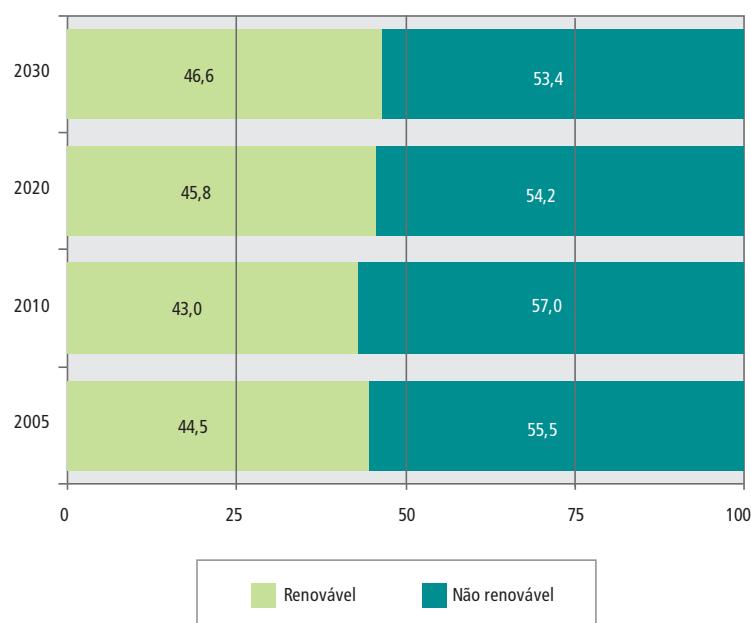
Figura 2.1: Evolução da Estrutura da Oferta Interna de Energia



Participação das Fontes Renováveis

Outro ponto que merece destaque é a reversão na tendência de redução da participação das fontes de energia renovável na matriz. Em 1970, essa participação era superior a 58%, em razão da predominância da lenha. Com a introdução de energéticos mais eficientes, deslocando principalmente a lenha, tal participação caiu para 53% no ano 2000, chegando a 44,5% em 2005. Essa tendência deve se manter nos próximos anos, porém, o PNE indica a possibilidade de reversão a partir de 2010, em razão da possibilidade da forte penetração de biodiesel e H-bio, como mostrado na Figura 2.2.

Figura 2.2: Fontes Renováveis na Matriz Energética Brasileira (%)

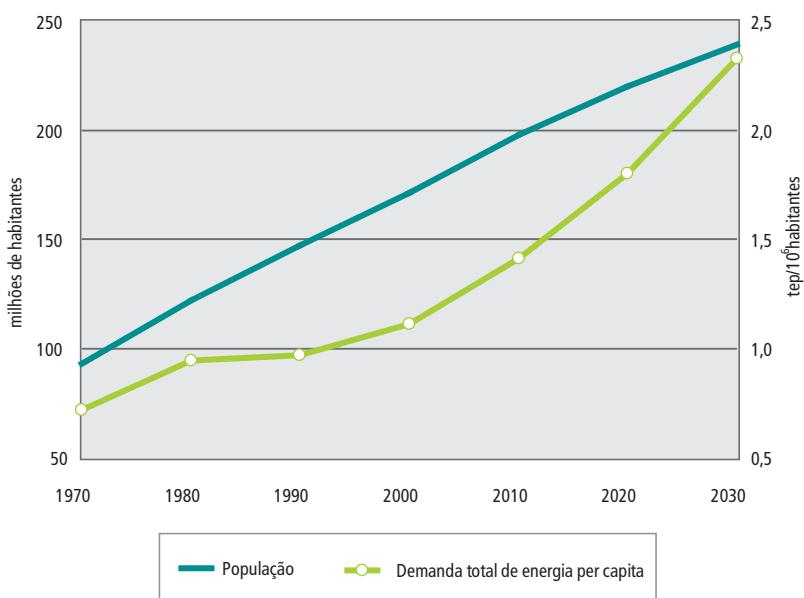


Energia e Desenvolvimento

O uso de energia no Brasil começou a apresentar incrementos elevados a partir do término da 2ª Guerra Mundial, impulsionado pelo expressivo crescimento demográfico, por uma urbanização acelerada, pelo processo de industrialização e pela construção de uma infra-estrutura de transporte rodoviário de característica energointensiva. Entre 1940 e 1950, para uma população de cerca de 41 milhões de habitantes, dos quais 69% se concentravam no meio rural, o consumo brasileiro de energia primária era de apenas 15 milhões de tep. Trinta anos depois, em 1970, para uma população de mais de 93 milhões de habitantes, o consumo de energia primária já se aproximava de 70 milhões de tep, valor 4,7 vezes maior. Mais trinta anos passados, no ano 2000, a população era quase o dobro, ultrapassando 170 milhões de habitantes, e o consumo de energia se elevava a cerca de 190 milhões de tep, ou seja, um crescimento de quase três vezes.

Contudo, o consumo brasileiro de energia per capita sempre se houve muito baixo. O crescimento da renda nacional e sua redistribuição deverão influir no sentido de que o consumo por habitante aumente. O cenário traçado para 2030 estima, para uma população de mais de 238 milhões de habitantes, uma demanda total de energia primária (oferta interna de energia) de cerca de 555 milhões de tep. A demanda per capita (tep/ 10^6 habitantes) evolui, nessas condições, de 1,19 (2005) para 2,33 (2030), como indicado na Figura 2.3.

Figura 2.3: População e Demanda de Energia Per Capita



Mas, a despeito desse crescimento, deve-se reconhecer que o consumo brasileiro de energia per capita ainda se mostrará reduzido, especialmente quando comparado a países desenvolvidos.

Eficiência Energética Global

Em um cenário de crescimento econômico sustentado, é de esperar um grande aumento da demanda global de energia. Nessas condições, a estratégia de expansão da oferta de energia deve considerar, como diretriz, iniciativas na direção do uso mais eficiente da energia.

Uma medida dinâmica dessa eficiência é dada pela evolução do conteúdo energético do PIB. Entre 1970 e 1980, houve uma redução drástica desse parâmetro, indicando que o produto nacional aumentou com menor uso relativo de energia. Nesse período, o elemento chave dessa dinâmica foi a substituição de energéticos menos eficientes (lenha) por outros mais eficientes (derivados do petróleo e eletricidade). Nos períodos subsequentes, houve aumento da intensidade energética, o que encontra respaldo no estágio de desenvolvimento econômico do país, em especial de sua indústria.

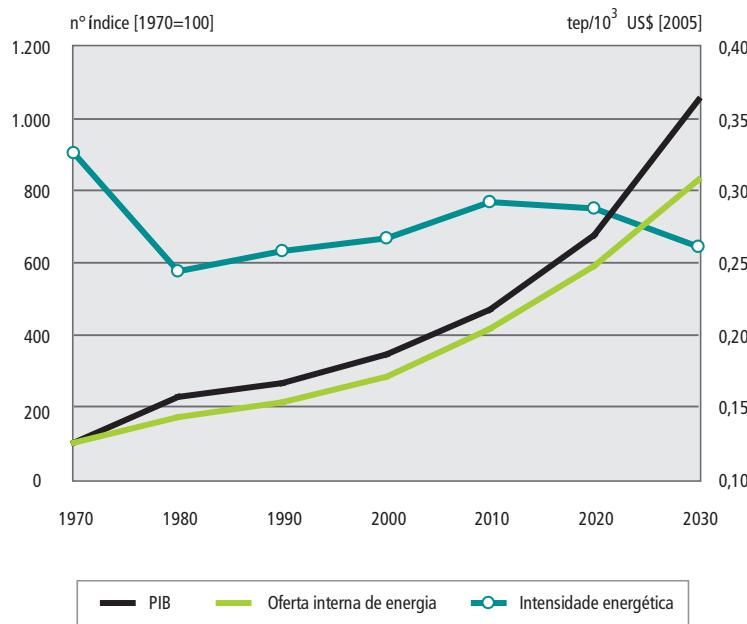
Nos primeiros anos do horizonte de projeção, componentes iniciais da oferta e da demanda de energia explicam porque esse indicador ainda cresce². A tendência só é revertida ao longo do horizonte do estudo, na medida em que ações de eficiência energética produzem resultados mais efetivos, além de menor presença relativa de setores energointensivos na estrutura produtiva do país. A trajetória percorrida evidencia o que se chama de efeito colina. Nessas condições, no Cenário B1, o conteúdo energético do PIB, em 2030, será aproximadamente igual ao de 1990, porém a economia será quatro vezes maior. Conforme indicado na Tabela 2.2 e na Figura 2.4, a despeito do crescimento do PIB, a intensidade energética (tep/10³ US\$ [2005]) cai de 0,275, em 2005, para 0,262, ao final do período.

² Por exemplo, decisões de investimentos em indústrias com perfil energointensivo e dinâmica de reposição tecnológica insuficiente para afetar significativamente a eficiência global no uso de energia.

Tabela 2.2: Evolução da Intensidade Energética

	2005 ¹	2010	2020	2030
Oferta interna de energia (10 ³ tep)	218.663	279.009	398.437	557.133
PIB (10 ⁹ US\$ [2005])	796,3	955,8	1.377,4	2.133,2
Intensidade energética (tep/10 ³ US\$)	0,275	0,292	0,289	0,262

Figura 2.4: Evolução da Intensidade Energética (com base na oferta interna de energia)

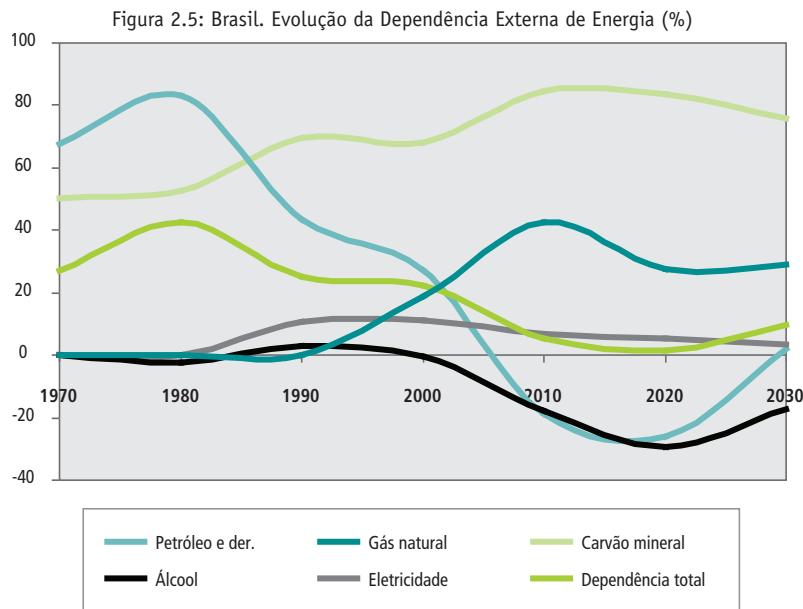


Dependência Externa

A dependência externa, definida como a relação entre o volume das importações líquidas (diferença entre importações e exportações) de energéticos e a oferta interna de energia mantém trajetória decrescente ao longo dos primeiros 15 anos do horizonte de projeção, revertendo essa tendência ao final do período como resultado do crescimento da demanda, associado à expansão da economia, e das hipóteses sobre a evolução das reservas e produção de petróleo e gás natural. Ainda assim, não ultrapassa 10%.

A redução da dependência externa no final do período depende das hipóteses de crescimento da produção doméstica de petróleo e gás natural, que, conservadoramente, foram mantidas constantes após atingir um valor máximo definido pelas reservas provadas atuais e das expectativas com relação aos campos licitados pela ANP.

Destaque-se, no período, a redução da dependência de energia elétrica, reflexo da menor participação relativa da parte paraguaia de Itaipu no fornecimento ao Brasil. Destaque-se, ainda, o aumento da dependência de carvão mineral, para atendimento à demanda industrial (expansão do parque siderúrgico) e a redução, no final do horizonte, das disponibilidades de etanol para exportação em função do crescimento do consumo doméstico. O gás natural, após atingir dependência de 40% em 2010, passa ao patamar de 30%, em razão de forte expansão da produção. A Figura 2.5 mostra a evolução da dependência externa de energia do Brasil.



■ 2.2. Resumo por Fonte

Petróleo e Derivados

Como reflexo da política continuada de investimento em exploração e produção, estima-se que a produção de petróleo atinja 2,96 milhões de barris por dia em 2020 e mantenha-se nesse patamar até o fim do horizonte de estudo. Prevê-se que a produção de derivados de petróleo atinja 3,66 milhões de barris por dia, em 2030, em razão da expansão da capacidade de refino, necessária para atender à demanda doméstica.

O consumo de petróleo segue trajetória de crescimento, acompanhando as condicionantes do cenário macroeconômico (Cenário B1). Ressalta-se que ao longo do período de estudo poderá haver superávit no balanço produção-consumo de petróleo.

O balanço de produção e consumo de derivados de petróleo mostra alterações importantes em relação à situação atual. No caso do óleo diesel, a expansão do refino, com perfis que privilegiam a produção de derivados leves e médios, e a expansão da oferta biodiesel, tornam o balanço superavitário ao longo do período de estudo. Ainda no caso do diesel, merece destaque a produção a partir de óleos vegetais (H-Bio), que contribui para a redução da demanda de óleo cru.

Em razão da presença do etanol e do aumento da frota de automóveis flex-fuel, a gasolina mantém o balanço superavitário que apresenta hoje, embora o crescimento do consumo indique uma tendência de reversão desse quadro nos últimos anos do horizonte de análise.

No caso do GLP, a expansão do refino modifica a situação atual (o país é importador), equilibrando o balanço produção-consumo, com pequenos superávits. A produção de GLP tende a pressionar menos a demanda de óleo cru com a utilização de líquidos de gás natural.

Os principais derivados (óleo diesel, gasolina e GLP) ganham participação na matriz de consumo de derivados, em detrimento do óleo combustível e da nafta, em decorrência, principalmente, da substituição destes por gás natural, na indústria em geral (óleo combustível) e na química e petroquímica, em particular (nafta).

Embora mantenham posição de liderança entre as fontes, em 2030, petróleo e seus derivados representarão cerca de 30% da Matriz Energética Brasileira, perdendo 8,9 pontos percentuais em relação à situação atual (2005), acentuando a tendência que se verifica nos últimos anos.

A Tabela 2.3 resume os principais indicadores relacionados à evolução da produção e consumo de petróleo e derivados. A Figura 2.6 apresenta a estrutura do consumo de derivados em 2005 e no ano horizonte.

Tabela 2.3: Petróleo e Derivados: Indicadores Selecionados
(milhares de barris por dia)

	2005	2010	2020	2030
Produção de petróleo ¹	1.632	2.270	2.960	2.960
Produção de derivados ²	1.807	2.053	3.091	3.869
Do qual H-bio e biodiesel	-	89,6	256	487
Imp./Exp. líquida de petróleo	68	- 515	- 431	- 36
Importações líquidas de derivados	-63	100	- 294	79
Consumo de derivados ³	1.777	2.175	2.821	3.968
Consumo de óleo diesel ⁴	662	907	1.190	1.686
Consumo de gasolina	305	337	452	728
Consumo de GLP	201	239	331	412
Reservas de petróleo ⁵	11.775	14.910	19.450	19.450
Capacidade nominal de refino	1.916	2.127	2.877	3.377

1/ Não inclui líquidos de gás natural

2/ Inclui líquidos de gás natural, H-bio e biodiesel

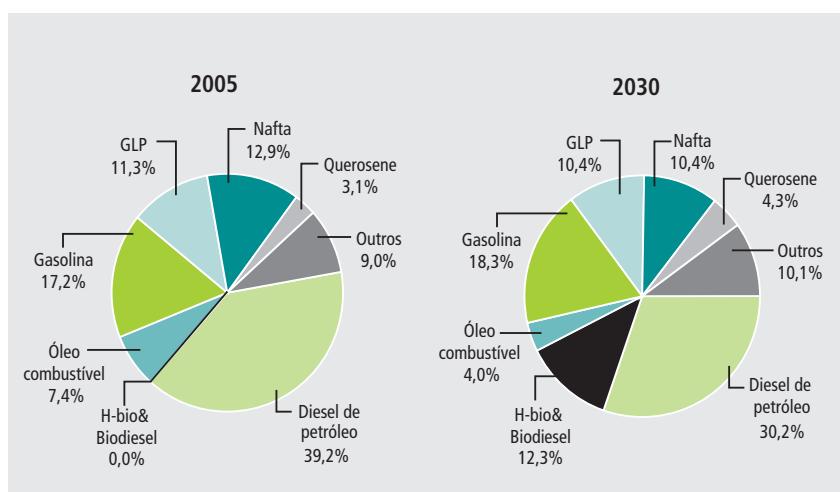
3/ Corresponde ao consumo total de derivados, inclusive outras secundárias de petróleo e produtos não-energéticos do petróleo

4/ Inclui H-Bio e biodiesel

5/ Considera R/P=18; em bilhões de barris

(-) exportação líquida, (+) importação líquida

Figura 2.6: Estrutura do Consumo de Derivados de Petróleo



Gás Natural

A continuidade dos investimentos em exploração e produção permite elevar a produção além de 250 milhões de m³ por dia em 2030, o que significa uma expansão ao ritmo médio de 6,3% ao ano ao longo do horizonte (2005-2030). Ainda assim, o crescimento da demanda no longo prazo *vis-à-vis* essas perspectivas de produção nacional sinaliza a necessidade de complementação da oferta de gás natural no país através da importação de mais 70 milhões de m³/dia em 2030. Isso significa ampliar em 40 milhões de m³/dia a capacidade de importação atual (30 milhões de m³/dia no gasoduto Bolívia-Brasil). Considerada a importação planejada de GNL, com capacidade de regaseificação de 20 milhões de m³/dia até 2009, a necessidade de importação adicional em 2030 seria de 20 milhões de m³/dia.

O setor industrial permanecerá como principal consumidor do gás natural, em processo continuado de substituição do óleo combustível. Na geração de energia elétrica, a demanda por gás natural, de 76 milhões de m³/dia, poderá ser acrescida de 35 a 40 milhões de m³/dia, na hipótese de despacho continuado das termelétricas em carga máxima. Nessas condições, o volume de importação acima indicado pode ser maior. A estratégia poderia ser a de tratar a disponibilidade de GNL como um “pulmão” desse mercado (eventuais excedentes poderiam ser exportados) e, em complemento, equacionar uma importação adicional (em relação a 2005) de pelo menos 50 milhões de m³/dia por gasodutos.

Na Figura 2.7 pode-se ver a evolução da estrutura do consumo de gás natural e na Tabela 2.4 são apresentados os principais indicadores do balanço deste combustível. Como resultado, o gás natural ganha, de forma expressiva, participação na Matriz Energética Brasileira, passando de pouco mais de 9% em 2005 para mais de 15% em 2030.

Figura 2.7: Estrutura do Consumo de Gás Natural (% sobre dados em tep)

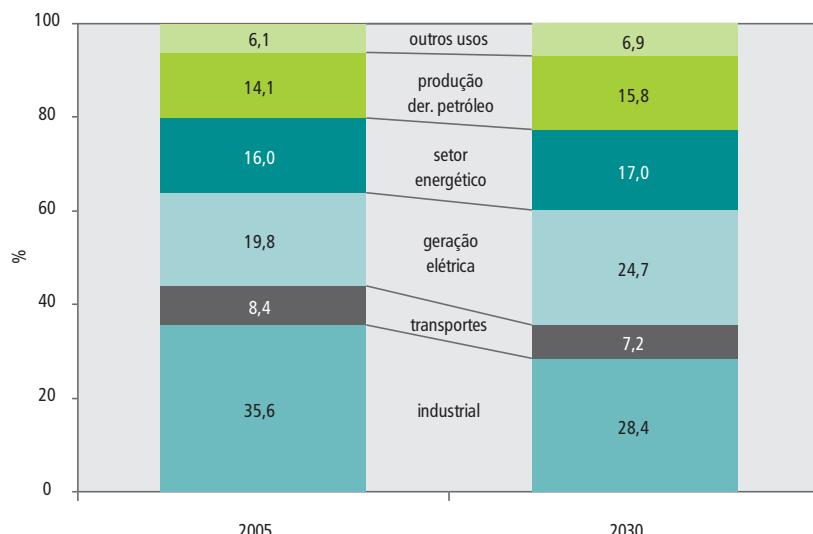


Tabela 2.4: Gás Natural: Indicadores Selecionados (milhões de m³ por dia)

	2005	2010	2020	2030
Produção	55	94	169	252
Perdas e reinjeção	15	26	38	54
Importação	25	47	46	72
Disponibilidade interna total	64	116	177	269
Produção de derivados de petróleo	3,9	13,4	22,2	42,1
Geração de energia elétrica ¹	12,5	38,3	43,4	65,9
Consumo na indústria	22,5	31,6	51,8	75,9
Reservas ²	306	595	1.110	1.654
Capacidade de processamento	47	64	104	154

1/ considera despacho médio das usinas térmicas, conforme estudos da expansão da oferta de eletricidade;

2/ considera R/P = 18; em bilhões de metros cúbicos

Cana-de-Açúcar

Em um cenário macroeconômico de aproveitamento das potencialidades nacionais em meio a um ambiente externo favorável (Cenário B1), a competitividade da cana-de-açúcar para fins energéticos é o principal elemento que justifica a expansão expressiva da produção de etanol, inclusive com excedentes exportáveis. Nesse contexto, há um aumento da produção dos demais derivados da cana-de-açúcar, em especial da biomassa destinada à geração de energia elétrica. Destaque-se, ainda, que, ao longo do horizonte, parte da biomassa produzida é destinada à produção do etanol, pelo processo de hidrólise.

No final do horizonte, há uma redução da disponibilidade de etanol para exportação em decorrência do crescimento do consumo interno de energia no setor de transportes, em face, principalmente, do aumento da frota de veículos leves *flex fuel*. Ainda contribui para essa redução eventuais limitações que possam surgir a uma maior expansão da área ocupada com a cultura da cana-de-açúcar. O uso mais intenso do etanol como combustível automotivo reduz a demanda de gasolina, aliviando pressões sobre a demanda e o refino de petróleo.

Nessas condições, em 2030, a cana e seus derivados passam a ser a segunda fonte de energia mais importante da Matriz Energética Brasileira, com 18,5% de participação (em 2005, 13,8%), inferior apenas à participação do petróleo e derivados. A Tabela 2.5 resume os principais indicadores do balanço da cana-de-açúcar para fins energéticos.

Tabela 2.5: Produtos da Cana-de-Açúcar: Indicadores Selecionados

	2005	2010	2020	2030
Etanol (10⁶ m³)				
Produção	16,0	24,0	48,0	66,6
Exportação	2,5	4,3	14,2	11,5
Consumo em transportes	13,3	18,6	32,4	53,3
Energia primária (10⁶ t)				
Produção de caldo de cana ¹	97,9	150,5	291,5	345,3
Produção de melaço ¹	12,5	19,2	38,9	53,1
Produção de biomassa ²	106,5	136,3	245,0	367,4
Cana-de-açúcar				
Produção (10 ⁶ t)	431	518	849	1.140
Área plantada (10 ⁶ ha)	5,6	6,7	10,6	13,9
Produtividade (t/ha)	77,0	77,3	80,1	81,4

1/ processado nas destilarias para produção de etanol

2/ inclui bagaço e recuperação da palha: biomassa em base úmida

Eletricidade

O consumo total de energia elétrica, em 2030, é estimado em 1.083,4 TWh, o que significa uma expansão de 4,0% ao ano desde 2005. Note-se que a estratégia para atendimento dessa demanda contempla iniciativas na área de eficiência energética (adicionais a um progresso autônomo intrinsecamente considerado nas projeções), que “supririam” uma parcela, de cerca de 5%, dessa demanda. Assim, o requisito de produção seria de 1.030,1 TWh. A Tabela 2.6 resume os principais indicadores relativos ao balanço da eletricidade.

Do lado da oferta, destaca-se a redução das perdas totais, que se admite reduzidas, em 2030, para 13,8%.

A energia hidráulica segue mantendo a liderança entre as fontes de produção, porém, sua participação cai da elevada proporção atual (mais de 90% em 2005) para pouco mais de 70% (considerando que grande parte da importação é de origem hidrelétrico: Itaipu e outras binacionais). Em contrapartida, a geração térmica convencional (nuclear, gás natural e carvão mineral) expande sua participação de 7% para cerca de 15%. As fontes renováveis (ou não convencionais) não-hidráulicas (biomassa da cana, centrais eólicas e resíduos urbanos) também experimentam crescimento expressivo, passando a responder por mais de 4% da oferta interna de eletricidade.

Todas as formas de geração térmica expandem-se mais de cinco vezes no período, aumentando o nível de emissões de gases na geração de energia elétrica. Essa é uma consequência natural de eventuais restrições que possam ocorrer ao desenvolvimento do potencial hidrelétrico brasileiro, não obstante a expansão que se possa admitir no parque gerador a partir de outras fontes renováveis.

Tabela 2.6: Eletricidade: Indicadores Selecionados (TWh)

	2005	2010	2020	2030
Balanço geral				
Oferta interna	441,9	572,1	826,6	1.194,9
Produção	402,9	533,4	782,5	1.151,0
Importação líquida	39,0	38,7	43,9	43,9
Consumo total	375,2	486,2	706,6	1.030,1
Perdas (%)	15,1	15,0	14,5	13,8
Produção¹				
Centrais de serviço público	363,1	496,0	719,3	1.055,8
Hidráulica	325,1	395,0	585,7	817,6
Nuclear	9,9	15,0	30,5	51,6
Carvão mineral	6,1	13,0	15,6	31,4
Gás natural	13,9	58,4	61,5	92,1
Biomassa da cana	0	1,1	14,6	33,5
Centrais eólicas	0,9	3,6	5,0	10,3
Resíduos urbanos	0	0	1,0	6,8
Outras fontes	7,2	9,9	5,4	12,5
Autoprodução	39,8	37,4	63,2	95,2
Consumo²				
Programa de conservação ³	0	0	-12,2	-53,3
Setor energético	13,5	17,6	25,8	39,0
Residencial	83,2	105,3	169,1	283,3
Industrial	175,4	237,0	338,3	455,5
Comercial e público	86,2	107,3	159,6	267,3
Outros ⁴	16,9	19,0	26,1	38,3

1/ a partir de 2010, a autoprodução transportada (geração hidrelétrica despachada centralizadamente) está incluída na produção das centrais elétricas de serviço público.

2/ a projeção do consumo inclui o progresso autônomo da conservação de energia elétrica.

3/ programa de conservação induzido

4/ inclui transportes e agropecuária.

Do lado da demanda, além das iniciativas de incremento da eficiência energética, observa-se que o setor industrial segue sendo o principal segmento do consumo (42% em 2030), mas é digno de registro o crescimento do setor terciário (quase 25% do consumo em 2030) e do setor residencial (em torno de 26%), refletindo as hipóteses de crescimento do nível de renda e da melhoria de sua distribuição, não obstante os avanços que possam ser obtidos na área de eficiência energética. Explica, em parte, esse comportamento, o baixo nível de consumo per capita atual. É evidência disso o índice de consumo de eletricidade residencial per capita: em 2005, esse indicador é de apenas 38 kWh/mês/habitante. Em 2030, estima-se que possa chegar a 99 kWh/mês/habitante, que é, ainda, um valor bastante inferior aos parâmetros internacionais.

Nas Figuras 2.8 e 2.9 pode-se observar a evolução da estrutura da oferta e do consumo de eletricidade entre 2005 e 2030.

Figura 2.8: Estrutura da Oferta de Eletricidade

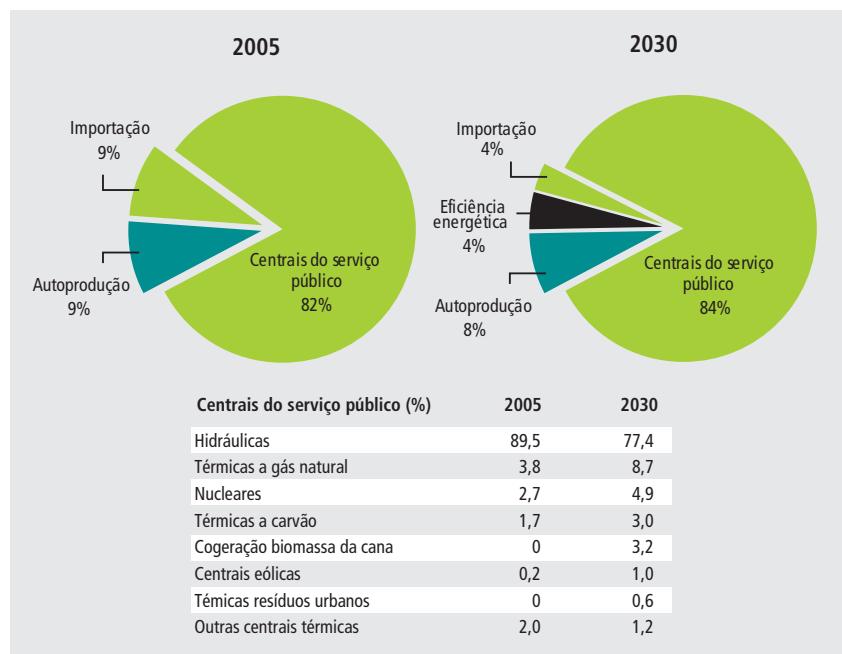
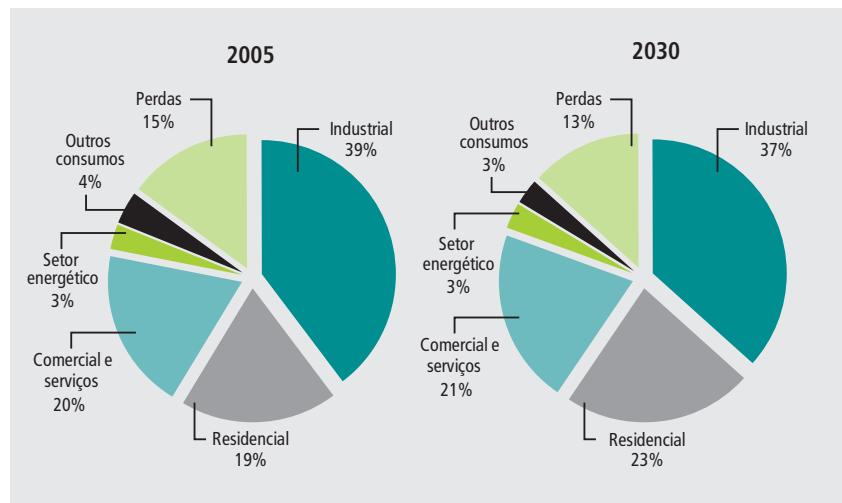


Figura 2.9: Estrutura do Consumo de Eletricidade



A estratégia de atendimento à demanda contemplou a execução de um programa de ações e iniciativas na área de eficiência energética tal que pudesse “retirar” do mercado algo como 53 TWh em 2030. Trata-se de uma conservação adicional àquela intrinsecamente considerada nas projeções de demanda. A hipótese de frustração dessa conservação adicional significa admitir, por consequência, uma expansão maior da oferta, quantificada em 6.400 MW. Tendo em vista as limitações à expansão hidrelétrica dadas pela classificação socioambiental considerada para o potencial hídrico, essa oferta adicional seria basicamente constituída por termelétricas (cerca de 94%, ou 6.000 MW).

A estratégia para o atendimento em um cenário alternativo, mais alto, de demanda (Cenário 1), envolveria uma expansão adicional não só do programa de conservação, como também do parque gerador, inclusive com maior utilização do potencial hidrelétrico, isto é, além daquele definido pela análise dos condicionantes ambientais. Significa admitir a consideração, nesse caso, de parte do potencial classificado como de maior complexidade ambiental. A potência adicional total requerida seria de 20.900 a 22.200 MW, dependendo da extensão da utilização do potencial hidrelétrico. A expansão termelétrica corresponderia entre 45 a 55% da potência adicional requerida. Em relação ao cenário de referência, apenas no segmento de geração de energia elétrica, seriam demandados investimentos adicionais de US\$ 37 a US\$ 46 bilhões.

Essas análises de sensibilidade ratificam a tendência de que, a longo prazo, o sistema elétrico passa a demandar termelétricas tipicamente de base, ainda que, abstraindo-se da questão da complexidade ambiental, haja um potencial hidrelétrico importante a aproveitar.

■ 2.3. Emissões de Gases de Efeito Estufa

A emissão de gases de efeito estufa torna-se, a cada dia, uma questão das mais relevantes diante da crescente preocupação mundial com as mudanças globais do clima, especialmente o aquecimento do planeta. Nesse aspecto, o Brasil tem-se destacado por apresentar reduzidos índices de emissão comparativamente ao resto do mundo. Basicamente, isto se deve ao elevado percentual de participação de fontes renováveis de energia na matriz energética brasileira³, que, em 2005, foram responsáveis por 44,5% da oferta interna de energia no país.

No horizonte de longo prazo, aspectos como o nível de crescimento da economia e a estrutura de expansão do consumo de energia exercem papel fundamental na evolução futura das emissões de CO₂. Como destacado anteriormente, prevê-se forte crescimento na evolução do consumo total de energia primária no Brasil. Nos primeiros anos este crescimento é capitaneado pelos condicionantes de curto prazo e pelo reflexo de decisões de investimento já tomadas. Nas décadas seguintes são os condicionantes inerentes do cenário econômico que determinam a evolução da demanda de energia. Não obstante essa forte expansão, a taxa de crescimento da demanda de energia é progressivamente menor em relação à taxa do PIB.

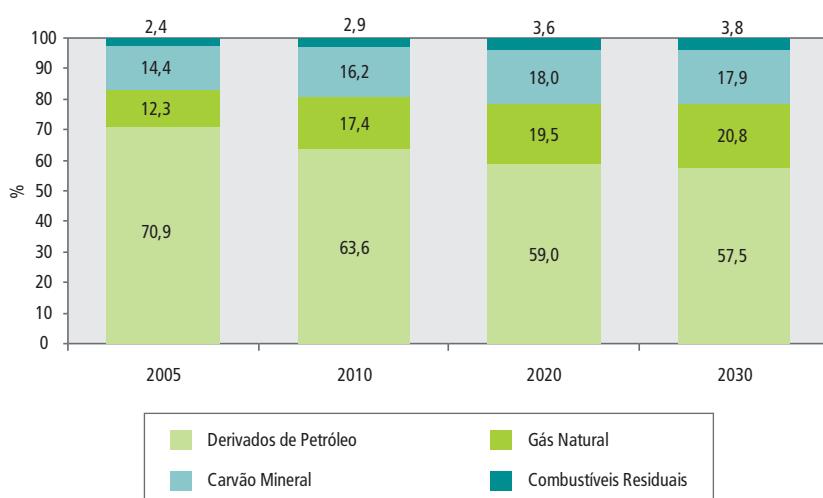
Assim, em razão do aumento da participação de fontes renováveis na matriz energética, o nível de emissões de CO₂ deverá se ampliar ao longo do horizonte do estudo, mas com taxas médias de crescimento abaixo das taxas da demanda interna de energia. De fato, projetam-se emissões de pouco mais de 770 milhões de toneladas de CO₂ em 2030, com taxa média anual de 3,5% sobre 2005, enquanto que a demanda de energia cresce a 3,8% aa.

³ Esta participação inclui a geração elétrica a partir da energia hidráulica, do bagaço de cana-de-açúcar e de centrais eólicas, o uso do álcool automotivo no setor de transportes e do carvão vegetal na siderurgia.

A evolução do perfil de consumo de energia primária implica em distintos ritmos de crescimento das emissões totais de CO₂. Com efeito, às fontes renováveis de energia (derivados de cana-de-açúcar, lenha reflorestada e carvão vegetal) se associa contribuição (líquida) nula a essas emissões. Assim, como se pode observar na Figura 2.10, são os derivados de petróleo os maiores contribuintes para as emissões totais ao final do horizonte – cerca de 58% do total. A despeito de apresentar fatores de emissão menores que os demais combustíveis fósseis, o gás natural expande sua contribuição para aproximadamente 21% do total em 2030, resultado da maior penetração na indústria, bem como para geração elétrica. A expansão da atividade siderúrgica no país e de plantas termelétricas a carvão mineral, que levam a um aumento do consumo do carvão mineral e derivados, fazem com que esse energético passe a responder por cerca de 18% das emissões totais de CO₂ em 2030.

Do lado produtivo, o setor de transportes e a indústria são os maiores contribuintes para o crescimento das emissões no longo prazo – 68% do total (ver Figura 2.11). A geração elétrica apresenta a maior taxa de crescimento de emissões no período (25 anos), cerca de 5% ao ano, fazendo com que a participação desse segmento nas emissões aumente de 9% em 2005 para 14% em 2030.

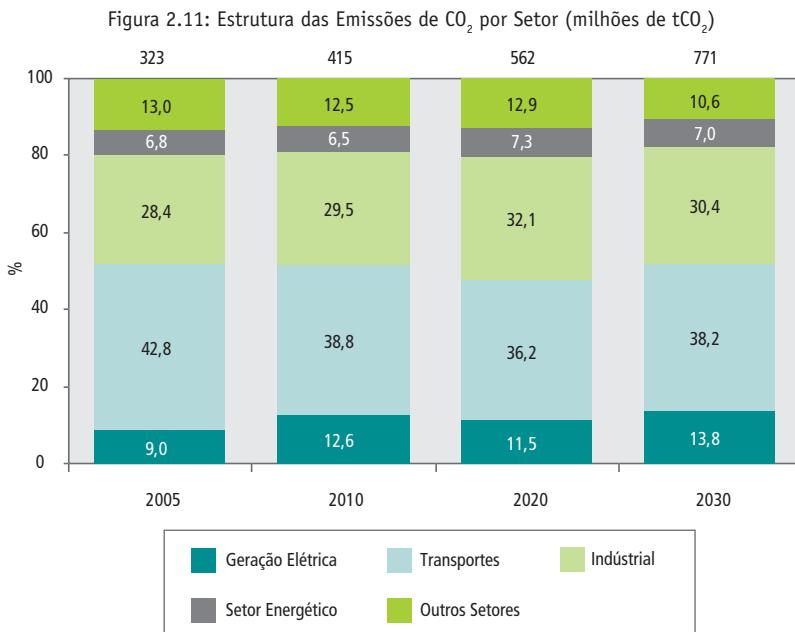
Figura 2.10: Estrutura das Emissões de CO₂ por Fonte



1/ Carvão mineral inclui gás de coquearia, coque de carvão mineral e alcatrão.

2/ Derivados de petróleo e gás natural não incluem os usos não energéticos

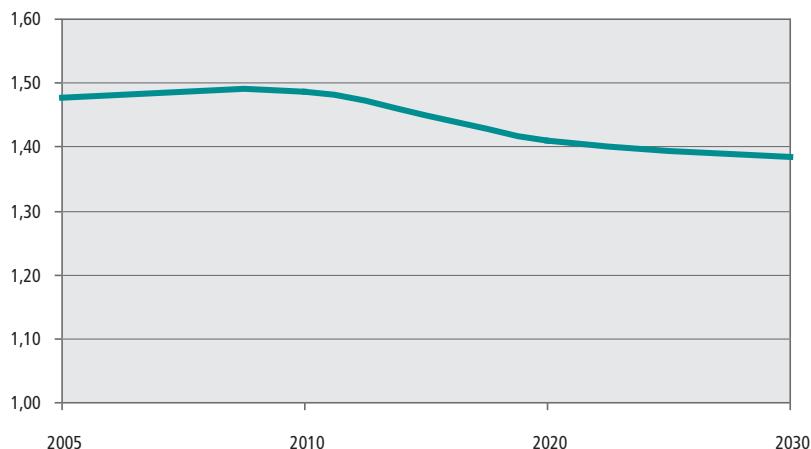
3/ Combustíveis residuais incluem recuperações de gases industriais.



As emissões específicas, isto é, por unidade de energia consumida, crescem no início do período de estudo porém, passado o efeito das condições iniciais e dos fatores iniciais que condicionam o comportamento da economia e da demanda de energia, passam a apresentar uma tendência declinante, como reflexo do aumento da participação de fontes renováveis (ver Figura 2.12). Nesse panorama, o índice de 1,48 tCO₂/tep, calculado para 2005, diminui para 1,38 tCO₂/tep no final do horizonte, passando por um valor máximo de 1,49 tCO₂/tep em 2010. Assim, o Brasil segue com uma matriz energética ainda mais limpa que a atual, e com índice de emissão de CO₂ ainda bastante inferior à média mundial atual.

Se, por um lado, o desenvolvimento de uma nação parece tornar irreversível o aumento das emissões, por outro há que procurar tornar também irreversível que, a médio e longo prazos, esse desenvolvimento possa se fazer sem aumento do volume específico de emissões. O cenário aqui formulado demonstra que esse caminho é possível, mesmo sem grandes alterações estruturais. Naturalmente, esforços adicionais podem induzir a reduções ainda maiores. Por exemplo, alterações estruturais nos modais de transporte de carga na direção de maior participação de ferrovias e hidrovias são possibilidades de ganhos na direção de reduzir o índice de emissões por unidade de energia consumida.

Figura 2.12: Evolução das Emissões Específicas de CO₂
(tCO₂/tep, com base na Oferta Interna de Energia)



Por fim, cabe destacar que as estimativas de emissões aqui apresentadas consideram premissas quanto ao uso eficiente da energia (progresso autônomo e, no caso da eletricidade, também o progresso induzido) e a ampliação de fontes renováveis de energia. Essas premissas refletem, em grande medida, políticas já definidas pelo governo brasileiro e medidas complementares na mesma direção. Entre as políticas já definidas, são evidências o PROINFA, os programas de conservação (PROCEL, CONPET e horário de verão), o Programa Brasileiro de Etiquetagem, a Lei de Eficiência Energética, o Programa Nacional do Biodiesel, o Programa do Álcool, etc. Entre medidas complementares, alinharam-se a ampliação dessas iniciativas, assim como de linhas de financiamento (algumas já existentes) favoráveis a essas formas de energia, incentivos à cogeração, etc.

■ 2.4. Investimentos⁴

Petróleo e Derivados

Os principais itens do investimento demandado pela expansão da oferta de petróleo e derivados referem-se a duas grandes áreas de concentração de atividades e negócios, quais sejam: exploração/produção (E&P) e refino. Investimentos no abastecimento e na distribuição são, por suposto, relevantes, porém, são tipicamente dispersos e envolvem múltiplos agentes. A estimativa do esforço de investimento associado à expansão da oferta considerada neste PNE 2030 ficou restrita aqui apenas à E&P e ao refino.

Com relação à E&P, tomou-se como referência o índice calculado pela razão entre o CAPEX (*capital expenditure*) e a correspondente produção de óleo cru de diversas companhias petrolíferas, tendo por base valores projetados para o período 2005-2008⁵ (ver Figura 2.13). A média para 15 companhias é de 13,7 US\$/bbl.

O valor de 13,7 US\$/bbl é maior do que o índice que pode ser inferido do Plano de Negócios 2007-2011 da Petrobrás. Sua adoção poderia sugerir uma superestimativa das necessidades de investimento. Deve-se ter em conta, contudo, que, tomada em perspectiva, a produção de petróleo considerada neste PNE admite o desenvolvimento em áreas ainda não descobertas, eventualmente em águas muito profundas, o que significa

⁴ As estimativas de investimento aqui apresentadas estão expressas em dólares americanos (US\$). Isso se deve ao fato de que uma parcela importante dos investimentos é relativa a equipamentos ou serviços cujas referências são internacionais (muitos desses equipamentos são mesmo importados). Para os itens de custo em que a referência está em moeda nacional, utilizou-se a taxa de câmbio US\$ 1,00 = R\$ 2,20. A base de preços adotada é o segundo semestre de 2006.

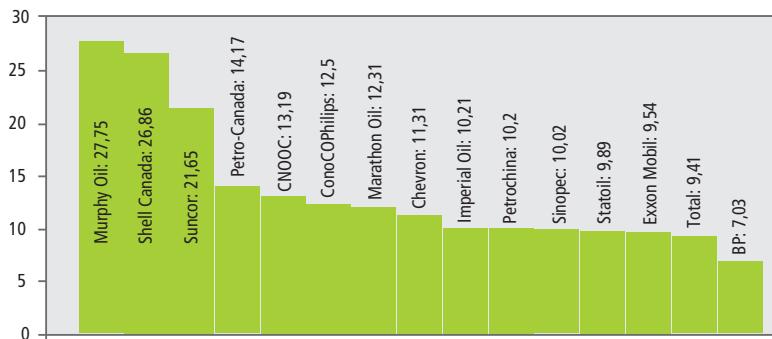
⁵ Valores apresentados por Gabrielli de Azevedo, J. S., Presidente da Petrobrás, em apresentação feita na "Rio Oil & Gas 2006", no dia 14 de setembro de 2006.

um nível de risco intrínseco na exploração e, por consequência, tende a elevar os custos de E&P. Além disso, do Plano de Aceleração do Crescimento – PAC, lançado pelo governo no início de 2007, pode-se inferir que os investimentos em E&P consideram como indicador básico um valor entre 13 e 14 US\$/bbl.

Nessas condições, considerando a projeção de evolução da produção de petróleo (Cenário B1), estima-se que, ao longo do horizonte do PNE 2030, serão demandados investimentos de US\$ 332,5 bilhões.

Cabe destacar que se assumiu aqui a premissa de que, a partir de meados do horizonte de estudo, seria mantido o nível anual de produção doméstica de petróleo em torno de três milhões de barris/dia. Decorre dessa premissa a suposição de que haverá continuidade do esforço exploratório, de modo a manter, a longo prazo, uma razão reserva/produção considerada confortável. É mister esclarecer que, havendo agregação de reservas de petróleo em nível mais acelerado do que o preconizado neste PNE, os investimentos demandados por essa atividade serão naturalmente maiores.

Figura 2.13: CAPEX de E&P/Média da Produção de Óleo
Período: 2005-2008 (US\$/bbl)



Reproduzido da palestra do Presidente da Petrobrás (José Sérgio Gabrielli) na “Rio Oil & gás 2006”

Quanto às expectativas de investimentos no refino de petróleo, levou-se em conta os investimentos já programados para a ampliação e adaptação do parque existente e para a construção planejada da refinaria do Nordeste e da refinaria petroquímica do Rio de Janeiro. A partir dessas referências, dadas pelo Plano de Negócios 2007-2011 da Petrobrás, foram estimados os investimentos na expansão do refino até 2030, considerando os perfis indicados nos estudos deste PNE.

Até 2011, a Petrobrás, que controla 98% das instalações de refino do país, estima a aplicação de US\$ 10,4 bilhões (US\$ 2,1 bilhões por ano, em média) na ampliação e na adaptação desse parque em operação. Esses investimentos se destinam a adequar a oferta e demanda de derivados, de acordo com as características de cada refinaria e o perfil do mercado. A natureza desses investimentos sugere que têm um caráter permanente. Admitindo que a instalação de novas refinarias possa reduzir a necessidade de investimentos dessa natureza, admitiu-se que entre 2010-2020 seria aplicado o mesmo montante na atualização do parque existente. Assim, com esse fim, entre 2005 e 2030, considerou-se investimentos de US\$ 20,8 bilhões.

A refinaria do Nordeste, conforme dados da Petrobrás, irá demandar investimentos de US\$ 4,5 bilhões. No horizonte do PNE 2030 é prevista a instalação de três novas refinarias, sendo que duas delas apresentam complexidade similar a essa refinaria do Nordeste. A terceira, compreende unidades adicionais, como a desti-

lação a vácuo e de coqueamento, entre outras, indicando um investimento maior. Avaliações da EPE apontam investimento nessa refinaria cerca de 50% maior que nas demais. Nessas condições, estima-se que o investimento na expansão da capacidade de refino (novas refinarias) entre 2005 e 2030 envolverá recursos de US\$ 20,5 bilhões.

A refinaria petroquímica do Rio de Janeiro envolve investimentos globais de US\$ 9,5 bilhões. Esse valor compreende além da refinaria em si, a instalação de todo o pólo petroquímico, inclusive as unidades de 2^a geração. O investimento na refinaria tomado isoladamente monta a cerca de US\$ 5,2 milhões, valor tomado como referência para a segunda refinaria petroquímica prevista neste PNE.

Nessas condições, o investimento total no refino é estimado em US\$ 55,7 bilhões entre 2005 e 2030.

Por fim, com relação à demanda de investimentos para produção do biodiesel (extra-refinaria) nos volumes projetados neste PNE 2030 (aproximadamente 18,5 bilhões de litros em 2030), estima-se um montante de recursos próximo de US\$ 4 bilhões, compreendendo esse valor as aplicações na instalação das usinas de processamento dos óleos vegetais.

Agregando-se os investimentos nessas atividades, E&P, refino e produção de biodiesel, chega-se ao valor global de US\$ 392 bilhões a serem aplicados no período, conforme indicado na Tabela 2.7.

Tabela 2.7: Investimentos na Área de Petróleo e Derivados. (US\$ bilhões)

	2005-2030	Média Anual	%
Exploração e produção	332,5	13,3	84,8
Refino	55,7	2,2	14,2
Outros	4,0	0,2	1,0
TOTAL	392,2	15,7	100

Gás Natural

Os investimentos na cadeia de oferta do gás natural aqui estimados contemplam, basicamente, a fase de exploração e produção (E&P) e o posterior processamento e transporte em alta pressão. Não foram estimados investimentos demandados para expansão da rede de distribuição.

Na etapa de E&P, assim como no caso do petróleo, as estimativas de investimento embutem incertezas relacionadas aos riscos geológicos envolvidos na atividade e aos riscos da viabilidade comercial do poço, que somente se conhece ex-post aos levantamentos sísmicos de dados e às perfurações exploratórias. A principal referência disponível para esses investimentos no Brasil é o Plano de Negócios 2007-2011 da Petrobrás do qual se infere que até 2010 essa empresa investirá algo como US\$ 17 bilhões, com a produção aumentando de cerca de 40 milhões de m³/dia e as reservas de 325 bilhões de m³.

Deve-se considerar que:

- No curto prazo, há predominância na produção de gás associado à exploração de petróleo, pelo que parte dos investimentos feitos para produzir gás natural já estão apropriados nas atividades de E&P de petróleo;
- No médio prazo, a tendência é de que aumentem os investimentos em E&P de gás não associado;
- O aumento da produção de gás natural após 2010 envolverá o desenvolvimento de recursos ainda não-descobertos, o que introduz elementos de incerteza que se traduzem em custo mais altos de E&P;
- Estima-se que, para manter, ao longo do horizonte deste estudo, uma relação reserva-produção próxima da atual, as reservas de gás natural deverão aumentar de 1.020 bilhões de m³ entre 2010 e 2030;

- Mesmo supondo que a produção mantenha um patamar constante após atingir o volume de 250 milhões de m³/dia, como é a hipótese deste trabalho, serão demandados investimentos em E&P de modo a ampliar as reservas de gás natural.

Esses aspectos sugerem que os investimentos em E&P de gás natural aumentem, no longo prazo, mais que proporcionalmente em relação ao valor que se infere do Plano de Negócios da Petrobrás. Se adotada a proporcionalidade, calcula-se que o investimento entre 2010 e 2030 estaria entre US\$ 50 e US\$ 55 bilhões, tomando-se como referência o aumento da produção ou o aumento das reservas, que pode ser considerado, portanto, como um valor mínimo para o cenário formulado. Um aumento mais que proporcional aumenta a demanda de investimentos para algo entre US\$ 60 e US\$ 70 bilhões no período.

Assim, considerando o exposto e os investimentos já programados até 2010, estima-se os investimentos em E&P do gás natural em US\$ 74 bilhões entre 2005 e 2030.

O principal elemento constitutivo do investimento no processamento de gás natural é o custo de instalação das unidades. As referências utilizadas para estimativa desse custo foram as unidades de Cacimbas, da Petrobrás, no Espírito Santo. Nessa instalação, os módulos têm capacidade unitária de processamento de 3,5 milhões de m³/dia de gás natural e investimento associado de cerca de US\$ 180 milhões.

Por outro lado, adotou-se como base neste trabalho, que uma UPGN típica seria composta com módulos de capacidade de processamento de 5 milhões de m³/dia, de escala similar, portanto, a dos módulos de Cacimbas. Com base na referência de custo adotada, isso significa um custo de instalação de US\$ 260 milhões por módulo. Os estudos indicaram, ainda, que, em relação à capacidade nominal instalada em 2005, haveria a necessidade de 20 novos módulos. Nessas condições, os investimentos na expansão da capacidade de processamento do gás natural nos próximos 25 anos (até 2030) foram estimados em torno de US\$ 5,2 bilhões.

Ainda relacionado ao processamento, a instalação de novas UPGNs irão requerer investimentos nas interligações entre essas unidades e a malha de gasodutos. A estimativa de custo neste caso é bastante dificultada pelo diversos condicionantes de cada projeto, como localização da UPGN, distância da malha de gasodutos, diâmetro da tubulação da interligação, condições do terreno, etc. A dispersão é muito grande, como indicam as informações apresentadas na Tabela 2.8, referentes às instalações existentes.

Tabela 2.8: Características de Interligações de UPGN em Operação

Rota	Diâmetro (polegadas)	Extensão (km)	Capacidade (10 ⁶ m ³ /dia)
Cacimbas - Catu	26	980	20
Vitória - Cacimbas	26	117	20
Cabiúnas - Vitória	28	300	20
Cabiúnas - Reduc	30	183	30
Gasbel II	16	292	6,9
Japerí - Reduc	28	40	5 - 15
Caraguatatuba - Taubaté	26	102	15
Paulínea - Jacutinga	14	80	5
Replan - Japerí	28	448	8,6

Considerando as indicações deste estudo quanto ao volume de gás natural a ser transportado para as UPGN e o tamanho padrão adotado para os módulos, definiu-se, para efeito de estimativa do custo de investimento das interligações das UPGN, os seguintes parâmetros básicos:

- diâmetro: 26 polegadas
- extensão: 250 km
- capacidade: 20 milhões de m³/dia.

As dificuldades para definir os parâmetros de referência das instalações de transporte se refletem na estimativa do custo de investimento. Gasodutos com essas características podem apresentar diferenças significativas em termos de custo. O GASENE tem características similares, porém alcança uma extensão de 1.200 km. O investimento estimado nesse caso é da ordem de US\$ 660 mil/km. Já o gasoduto Campinas-Rio de Janeiro, com uma extensão de 450 km e uma capacidade muito menor (5,8 milhões de m³/dia) apresenta um custo unitário bem maior, em razão, possivelmente, de sua menor escala e de atravessar uma área onde a ocupação antrópica é muito intensa. Outra referência é o gasoduto Pilar-Mossoró, com 510 km de extensão e capacidade de 8 milhões de m³/dia. Nesse caso, o custo unitário (por km) é comparável ao do GASENE, não obstante a escala menor do projeto⁶.

Nessas condições, considerando a expansão da capacidade de transporte indicada nos estudos do PNE 2030, de 100 milhões de m³/dia entre 2025 e 2030, estimou-se investimentos de US\$ 750 milhões no período para escoamento do gás natural processado nas UPGN.

O investimento na ampliação da malha principal de gasodutos depende, naturalmente, da estratégia de expansão que se adote. As incertezas, nesse caso, são ainda maiores. Em primeiro lugar, há que se considerar que esses custos são muito sensíveis às condições da rota bem como à extensão total. Com efeito, a travessia de regiões de acesso mais difícil, por exemplo travessia de rios, de regiões pantanosas ou de reservas ambientais, ou que apresentem condições ambientais agressivas, impondo, eventualmente, desvios de rota, podem significar custos adicionais significativos. Além disso, a própria dinâmica do mercado no longo prazo introduz elementos de difícil controle e avaliação. Por fim, as alternativas para importação de gás natural, ampliação de gasodutos regionais na América do Sul ou instalação de unidades de regaseificação de GNL, adicionam outros elementos de incerteza na estimativa do investimento.

Com relação à expansão da malha básica de gasoduto do país, os estudos do plano decenal de energia 2007-2016 conduzidos pela EPE sinalizam investimentos entre US\$ 5,0 bilhões até 2015 para a ampliação (em relação a 2005) da capacidade de transporte para atendimento da expansão da demanda neste período. De acordo com este PNE 2030, o consumo de gás natural projetado para 2030 é de cerca de 267 milhões de m³, o que corresponde aproximadamente ao dobro do valor previsto para 2015. Nessas condições, o valor de US\$ 10 bilhões seria uma estimativa conservadora dos investimentos na ampliação da rede de gasodutos entre 2005 e 2030.

Com relação aos investimentos relacionados à importação de gás natural, pode-se conceber duas situações que oferecem condições de contorno para efeito de estimativa de custo:

- *Ampliação da importação de países vizinhos, por meio de gasodutos:* nesse caso, além do Gasbol, em operação, com capacidade para 30 milhões de m³/dia, pode-se considerar, conforme indicado neste trabalho, importações de 50 milhões de m³/dia, até 2030;

- *Ampliação das instalações de regaseificação de GNL:* nesse caso, além das instalações previstas até 2009, com capacidade total de regaseificação de 20 milhões de m³/dia, pode-se considerar a instalação de plantas regaseificadoras com capacidade total entre 40 e 60 milhões de m³/dia;

⁶ Todos os gasodutos citados como referência têm diâmetro entre 24 e 28 polegadas.

No primeiro caso, a referência natural é o Gasbol que, com extensão de cerca de 2.200 km, envolveu investimentos de US\$ 2 bilhões. Uma importação adicional envolveria ou a ampliação do Gasbol ou a importação da Venezuela, país detentor de extensas reservas de gás natural e com o qual o Brasil negocia a implantação de um gasoduto para o Nordeste. No último caso, as distâncias envolvidas são maiores (cerca de 4.000 km no Brasil) e a rota do empreendimento envolve travessias difíceis pela região Amazônica.

No segundo caso, as instalações que a Petrobrás programa para o Nordeste e para o Rio de Janeiro, envolvendo investimentos de US\$ 1,3 bilhão constituem, naturalmente, importantes referências de custo, que são corroboradas com dados do *Oil&Gas Journal* e de recentes *workshops* internacionais. Conforme indicado na Tabela 2.9, cada 10 milhões de m³/dia de capacidade de regaseificação envolve, em média, investimentos de US\$ 600 milhões.

Tabela 2.9: Investimento em Unidades de Regaseificação de GNL

Rota	Investimento (US\$ milhões)	Capacidade (10 ⁶ m ³ /dia)
Energymarkets (valor médio)	320	4,8
Louisiana	500	10,3
México	400	7,2
México	700	13,4
Texas	500	6,3
TOTAL	2.420	42,0

Fontes: Oil&Gas Journal (<<http://www.ogj.com>>); LNG Safety Workshop – Montreal (<<http://www.neb-one.gc.ca/energy/LNG>>) e ECN Workshop (<http://www.energymarkets.info/indes/docs/ws-presentations/indes-pc2.pdf>>)

Em qualquer caso, é ponto comum a instalação das já referidas plantas de regaseificação da Petrobrás até 2009. Assim, estima-se que o investimento na expansão da oferta de gás natural importado demandaria investimentos, no período 2005 e 2030, entre US\$ 4,3 e US\$ 6,3 bilhões.

Nessas condições, estima-se que a expansão da oferta de gás natural no período 2005-2030 demande investimentos de US\$ 95 bilhões, exclusive as aplicações na distribuição, conforme resumido na Tabela 2.10.

Tabela 2.10: Investimentos na Área de Gás Natural (US\$ bilhões)

	2005-2030	Média Anual	
Exploração e produção	74	3,20	85%
Processamento	6	0,24	6%
Malha básica de gasodutos	10	0,16	4%
Importação	5	0,20	5%
TOTAL	95	3,8	100%

Cana-de-Açúcar

Os investimentos no setor sucroalcooleiro podem ser divididos em dois conjuntos claramente distintos: os relativos à fase agrícola e os vinculados à etapa industrial de produção de etanol (os investimentos na produção de eletricidade para a rede elétrica serão considerados no capítulo 7).

Na fase agrícola são requeridas inversões na implantação e formação do canavial, o que ocorre em etapas, ao longo de um período que se estende por três a cinco anos. Conforme a prática normal do setor, essas etapas dizem respeito à aquisição de terras, à seleção e aquisição das mudas de variedades adequadas e aos

tratos culturais. Essa etapa compreende também investimentos em equipamentos agrícolas.

Esses investimentos são, naturalmente, sensíveis à região escolhida, não apenas pelo custo da terra, mas também pelas suas características edafoclimáticas, que podem exigir mudas de cana-de-açúcar de variedades diferentes e demandar tratos culturais diversificados.

Na etapa industrial da produção de etanol os investimentos se referem às instalações comuns (obras civis, estação de recepção, preparo e moagem da cana, geração de vapor e de energia elétrica), à destilaria de etanol propriamente dita e a instalações auxiliares. O montante investido varia, fundamentalmente, em função da escala de produção (tamanho das unidades) e da tecnologia empregada.

As referências disponíveis para os investimentos na fase agrícola são a DATAGRO (2006) e um estudo realizado pelo Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético – NIPE da UNICAMP, de 2005. A primeira indica um índice que sintetiza o valor agregado do investimento entre R\$ 58,00 e R\$ 63,00 por tonelada de cana-de-açúcar produzida anualmente. O estudo da UNICAMP aponta um valor um pouco maior, de R\$ 75,00. Com base nessas referências, considerando a expansão da produção de cana-de-açúcar cenarizada neste estudo e que 60% dessa produção se destina à produção de etanol⁷ (o restante se destina à produção de açúcar), estima-se que os investimentos na fase agrícola envolvam, entre 2005 e 2030, recursos de US\$ 11 a US\$ 14 bilhões.

A DATAGRO e o estudo da UNICAMP fornecem referências de custo também para a fase industrial da produção do etanol. De acordo com a DATAGRO, os investimentos iniciais requeridos na etapa industrial de produção de etanol são, em função da quantidade de cana-de-açúcar processada, da ordem de R\$ 90,00 a R\$ 100,00 por tonelada. O estudo da UNICAMP indica um valor da mesma ordem de grandeza porém um pouco maior, de R\$ 102,50 por tonelada de cana-de-açúcar processada para etanol. Esse estudo, porém, apresenta um maior detalhamento, que permite exprimir o investimento inicial em termos da quantidade (anual) de etanol produzido, ou seja, em termos da capacidade da unidade de processamento. O valor do investimento nessas condições é de R\$ 1.025,00 por m³. Nessas condições, considerando a expansão da produção de etanol cenarizada neste trabalho, de 39 milhões de m³ entre 2005 e 2030, estima-se que os investimentos na fase industrial envolvam, no período, recursos de US\$ 18 bilhões.

Dessa forma, os investimentos totais na cadeia de produção de etanol ao longo do horizonte do PNE são estimados entre US\$ 29 e US\$ 32 bilhões, o que significa um índice de US\$ 740 a US\$ 820 por m³.

Essa estimativa é corroborada pelas projeções divulgadas pela Única – União da Indústria de Cana-de-açúcar na VI Conferência Internacional da Datagro sobre Açúcar e Álcool, ocorrida em São Paulo em 2006⁸. Conforme essa entidade, nos próximos 6 anos (até 2013), estão previstos investimentos totais de US\$ 14,6 bilhões na ampliação das usinas existentes e em novas usinas, incluindo a implantação da lavoura, para expandir a produção de etanol em 19 milhões de m³, sinalizando um custo índice de cerca de US\$ 770 por m³.

Nessas condições, a Tabela 2.11 resume os investimentos demandados na cadeia de produção do etanol no período 2005-2030.

⁷ Hoje (safra 2006/2007), a destinação da cana para a produção de etanol é menor, correspondendo a cerca de 48%. As projeções do próprio setor indicam que essa proporção deve se elevar e já para a safra 2012/2013 prevê-se que 60% da produção de cana se destinem para produzir o etanol.

⁸ Palestra proferida pelo Presidente da Única, Dr. Eduardo Pereira de Carvalho, disponível em <http://www.portalunica.com.br/portalunica/files/referencia_palestrase-apresentacoes_apresentacoes-49-Arquivo.pdf>.

Tabela 2.11: Investimentos na Cadeia de Produção do Etanol (US\$ bilhões)

	2005-2030	média anual	
Etapa agrícola	12	0,48	40%
Etapa industrial	18	0,72	60%
TOTAL	30	1,20	100%

Eletricidade

O investimento na cadeia de produção da eletricidade abrange três segmentos principais: geração, transmissão e distribuição (inclusive instalações gerais). Na geração, referem-se à implantação das novas usinas. Na transmissão, além das inversões na expansão e na construção de novas interligações entre os subsistemas, incluem-se também o reforço de toda a malha da rede básica, em consonância com o aumento da carga e dos fluxos de energia. A distribuição envolve a instalação de equipamentos e a expansão da rede de média e baixa tensão, dependente da evolução do consumo final.

Os investimentos na geração variam com a fonte utilizada e, portanto, com a estratégia de expansão adotada. Os custos de referência foram discutidos no Capítulo 8 deste documento e são resumidos na Tabela 2.12. Considerando a expansão do parque gerador indicada neste estudo, estima-se que os investimentos globais na geração de energia elétrica, entre 2005 e 2030, possam atingir US\$ 168 bilhões, dos quais US\$ 117 bilhões (70%) em usinas hidrelétricas de grande porte, US\$ 22 bilhões (13%) em fontes de geração alternativa, US\$ 17 bilhões (10%) em termelétricas convencionais e US\$ 12 bilhões (7%) em centrais nucleares.

Tabela 2.12: Custos de Investimento Referenciais na Geração de Energia Elétrica (US\$/kW)

Fonte de geração	US\$/kW
Hidrelétrica ¹	1.330
Potencial até 60.900 MW ²	1.100
Potencial entre 60.900 e 70.900 MW	1.450
Potencial entre 70.900 e 80.900 MW	1.800
Potencial acima de 80.900 MW	2.500
PCH	1.200
Cogeração a partir da biomassa da cana	900
Centrais eólicas	1.200
Resíduos sólidos urbanos	1.250
Centrais nucleares	2.200
Térmicas a carvão mineral	1.600
Térmicas a gás natural	750
Outras usinas ³	500

1/ valor médio, considerando a instalação de 88.200 MW, conforme indicado nos estudos deste PNE.

2/ inclui a capacidade indicada nos estudos do plano decenal.

3/ instalações nos sistemas isolados remanescentes (predominantemente motores diesel).

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015 (PDEE 2006-2015) e divulgado em 2006, o crescimento da carga do sistema interligado nacional no horizonte decenal, seria de 186,6 TWh, e demandaria investimentos na rede de transmissão de US\$ 17,9 bilhões, sendo 68% em linhas de transmissão com tensão iguais ou superiores a 230 kV e 32% em subestação e transformação. Considerada a mesma base de custos e tendo em vista que, entre 2005 e 2030, a expansão da carga nesse sistema será de cerca de 700 TWh (já admitida o progresso induzido da eficiência energética), os investimentos totais na transmissão (rede básica) poderiam ser estimados em US\$ 68 bilhões, valor esse que inclui a expansão das interligações indicada neste PNE.

Tomando ainda como referência o PDEE 2006-2015, percebe-se que essas estimativas sinalizam para redução na relação entre os investimentos na transmissão e na geração. De fato, naquele estudo, as inversões no sistema de transmissão corresponderam a pouco mais de 50% do valor atribuído à geração. Aqui, considerados os valores acima indicados, essa relação cai para 40%. Uma primeira análise poderia sugerir uma subestimativa dos investimentos na transmissão. Porém, deve-se ter em conta que o custo da geração hidrelétrica é crescente na margem. Por outro lado, o custo da transmissão, a despeito da expansão da rede para regiões mais distantes e de acesso mais difícil, pode se apropriar mais visivelmente de avanços tecnológicos, o que contribuiria para sua redução.

Historicamente, os investimentos em distribuição e instalações gerais situaram-se entre 15 e 20% das inversões totais no setor elétrico. Entre 1970 e 1987, a média foi de 17,7%⁹. Não há indicações de que esta proporção tenha se alterado ou que venha a se alterar substancialmente no futuro. Estudo recente da consultoria Tendências¹⁰, tomando por base metodologias de estimação aceitas no mercado e considerando tanto as necessidades de financiamento para atender o aumento da carga quanto os investimentos requeridos para a reposição de equipamentos obsoletos ou que se aproximam do final de sua vida útil, estima que as inversões na distribuição correspondam, no período 2003/2012, a 17,1% dos investimentos totais no setor elétrico.

A partir dessas referências, e considerando as hipóteses assumidas para os custos de geração e transmissão, estima-se que, entre 2005 e 2030, sejam demandados investimentos na distribuição na faixa de US\$ 48 a US\$ 52 bilhões.

Nessas condições, os investimentos requeridos para a expansão do setor elétrico no horizonte do PNE 2030 são os resumidos na Tabela 2.13.

Tabela 2.13: Investimentos no Setor Elétrico (US\$ bilhões)

	2005-2030	Média Anual	%
Geração	168	6,7	59
Transmissão	68	2,7	24
Distribuição	50	2,0	17
TOTAL	286	11,4	100

Resumo

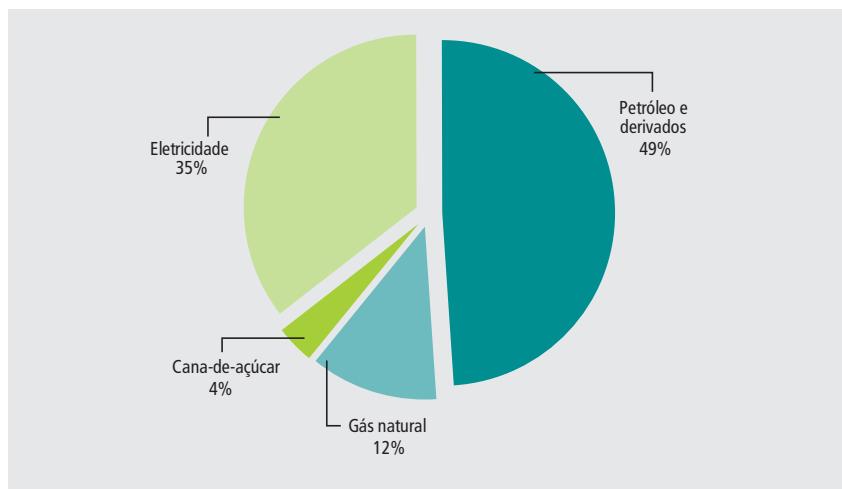
Considerando os principais recursos energéticos que compõem a oferta interna de recursos, e que responderão por mais de 90% de sua expansão no horizonte do PNE 2030, estima-se que o montante de investimentos necessário para a expansão do setor energético no período 2005-2030 possa ultrapassar US\$ 800 bilhões, concentrados (mais de 80%) nos setores de petróleo e energia elétrica, como indica a Tabela 2.14. Em termos médios anuais, o investimento no setor energético será de US\$ 32,1 bilhões e representará algo como 2,2% do PIB. A Figura 2.14 ilustra a repartição dos investimentos projetados no período pelos principais setores.

⁹ Conforme Fortunato, L.A.M. et alii ("Introdução ao Planejamento da Expansão e da Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica". Ed. Universitária da UFF: Niterói, 1990), no período 1970/74, a proporção foi de 20%, em 1975/79, 15,7%, em 1980/83, 13,8% e no intervalo 1984/87, 21,3% (p. 26).

¹⁰ Camargo, J.M. e Guedes Fº, E.M. (coordenadores). "Setor Elétrico Brasileiro: Cenários de Crescimento e Requisitos para a Retomada dos Investimentos". Tendências Consultoria Integrada: São Paulo, novembro de 2003 (p. 135).

Tabela 2.14: Investimentos no Setor Energético (US\$ bilhões)

	2005-2030	Média Anual	%
Petróleo de derivados	392	15,7	48,8
Gás natural	95	3,8	11,8
Cana-de-açúcar	30	1,2	3,7
Eletricidade	286	11,4	35,6
TOTAL	803	32,1	100

Figura 2.14: Repartição Setorial dos Investimentos no Setor Energético
(Período 2005-2030)

É importante ressaltar que essas estimativas de investimentos, apesar de incluírem custos de mitigação e compensação de impactos ambientais, podem ser afetadas por restrições processuais no licenciamento de obras e empreendimentos, que alarguem os cronogramas de desembolso ou signifiquem custos adicionais. Da mesma forma, outros elementos de risco podem afetá-las, como a evolução da regulação das atividades de produção e uso da energia, a necessidade de adaptação de projetos a restrições físicas ou ocorrências não esperados em sua execução, condições de financiamento, etc. Por fim, importa observar que não estão considerados:

- Custos financeiros ao longo da implantação dos projetos de investimento;
- Inversões na distribuição de gás natural e de combustíveis líquidos e
- No incremento da eficiência energética.

3. O Contexto

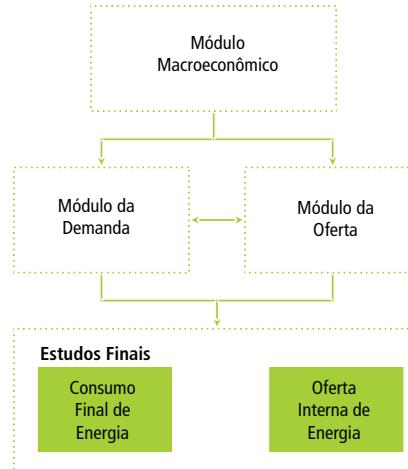
■ 3.1. Aspectos Metodológicos

Os estudos desenvolvidos para o PNE 2030 podem ser estruturados em quatro grandes grupos, a saber:

- **Módulo macroeconômico**, que compreendeu a formulação de cenários de longo prazo para as economias mundial e nacional;
- **Módulo de demanda**, que compreendeu o estabelecimento de premissas setoriais, demográficas e de conservação de energia resultando nas projeções do consumo final de energia;
- **Módulo de oferta**, que compreendeu, principalmente, o estudo dos recursos energéticos, envolvendo aspectos relacionados à tecnologia, aos preços, ao meio ambiente, à avaliação econômica da competitividade das fontes e dos impactos da regulação, permitindo a formulação de alternativas para a expansão da oferta frente a uma evolução esperada da demanda;
- **Estudos finais**, que compreenderam a integração dos estudos de oferta e de demanda, inclusive a reavaliação das projeções iniciais de consumo dos energéticos, *vis-à-vis* aspectos de natureza política, estratégica, institucional e de segurança energética, que culminaram com as projeções finais de consumo e de oferta interna de energia.

Esquematicamente, a inter-relação entre esses módulos pode ser representada como na Figura 3.1. Deve-se ressaltar que os estudos da oferta e da demanda foram conduzidos de forma integrada, inclusive com a incorporação do processo interativo de ajuste entre oferta e demanda, na qual resultou a reavaliação das projeções iniciais de consumo a partir das restrições de oferta ou da concorrência entre os diversos energéticos.

Figura 3.1: Metodologia dos Estudos do PNE 2030: Uma Visão Geral



Em cada um desses módulos foram empregados modelos de quantificação desenvolvidos internamente ou modificados de acordo com os objetivos dos estudos do PNE 2030.

Assim é que, na quantificação dos cenários macroeconômicos nacionais, as trajetórias associadas a cada um dos cenários tiveram suas consistências verificadas por meio da aplicação do Modelo de Consistência Macroeconômica de Longo Prazo – MCMLP, adaptado na EPE a partir de modelagem proposta pelo Banco Mun-

dial. Os principais elementos caracterizadores dos cenários foram fornecidos exogenousamente ao modelo cujos resultados permitiram aferir a consistência macroeconômica de cada hipótese formulada.

Entre os dados de entrada principais, alinharam-se:

- Taxa de crescimento do PIB;
- Crescimento demográfico;
- Crescimento do comércio mundial (vinculado à taxa de crescimento da economia global);
- Política fiscal e monetária (superávit primário e taxa real dos juros básicos);
- Investimento externo direto (como proporção do PIB);
- Evolução da produtividade total dos fatores.

Entre os principais resultados produzidos pelo modelo, utilizados para a verificação da consistência macroeconômica dos cenários inscrevem-se (indicadores tomados como proporção do PIB):

- Taxa de investimento;
- Saldo da balança comercial;
- Dívida líquida;
- Saldo da conta-corrente.

Na quantificação do cenário demográfico, aplicou-se o Modelo de Estimativa de Parâmetros Demográficos – MEDEM, desenvolvido na EPE a partir de modelagem proposta pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE. A partir da projeção da população disponibilizada pelo IBGE, cobrindo o horizonte que se estende até o ano 2050, discretizou-se o crescimento demográfico conforme requerido nos estudos do PNE 2030, regionalizando-se a população pelo método da tendência, ajustando-se curvas logísticas para efeito das projeções regionais da taxa de urbanização e da população por domicílio.

Na projeção do consumo final utilizou-se um modelo do tipo *bottom-up*, denominado Modelo Integrado de Planejamento Energético – MIPE,¹¹ desenvolvido na Coordenação de Programas de Pós-graduação em Engenharia – COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ. A utilização e a adequação do modelo às condições do estudo foram viabilizadas por meio de acordo entre a EPE e a COPPE. A aplicação do MIPE garantiu a vinculação das projeções de consumo aos cenários macroeconômicos e a desejada visão integrada do consumo energético de todas as fontes em cada um dos setores da economia, conforme a abertura que oferece o Balanço Energético Nacional – BEN.

Especificamente para o consumo de energia elétrica no setor residencial, aplicou-se o Modelo de Projeção da Demanda Residencial de Energia – MSR, desenvolvido na EPE. Trata-se também de modelo do tipo *bottom-up* em que a demanda de um consumidor residencial é obtida a partir da posse e do uso de equipamentos eletrodomésticos. A calibração do modelo foi feita com base em pesquisas de posse e uso disponibilizadas pelo Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – PROCEL, coordenado pela Eletrobrás. A aplicação do modelo permitiu a incorporação de premissas relativas à eficiência energética neste segmento do consumo.

No lado da oferta, dois modelos específicos foram aplicados para avaliar a transformação da energia primária: o Modelo de Estudo do Refino – M-Ref, desenvolvido na EPE a partir de modelagem proposta pela COPPE, aplicado no dimensionamento da expansão do parque de refino de petróleo adequado à demanda projetada de derivados, e o Modelo de Expansão de Longo Prazo – MELP, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL.

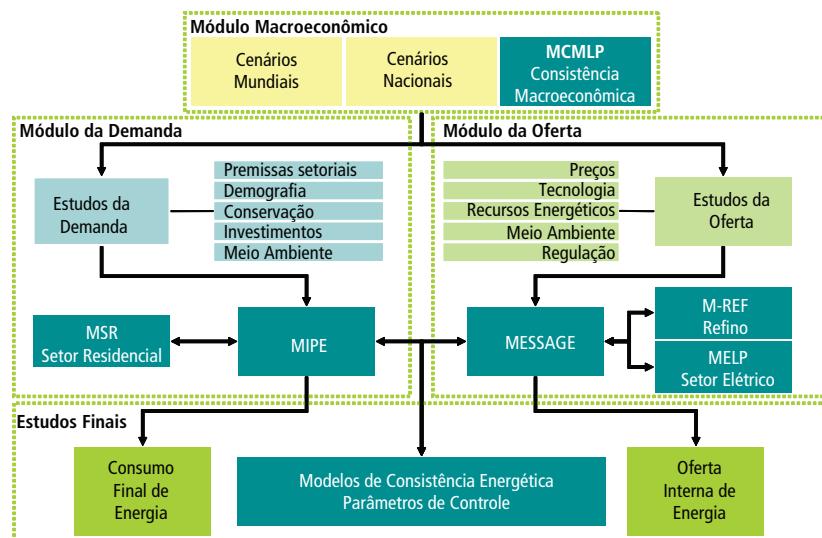
¹¹ Tolmasquim e Szklo (2000).

O MELP é um modelo de otimização, que permite achar a solução de expansão da oferta de energia elétrica minimizando o custo da expansão e de operação, considerando os custos de investimento na expansão das interligações entre os subsistemas. A importância de um modelo como o MELP se percebe em face das características do sistema elétrico brasileiro e, especialmente, diante da localização do potencial hidrelétrico a ser aproveitado *vis-à-vis* a localização do consumo.

Todos os resultados obtidos nos estudos da oferta e da demanda foram consistidos e integrados com a aplicação do modelo denominado MESSAGE, da Agência Internacional de Energia Atômica – AIEA.¹²

Como resultado final, pode-se visualizar a evolução da composição da oferta interna de energia, permitindo formular hipóteses de projeção da Matriz Energética Brasileira nos próximos 25 anos. A Figura 3.2 permite a visualização da abordagem descrita.

Figura 3.2: PNE 2030: Modelos de Cálculo Utilizados



3.2. Cenários Macroeconômicos

Como fartamente comprovado na literatura técnica, a correlação entre a evolução da demanda total de energia e o nível de atividade econômica é bastante significativa. Assim, para efeito de um exame prospectivo da demanda de energia no Brasil, há que se estabelecer premissas para o crescimento econômico do país. Isto se fez aplicando a técnica de cenários, considerada a mais indicada para estudos dessa natureza, especialmente quando se trata de horizonte de análise tão amplo.

Para melhor entendimento dos objetivos pretendidos e, mesmo, da metodologia aplicada, convém esclarecer que a construção de cenários não tem como alvo acertar qual será o estado futuro de um conjunto pré-definido de variáveis. A essência do processo consiste na tentativa de identificação de diferentes trajetórias que tais variáveis poderão percorrer, gerando diferentes estados finais. Dito de outra forma, a capacidade de

¹² Mais do que possibilitar a verificação da consistência de estratégias de expansão da oferta de energia, o MESSAGE é um modelo de otimização de expansão da oferta de energia. Entretanto, a dificuldade em obter uma quantidade de dados significativa requerida para esta tarefa torna-se uma de suas principais desvantagens.

anticipar as possíveis trajetórias de forma a preparar de antemão as soluções necessárias, permitindo dessa forma respostas mais rápidas, traduz-se em um melhor planejamento estratégico no sentido de minorar os impactos indesejados e de criar um adequado posicionamento diante das oportunidades que se apresentam ao país.

A técnica de cenários constitui-se, assim, em importante ferramenta para a antecipação do futuro, uma vez que lida com as incertezas e com as inter-relações complexas que determinam as trajetórias das diversas variáveis, como sociais, econômicas, financeiras, ambientais e energéticas, entre outras. É nesse sentido que deve ser contextualizada a cenanização apresentada nesta seção, visando à prospecção da oferta e da demanda de energia.

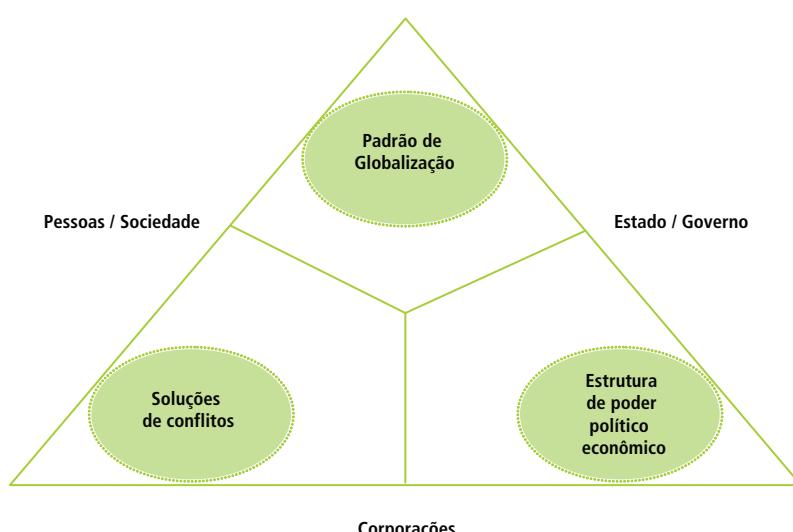
Cenários Mundiais

O contexto internacional que se apresenta como condição de contorno para os estudos do PNE 2030 foi analisado segundo três elementos básicos de incerteza, a saber:

- **Padrão de globalização**, que define o grau de integração entre as economias nacionais e/ou regionais (permitindo, por exemplo, maior mobilidade dos fatores de produção);
- **Estrutura do poder político e econômico**, que se relaciona com o grau de polaridade da governança mundial (papel das instituições multilaterais), em termos políticos, e com a forma de ajustamento da economia norte-americana (desequilíbrio fiscal e da balança comercial), e principalmente as relações entre China e Estados Unidos, no campo econômico;
- **Solução de conflitos**, pelo qual se avalia a forma como as divergências serão enfrentadas, especialmente quanto aos conflitos étnico-religiosos e à disputa por recursos naturais (energéticos e água, sobretudo).

Essas três incertezas críticas compõem o prisma (Figura 3.3) sob o qual foram formulados três cenários possíveis para a economia mundial, cuja denominação (idéia-força) e caracterização básica, em termos qualitativos, são apresentadas na Tabela 3.1.

Figura 3.3: Cenários Mundiais: Incertezas Críticas



A interação dos elementos agrupados nas principais incertezas reunidas caracteriza cada um dos cenários, principalmente em termos de possibilidade de expansão da economia mundial. No entanto, ao longo do horizonte de estudo, nenhum cenário admite a continuidade do crescimento vigoroso registrado nos últimos anos, refletindo a redução progressiva das taxas de expansão das economias emergentes, em especial a China, ao longo do período, ainda que se mantenham elevadas.

Tabela 3.1: Caracterização dos Cenários Mundiais

Incerteza Crítica	Denominação dos Cenários		
	Mundo Uno	Arquipélago	Ilha
Padrão de globalização	Conectividade máxima: multilateralismo	Conectividade parcial: blocos econômicos	Conectividade interrompida: protecionismo
Estrutura de poder político e econômico	Equilíbrio de forças e compartilhamento do poder político	Hegemonia dos blocos liderados pelos Estados Unidos e União Européia	Maior participação dos blocos dos países asiáticos
	Políticas macroeconômicas coordenadas	Recuperação do equilíbrio macroeconômico da economia americana por meio de ajuste interno	Ruptura das relações comerciais sino-americanas, seguida de lenta recuperação econômica
Solução de conflitos	Soluções negociadas	Conflitos localizados	Divergências acentuadas

No cenário mais favorável (**Mundo Uno**) o planeta está conectado: as nações consolidam o processo de abertura de seus mercados para a intensificação das relações de comércio e fluxos financeiros multilaterais, as corporações se aproveitam das vantagens comparativas dos países, disseminando o *outsourcing*, enquanto a sociedade da informação se estabelece plenamente com grupos de diferentes nacionalidades partilhando suas experiências e espalhando idéias através dos avanços da tecnologia. Há um maior equilíbrio de forças na estrutura de poder político e econômico mundial, refletido em governança compartilhada das instituições multilaterais e prevalência de soluções coordenadas e cooperativas para os problemas mundiais. A confiança nas instituições aumenta com a incorporação dos diversos movimentos sociais no processo decisório político e econômico. A questão dos déficits gêmeos dos EUA¹³ e a relação de financiamento do excesso de consumo deste país com a geração de poupança na China alcançam uma solução de equilíbrio, implementada por políticas macroeconômicas mundiais coordenadas. A acomodação dos conflitos étnicos, religiosos e sociais e o equacionamento da insegurança institucional tornam a vida no planeta mais amistosa. Assim, a conectividade potencializada pelas novas tecnologias de comunicação, padrões de globalização elevados e intensos fluxos comerciais e de capitais, refletindo a redução de barreiras protecionistas e uma maior influência do multilateralismo sob a égide da Organização Mundial do Comércio – OMC, são fatores que explicam uma taxa média de crescimento nos próximos 25 anos superior à média verificada nos últimos 30 anos¹⁴.

No cenário intermediário (**Arquipélago**) o mundo se caracteriza por conexões assimétricas que vão desde as relações econômicas até a difusão tecnológica. Nações dividem-se em blocos em que o regionalismo predomina de forma significativa: as relações de comércio e os fluxos financeiros são concentrados entre “nações amigas”. Na sociedade, aqueles com acesso à tecnologia compõem os grupos virtuais mundiais, en-

13 Déficit Público correlacionado com o déficit no balanço de transações correntes.

14 Entre 1971 e 2002, conforme dados da Agência Internacional de Energia – AIE, a economia global cresceu ao ritmo de 3,3% ao ano.

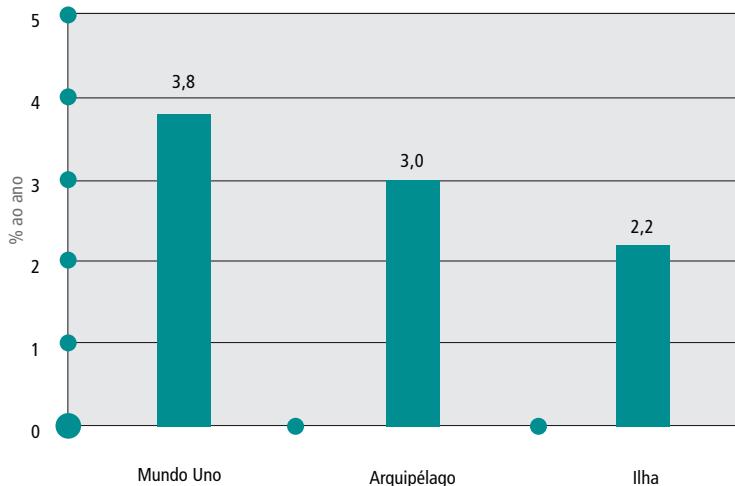
quanto os demais ficam à margem do mundo digital, restritos a grupos locais periféricos. Há uma polarização na estrutura de poder político-econômico mundial, com hegemonia do bloco UE/EUA em comparação com o bloco composto pelos países asiáticos, liderados pela China e pelo Japão. O desequilíbrio dos déficits gêmeos dos EUA alcança uma solução de equilíbrio por meio de ajuste interno norte-americano, o que gera uma redução no ritmo de crescimento da economia mundial. A insegurança devida aos conflitos étnicos, religiosos e sociais e a insegurança institucional e econômica apresentam-se em diferentes estágios conforme o bloco econômico e a região. A taxa média de crescimento da economia mundial entre 2005 e 2030 neste cenário reproduz em grande medida a evolução dos últimos 30 anos, ainda que ligeiramente inferior.

No cenário menos favorável (**Ilha**) a conexão assume um padrão instável. As nações, as corporações e a sociedade se posicionam de modo nitidamente defensivo perante o processo de globalização; os raros processos de integração, quando ocorrem, são marcados pelo caráter predominantemente local. Este cenário é marcado pelo crescimento do desequilíbrio macroeconômico norte-americano, comprometendo as relações do comércio sino-americano e, particularmente, os financiamentos dos déficits gêmeos dos Estados Unidos. Essa situação admite uma ruptura na trajetória de crescimento da economia e do comércio mundial, com elevação do custo do dinheiro e limitação, por um período, da oferta de capitais para as economias emergentes, como resposta ao forte ajuste macroeconômico interno a que se obrigam os Estados Unidos. A reação generalizada é um recrudescimento do protecionismo, que atua como elemento inibidor do desenvolvimento. A insegurança devida aos conflitos étnicos, religiosos e sociais e a debilidade institucional e econômica difundem-se, com o acirramento dos conflitos de interesses entre corporações e sociedades, causando aumento de reivindicações sociais aos Estados. Uma vez superada a crise, segue-se um período de rápida recuperação econômica, porém a taxa média de crescimento da economia mundial entre 2005 e 2030 se situa em níveis relativamente baixos, comparáveis às do início dos anos 30 do século passado.

A Figura 3.4 apresenta as taxas médias de crescimento da economia mundial no horizonte do estudo atribuídas a cada cenário. Essa quantificação encontra paralelo em outros estudos do gênero, que cobrem horizonte de longo prazo. A título de exemplo, podem ser citados os estudos da Shell, da Exxon e da AIE. O primeiro apresenta três cenários para a economia mundial no período 2005-2025, indicando taxas de crescimento médio anual de 3,8% (cenário *Open Doors*), 3,1% (cenário *Low Trust Globalization*) e 2,6% (cenário *Flags*).¹⁵ O estudo da Exxon contempla um cenário em que o crescimento mundial se faz a 2,7% ao ano, entre 2000 e 2030. Por fim, a Agência Internacional de Energia - AIE considera a economia mundial expandindo-se a 3,2% ao ano entre 2002 e 2030.

¹⁵ No estudo da Shell, a própria titulação dos cenários sugere a questão da globalização e do comércio internacional como incertezas críticas determinantes das trajetórias da economia mundial.

Figura 3.4: Cenários Mundiais: Taxa Anual Média de Crescimento do PIB (%)
Período 2005-2030



Cenários Nacionais

A formulação dos cenários nacionais levou em conta as forças (potencialidades) e fraquezas (obstáculos a superar) que o país apresenta em face dos contextos mundiais descritos.

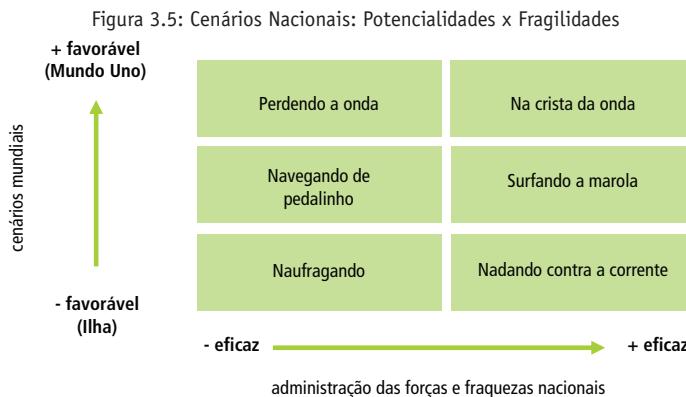
Entre as principais potencialidades, se alinham:

- Instituições e estabilidade macroeconômica em processo de consolidação;
- Grande mercado interno com elevado potencial de crescimento;
- Abundância de biodiversidade e de recursos naturais;
- Fatores de produção competitivos, tais como o potencial de energia renovável de baixo custo ainda não aproveitado e os setores da economia com alta competitividade nos mercados mundiais (exemplos: agropecuária, segmentos da indústria de insumos básicos, como siderurgia, papel e celulose, etc.);
- Diversidade cultural e étnica.

Entre os principais obstáculos a superar podem ser citados:

- Necessidade de expansão da infra-estrutura (transportes, energia, telecomunicações, etc.);
- Concentração excessiva da renda e relevantes desigualdades regionais;
- Fatores de produção com baixa competitividade (baixa qualificação da mão-de-obra, atraso tecnológico em vários setores da economia, etc.);
- Elevado custo do capital e mercado de crédito de longo prazo pouco desenvolvido;
- Conflitos federativo e institucionais não equacionados adequadamente.

Nessas condições, a orientação estratégica seguida na formulação dos cenários nacionais considerou, basicamente, o desenvolvimento das competências nacionais de modo a posicionar-se para aproveitar as oportunidades e defender-se das ameaças presentes no ambiente global, levando à concepção de 6 (seis) cenários, como indicado na Figura 3.5.



Embora a análise de todos os cenários pudesse enriquecer e tornar mais robusto o planejamento energético, avaliou-se que levar em conta todas essas possibilidades não traria benefícios em termos de posicionamento estratégico que um menor conjunto de cenários pudesse gerar. De fato, é possível demonstrar que a seleção adequada de quatro das seis combinações permite cobrir uma amplitude de possibilidades suficiente para os propósitos do estudo. Assim sendo, foram desconsiderados os cenários indicados nas extremidades superior esquerda e inferior direita da figura por levarem a situações que, em grande parte, estão compreendidas nos demais. A caracterização qualitativa dos quatro cenários que serão quantificados é resumida na Tabela 3.2.

Dentro de uma visão geral, pode-se caracterizar o Cenário A – “Na crista da onda”, associado à visão global denominada “Mundo Uno”, como aquele em que o país potencializa suas forças e remove os principais obstáculos ao crescimento, aproveitando o contexto externo extremamente favorável. Este cenário é caracterizado por um elevado nível de desenvolvimento econômico, marcado por uma gestão macroeconômica mais eficaz. Além disso, a implementação e o encaminhamento das reformas microeconômicas potencializam o aumento de investimentos em educação e infra-estrutura, elevando a produtividade total dos fatores e a redução dos gargalos de infra-estrutura. Com isto, ocorre um crescimento econômico mais robusto, adicionalmente por conta de um ambiente institucional mais consolidado. A inserção do país na economia mundial é feita de modo a alavancar as vantagens comparativas do país, que pode contar ainda com uma expressiva reversão da baixa competitividade dos fatores de produção: a qualificação da mão-de-obra é incrementada com maior escolaridade da população; há ainda um maior impulso nas inovações tecnológicas, dado o ambiente favorável para pesquisa, desenvolvimento e inovação (P&D&I); e o crescimento do mercado de crédito de longo prazo permite um maior investimento em máquinas e equipamentos.

Tabela 3.2: Caracterização dos Cenários Nacionais

Incerteza Crítica	Denominação dos Cenários			
	A Na crista da onda	B1 Surfando a marola	B2 Pedalinho	C Náufrago
Infra-estrutura	Redução significativa dos gargalos	Gargalos parcialmente reduzidos	Permanência de gargalos importantes	Deficiência relevante
Desigualdades de renda	Redução muito significativa	Redução relevante	Redução pequena	Manutenção
Competitividade dos fatores de produção	Ganhos elevados e generalizados	Ganhos importantes porém seletivos	Ganhos pouco significativos e concentrados em alguns setores	Baixa, embora com ganhos concentrados em alguns setores
Produtividade total da economia	Elevada	Média para elevada	Média para reduzida	Reduzida

Nesse cenário, o desenvolvimento econômico leva a uma redução das disparidades socioregionais e a um aumento do poder aquisitivo da população, com impacto positivo sobre a distribuição de renda no país. Como resultado, a taxa média mundial, reproduzindo um quadro que caracterizou a evolução do país principalmente na segunda metade do século passado até o segundo choque nos preços do petróleo (1945-1980). Mesmo nos últimos 35 anos (1970-2005), o Brasil cresceu ao ritmo médio de 3,9% ao ano enquanto a média mundial situou-se em torno de 3,3% ao ano.

Os Cenários B1 – “Surfando a marola” e B2 – “Pedalinho” estão, ambos, referenciados à visão global denominada “Arquipélago”. Refletem o reconhecimento de que um cenário externo relativamente favorável não é garantia para sustentar um crescimento doméstico. A diferença básica entre essas visões se refere à eficácia do país na administração das forças e na sua capacidade de superar os obstáculos.

No Cenário B1 – “Surfando a marola”, o crescimento da economia brasileira supera um crescimento mais moderado da economia mundial, fruto de uma gestão mais ativa no encaminhamento dos problemas internos. Há, porém, um processo mais longo na consolidação da estabilidade macroeconômica, resultado, em parte, de certa dificuldade na aprovação de reformas microeconômicas. Por tal motivo, os gargalos em infra-estrutura não são totalmente resolvidos, embora sejam relativamente pontuais. É um cenário marcado principalmente pelo esforço das corporações nacionais na conquista por mercados internacionais, ainda mais porque o mundo, dividido em blocos econômicos, oferece oportunidades parciais de aproveitamento. A produtividade total dos fatores de produção não alcança os mesmos elevados níveis do cenário anterior, pois fica mais concentrada em nichos específicos; as restrições de capital para P&D&I levam a uma solução doméstica de capacitação tecnológica e, por conseguinte, a um nível de desenvolvimento aquém do nível dos países mais desenvolvidos; e, por fim, um mercado de crédito limitado e de acesso complexo não permite o financiamento da contínua modernização do parque produtivo. Em um cenário de processo de consolidação institucional, a aplicação da regulação ambiental não ocorre sem que haja algum tipo de conflito entre crescimento e aproveitamento dos recursos naturais. Por fim, a desigualdade socioangular avança modestamente, com redistribuição parcial de renda, lenta desconcentração regional do crescimento.

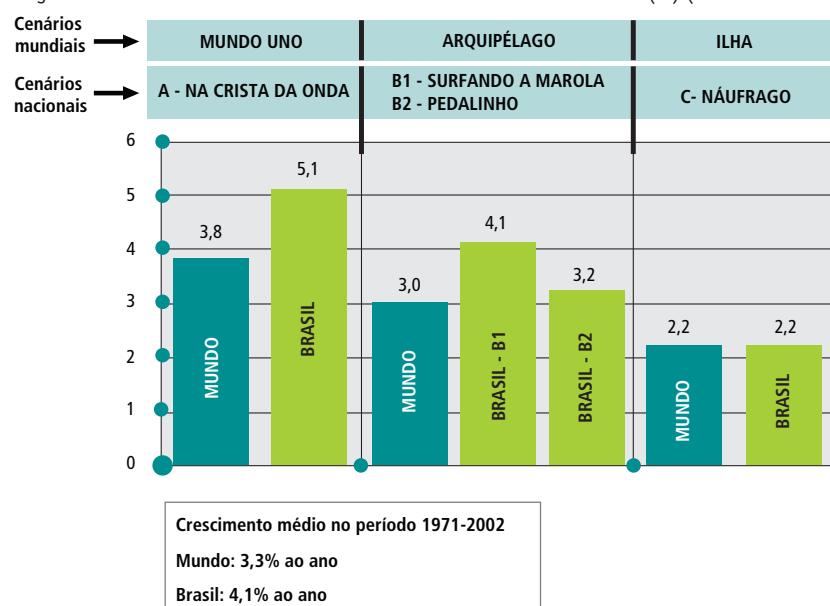
No Cenário B2 – “Pedalinho”, o crescimento do país é equivalente ao do cenário mundial, por causa da dificuldade de enfrentar os problemas estruturais internos. Dessa forma, a gestão macroeconômica é dificul-

tada, agravada ainda pela dificuldade de aprovação de reformas microeconômicas. Por conta disso, o impacto sobre a infra-estrutura se revela em gargalos em vários setores, o que impede o país de obter taxas maiores de crescimento. As corporações nacionais procuram seu espaço dentro do bloco econômico ao qual o país pertence, mas a ausência de soluções estruturais para as principais questões internas gera um importante limitador nas possibilidades de mercado das empresas: a baixa qualificação geral da mão-de-obra (com exceção para aquela que é absorvida nos setores mais dinâmicos), as severas restrições de capital para P&D&I refletindo no baixo desenvolvimento tecnológico, e um mercado de crédito de difícil acesso geram uma produtividade total dos fatores de produção muito baixa. Por fim, a desigualdade socioregional não melhora neste cenário: a distribuição de renda é modesta, pois é concentrada em nichos específicos e em certas regiões do país.

Por fim, no Cenário C – “Náufrago”, associado à visão mundial denominada “ilha”, o país se ressente de um cenário mundial conturbado, onde os fluxos de capitais são virtualmente interrompidos e o comércio internacional se expande a taxas modestas ou mesmo se retrai em alguns períodos. Nesse contexto, a economia internacional, afetada por uma crise gerada pelas dificuldades de equilíbrio das condições macroeconômicas dos EUA, tem baixo crescimento. Ainda assim, neste cenário, o crescimento do Brasil é igual à média mundial.

Note-se que, em nenhum dos cenários formulados, a economia brasileira cresce abaixo da média mundial. Entende-se que os ajustes macroeconômicos empreendidos a partir da segunda metade dos anos 90, e consolidados nos últimos quatro anos, autorizam admitir uma reversão do quadro observado nos últimos 20 anos (1980-2000), quando o Brasil, enfrentando forte desequilíbrio macroeconômico – déficit fiscal, déficit em conta-corrente e elevada, e crescente, dívida líquida como proporção do PIB – teve seu crescimento econômico limitado à taxa média anual de 2,1% ao ano, inferior à média mundial no mesmo período. A Figura 3.6 apresenta as taxas médias de crescimento da economia brasileira, visualizadas em cada cenário ao longo do horizonte do estudo, permitindo a comparação com o crescimento mundial que caracteriza a ambição externa ao qual cada um está referenciado.

Figura 3.6: Cenários Nacionais: Taxa Anual Média de Crescimento do PIB (%) (Período 2005-2030)



Conforme assinalado, procedeu-se à verificação da consistência macroeconômica dos cenários formulados. O cenário é considerado macroeconomicamente consistente com base na verificação de compatibilidade das principais variáveis com a caracterização qualitativa dos cenários. Posteriormente, os resultados foram cotejados com referências disponíveis e avaliados em discussão com especialistas. A Tabela 3.3 apresenta as principais variáveis macroeconômicas quantificadas ao final desse processo de consistência.

Pode-se perceber que a evolução do quociente dívida/PIB e da taxa de investimento tem relação direta com o crescimento econômico. Por exemplo, taxas de investimento menores refletem as dificuldades na gestão doméstica e consequentes restrições ao investimento público e, ainda, no Cenário C, efeitos de perturbações no fluxo de capitais internacionais. Em contraposição, as situações macroeconômicas mais sólidas (Cenário A e B1) apresentam saldos comerciais e em conta-corrente mais robustos, como reflexo de correntes de comércio e serviços mais intensas e mesmo maiores importações, sem pressões sobre o balanço de pagamentos e, com isso, realimentando o processo de desenvolvimento econômico e tecnológico.

Tabela 3.3: Consistência Macroeconômica dos Cenários Nacionais (% do PIB)

	2005	2010	2020	2030
Cenário A	%	%	%	%
Dívida líquida	51,6	39,7	24,6	22,5
Taxa de investimento	20,6	24,2	23,4	29,4
Saldo da balança comercial	5,6	3,7	1,9	0,3
Saldo em conta-corrente	1,8	0,4	-1,2	-2,1
Cenário B1				
Dívida líquida	51,6	41,1	33,9	33,9
Taxa de investimento	20,6	21,7	21,8	24,5
Saldo da balança comercial	5,6	4,0	1,4	0,5
Saldo em conta-corrente	1,8	0,5	-1,7	-1,3
Cenário B2				
Dívida líquida	51,6	43,6	45,8	55,1
Taxa de investimento	20,6	21,8	18,3	21,0
Saldo da balança comercial	5,6	4,0	3,3	1,8
Saldo em conta-corrente	1,8	1,2	-0,4	-0,8
Cenário C				
Dívida líquida	51,6	45,9	54,9	57,4
Taxa de investimento	20,6	19,4	16,7	18,7
Saldo da balança comercial	5,6	4,7	3,9	2,2
Saldo em conta-corrente	1,8	1,2	0,0	-0,2

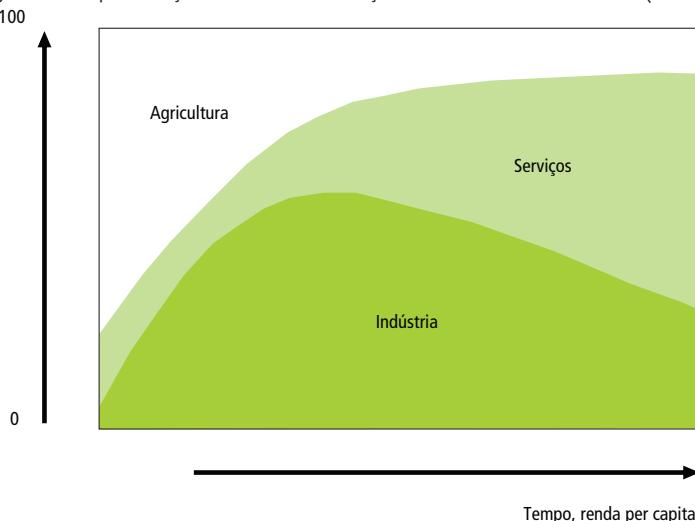
Estrutura Setorial do PIB

Outro elemento importante no estudo prospectivo da demanda de energia é a evolução da estrutura setorial do PIB. Isso tem repercussões, inclusive, no comportamento de indicadores normalmente usados para aferir a produtividade total da economia *vis-à-vis* o consumo energético. De fato, entre os três setores em que se convenciona repartir a produção nacional, a indústria apresenta-se tradicionalmente como o maior demandante de energia e mesmo sua composição afeta o tamanho do agregado.

Um modelo clássico de evolução da estrutura produtiva é referido em Chenery (1979 apud Bonelli e Gonçalves, 1995). Por esse modelo, na medida em que uma economia se desenvolve, a produção agropecuária vai

perdendo importância em termos do valor agregado, até pelos efeitos multiplicadores do resultado da atividade no setor primário sobre os outros dois. Em uma primeira fase da industrialização, o setor secundário pode chegar a ser o de maior contribuição para o PIB, mas em estágios mais avançados, de economias mais maduras, tende a prevalecer o setor de serviços. A representação estilizada deste modelo é apresentada na Figura 3.7.

Figura 3.7: Representação Estilizada da Evolução Padrão da Estrutura Setorial(% do PIB)

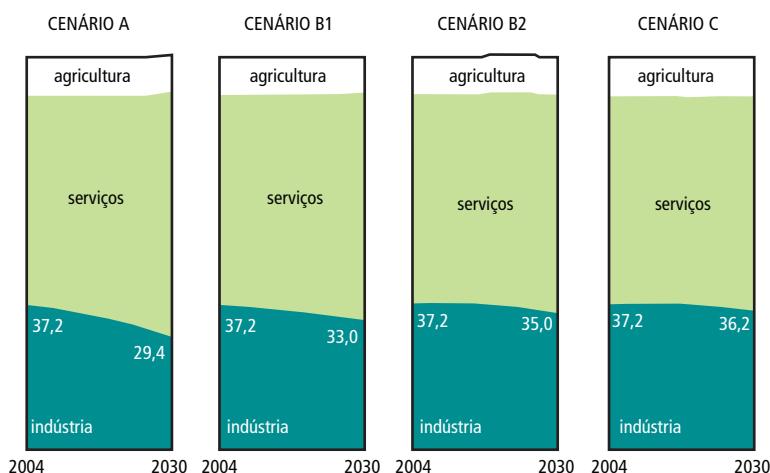


Obs.: elaborado a partir de Bonelli e Gonçalves (1995)

Tendo como parâmetro a evolução acima para o caso da economia brasileira e considerando o estágio atual de desenvolvimento do país e sua reconhecida vantagem comparativa na produção agropecuária, é lícito admitir que o setor primário não deva reduzir sua contribuição na formação do PIB no horizonte deste estudo. Isso não significa que não se admite um crescimento importante do setor primário. Deve-se considerar, contudo, que a expansão da produção e da renda agropecuária acaba gerando uma demanda por bens industrializados e por serviços, permitindo a ampliação desses setores. Da mesma forma, o setor industrial, mesmo expandindo-se a taxas expressivas, tende a perder participação no PIB para o setor de serviços, especialmente nos cenários de maior crescimento econômico.

A Figura 3.8 apresenta as hipóteses para a evolução da estrutura produtiva da economia nacional para cada um dos quatro cenários formulados ao longo do horizonte deste estudo. Em todos eles, a indústria perde participação para o setor serviços, sendo essa perda maior nos cenários de maior crescimento.

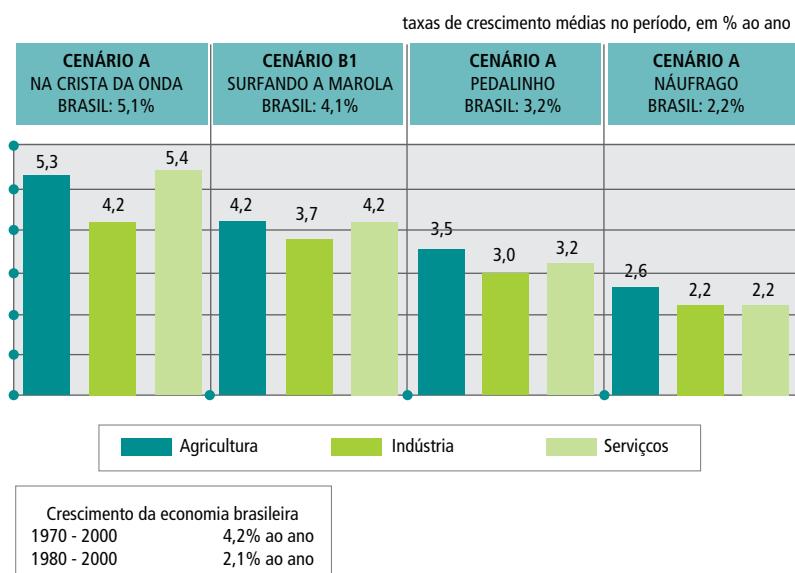
Figura 3.8: Cenários de Evolução da Estrutura Produtiva Nacional (%)



Em todos os cenários, a indústria perde participação em favor do crescimento relativo do setor, sendo essa perda maior nos cenários de maior crescimento.

A composição dessas hipóteses para a evolução da estrutura produtiva em cada cenário com a expansão da economia como um todo permite estabelecer as taxas de crescimento do produto em cada setor, conforme indicado na Figura 3.9.

Figura 3.9: Cenários Nacionais do Crescimento Setorial. Taxa Anual Média no Período 2005-2030 (%)



Levando em conta o prazo previsto, de um ano, para a realização deste Plano e considerando os objetivos para estabelecimento de cenários de longo prazo, quanto a definição das principais diretrizes de desenvolvimento do sistema energético, que o ano de 2030 caracteriza apenas o horizonte de longo prazo, onde a demandas previstas podem ser postergadas ou antecipadas, selecionou-se o cenário macroeconômico B1 – “Surfando a Marola”, como referência para o desenvolvimento dos estudos, complementados por análises de sensibilidade.

■ 3.3. População

O crescimento demográfico afeta não só o porte como também a própria estrutura da demanda de energia, seja de forma direta (crescimento vegetativo), seja pelos impactos decorrentes ou associados ao crescimento econômico e ao desenvolvimento (por exemplo, alteração na distribuição da renda e redução das desigualdades regionais).

A taxa de crescimento demográfico considerada neste estudo tem por referência as mais recentes projeções do IBGE. Tais projeções indicam que a população brasileira em 2030 superaria 238 milhões de pessoas, perfazendo uma taxa de crescimento médio de 1,1% ao ano desde 2000. Interessa observar que a trajetória desse ritmo de crescimento é continuadamente decrescente, como corroboram os últimos censos demográficos. Entre 2000 e 2010, estima-se uma taxa de expansão populacional de aproximadamente 1,4% ao ano. Essa taxa cai para 1,1% ao ano e 0,8% ao ano nos períodos 2010-2020 e 2020-2030, respectivamente. De qualquer modo, o contingente populacional brasileiro amplia-se entre 2005 e 2030 de mais de 53 milhões de pessoas, valor comparável atualmente à população da região Nordeste do país (cerca de 51 milhões), ou mesmo da Espanha (cerca de 40 milhões) e da França (cerca de 61 milhões).

A Figura 3.10 mostra a evolução da população e de sua taxa de crescimento desde 1950 (estatísticas censitárias) até o ano horizonte deste estudo. Na Tabela 3.4 é apresentada a repartição da população por região geográfica. Os fluxos migratórios afetam a distribuição espacial da população. Não por acaso, as regiões Norte e Centro-Oeste, vistas como as regiões de fronteira do desenvolvimento nacional, aumentam sua participação na população brasileira de 15,1%, em 2005, para 16,7%, em 2030.

Figura 3.10: Brasil - Crescimento Demográfico

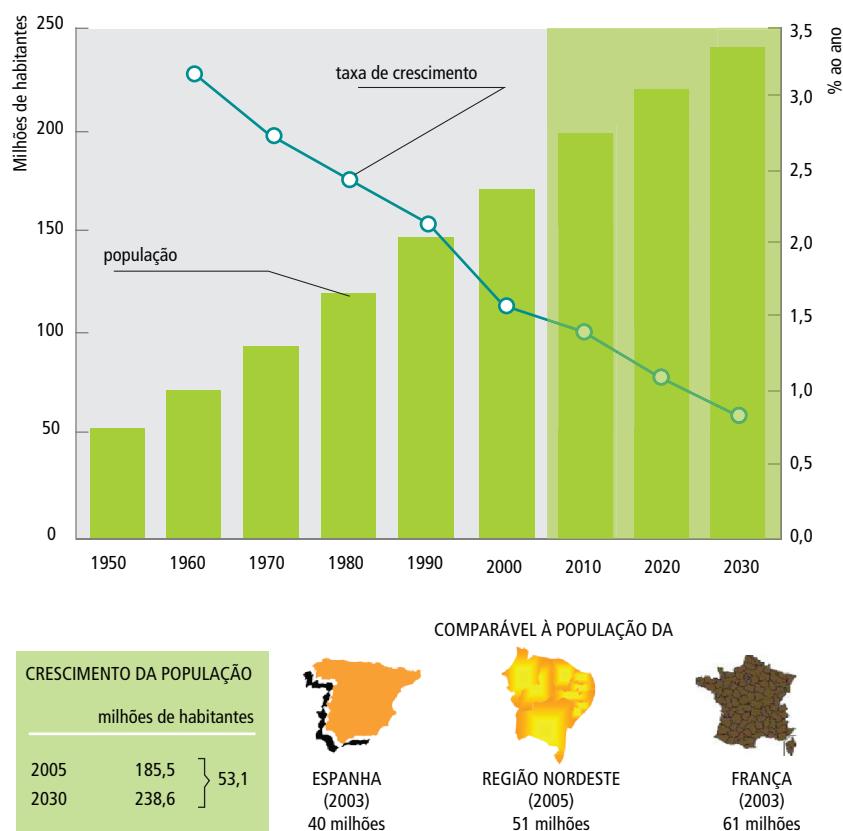


Tabela 3.4: Distribuição Regional da População Brasileira (milhões de habitantes)

	2005	2010	2020	2030
Brasil	185,4	198,1	220,1	238,5
Crescimento (%) ao ano)		1,3	1,1	0,8
Região Norte	14,9	16,4	19,2	21,5
Região Nordeste	51,3	54,2	59,2	63,4
Região Sudeste	79,0	84,3	93,6	101,4
Região Sul	27,1	28,8	31,6	34,0
Região Centro-Oeste	13,1	14,4	16,5	18,2

Outra variável de interesse do ponto de vista demográfico é a taxa de urbanização da população brasileira, cuja evolução é apresentada na Tabela 3.5.

Tabela 3.5: Taxa de Urbanização da População Brasileira (%)

	2005	2010	2020	2030
Brasil	83,2	84,7	86,8	88,0
Região Norte	71,7	73,2	75,3	76,4
Região Nordeste	71,6	73,7	76,7	78,5
Região Sudeste	91,8	92,8	94,1	94,9
Região Sul	83,7	85,7	88,3	89,7
Região Centro-Oeste	89,0	90,6	92,5	93,3

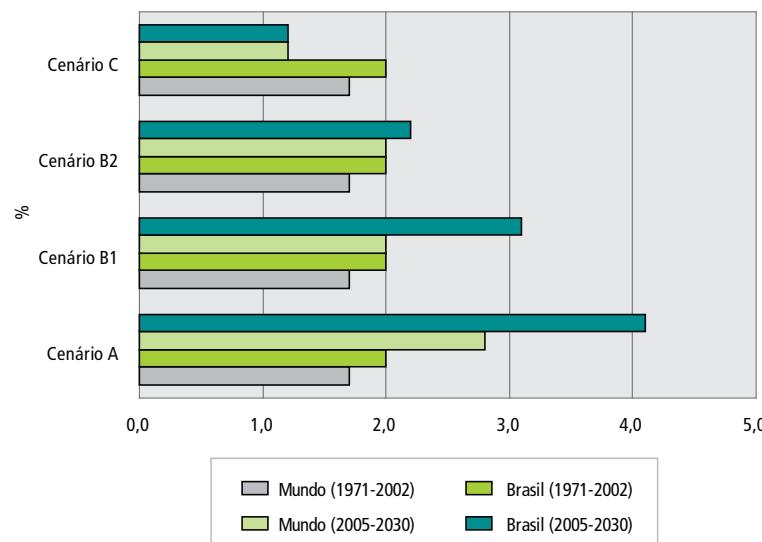
Combinando este cenário demográfico com as hipóteses formuladas para a expansão da economia, tem-se que a renda média per capita do Brasil poderá evoluir, no período 2005-2030, entre 1,2% e 4,1% ao ano, dependendo do cenário econômico. Naqueles em que as políticas internas são implementadas de forma eficaz na direção do aproveitamento das vantagens comparativas importantes que o país apresenta e da remoção dos obstáculos ao desenvolvimento sustentado, a renda média per capita cresce bem mais que a dos últimos trinta anos, beneficiada também pela redução da taxa de expansão demográfica. Essa média mais alta não implica necessariamente numa melhor distribuição de renda, a qual depende de outros fatores, além dos já considerados, como se verá mais adiante, quando forem examinados os cenários de maior crescimento econômico. Na Figura 3.11 apresenta-se a taxa de crescimento da renda média per capita brasileira no período de análise, permitindo a comparação com a taxa média mundial¹⁶.

■ 3.4. Contexto Energético

A busca das políticas mais apropriadas para tornar o planejamento energético eficaz requer que, inicialmente, se identifiquem os determinantes de maior relevância para a evolução do setor de energia dentro do horizonte estudado. A análise dos determinantes econômico-energéticos constitui-se em parte fundamental do processo de elaboração de estudos prospectivos. A evolução do contexto energético moldará a ambência na qual os agentes do setor irão atuar e se posicionará estratégicamente. Dessa forma, a matriz energética de um determinado período reflete a interação das decisões correntes e passadas, tomadas pelos agentes setoriais dentro de um contexto energético específico.

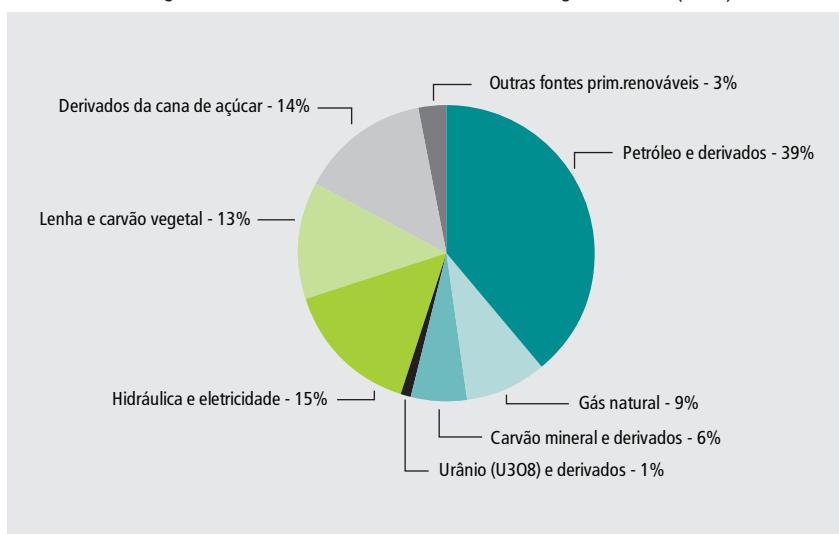
¹⁶ No cálculo da evolução da média da renda per capita mundial, considerou-se o cenário de crescimento demográfico adotado pela Agência Internacional de Energia.

Figura 3.11: Crescimento da Renda per Capita (%)



O caso do petróleo é emblemático. A grande dependência da economia nacional em relação ao consumo de petróleo e derivados nos anos 70 provocou severos efeitos no balanço de pagamentos do país, já que boa parte desse consumo era atendida por importações. Em 1980, as importações líquidas de petróleo e derivados, de 44 milhões de tep, representavam quase metade da receita total de exportações do país. Diante de tal contexto, a política energética brasileira, então adotada, viria a moldar a atual matriz energética pelas iniciativas de substituição de derivados de petróleo por fontes energéticas nacionais (álcool da cana-de-açúcar, hidroeletricidade e carvão mineral, principalmente) e de incremento na exploração e produção doméstica de petróleo, com a intensificação dos esforços de prospecção off-shore. Sem dúvida, a redução do ritmo de crescimento econômico também teve um efeito sobre o crescimento do consumo de petróleo e derivados, mas a reversão da tendência de aumento de sua participação acabou se cristalizando e gerou, por exemplo, a oportunidade para que a participação de cana-de-açúcar e seus derivados na matriz energética de 2005 atingisse 14%, como indicado na Figura 3.12.

Figura 3.12: Estrutura da Oferta Interna de Energia no Brasil (2005)



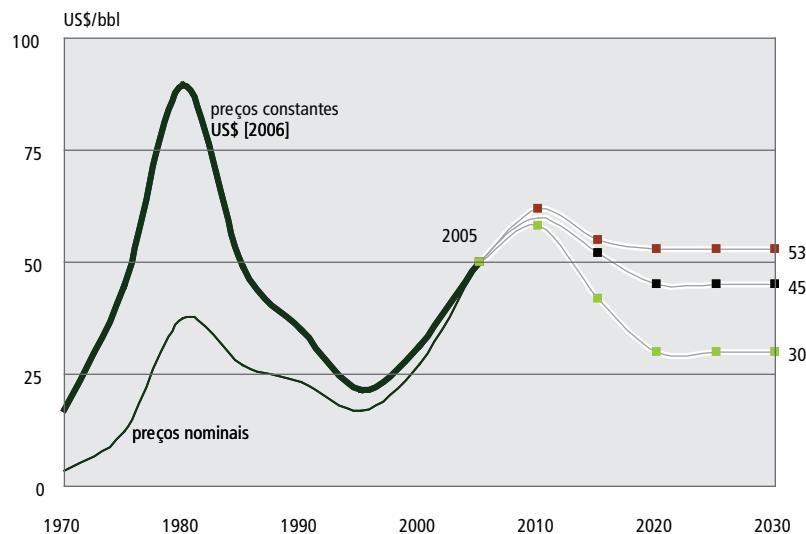
Fonte: Balanço Energético Nacional 2006 (MME/EPE, 2006)

A análise do contexto atual da questão da energia no mundo sugere que entre os principais condicionantes da matriz energética brasileira ao final do horizonte de estudo do PNE 2030 estão os preços internacionais do petróleo e do gás natural, os impactos ambientais e o desenvolvimento tecnológico.

Preços do Petróleo

O cenário de evolução do preço do petróleo considerado no PNE 2030 reflete fundamentalmente o crescimento da demanda mundial de derivados, em especial da China e dos EUA, a capacidade de produção da OPEP, influenciada, notadamente, pelo grau de resolução da situação política no Oriente Médio, gargalos de logística (refino e transporte), a resposta mundial aos potenciais efeitos das emissões de derivados de petróleo e a formação de preços do petróleo nos mercados futuros. A Figura 3.13 mostra a evolução dos preços internacionais do barril de petróleo (a preços de 2006) no horizonte até 2030.

Figura 3.13: Evolução dos Preços Internacionais do Petróleo (tipo Brent)



A expectativa de evolução dos preços internacionais de petróleo é de queda em relação aos preços atuais, atingindo em 2030 um valor na faixa entre US\$ 30 a US\$ 53 por barril, a preços constantes. Após o pico atingido em 2006, de cerca de US\$ 67 (valores médios), o preço do barril reduz-se para cerca de US\$ 60 em 2010, caindo para um valor na faixa entre US\$ 30 e US\$ 50 ao final do horizonte. Tal evolução reflete os seguintes fatores:

- solução gradual da situação de conflito no Oriente Médio;
- crescimento mais moderado da demanda mundial de derivados, principalmente com a redução do ritmo do crescimento da economia chinesa após 2015;
- efeito moderado da restrição de capacidade de produção da OPEP sobre os preços;
- redução da volatilidade na formação dos preços no mercado futuro.

Considerou-se ainda que, mesmo frente a um movimento natural de elevação de custos,¹⁷ a escassez relativa de recursos de petróleos leves é compensada pelo desenvolvimento e pelo investimento em capacidade de produção e na estrutura de refino, ambas balanceadas para atender às especificações ambientais e aos padrões de emissões.

Uma trajetória de preços mais elevados se justificaria em face dos efeitos ligados aos conflitos em áreas importantes de produção, de uma capacidade maior de a OPEP influir nos preços via restrição de produção ou, ainda, de ações especulativas nas bolsas internacionais de petróleo.

Um menor crescimento econômico mundial, como visualizado no Cenário C, aliviaria as pressões de demanda e nesse caso, portanto, os preços poderiam seguir por uma trajetória mais baixa. Mas, mesmo em uma situação de crescimento econômico maior, uma disseminação mais acentuada de tecnologias poderia contri-

¹⁷ Entre os fatores que podem elevar os custos estão: o acesso a recursos em locais e condições mais adversas, o aumento de custo dos insumos e tecnologias, o gargalo de logística (oleodutos, navios, sondas, etc.), e a falta de recursos necessários para impulsionar as novas descobertas e produção de novas áreas incluindo as do petróleo não-convençional.

buir para a redução dos preços. De fato, pela importância do setor transportes na estrutura do consumo, uma maior penetração de veículos híbridos, por exemplo, tenderia a reduzir a demanda por derivados leves, mesmo em um cenário de aumento da renda e da capacidade de compra, principalmente nos mercados chinês e indiano. Em um cenário de menor pressão de demanda, a capacidade de produção de petróleo tende a superar o aumento do consumo, afastando riscos de insuficiência de suprimento.

A questão que se coloca então é de que forma a evolução dos preços internacionais do petróleo influencia o contexto energético futuro do Brasil. Certamente, o esforço doméstico de aumento de reservas e de produção de petróleo será recompensado na medida em que as cotações do petróleo permaneçam em níveis elevados nos próximos 25 anos, mesmo com a tendência esperada de baixa em relação ao patamar atual. Por outro lado, em um contexto de transição mais acelerada na direção da substituição do uso dos hidrocarbonetos, o país conta, neste horizonte, com a consolidação de uma estratégia de fomento da energia renovável, já iniciada. Com isto, abre-se a perspectiva de que se acentue a queda relativa de participação do petróleo e seus derivados na oferta interna de energia no horizonte do estudo a partir do aumento da agroenergia, com uma nova fase de expansão do etanol da cana, e do incremento do biodiesel e do processo de produção de diesel a partir de óleos vegetais (H-bio), que devem deslocar a demanda de gasolina e diesel no setor transporte, em especial.

Preços do Gás Natural

Historicamente, os preços do gás natural têm guardado uma estreita relação com os preços do petróleo. Essa referência se explicava pelo fato de a exploração do gás natural ter sido muito associada à produção de petróleo. Além disso, em razão da forma de distribuição, o gás natural não apresentava características de *commodity*, sendo então muito útil referenciar seus preços aos do petróleo. Por fim, o gás natural entrava na matriz principalmente em substituição ao óleo combustível. Contudo, esse quadro está se alterando e as indicações são de que o gás natural possa evoluir segundo uma trajetória própria, refletindo as características de seu mercado particular.

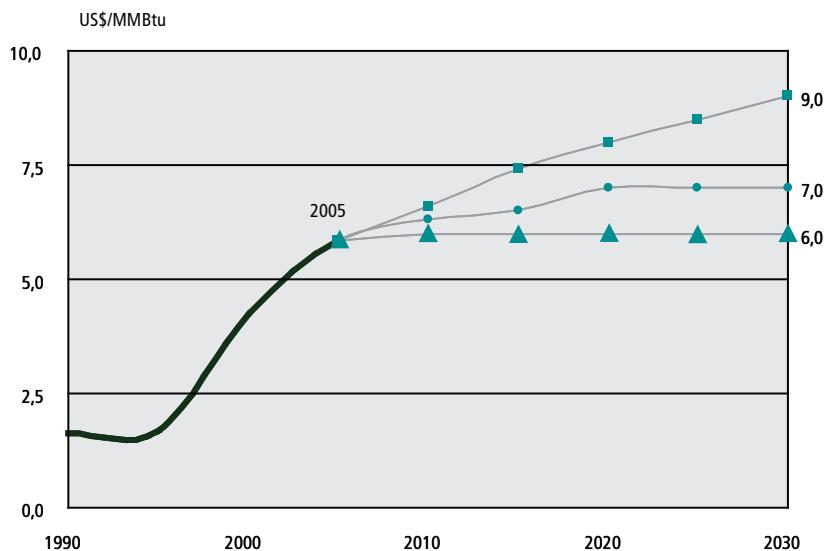
Contribuem para apoiar esse entendimento o uso do gás como energético preferencial e não-alternativo. De fato, as vantagens que esse energético apresenta em termos de redução de custos de manutenção, de maior facilidade de manuseio na indústria, de maior eficiência energética em muitos usos e de menores emissões de gases de efeito estufa criaram um mercado próprio para o gás natural. Além disso, cresce a produção de gás não-associado, produção em campos prospectados e explorados visando especificamente à produção do gás natural. Por fim, o advento do GNL, simplificando e flexibilizando a comercialização do produto, reforça a perspectiva de o gás natural tornar-se uma *commodity* e, como tal, passar a apresentar uma lógica de formação de preços própria.

A geopolítica do gás natural, porém, reproduz em grande parte a do petróleo, já que todos os países grandes produtores de petróleo possuem grandes reservas de gás natural. Em adição, os países que não são produtores de petróleo, mas possuem gás natural, não têm tampouco um histórico de evolução social, política e institucional que traga maior tranquilidade para esse mercado. Assim, na cenarização dos preços do gás natural estão presentes, basicamente, os mesmos condicionantes do caso do petróleo.

Nessas condições, para efeito dos estudos do PNE 2030 foram considerados também três cenários para evolução do preço deste energético, conforme indicado na Figura 3.14 (no gráfico, os valores do histórico

referem-se ao preço *Henry Hub*, nos Estados Unidos, tomado como referência do mercado do Atlântico). A expectativa é que os preços internacionais do gás natural apresentem tendência de alta, podendo situar-se, por milhão de BTU, na faixa entre US\$ 6 e US\$ 9 ao final do horizonte.

Figura 3.14: Preços Internacionais do Gás Natural (US\$ de 2006)



Aspectos Socioambientais

No setor energético a consideração dos aspectos socioambientais deve ser feita tanto no lado do consumo, como da produção. No lado do consumo, que ocorre para atender a alguma atividade humana (social, econômica, educacional, etc.), pode haver o impacto direto do energético sobre os consumidores ou sobre o ambiente em que ele se realiza. Já o impacto na produção de energia, poderá ser em sítios bastante distantes da área de consumo e, muitas vezes, escolhido de modo a minimizá-lo.

Em outras palavras, o ponto de partida na consideração dos aspectos socioambientais deve ser no próprio estabelecimento da proporção com que serão usados os energéticos arrolados como passíveis de virem a atender à demanda da sociedade e que impacto eles podem ter sobre esses consumidores ou seu meio ambiente. Por outro lado, teria de ser examinado, em conjunto, que impacto essa escolha causa sobre os locais de produção e seu ambiente social e físico. Assim se pode estabelecer como deveria ser a matriz energética, de modo a resultar, o mais possível, social e ambientalmente adequada de modo a garantir a sustentabilidade das atividades exercidas. Considerações econômicas tem sido rotineiramente feitas sobre o tema mas, infelizmente, pouco se tem tratado o assunto dessa escolha de forma ampla sob o ponto de vista socioambiental, pois as discussões em torno do assunto normalmente ocorrem mais nos aspectos de produção do que nos de consumo.

Pesar os ganhos do desenvolvimento econômico com os custos ambientais associados à implantação de projetos e ao consumo de energia é um dos grandes desafios a ser enfrentado na escolha dos energéticos

apropriados e na expansão da oferta. Sem dúvida, é no setor energético que esse dilema se encontra da forma mais evidente, não apenas no Brasil, mas no mundo.

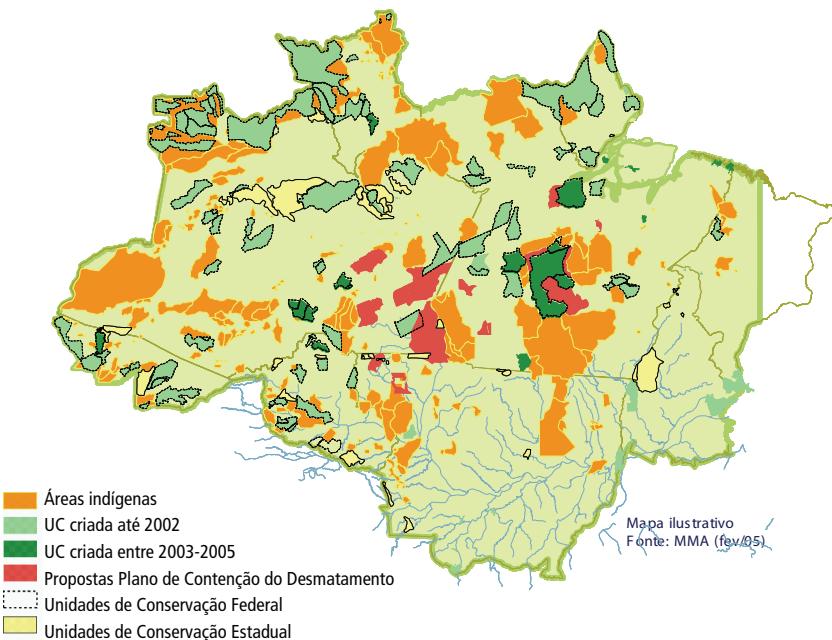
O país possui atualmente uma matriz energética considerada “limpa” pelos padrões internacionais. Isso decorre do uso intenso de recursos hidráulicos (15% da oferta interna) na produção de eletricidade e do aproveitamento energético da cana (14%), entre outras fontes renováveis. Houve, de fato, uma grande penetração do uso da eletricidade, do gás natural e dos produtos da cana-de-açúcar no consumo de energia do país nos últimos 35 anos. As perspectivas futuras são ainda de se manter um forte crescimento desses três energéticos, aos quais se associará também o biodiesel, inclusive pelas vantagens ambientais que apresentam para os consumidores.

Considerando então a perspectiva de maior uso da eletricidade, tendência que se verifica no mundo e especialmente no Brasil, em face do estágio de desenvolvimento econômico do país e em função das vantagens ambientais desse energético para o consumidor, a manutenção dessa característica deve levar em conta a continuidade no aproveitamento do vasto recurso hidrelétrico ainda inexplorado. Ocorre que cerca de 70% do potencial hidrelétrico a ser aproveitado está na Amazônia ou no Cerrado, biomas que cobrem aproximadamente dois terços do território nacional e nos quais se apresentam de forma muito nítida as discussões e as dificuldades na definição de políticas e práticas de manejo ambiental sustentável.

Além do impacto direto que o aproveitamento do potencial hidrelétrico causa no ambiente natural e no socioeconômico (flora, fauna, populações, sítios arqueológicos, ocorrências minerais, etc.), uma das questões que se inscreve no conjunto de desafios a ser enfrentado é, especialmente no caso da Amazônia, a concorrência das áreas onde se localizam tal potencial com áreas sob proteção legal, como são as Terras Indígenas e as Unidades de Conservação. A Figura 3.15 apresenta um mapa ilustrativo da situação atual da região. Nele, as áreas coloridas indicam Terras Indígenas e Unidades de Conservação definidas no plano federal (há ainda áreas de conservação definidas ao nível dos Estados e dos Municípios). De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015 – PDEE 2006-2015, 41% da área total da Amazônia já estão reservadas para esses dois tipos de ocupação, sendo 16% para unidades de conservação e 25% para Terras Indígenas.

A criação de novas unidades de conservação e áreas indígenas não está descartada, o que aumenta potencialmente os custos de transação associados a projetos de aproveitamento hidrelétrico. O PDEE 2006-2015 registra a tendência de ampliação, sobretudo na Amazônia, dessas áreas. No início de 2006, decretos do governo federal aumentaram em 6,4 milhões de hectares as unidades de conservação no oeste do estado do Pará, com o propósito de encontrar uma solução para o grave quadro de conflitos fundiários e de degradação ambiental nessa região. Com isto, a Amazônia que, em 2003, contava com 30,7 milhões de hectares, de unidades de conservação, passou a ter 45,8 milhões de hectares, em 2006, o que significa um aumento de cerca de 50%, todas em áreas de conflito.

Figura 3.15: Áreas sob Proteção Legal na Amazônia



Ainda de acordo com o PDEE 2006-2015, outras áreas importantes do ponto de vista socioambiental são aquelas consideradas como prioritárias para conservação da biodiversidade, conforme classificação do Ministério do Meio Ambiente – MMA. As áreas classificadas como de importância extremamente alta sinalizam que, possivelmente, serão transformadas em Unidades de Conservação. No Bioma Amazônico, 39% de sua área recebem esta classificação.

Esse contexto suscita uma abordagem de viabilização de projetos mais complexa do que no passado. No caso específico de empreendimentos hidrelétricos, essa abordagem deve compreender, entre outros aspectos:

• a efetiva integração da dimensão socioambiental nos estudos de planejamento, desde os estudos de inventário das bacias hidrográficas, visando a busca de soluções que minimizem ou mitiguem os impactos provocados pelos projetos, com destaque para a revisão do Manual de Inventário Hidrelétrico, em fase final de elaboração pelo MME, com base em estudos contratados junto ao CEPEL, com a inclusão dos estudos de Avaliação Ambiental Integrada, que abordam os impactos cumulativos e sinérgicos do conjunto de aproveitamento em estudo na bacia hidrográfica;

• a elaboração dos estudos de impacto socioambiental com a qualidade necessária e de forma articulada com as demais áreas de planejamento (por exemplo: estudos energéticos, de engenharia, etc.);

• o reconhecimento das características específicas dos ecossistemas e das comunidades locais, incorporando tanto as diretrizes e estratégias da área ambiental, como as demais políticas públicas para o desenvolvimento regional;

• a promoção de ampla e permanente articulação com organismos ambientais (MMA, IBAMA, FUNAI, INCRA, órgãos de licenciamento nos planos estadual e municipal, etc.), Ministério Público e sociedade em geral;

- a busca de soluções alternativas de engenharia para áreas sensíveis (por exemplo: derivações para adu-ção; rebaixamento da cota de reservatórios, reduzindo a área alagada; procedimentos operativos especiais; alteamento de torres; técnicas especiais de construção, etc.).

A grande relevância que vem sendo atribuída à questão das mudanças climáticas e, em consequência, à necessidade de redução das emissões de gases de efeito estufa, constitui-se em outro desafio importante para a expansão da oferta de energia. O Brasil é um dos países signatários da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas e do Protocolo de Quioto. Apesar de não estar submetido a metas de reduções de emissões de gases de efeito estufa no médio prazo, compartilha dos compromissos estabelecidos nesses dois documentos, no que se refere aos esforços de redução dessas emissões.

No momento atual, o setor elétrico brasileiro, com sua base eminentemente hídrica, contribui para que as emissões provenientes da queima de combustíveis fósseis no país alcancem níveis ainda considerados baixos se comparado com aqueles dos países desenvolvidos. Considerando que é de se esperar o aumento da geração de eletricidade a partir da utilização de combustíveis fósseis, em particular o gás natural e o carvão mineral, o nível das emissões tende a aumentar, sobretudo no caso de serem impostas restrições ao aproveitamento do potencial hidrelétrico. As estimativas de emissões realizadas para a alternativa que considera a expansão da geração a gás natural alcançam um montante de emissões superior a 90 milhões de toneladas de CO₂ em 2030.

Entretanto, o Brasil dispõe de diversas alternativas para a expansão da oferta de energia, livres de emissões de CO₂. Entre elas se incluem o etanol, o biodiesel, o uso de óleos vegetais na produção do diesel (H-bio) e a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis (cogeração a partir da biomassa, centrais eólicas, energia solar) ou não convencionais (resíduos urbanos), além da opção da energia nuclear. Além disso, são necessários esforços na direção da eficiência energética e da conservação de energia, como forma de redução de consumo, evitando geração adicional e reduzindo as emissões de gases de efeito estufa. Ainda assim, é de se esperar a expansão da geração de eletricidade a partir de combustíveis fósseis, em particular o gás natural e o carvão mineral, sobretudo no caso de serem impostas restrições ao aproveitamento do potencial hidrelétrico.

De fato, uma conta simples revela números expressivos quanto a emissões adicionais de gases de efeito estufa no caso de restrições ao desenvolvimento da energia hidráulica. Considerando o parque hidrelétrico instalado e as usinas para as quais já foram outorgadas concessões, o Brasil aproveitou somente cerca de 30% de todo seu potencial hidrelétrico. Alternativas de expansão da oferta de eletricidade que não considerem a elevação desse índice, por certo, gerarão demandas diferenciadas para expansão do parque termoelétrico. No caso da diferença entre estas duas alternativas ser atendida por geração a partir do gás natural, o volume de emissões de gases de efeito estufa seria muitas vezes superior ao volume total de emissões provocado pelo sistema interligado nacional no ano de 2005.

Uma vez estabelecida por esses critérios a participação adequada da eletricidade e dos combustíveis (petróleo e derivados, do gás natural, dos combustíveis renováveis derivados da cana-de-açúcar e biodiesel e carvão mineral ou vegetal), dever-se-á tratar o assunto socioambiental de maneira mais aprofundada para cada um desses sub-setores e cada um desses energéticos. A apresentação deste documento segue essa lógica.

Desenvolvimento Tecnológico

O desenvolvimento tecnológico contribui significativamente para a superação de desafios ligados a um abastecimento energético confiável, eficiente, seguro, ambientalmente aceitável e econômico, em benefício da sociedade. Uma tecnologia que ofereça qualidade superior, mesmo a custos eventualmente mais elevados, pode mudar drasticamente o estilo de vida e a forma do uso de energia pela população. A larga difusão do uso de eletricidade a partir do final do século XIX, por exemplo, proporcionou mudanças significativas nos processos produtivos e no padrão de vida das pessoas. Por sua vez, as máquinas a vapor alimentadas por carvão mineral estimularam a industrialização, enquanto os motores de combustão interna proporcionaram melhores condições de transporte.

Do lado da oferta, turbinas a gás aeroderivadas, operando em ciclo combinado, destacaram-se nos últimos anos como alternativa tecnológica na geração de energia elétrica, contribuindo para reduzir o crescimento da demanda de derivados de petróleo e de carvão mineral e do nível de emissões de gases de efeito estufa. Do lado da demanda, equipamentos mais eficientes têm sido recorrentemente colocados à disposição do mercado consumidor, contribuindo para uma maior eficiência energética e econômica.

Em termos prospectivos, o etanol, o carro híbrido, o carro elétrico, entre outros, são alternativas que se colocam para a oferta de energia no setor transportes. Na indústria, a substituição do óleo combustível e do carvão mineral pelo gás natural se mostra como tendência forte, que, no entanto, pode ser afetada pelo aumento do preço do gás natural. Na geração de energia elétrica, novas tecnologias podem contribuir significativamente para a redução de emissões de CO₂, com aumento de eficiência e redução de custos. Alinhampõe entre essas alternativas a queima conjunta de carvão mineral e biomassa, a adição de biogás ao gás natural, a captura e estocagem de CO₂. Na área nuclear, avanços tecnológicos deverão contribuir para o tratamento e o manejo aceitável dos rejeitos radioativos. Na área de fontes renováveis, a contribuição da tecnologia se faz evidente no aumento da produtividade do uso da terra na produção da biomassa e na redução de custos da geração eólica. A escolha das alternativas dependerá, contudo, da disponibilidade de recursos, dos preços das fontes energéticas, das definições regulatórias, das restrições institucionais e dos custos das tecnologias.

Nesse contexto, o desenvolvimento tecnológico foi um dos determinantes para a escolha das fontes que irão compor a matriz energética nacional, no sentido de torná-la mais diversificada no horizonte do PNE 2030.

4. Projeções do Consumo Final de Energia

■ 4.1. Introdução

No período compreendido pelas últimas quatro décadas, o consumo final de energia no Brasil¹⁸ cresceu à razão de 3,0% ao ano e apresentou importantes alterações estruturais.

Em 1970, o principal energético era a lenha, que atendia a 48% das necessidades brasileiras no uso final da energia. Naquele ano, os derivados do petróleo já respondiam por 36% da demanda, mas a eletricidade e os produtos da cana-de-açúcar não ultrapassavam, cada um, mais de 5,5% da matriz energética. A estatística do uso final do gás natural não era, então, significativa.

Entre 1970 e 1990, o consumo final de lenha reduziu-se à taxa de 2,9% ao ano, estabilizando-se desde então. O consumo de derivados de petróleo, após uma expansão espetacular nos anos 70, refletindo o *boom* econômico da época, estabilizou-se na década seguinte, como consequência dos choques nos preços do petróleo e da crise da economia nacional, mas voltou a crescer nos últimos 15 anos, na esteira do aumento da produção doméstica. A resposta nacional à crise energética dos anos 70 foi o incremento expressivo do consumo dos produtos da cana e da eletricidade, ao ritmo de 6,4% e 6,6% ao ano, respectivamente, entre 1970 e 2005.

Atualmente, os derivados de petróleo predominam na matriz do consumo final de energia (41%), o que se explica pela prevalência do modal rodoviário no setor de transporte. A eletricidade é a segunda forma de energia mais utilizada (19%). Produtos da cana constituem também um agrupamento relevante (12%), como resultado da inserção do etanol nesta matriz através da sua adição à gasolina, do consumo na frota de veículos a álcool hidratado e, mais recentemente, com o advento dos veículos *flex-fuel*. Por sua vez, o gás natural já atende a quase 6% da demanda final de energia. Já a lenha, embora ainda importante (10%) é, agora, apenas a quarta forma mais utilizada de energia na matriz.

A Tabela 4.1 apresenta as estatísticas do Balanço Energético Nacional que demonstram a evolução descrita.

Tabela 4.1: Evolução do Consumo Final de Energia no Brasil¹ (milhares de tep)

	1970	1980	1990	2005	Δ% ao ano 1970-2005
Derivados do petróleo	21.040	44.770	44.944	66.875	3,4
Eletricidade	3.231	10.189	18.123	31.103	6,7
Produtos da cana ²	3.158	6.221	10.414	20.046	5,4
Lenha	28.345	21.862	15.636	16.119	- 2,9 ³
Gás natural	3	320	1.385	9.411	14,5 ⁴
Outros ⁵	3.306	9.506	15.038	21.490	5,5
TOTAL	59.083	92.868	105.540	165.044	3,0

1/ Elaborado com base no Balanço Energético Nacional (MME/EPE, 2006).

2/ Inclui etanol.

3/ Taxa no período 1970-1990.

4/ Taxa no período 1980-2005.

5/ Outros: inclui carvão mineral (6,0% do consumo final em 2005).

18 Neste capítulo, toda referência ao consumo final de energia se reporta ao consumo final energético, e exclui o consumo do setor energético. São considerados os efeitos da conservação de energia autônoma, excluindo, portanto, os efeitos da conservação induzida (maiores detalhes são apresentados na Seção 2.5 deste Relatório).

Como resultado dessa evolução, houve sensível redução na intensidade energética (relação entre o consumo de energia e o PIB) no período 1970-1980, evidenciando um ganho de eficiência explicado pela substituição da lenha por outros energéticos mais eficientes no uso final. Limitado o espaço dessa substituição, a intensidade energética voltou a subir, ainda que muito discretamente, a partir de 1990. Dentro de uma perspectiva de longo prazo, uma questão que naturalmente se coloca é a capacidade da economia brasileira crescer com maior eficiência no uso da energia, portanto com redução da intensidade energética. A resposta a essa questão depende do cenário em que se inscreverá esse crescimento e das opções estratégicas que forem feitas para sustentar tal crescimento.

■ 4.2. Projeções do Consumo Final

Aspectos Metodológicos

As projeções do consumo final de energia tomaram por referência inicial o ano de 2004. Em termos operacionais, o modelo de projeção partiu da estrutura setorial da economia definida em cada um dos quatro cenários macroeconômicos considerados, gerando como primeiro resultado o valor adicionado de cada setor na economia. Assim, a partir da definição da taxa de crescimento anual do PIB e do valor adicionado devido à indústria, serviços e agropecuária, foram determinadas as participações de cada um dos três grandes setores, além do respectivo valor adicionado (em unidades monetárias).

O valor adicionado de cada segmento é uma variável de entrada para a estimativa do consumo energético setorial, que por sua vez é estabelecido em termos da energia útil demandada por uso e para cada fonte. Observe-se que essa abordagem favorece a explicitação das hipóteses relacionadas à eficiência energética nos usos específicos da energia: uma vez definida a energia útil demandada em cada setor, projeta-se a energia final a partir das hipóteses formuladas para o rendimento de cada fonte no uso específico. A Figura 4.1 ilustra o modelo de projeção adotado.

Figura 4.1: Metodologia de Previsão do Consumo Final de Energia



Nesse processo, foram consideradas de um modo geral como variáveis independentes¹⁹:

- *Indicadores físicos da produção*, baseados na energia útil por forma de destinação e na produção física do segmento. Com isto, podem ser estabelecidas hipóteses tanto sobre a participação de cada energético no uso final de energia em certa destinação (por exemplo, para geração de calor de processo) quanto sobre ganhos tecnológicos de cada unidade produtiva (por exemplo, devido à penetração de uma nova tecnologia);
- *Participação de uma fonte em uma destinação específica*, o que permite considerar as possibilidades de substituição de energéticos e o impacto de programas de incentivos governamentais ao uso de determinadas fontes energéticas;
- *Rendimentos de conversão de energia útil em energia final* ou consumos específicos de equipamentos e processos, variável que permite avaliar as possibilidades de ganhos de eficiência no consumo de energia, decorrentes da adoção de medidas de conservação que tanto podem incluir a melhoria nas práticas operacionais vigentes (por exemplo, condições de isolamento térmico de uma caldeira) quanto à *penetração de tecnologias energeticamente mais eficientes*;
- *Participação de cada tecnologia na produção de determinado produto*, variável que, associada às variáveis anteriores e ao indicador físico, permite avaliar os impactos de uma substituição tecnológica, explicitando as consequências das cadeias tecnológicas escolhidas.

¹⁹ Os setores residencial e transportes, em razão de suas especificidades, requereram adaptações no processo descrito.

Cumpre notar que alguns segmentos industriais, como cimento, papel e celulose, ferro-gusa e aço, química e outros produtos da metalurgia, foram objeto de maior grau de detalhamento, em função das características específicas dessas indústrias e da disponibilidade de dados.

Projeções

A projeção do consumo final de energia não observará, por certo, a mesma trajetória em todos os cenários formulados. Naqueles em que, por hipótese, são favorecidos a disseminação tecnológica e o comércio internacional, os rendimentos da conversão de energia útil em energia final tendem a ser maiores. São cenários, portanto, que contemplam maior eficiência energética. Além disso, os cenários de maior crescimento econômico apresentam, intrinsecamente, maior eficiência alocativa e, portanto, maior eficiência global no uso dos fatores de produção, inclusive energia. Por outro lado, são cenários que consideram, também, melhoria na distribuição da renda, favorecendo, como no caso do consumo residencial, a expansão da posse de equipamentos. Isso significa que, embora mais eficientes, a quantidade de equipamentos em uso tende a ser maior, exercendo pressão para aumento da demanda.

O aumento da população e da renda também favorece a expansão do setor de serviços e de alguns segmentos industriais voltados para o mercado interno. É o caso dos setores de alimentos e bebidas, cerâmica e cimento.

Em qualquer caso, mas especialmente na indústria capital intensiva, em geral grande demandante de energia (alumínio, siderurgia, papel e celulose, soda-cloro, petroquímica e ferro-liga), o crescimento do consumo nos primeiros dez anos do horizonte do PNE 2030 foi fortemente condicionado pelos planos de expansão setoriais conhecidos, cujas referências constam dos estudos do Plano Decenal de Energia 2007-2016, em elaboração pela EPE.

Nessas condições, a aplicação da metodologia descrita para cada cenário levou às projeções apresentadas na Tabela 4.2.

Tabela 4.2: Projeção do Consumo Final de Energia no Brasil (milhões de tep)
Consumo final em 2005: 165milhões de tep

	2010	2020	2030	Δ% AO ANO 2005-2030	Δ% AO ANO 2010-2030
Cenário A	207,3	309,3	474,0	4,3	4,2
Cenário B1	206,1	288,7	402,8	3,6	3,4
Cenário B2	206,3	267,9	356,3	3,1	2,8
Cenário C	200,0	243,6	309,3	2,6	2,2

Pode-se perceber que apenas nos Cenários A e B1, que combinam condições externas especialmente favoráveis com administração eficaz da economia doméstica, visualiza-se, após 2010, crescimento do consumo final de energia superior à média de 3% verificada no período 1970 a 2005. Apenas no Cenário A, de maior crescimento, a taxa nos últimos 20 anos do horizonte de análise é comparável ao crescimento médio projetado entre 2005 e 2030, observando-se que este período compreende anos em que o crescimento econômico e, por extensão, o consumo de energia apresentaram taxas modestas.

Em qualquer caso, o esforço para atendimento à expansão da demanda deverá ser expressivo. Mesmo no

Cenário C, visualiza-se um acréscimo de 144,3 milhões de tep entre 2005 e 2030, o que equivale a aproximadamente 88% do consumo final registrado no ponto de partida, em 2005. No Cenário B1, em que a dinâmica de crescimento é apenas um pouco maior que a do histórico dos últimos 35 anos, o acréscimo no consumo final de energia desde 2005 é de 239,4 milhões de tep, ou o equivalente a 1,45 vezes o consumo daquele ano no Brasil.

Registre-se que essas projeções já admitem um certo montante de eficiência energética, considerado, como se verá adiante, como progresso autônomo. Mesmo assim, a magnitude do crescimento da demanda impõe que se evidem esforços adicionais para conseguir resultados ainda maiores na área da eficiência energética.

Outra observação importante é que, ao final do período, uma diferença continuada de um ponto percentual ao ano na taxa de crescimento da economia - por exemplo, entre os Cenários A e B1 (5,1% e 4,1% ao ano, respectivamente, entre 2005 e 2030) - resulta em um diferencial, em termos do consumo final de energia, de 71,2 milhões de tep, valor pouco inferior ao consumo de toda a indústria no ano de 2005.

Elasticidade

O comportamento do consumo de energia guarda estreita relação com o do PIB. Essa relação é tanto mais forte quanto maior o peso do segmento econômico. No Brasil, a despeito da defasagem tecnológica que ainda se observa em vários setores, o peso da indústria revela proporções comparáveis com as encontradas em muitos países industrializados. Na média dos últimos dez anos, a indústria representa aproximadamente 31% das riquezas produzidas; no consumo final energético, responde por cerca de 39%²⁰.

Por outro lado, o estágio de desenvolvimento da economia brasileira, as vocações econômicas e as vantagens comparativas que o país apresenta podem explicar porque, nos últimos 20 anos, o consumo de energia evoluiu a uma taxa superior à do PIB²¹.

A análise do comportamento do consumo de energia vis-à-vis a evolução do PIB sugere a existência de uma componente inercial que inibe o crescimento da demanda energética no caso de taxas de expansão elevadas do PIB. Por outro lado, essa mesma componente sustenta o crescimento da demanda de energia, mesmo em períodos de expansão econômica mais modesta, excetuando-se, naturalmente, períodos em que possam haver restrições a este consumo. Isso sugere que, em cenários de crescimento econômico sustentado, devem-se esperar taxas de expansão do consumo de energia próximas ou até menores do que as do PIB.

Outra observação relevante a respeito do comportamento do consumo de energia relativamente ao do PIB é que a relação entre o crescimento do consumo e o crescimento da economia, aqui chamada por elasticidade-renda do consumo de energia, tende a ser decrescente ao longo do tempo, principalmente no caso de cenários de desenvolvimento sustentado. Alinham-se entre os fatores que contribuem para isso:

- Avanços tecnológicos, sejam os incorporados aos processos industriais, sejam os incorporados aos produtos;
- Ganhos de produtividade do capital e do trabalho;
- Incorporação de hábitos e processos na direção do uso mais eficiente da energia, substituição de energéticos por outro concorrente e mais eficiente em determinado uso.

20 Não considerando a participação do consumo do setor energético.

21 Entre 1980 e 2000, o consumo final de energia cresceu a 2,2% ao ano, em média, enquanto o PIB evoluiu a 2,1% ao ano.

A Figura 4.2 apresenta as taxas de crescimento do PIB e do consumo de energia, como foi aqui conceituada, calculada para cada cenário. A Figura 4.3 apresenta a evolução da elasticidade-renda no caso do Cenário B1. Ambas as situações demonstram que as projeções do consumo final de energia respondem às expectativas sugeridas pela análise teórica.

Figura 4.2: PIB e Energia. Taxas Médias de Crescimento (%)

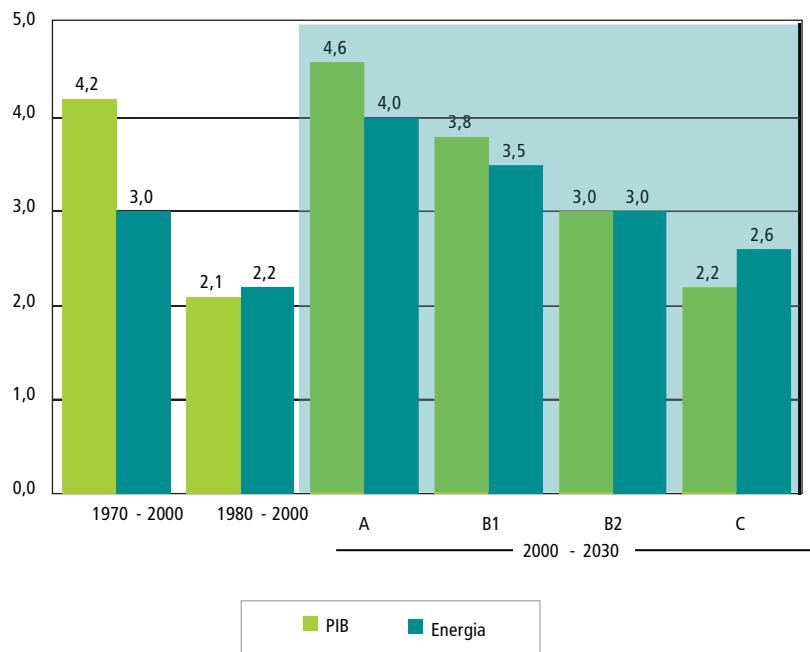
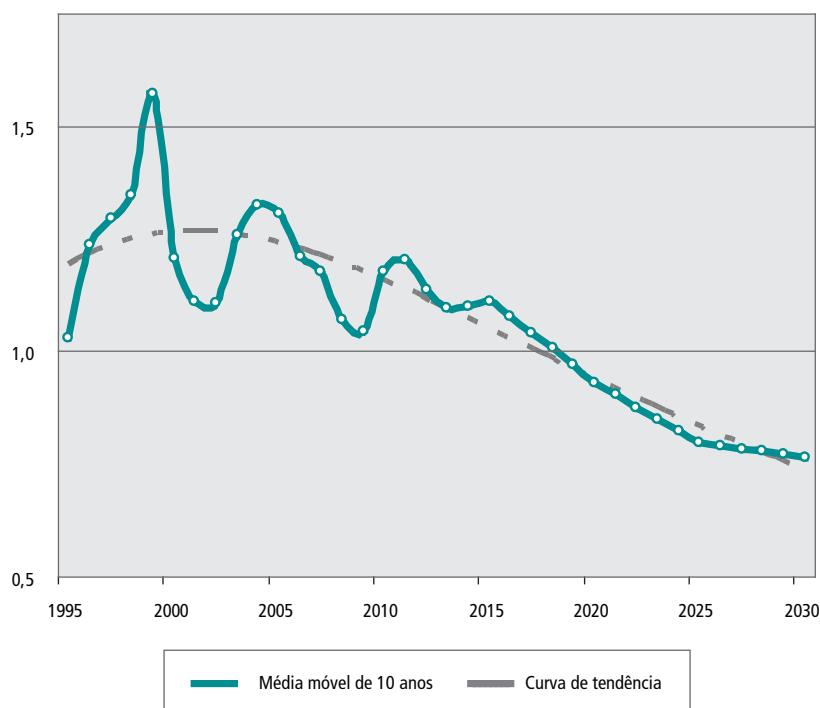


Figura 4.3: Elasticidade-Renda do Consumo de Energia no Cenário B1

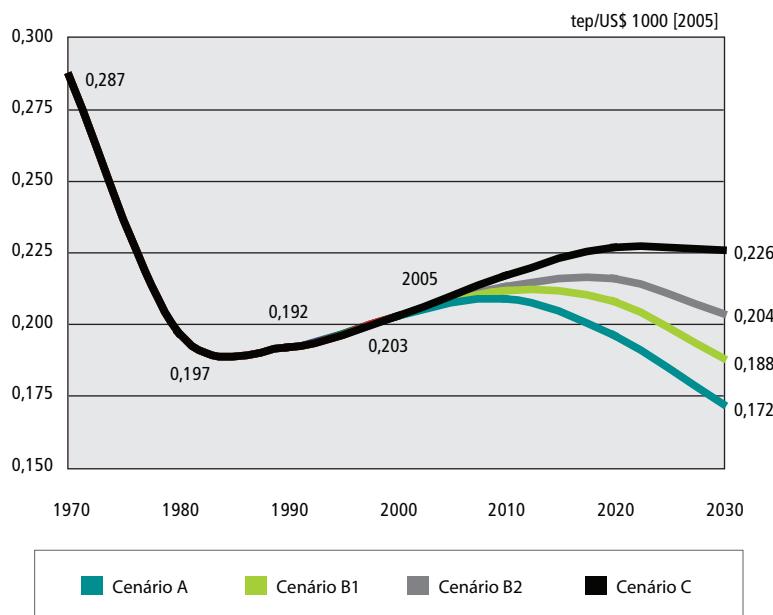


Intensidade Energética

A intensidade energética relaciona diretamente o consumo de energia com o PIB. É expressa em tep/R\$ ou tep/US\$ e requer, para que se estabeleçam comparações minimamente consistentes, uma data à qual devem ser referenciados os valores do PIB. Influenciam a dinâmica da intensidade energética no tempo basicamente os mesmos fatores que explicam o comportamento da elasticidade-renda. Assim é que, em uma perspectiva de longo prazo, deve-se esperar uma trajetória declinante desse parâmetro, sobretudo no caso dos cenários de maior crescimento.

Conforme pode ser visto na Figura 4.4, entre 1970 e 1980 houve uma queda expressiva na intensidade energética. Esse comportamento encontra explicação na substituição da lenha por outros energéticos mais eficientes, processo que praticamente está esgotado, de modo que não se devem esperar reduções tão grandes no horizonte prospectivo, ao menos em decorrência de substituição de energéticos no uso final. Embora tenha continuado a substituição da lenha nos anos 80, a incorporação, nesse período, de grandes indústrias energointensivas como a do alumínio, compensou em parte o movimento, de modo que a queda da intensidade foi relativamente pequena. Entre 1990 e 2000 houve, ao contrário, aumento na intensidade, o que não permite de imediato concluir que a economia brasileira perdeu eficiência do ponto de vista energético. O estágio de desenvolvimento do país e de sua indústria pode explicar esse comportamento.

Figura 4.4: Evolução da Intensidade Energética



Nota: exclusive consumo do setor energético e transformação

No período 2000-2010, a influência de um período já realizado e das condicionantes de expansão do consumo de energia até 2010, já tomadas as decisões de expansão das plantas industriais, em processo relativamente autônomo dos cenários formulados, explicam a tendência de alta da intensidade energética. Espera-se, contudo, que após 2010 se esteja livre da influência maior desses fatores e que prevaleçam, a partir de então, as características de cada cenário formulado. A reversão da tendência de crescimento da intensidade energética ocorre, assim, em todos os cenários, variando apenas o momento em que se observa tal reversão.

Assim, nos cenários de maior crescimento econômico é lícito esperar que essa tendência se reverta mais cedo. Os resultados indicam que apenas no Cenário C, que reproduz a dinâmica de baixo crescimento econômico dos últimos 20 anos, a intensidade poderá atingir, em 2030, um valor maior do que o registrado no ano 2000. Mesmo assim, esse cenário contempla a estabilização do crescimento da intensidade a partir de 2020.

■ 4.3. Consumo Final por Fonte

A diretriz básica, intrinsecamente considerada na projeção do consumo final de energia, foi priorizar o uso de energia renovável. Assim, em todos os cenários poderá se perceber o crescimento do biodiesel e do etanol, tomando lugar dos combustíveis líquidos derivados do petróleo, especialmente os derivados médios (diesel) e leves (gasolina). Ainda no caso da produção do diesel, os cenários contemplam a entrada de óleos vegetais como fonte primária de energia (biodiesel e processo H-bio). Na geração de eletricidade, também crescem as participações de fontes primárias renováveis como eólica e biomassa e surge, inclusive, o aproveitamento de resíduos urbanos para geração.

Nessas projeções, as diferenças básicas entre os cenários se devem a externalidades que podem afetar

a concorrência entre os energéticos e/ou estabelecer exigências na direção da minimização dos impactos ambientais. Assim é que no Cenário A e B1, especialmente no primeiro, as pressões de demanda tendem a elevar os preços do petróleo no mercado internacional, criando condições para viabilizar fontes energéticas renováveis. Não por acaso, estima-se nesses casos maior penetração do biodiesel. Na mesma direção, podem contribuir para o avanço das fontes energéticas renováveis os acordos multilaterais na área ambiental, dos quais a Convenção Global sobre Mudanças Climáticas e o Protocolo de Quioto são exemplos.

Contudo, a pressão de demanda, que se observa nos cenários de maior crescimento econômico, tende a mascarar esse processo de substituição dos energéticos tradicionais por outros renováveis ou não convencionais. De fato, mesmo considerando um aumento da eficiência no uso final da energia, a demanda nos cenários de maior crescimento é tão mais alta que a substituição entre energéticos não equilibra o balanço entre oferta e demanda de energia, razão pela qual a dinâmica de crescimento da demanda dos diversos energéticos nem sempre se diferencia muito entre os cenários.

As tendências gerais consideradas no PNE 2030 foram:

- Aumento da eletrificação;
- Maior penetração do gás natural, em substituição ao óleo combustível, principalmente na indústria;
- Maior penetração dos combustíveis líquidos renováveis (etanol e biodiesel) em substituição a derivados do petróleo, usados principalmente nos setores agropecuário e de transportes;
- Crescimento do uso do carvão mineral, como reflexo, principalmente, da expansão do setor siderúrgico;
- Crescimento residual da lenha e do carvão vegetal, como evidência do virtual esgotamento do processo de substituição ocorrido no final do século passado e limitado aos usos cativos e controlados desses energéticos, respectivamente.

A Tabela 4.3 resume as projeções do consumo final de energia por fonte para cada um dos cenários macroeconômicos considerados.

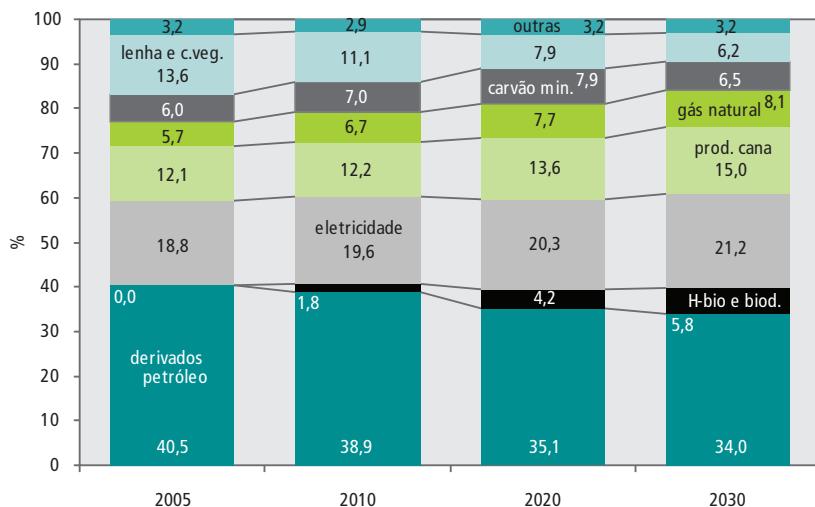
Nessas condições, em 2030, os derivados do petróleo devem permanecer na liderança da matriz do consumo final de energia, ainda que sua participação caia para algo entre 34% e 36%, dependendo do cenário, lembrando que uma parcela do diesel será oriunda do processamento de óleos vegetais (H-bio). A eletricidade consolida-se como segunda forma de energia mais utilizada, com sua participação elevando-se para a faixa de 22% a 24%. Produtos da cana também ganham participação, em razão do crescimento do etanol (para 14%), e o gás natural tende a responder por aproximadamente 8% do consumo final de energia. O biodiesel, dependendo do cenário, surge com participação de 1,5% a 4,0% do total. A Figura 4.5 apresenta a repartição do consumo final de energia por fonte para o Cenário B1.

Tabela 4.3: Projeções do Consumo Final de Energia (milhares de tep)

	2005	2010	2020	2030	Δ% AO ANO 2005-2030
Cenário A	165.044	207.334	309.268	474.014	4,3
Derivados do petróleo	66.875	81.055	111.042	160.003	3,6
Eletricidade	31.103	40.840	64.110	106.947	5,1
Produtos da cana	20.046	26.190	41.872	69.105	5,1
Gás natural	9.411	14.256	24.319	40.069	6,0
Carvão mineral	9.938	14.680	25.756	35.297	5,2
Lenha e carvão vegetal	22.367	20.743	23.669	27.094	0,8
Biodiesel ¹	-	2.144	6.780	17.079	10,9
Outros	5.304	7.425	11.720	18.420	5,1
Cenário B1	165.044	206.149	288.663	402.821	3,6
Derivados do petróleo	66.875	81.784	107.054	144.913	3,1
Eletricidade	31.103	40.346	58.618	85.325	4,1
Produtos da cana	20.046	25.087	39.240	60.289	4,5
Gás natural	9.411	13.756	22.259	32.645	5,1
Carvão mineral	9.938	14.338	22.850	26.349	4,0
Lenha e carvão vegetal	22.367	22.792	22.811	25.174	0,5
Biodiesel ¹	-	2.115	6.558	15.415	10,4
Outros	5.304	5.932	9.274	12.711	3,6
Cenário B2	165.044	206.328	267.925	356.285	3,1
Derivados do petróleo	66.875	81.521	98.369	126.978	2,6
Eletricidade	31.103	39.804	55.644	80.927	3,9
Produtos da cana	20.046	25.231	35.701	52.619	3,9
Gás natural	9.411	13.458	19.707	27.994	4,5
Carvão mineral	9.938	14.883	21.933	25.532	3,8
Lenha e carvão vegetal	22.367	22.942	23.965	25.861	0,6
Biodiesel ¹	-	1.371	4.296	5.235	6,9
Outros	5.304	7.117	8.311	11.139	3,0
Cenário C	165.044	200.013	243.649	309.283	2,5
Derivados do petróleo	66.875	77.400	88.054	111.375	2,0
Eletricidade	31.103	38.858	51.420	72.832	3,5
Produtos da cana	20.046	25.274	31.267	38.509	2,6
Gás natural	9.411	13.007	17.867	24.352	3,9
Carvão mineral	9.938	14.354	20.602	23.695	3,5
Lenha e carvão vegetal	22.367	22.890	22.983	24.380	0,3
Biodiesel ¹	-	1.280	3.857	4.749	6,8
Outros	5.304	6.951	7.599	9.391	2,3

1/ Taxa de crescimento com base no período 2010-2030.

Figura 4.5: Evolução da Participação das Fontes no Consumo Final de Energia (Cenário B1)



■ 4.4. Consumo Final por Setor

Como descrito anteriormente, a projeção do consumo final de energia baseou-se no crescimento do valor adicionado de cada segmento, sendo o consumo setorial calculado em termos da energia útil demandada. Isso permitiu que fossem introduzidos novos parâmetros de eficiência no uso energético e, consequentemente, cenariosizados os coeficientes de intensidade energética. A aplicação do modelo de projeção resultou nos dados agregados por setor, apresentados na Tabela 4.4 para cada um dos cenários considerados.

Como pode ser observado, as trajetórias de demanda de energia final variam entre 309 milhões de tep no Cenário “C” e 474 milhões de tep, no Cenário “A”. Essa evolução de consumo de energia reflete, em grande medida, a trajetória de crescimento econômico associada ao respectivo cenário, com distintas estruturas de participação relativa de cada um dos setores.

É conveniente destacar que, refletindo as hipóteses de trabalho formuladas, o setor de serviços ganha participação relativa no PIB, em todos os cenários, maior nos cenários de maior crescimento econômico. Assim, ainda que estes resultados expressem contextos próprios presentes em cada cenário econômico, em linhas gerais, o consumo de energia devido aos setores comercial/público apresenta crescimento superior à média nacional.

Tabela 4.4: Projeções do Consumo Final de Energia – Setores (milhares de tep)

	2005	2010	2020	2030	Δ% AO ANO 2005-2030
Cenário A	165.044	207.334	309.268	474.014	4,3
Agropecuário	8.358	10.985	17.443	28.602	5,0
Comercial/Público	8.904	11.338	18.406	34.046	5,5
Transportes	52.459	65.783	95.794	151.856	4,3
Industrial	73.496	96.787	147.349	217.186	4,4
Residencial	21.827	22.442	30.278	42.327	2,7
Cenário B1	165.044	206.149	288.663	402.821	3,6
Agropecuário	8.358	10.456	14.997	21.356	3,8
Comercial/Público	8.904	11.165	16.430	26.955	4,5
Transportes	52.459	65.898	92.655	139.119	4,0
Industrial	73.496	94.791	135.357	174.948	3,5
Residencial	21.827	23.839	29.223	40.461	2,5
Cenário B2	165.044	206.328	267.925	356.285	3,1
Agropecuário	8.358	10.455	13.298	17.751	3,1
Comercial/Público	8.904	11.178	15.113	23.089	3,9
Transportes	52.459	66.172	84.589	115.863	3,2
Industrial	73.496	94.690	123.481	156.412	3,1
Residencial	21.827	23.834	31.446	43.172	2,8
Cenário C	165.044	200.013	243.649	309.283	2,5
Agropecuário	8.358	9.609	12.095	15.796	2,6
Comercial/Público	8.904	10.745	14.023	20.024	3,3
Transportes	52.459	63.900	74.845	95.315	2,4
Industrial	73.496	92.513	113.426	138.669	2,6
Residencial	21.827	23.247	29.260	39.480	2,4

Movimento oposto é observado na participação da indústria como um todo e, em especial, dos segmentos industriais energointensivos. Tendências que também merecem destaque - com ritmo mais acelerado em cenários de maior crescimento econômico - incluem tanto a maior velocidade de penetração do gás natural nos setores industrial e comercial/público, como também a introdução de tecnologias e práticas de uso eficiente da energia, fatores que acabam por impactar a elasticidade-renda do consumo de energia tanto em nível global, como em nível de cada um dos setores avaliados.

Refletindo o ritmo de crescimento da atividade agropecuária no país em todos os cenários, a expansão do consumo de energia nesse setor também é maior ou igual à média geral do país. A despeito do uso mais eficiente de energia, esse acelerado crescimento da demanda se justifica pela crescente mecanização da lavoura e maior disseminação da eletricidade para irrigação.

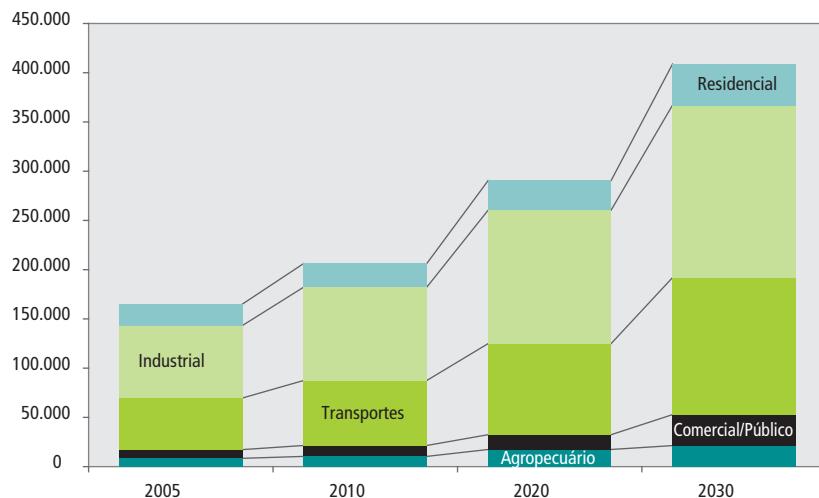
Destaque-se, também, que o consumo do setor residencial apresenta em todos os cenários, taxas de crescimento inferiores à média nacional, embora haja expansão da renda per capita. Esse comportamento pode ser atribuído ao aumento da eficiência no uso da energia, em especial à maior penetração de equipamentos elétricos e à substituição de insumos menos eficientes como lenha no setor, que compensam a ampliação do número de equipamentos consumidores nas residências.

Finalmente, no setor de transportes, o crescimento da demanda se explica pela posse de veículos de passeio, maior em cenários de maior crescimento econômico, onde a renda per capita da população e o acesso

ao crédito é mais facilitado. Observe-se que não se considerou alteração estrutural relevante nos modais de transporte. Políticas públicas no sentido de incentivar o transporte ferroviário ou aquaviário poderiam resultar em menor expansão relativa da demanda de energia no setor, pela maior eficiência desses modais por tonelada-quilômetro de carga transportada.

A Figura 4.6 mostra a evolução do consumo final dos diversos setores.

Figura 4.6: Evolução do Consumo Energético Setorial (Cenário B1)
(milhares de tep)



■ 4.5. Eficiência Energética

A projeção da eficiência no uso da energia reconheceu a existência de dois tipos de movimento. Um deles refere-se à dinâmica natural de aumento da eficiência: esse movimento foi aqui denominado por **progresso autônomo**. Os indutores dessa eficiência incluem tanto ações intrínsecas a cada setor – como a reposição tecnológica natural, seja pelo término da vida útil, seja por pressões de mercado ou ambientais –, quanto motivadas por programas e ações de conservação já em uso no país. O outro se refere a instituição de programas e ações específicas, orientadas para determinados setores e refletindo políticas públicas. Esse movimento foi aqui denominado por **progresso induzido**. Por hipótese de trabalho, a conservação induzida foi considerada apenas no consumo de energia elétrica e será abordada em maior detalhe no Capítulo 6.

Ademais, os montantes de conservação de energia final estimados estão determinados tanto pelas linhas gerais qualitativas de cada cenário, quanto pelas diferenças entre eles, no nível de atividade setorial.

Para efeito da projeção da conservação de energia na ótica do progresso autônomo, tomou-se por base a evolução da energia útil e da energia final em cada setor, por tipo de uso (força motriz, aquecimento e refrigeração, calor de processo e iluminação), sendo referência para essas estimativas o Balanço de Energia Útil – BEU, do Ministério de Minas e Energia, e o Balanço Energético Nacional – BEN.

A Tabela 4.5 apresenta as variáveis de projeção de demanda de energia consideradas na cenariosização da eficiência energética.

Em razão do seu porte no consumo total de energia final, destacam-se como mais expressivos, os setores industrial e de transportes, que respondem, em todos os cenários, por parcela superior a 80% da eficiência energética considerada.

No setor industrial contribuem para os ganhos de eficiência, principalmente, o seguinte conjunto de medidas²²:

- Na indústria química, a velocidade de penetração do gás natural deslocando energéticos como a lenha e o óleo combustível, seja na geração de vapor em caldeiras, seja pelo aumento da capacidade instalada de cogeração a gás natural. Além disso, no segmento de soda-cloro, o ganho de participação de tecnologias ambientalmente menos impactantes, como a tecnologia de membranas, contribui para melhoria na eficiência da indústria química como um todo;
- Na produção de alumínio, a gradual expansão de plantas baseadas na tecnologia de anodos pré-cozidos, gerando como resultado a melhoria de rendimento no uso de eletricidade para uso eletroquímico;

Tabela 4.5: Variáveis de Projeção de Demanda de Energia

Setor/segmento	Principais variáveis por setor/segmento
Agropecuário	Rendimento do uso de óleo diesel e eletricidade para força motriz
Indústria	
Ferro-gusa e aço	Participação de tecnologias e rendimentos de conversão por etapa do processo (redução, aciaria e laminação)
Cimento	kcal/kg de clínquer
Alumínio	% dos processos de produção (APC ¹ e Sodeberg)
Química	Rendimento energético por fonte e serviço energético ² ; % da cogeração a gás natural; % das tecnologias de produção de soda-cloro (células de amálgama de mercúrio, diafragma e membrana)
Papel e celulose	Consumo específico de energia térmica e elétrica para produção de celulose; consumo específico de energia térmica e elétrica para produção por tipo de papel
Demais setores ³	Rendimento energético por fonte e serviço energético
Residencial	Consumo específico de eletricidade por uso final

1/ Anodos pré-cozidos.

2/ Compreende a seguinte desagregação: calor de processo, aquecimento direto, força motriz, iluminação, eletroquímica e outros usos, conforme abertura disponível no Balanço de Energia Útil. 3/ Inclui os seguintes agrupamentos de indústrias: Alimentos & bebidas, Cerâmica, Mineração & pelotização, Ferro-ligas, Têxtil, Outras indústrias, Não ferrosos (exclusivo produção de alumínio). Inclui ainda os setores comercial e público.

• Na siderurgia brasileira, cuja contribuição se dá principalmente no montante de eletricidade conservada, resultando de dois efeitos atuando simultaneamente: a elevação dos rendimentos em equipamentos de uso final e a maior participação de determinadas tecnologias de produção eficientes no uso de energia;

• Na indústria cerâmica, a substituição parcial do consumo de óleo combustível e lenha por gás natural, ainda que observando restrições locais de oferta de gás natural e sua competitividade econômica em relação à lenha;

• No setor industrial como um todo, pela distinta velocidade de penetração do gás natural e do incremento de eficiência gradual por indução da lei de eficiência energética, que define o perfil da reposição tecnológica de motores no país.

No setor de transportes também se consideram ganhos expressivos de eficiência no longo prazo atribuídos à contínua melhoria de rendimento dos veículos em geral, em especial os de passeio. A extensão

22 Relacionam-se aqui os fatores que respondem pela maior parcela do potencial de conservação de energia estimado o que, porém, não significa que somente nestas indústrias se concentre esta estimativa.

da melhoria do consumo específico de veículos de passeio se relaciona intimamente à expansão da frota automotora no país, o que, em última instância, segue a melhoria da renda per capita no país. Em adição, admitiu-se um efeito de gradual redução da participação do transporte rodoviário de cargas no país, reconhecendo-se que, conforme já observado, resultados mais expressivos possam ser obtidos a partir da implementação de políticas públicas orientadas para privilegiar o transporte de cargas ferroviário e aquaviário.

Também merece destaque o aumento da participação do setor comercial no total de energia conservada, motivado pela crescente participação deste setor na economia. Na mesma linha, o aumento da renda per capita atua como indutor da conservação no setor residencial na medida do aumento da posse de equipamentos mais eficientes.

Ressalta-se que os números aqui apresentados podem ser considerados relativamente modestos quando se tem em vista o potencial técnico da conservação, especialmente no caso da energia elétrica. Em particular, registre-se que a abordagem metodológica adotada se baseou nas informações do BEU, que considera a eficiência em nível muito agregado, referenciado aos equipamentos de uso final.

Nessas condições, foi projetada a eficiência energética intrinsecamente considerada em cada cenário, sendo os valores adotados resumidos na Tabela 4.6. A Figura 4.7 permite comparar as hipóteses de conservação (progresso autônomo) assumidas em cada cenário.

Figura 4.7: Energia Final Conservada por Cenário
(% do consumo final)

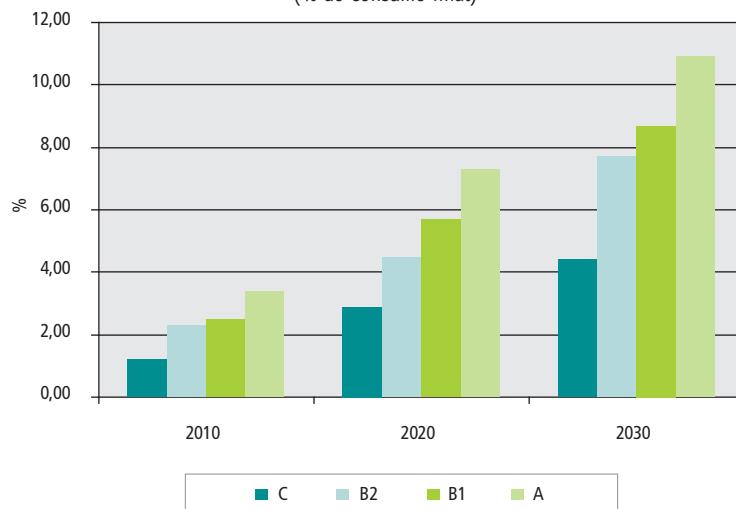


Tabela 4.6: Eficiência Energética por Setor – Progresso Autônomo
(% do consumo final)

	2010	2020	2030
Cenário A	3,4	7,3	10,9
Agropecuário	1,5	5,8	10,1
Comercial/Público	0,8	8,0	8,0
Transportes	5,7	7,1	13,1
Industrial	2,4	7,9	10,7
Residencial	2,5	6,7	8,0
Cenário B1	2,5	5,7	8,7
Agropecuário	0,8	3,3	6,0
Comercial/Público	0,6	5,1	5,8
Transportes	4,2	6,9	12,1
Industrial	2,1	5,8	7,9
Residencial	1,2	3,4	4,1
Cenário B2	2,3	4,5	7,7
Agropecuário	0,6	2,6	4,6
Comercial/Público	0,4	4,3	4,7
Transportes	4,2	6,6	12,0
Industrial	1,5	3,8	6,0
Residencial	1,2	3,3	3,9
Cenário C	1,2	2,9	4,4
Agropecuário	0,3	1,2	2,0
Comercial/Público	0,2	2,9	3,3
Transportes	1,3	3,5	5,9
Industrial	1,4	3,0	4,2
Residencial	0,9	2,5	3,4

5. Petróleo

■ 5.1. Introdução

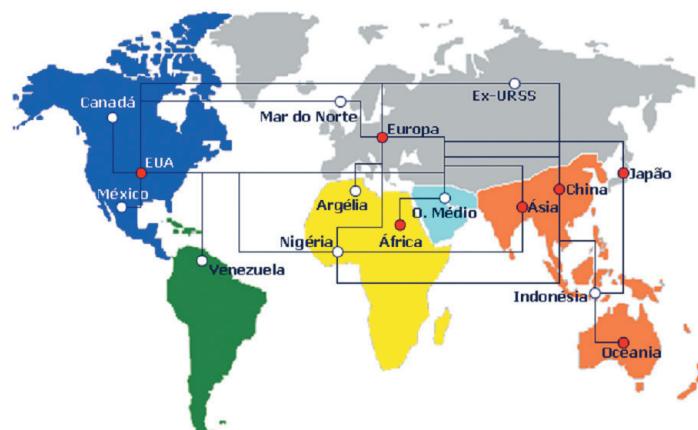
O petróleo é conhecido desde o início das civilizações. Mas foi na segunda metade do século XIX, com o desenvolvimento das técnicas de extração, que se ampliou significativamente a produção de óleo. Com o advento dos motores a combustão interna no final daquele século, aumentou o consumo de derivados, dando lugar a uma grande expansão da capacidade e complexidade das refinarias durante todo o século XX, quando o petróleo se tornou a principal fonte de energia primária do planeta. Em 1973, conforme dados da Agência Internacional de Energia, o petróleo representava 45% da oferta de energia primária mundial. Os choques de preços, na década de 70, a preocupação crescente com os impactos ambientais, em especial com a questão do clima, e o avanço tecnológico viabilizando economicamente outras formas de energia primária foram determinantes na redução dessa participação para 34% em 2004, segundo a mesma fonte. Em termos prospectivos, todos os fatores que contribuíram para esse deslocamento na demanda de petróleo devem permanecer e, mesmo, ser reforçados. Ainda assim, o petróleo deverá manter a posição de liderança, respondendo por 35% da demanda mundial por energia primária em 2030.

A questão geopolítica talvez seja uma das faces mais complexas e relevantes no setor do petróleo. De fato, quando se observa o perfil da distribuição mundial do consumo de petróleo, percebe-se uma inversão em relação ao que ocorre na distribuição espacial das reservas. Reservas e produção concentram-se atualmente em países não desenvolvidos, notadamente no Oriente Médio, com as exceções do Canadá, Rússia e Mar do Norte (Reino Unido e Noruega), sendo que os campos nessa região já se encontram em declínio. Já o consumo está concentrado nos países que compõem a OCDE, industrializados e desenvolvidos, embora se observe crescimento significativo, nos últimos anos, do consumo em países da Ásia e do Pacífico. É para essas regiões que se direcionam os fluxos físicos de petróleo, conforme indicado na Figura 5.1. Dada a importância do petróleo na matriz energética mundial, essa situação é potencialmente conflituosa e está na raiz de várias crises, nem sempre resolvidas pelos caminhos do entendimento.

De acordo com *British Petroleum*, em 2005, os Estados Unidos concentraram 27% do volume total das importações do mundo e a Europa aproximadamente 28%. No mesmo ano, aproximadamente 47% de todas as exportações de petróleo do mundo partiram do Oriente Médio e a segunda maior zona exportadora foi a antiga União Soviética (14% do total das exportações). Já em relação às movimentações mundiais de petróleo em 2005, os seguintes fatos podem ser relacionados:

- Em torno de 21% do total importado pelos Estados Unidos vieram da América do Sul, 17% vieram do Oriente Médio e 16% foram provenientes do Canadá.
- 44% das importações da Europa vieram da antiga União Soviética e 24% do Oriente Médio;
- 70% das importações da Ásia foram provenientes do Oriente Médio.

Figura 5.1: Principais Fluxos de Movimentação de Petróleo no Mundo



Fonte: (BP, 2006)

Segundo o Departamento de Energia norte-americano, a demanda mundial de petróleo crescerá dos 78 milhões de barris/dia em 2002 para 103 milhões de barris/dia em 2015 e para mais de 119 milhões de barris/dia em 2025. A maior parte do crescimento da demanda de petróleo é esperada para os países em desenvolvimento da Ásia, a uma taxa de 3,5% ao ano²³, devido ao crescimento econômico da região²⁴.

Essa expansão da demanda mundial de petróleo é alavancada pelo setor de transportes. Em 1973, 42% do consumo de derivados de petróleo eram representados por esse setor, proporção que se elevou para 58% em 2004 e deverá ser mantida em torno deste percentual nos próximos 25 anos. Nesse setor, a demanda principal é por derivados médios e leves (gasolina, diesel e querosene de aviação), de maior valor comercial e determinantes do perfil do refino. Na geração de energia elétrica, por sua vez, o óleo combustível vem sendo gradativamente substituído por outros energéticos, notadamente o gás natural. Tanto é assim que a prospecção da Agência Internacional de Energia não prevê aumento na geração de eletricidade a partir do óleo combustível entre 2002 e 2030, mantendo-a constante no patamar em torno de 1.200 TWh/ano.

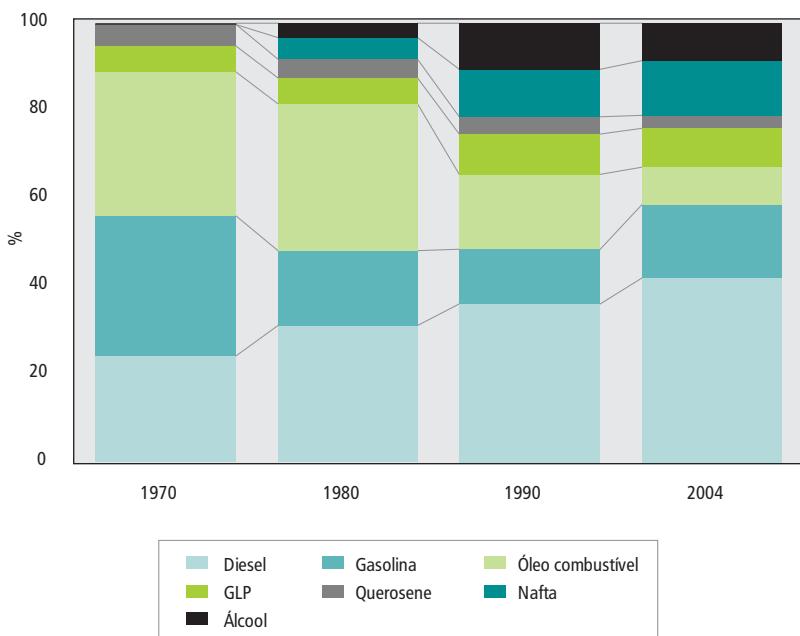
Esse panorama se reproduz no Brasil, até com maior intensidade, dada a opção nacional pelo modal rodoviário no setor de transportes. É verdade que parte da demanda de combustíveis líquidos é atendida com etanol, porém mais de 90% é proveniente de derivados do petróleo.

A estrutura da demanda por combustíveis líquidos no Brasil sofreu importantes alterações nos últimos 30 anos. Da posição de liderança que detinham em 1970, cada um respondendo por cerca de um terço da demanda, gasolina e óleo combustível perderam importância relativa ao longo do tempo. No caso da gasolina, grande parte desse comportamento advém de sua substituição pelo uso do etanol, embora tenha contribuído também o aumento da eficiência dos motores. No caso do óleo combustível, em grande parte demandado pela indústria, houve a substituição principalmente por eletricidade durante a década de 80 e por gás natural, especialmente nos últimos dez anos. Como consequência, em 2004 o Brasil era exportador de ambos os derivados. A Figura 5.2 apresenta a evolução da estrutura da demanda por combustíveis líquidos entre 1970 e 2004.

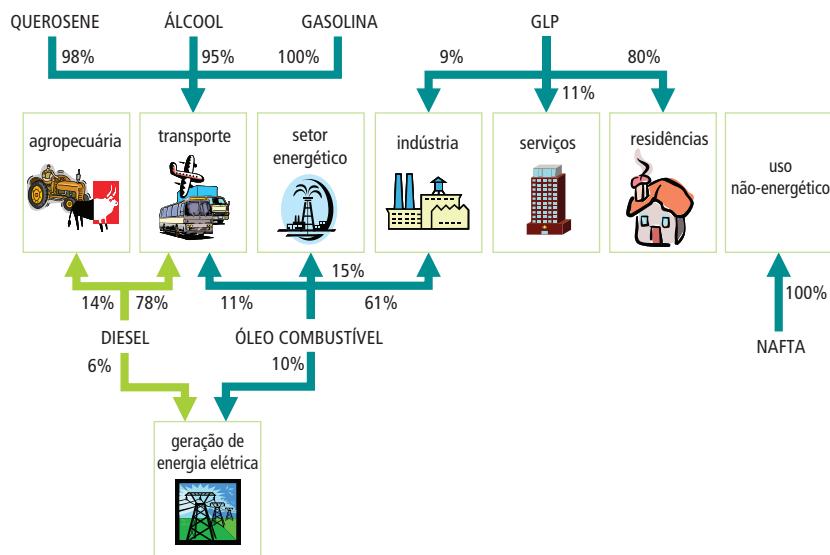
23 Segundo o Departamento de Energia americano, no período de 2002 a 2025, a demanda de petróleo deverá crescer a uma taxa de 2,1% a.a. no Oriente Médio, 2,5% a.a. nas Américas Central e do Sul e 2,7% a.a. na África.

24 China, Índia e outros países em desenvolvimento da Ásia deverão ter um crescimento econômico combinado de 5,5% a.a. entre 2002 e 2025.

Figura 5.2: Evolução da Estrutura da Demanda de Combustíveis Líquidos no Brasil (%)



O setor de transportes, principalmente, e o setor agropecuário, nesse caso refletindo o aumento da produção nacional de produtos primários, foram os segmentos responsáveis pela expansão do diesel na matriz de consumo de combustíveis líquidos. De fato, de acordo com o Balanço Energético Nacional, o setor de transportes respondeu, em 2004, por 61% da demanda nacional por combustíveis líquidos e consumiu 78% do diesel ofertado. Embora representando apenas 7% da demanda de combustíveis, o setor agropecuário consumiu 14% do diesel ofertado. Tomados em conjunto, ambos os setores explicam 92% da demanda nacional de diesel. A Figura 5.3 apresenta a repartição do consumo nacional de combustíveis líquidos por setor.

Figura 5.3: Estrutura da Demanda de Combustíveis Líquidos por Setor²⁵

Em termos prospectivos, entende-se que esse panorama não deva se alterar significativamente, a despeito do crescimento que se possa esperar da demanda de etanol, da introdução do biodiesel, da produção de diesel a partir de óleos vegetais (H-bio) e, ainda, da introdução de progressos tecnológicos do tipo *gas-to-liquid*, *coal-to-liquid* e outros na rota de gaseificação de outras formas de energia primária. Esse quadro poderia ser alterado em face de políticas públicas no setor de transportes, orientadas para estimular modais alternativos, tanto para carga (por exemplo, os modais ferroviário e/ou aquaviário), como para passageiros (por exemplo, tração elétrica para o transporte urbano e interurbano – trens e metropolitanos, e motor a hidrogênio para coletivos urbanos). Ainda que iniciativas nessa direção estejam sendo empreendidas, o estágio de maturação de novas tecnologias não autoriza compor uma visão de alteração estrutural relevante no setor de transportes brasileiro no horizonte do PNE 2030.

Por outro lado, a perspectiva na produção de petróleo, considerando principalmente os investimentos da Petrobrás nas concessões obtidas antes do início das licitações da ANP em 1999²⁶, é de que o país mantenha por vários anos a auto-suficiência em petróleo atingida em 2006 e, mesmo, possa produzir um superávit líquido na conta petróleo de comércio exterior. O crescimento da demanda, contudo, deve voltar, no longo prazo, a exercer pressões para aumento da produção de óleo cru.

As características do óleo nacional que vem sendo produzido e a estrutura da demanda de derivados é, por sua vez, determinante para a expansão do refino. Investimentos na adaptação do perfil de refino existente têm sido continuamente realizados pela Petrobrás de forma a melhor atender o mercado doméstico e essa preocupação deverá permanecer dentro de uma visão de longo prazo.

Nessas condições, a visão prospectiva na área de petróleo e derivados deve levar em conta, principal-

²⁵ Embora a nafta não seja considerada um combustível líquido, é um importante derivado de petróleo consumido como matéria-prima na indústria petroquímica e foi considerada neste estudo.

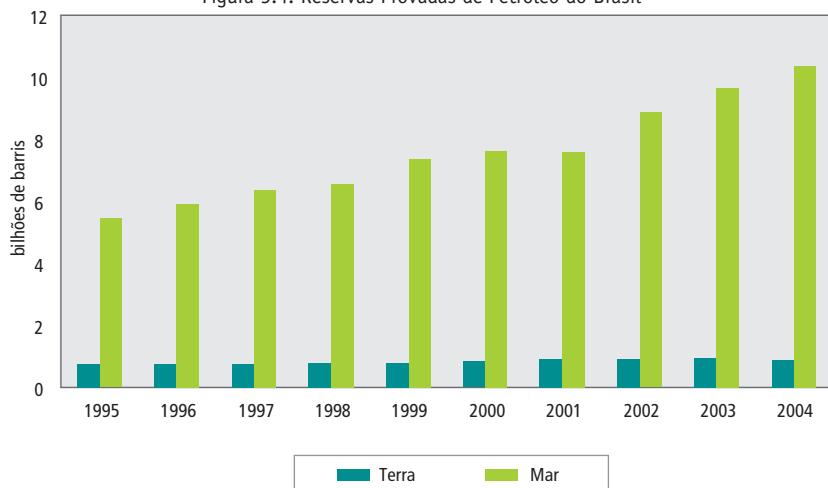
²⁶ Mais de 80% da produção prevista de petróleo até 2016 deverá ser proveniente de campos descobertos em áreas concedidas antes do início, em 1999, das licitações de blocos exploratórios ao mercado.

mente, o uso das reservas domésticas, a continuidade dos investimentos em exploração e produção e a expansão da capacidade de refino adequada às características dos óleos processados e ao mercado doméstico.

■ 5.2. Recursos e Reservas Nacionais

As reservas brasileiras de petróleo cresceram rapidamente nos últimos anos, como reflexo dos investimentos em exploração e produção realizados a partir do direcionamento estratégico formulado pelo Governo, como resposta ao crescimento dos preços de petróleo na década de 70 e à dependência externa a que o país então estava submetido. Em 1974, as reservas provadas de petróleo do Brasil giravam em torno de 0,75 bilhão de barris. Em 2004, esse número estava em torno de 11,2 bilhões de barris, correspondendo a 1% das reservas mundiais de óleo cru. Quase todo esse volume está localizado em campos *off-shore*, conforme indicado na Figura 5.4. Os campos da Bacia de Campos (Rio de Janeiro) e do Espírito Santo concentram a quase totalidade dessas reservas, porém há expectativas de incorporação de novas áreas, já em prospecção, como a Bacia de Santos.

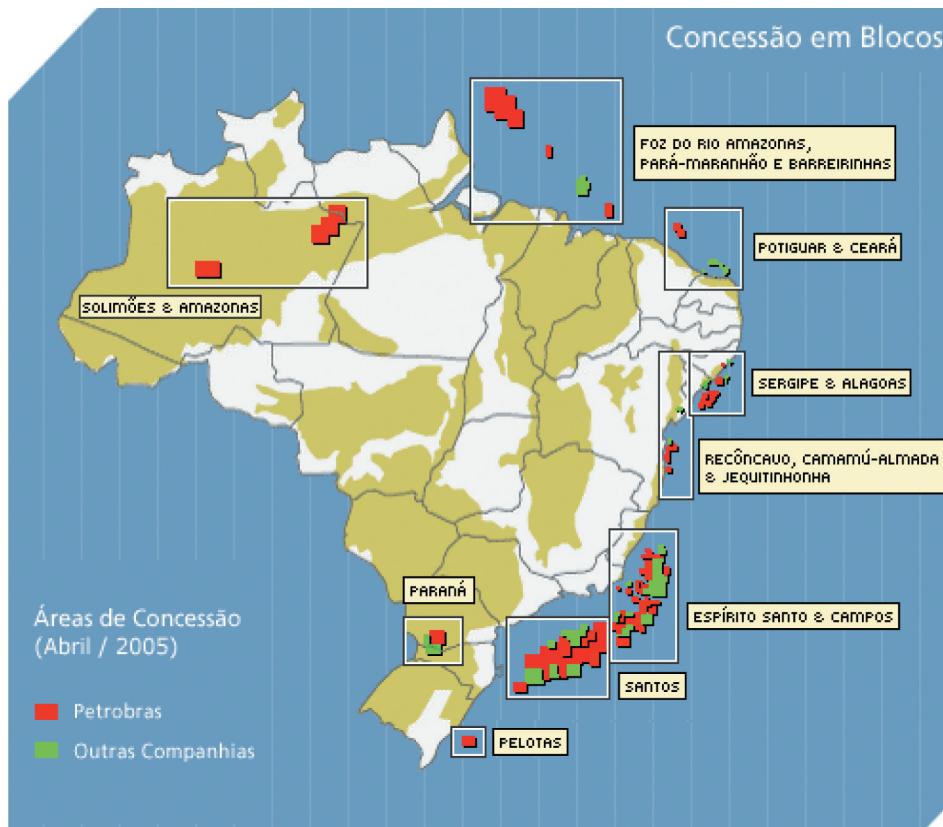
Figura 5.4: Reservas Provadas de Petróleo do Brasil



Fontes: Balanço Energético Nacional (MME/EPE, 2005) e ANP

Mesmo após a quebra do monopólio estatal do petróleo, a Petrobrás se mantém como o principal agente do setor no país, liderando tanto a prospecção quanto a produção. Até a 7ª rodada de licitação de novas áreas promovida pela ANP em outubro de 2005, a Petrobrás detinha 374 concessões de blocos exploratórios, sendo 65 delas em parceria. A área dos blocos exploratórios e de produção da Petrobrás, considerando seu percentual de participação naqueles em que tem parceria, supera 108 mil km² (ver Figura 5.5).

Figura 5.5: Áreas de Concessão de Exploração da Petrobrás no Brasil



Fonte: Petrobrás (2006)

Uma importante referência disponível de quantificação de recursos são os estudos do *U.S Geological Survey*, que avalia o potencial de recursos petrolíferos e de gás natural ainda não descobertos no mundo, em nível de bacia sedimentar. Como mostrado na Tabela 5.1, as estimativas do USGS são segmentadas segundo critérios de probabilidade pelos quais os recursos não descobertos são esperados estar entre os percentis de 95% e 5%, com mediana definida por F50. Nessa perspectiva, as áreas de maior oferta de petróleo no Brasil localizam-se nas Bacias de Campos e de Santos.

A metodologia empregada pelo USGS para estimativa de recursos não descobertos se baseia em postulados estabelecidos a partir dos conceitos que envolvem sistemas petrolíferos e do conhecimento acerca de acumulações convencionais de hidrocarbonetos. Nessa avaliação, é considerado o crescimento dos campos, dentro de um horizonte de 30 anos, por meio de investimentos de extensão, revisões periódicas de volumes e aumento dos fatores de recuperação.

Tabela 5.1: Estimativa de Recursos Totais Não-Descobertos de Petróleo (milhões de barris)

Bacia Sedimentar	F95	F50	F5
Campos	3.441	14.235	36.478
Santos	4.117	21.963	46.265
Pelotas	0	2.421	6.824
Foz do Amazonas	0	0	0
Sergipe-Alagoas	197	1.271	3.527
Espirito Santo	305	2.338	7.735
Total Terrestre	18	57	119
Total Marítimo	8.042	42.177	100.728
TOTAL	8.060	42.234	100.848

Fonte: Schaeffer et al (2004) a partir de USGS (2000)

Ressalte-se que os valores nessa tabela referem-se a recursos **ainda não descobertos**. Se convertidos em reservas, constituirão, portanto, volumes adicionais àqueles já conhecidos. Assim, admitindo-se a hipótese de que os recursos estimados com 95% de probabilidade de sucesso (F95) convertam-se, todos, em reservas, e considerando que as reservas provadas brasileiras de petróleo estavam avaliadas em 11,2 bilhões de barris (2004), quando da avaliação acima referida, pode-se estimar que as reservas nacionais possam crescer para 19,3 bilhões de barris. Ainda conforme as perspectivas do USGS, a estimativa de recursos brasileiros ainda não descobertos de petróleo, em termos de mediana (F50), situa-se em torno de 42,2 bilhões de barris, cerca de quatro vezes a reserva provada até 2004. A continuar o esforço em exploração e produção, com avanços no conhecimento geológico das bacias sedimentares e nas tecnologias de pesquisa e extração, é razoável supor que mesmo uma parcela desse valor possa ser incorporada às reservas ao longo do horizonte do PNE 2030, o que compõe um panorama relativamente confortável para atendimento à demanda doméstica de petróleo mesmo em cenários de maior crescimento econômico.

É importante registrar que avaliações da EPE, mais restritas que as do USGS, cobrindo uma área de apenas 288 mil km², tomando por base os blocos exploratórios licitados até 2005, indicam uma expectativa de potencial petrolífero (recursos não descobertos) da ordem de 10% das reservas provadas brasileiras, o que, de certa forma, corrobora as indicações do potencial F95 estimado pelo USGS. Nesse estudo, aparecem também como promissoras, além de Santos e de Campos, a bacia do Jequitinhonha e bacias da costa Norte brasileira.

■ 5.3. Produção Doméstica e Consumo de Petróleo

A evolução da produção nacional de petróleo no médio prazo, aqui considerado como o período compreendido até 2016, está condicionada principalmente aos investimentos da Petrobrás nas concessões obtidas antes das licitações de blocos exploratórios, respondendo por mais de 80% da previsão nacional de produção de petróleo em níveis crescentes. No longo prazo, a evolução da produção nacional dependerá mais dos investimentos nos blocos já licitados e nos blocos a serem licitados em futuras rodadas promovidas pela ANP. No médio prazo, aponta-se a consolidação da condição de auto-suficiência do país quanto ao petróleo. A exploração das reservas provadas deve permitir que a produção atinja um máximo superior a 2,5 milhões de barris por dia entre 2010 e 2016. Uma análise conservadora quanto à incorporação de recursos ainda não descobertos, tomando como base os blocos licitados até a 7^a rodada da ANP, autoriza que a produção de petróleo possa aumentar até cerca de 3 milhões de barris diários. Contudo, considera-se que sustentar esse nível de produção no longo prazo, mantendo uma relação R/P (reserva/produção) confortável (entre 15 e 18), reque-

rerá continuidade dos investimentos em exploração e produção, inclusive com a incorporação às reservas de recursos ainda não descobertos com probabilidade menor que 95%. A hipótese assumida neste PNE 2030 é exatamente esta. A Figura 5.6 ilustra o cenário considerado.

A demanda de petróleo será função da projeção do consumo de derivados. Dependerá, naturalmente, dos cenários macroeconômicos, mas também influirão as hipóteses sobre a expansão do refino (perfis das futuras refinarias), sobre o emprego de líquidos de gás natural como carga processada em refinarias, sobre a penetração do etanol e do biodiesel e a entrada de veículos híbridos, elétricos e movidos a hidrogênio. A discussão da demanda de derivados é feita mais adiante. A partir dessa análise, pode-se estimar, no Cenário B1, que a demanda de petróleo chegue a um valor próximo de 3 milhões de barris por dia em 2030, valor limite considerado na produção. Vale ressaltar que, em parte, a demanda de petróleo é atenuada em função da premissa de utilização de líquidos de gás natural como carga processada nas refinarias.

A Figura 5.7 permite visualizar as curvas de produção e de consumo de petróleo, onde se verifica que, de acordo com as hipóteses deste estudo, deverá haver uma produção acima do consumo, em vários anos, desde antes de 2010 até o ano 2030, quando a produção encontra a demanda. Esse excesso de produção em relação ao consumo é, portanto, decorrente de, pelo menos, dois fatos: 1) a lógica do negócio da exploração de petróleo que procura produzir o máximo possível, para gerar recursos financeiros de modo a recuperar mais rapidamente os investimentos realizados e, inclusive, para investi-los em novas explorações; e 2) a somatória das reservas, incluindo as exploradas a partir dos blocos licitados até a 7^a rodada da ANP, já permitiria atingir, anos antes, um nível de produção próximo ao do consumo de 2030.

Interessante notar que em 2006 a International Energy Outlook – IEO, num cenário de preços de referência, projeta a produção brasileira de petróleo como passando de 2,7 milhões de barris/dia, no ano 2010, para 4,5 milhões de barris/dia no ano 2030, portanto com uma produção ainda maior no último ano do cenário que a projetada no PNE 2030.

Ressalta-se que os estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia possuem ciclo anual de realização, o que ensejará a oportunidade de melhor estabelecer como será a evolução do conhecimento dessas reservas e que nível de produção se deverá esperar.

Figura 5.6: Cenário para a Produção Doméstica de Petróleo

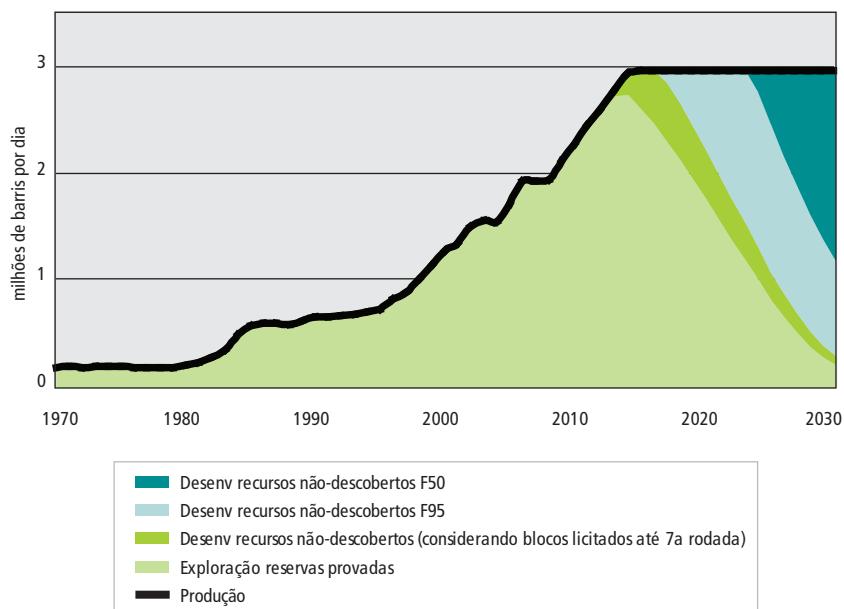
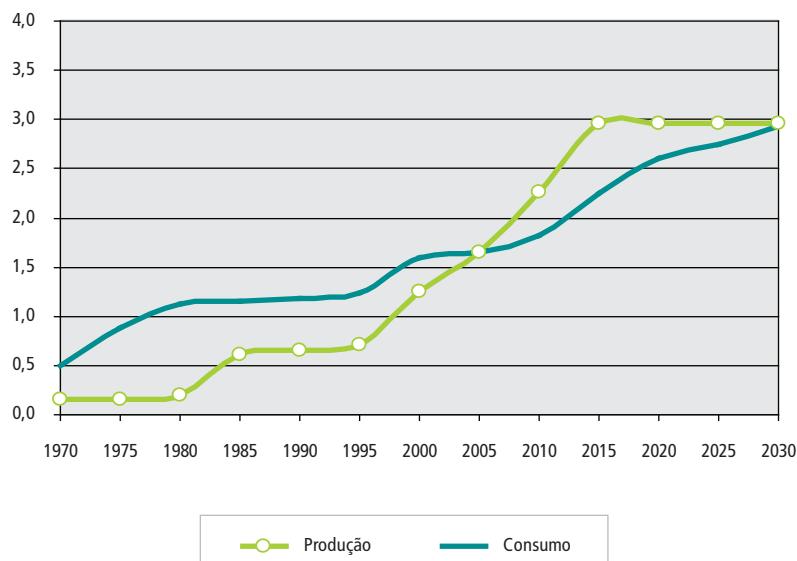


Figura 5.7: Produção e Consumo de Petróleo (milhões de barris/dia)



■ 5.4. Consumo de Derivados

A projeção do consumo de petróleo reflete a demanda por seus derivados. No horizonte do PNE 2030, o derivado de petróleo mais consumido, o óleo diesel, deverá permanecer nessa condição de liderança. A introdução do biodiesel não muda esse quadro, mas contribui decisivamente, junto com o H-Bio, para que o

país possa apresentar ao longo do horizonte de análise um balanço equilibrado entre demanda e produção de diesel, com eventuais exportações do produto. Em razão da importância do diesel na estrutura de refino e do consumo de petróleo no Brasil, assim como da relevância estratégica do biodiesel e do H-Bio, um item deste capítulo é dedicado especialmente a esse derivado.

O segundo derivado em importância na estrutura do consumo é a gasolina, que representou, em 2004, 17% do total de combustíveis líquidos consumidos no país. Em função da relevância do etanol, seja pelo volume adicionado à gasolina automotiva, seja pelo volume usado puro, nos carros *flex fuel*, o país deverá ser exportador de gasolina, mantendo a tendência histórica recente. Os veículos *flex fuel* tiveram grande aceitação pelo mercado consumidor e já hoje representam a maior parte das vendas de veículos novos leves. Estima-se que em 2010, cerca de 30% da frota nacional de veículos leves deverá ser composta com veículos *flex fuel*. A opção de escolha do combustível é do consumidor e ocorrerá principalmente em função da economicidade. Isso introduz um elemento novo a um só tempo de incerteza e de flexibilidade. Além disso, em função do crescimento da renda, preconizado especialmente nos cenários A e B1, é lícito esperar uma expansão razoável da frota. Como resultado, álcool e gasolina, tomados em conjunto, devem crescer sua participação na matriz de consumo de combustíveis líquidos ao longo do horizonte de estudo.

O GLP tem uma importância social muito grande. Este energético é distribuído em todo o país e mais de 80% de seu consumo se verifica no setor residencial. A substituição do GLP pelo gás natural é limitada às áreas urbanas onde há infra-estrutura de canalização, que são muito reduzidas em número. Assim, a demanda deverá seguir crescendo, acompanhando os aumentos demográfico e do número de domicílios. Atualmente o Brasil é importador de GLP (cerca de 16% da oferta interna do produto). Ao longo do horizonte de estudo, contudo, admite-se uma reversão nessa situação, a despeito do aumento do consumo. A hipótese que suporta essa nova situação é a de que, além do aumento de produção resultante da operação de novas unidades de conversão, haverá uma maior produção de GLP em decorrência do aumento previsto de produção de gás natural e, nessas condições, é previsto que haja excedentes de GLP, que poderão ser exportados, destinados ao setor petroquímico ou substituir a eletrotermia na indústria.

O óleo combustível já foi o derivado de petróleo de maior consumo no país. Durante os anos 70, um terço da demanda por combustíveis líquidos correspondia ao óleo combustível. A partir da década de 80, observa-se continuada substituição desse combustível, utilizado principalmente na indústria. Inicialmente, a substituição se deu pela energia elétrica, aproveitando uma sobra conjuntural de eletricidade. Posteriormente, a disponibilidade de coque de petróleo a baixos preços no mercado internacional possibilitou a entrada desse energético no consumo industrial. Especificamente no setor sucroalcooleiro, o bagaço de cana aumentou sua presença a partir de meados dos anos 90. Finalmente, a entrada do gás natural, com as vantagens intrínsecas de maior eficiência, redução de custos de manutenção e menor nível de emissões de gases e particulados, determinou a redução permanente e sustentada da demanda pelo óleo combustível. Em 1990, pouco mais de 17% da demanda por combustíveis líquidos correspondia ao óleo combustível. Em 2004, essa participação foi ainda menor, não chegando a 9%. O consumo que girava em torno de 10 milhões de litros por ano em 1990, caiu também em termos absolutos, para pouco mais de 7 milhões de litros em 2004. Essa situação, conjugada com o aumento do consumo de derivados médios, notadamente o diesel, determinou sucessivas adaptações na estrutura de refino. Mesmo assim, e ainda por conta das características do petróleo nacional processado nas refinarias, o país firmou-se como exportador de óleo

combustível que, contudo, apresenta menor valor agregado. Em 2004, 59% da produção, o equivalente a 10 milhões de litros, foram destinados à exportação. A perspectiva é a manutenção da tendência dos últimos anos. O gás natural deve seguir tomando lugar do óleo combustível na indústria, de modo que o crescimento do consumo deste derivado deverá ser de pouco mais de 1,5% ao ano ao longo do horizonte do estudo, no Cenário B1 e, assim mesmo, por conta da pressão sobre a demanda de energia determinada pelo crescimento econômico e a limites de expansão da oferta de energéticos potencialmente concorrentes.

Acompanhando o crescimento econômico, indutor do aumento da demanda no segmento de transporte aéreo, seja por aumento do turismo de lazer ou de negócios, seja por aumento na carga transportada, estima-se que o querosene de aviação seja o único combustível líquido derivado do petróleo que possa apresentar crescimento superior à expansão do PIB.

A Tabela 5.2 resume os valores projetados para o consumo total dos principais derivados de petróleo no horizonte do PNE 2030.

Tabela 5.2: Projeção do Consumo Total de Derivados do Petróleo¹
(milhões de litros)

Derivado	2005	2010	2020	2030	Δ% ao ano 2005-2030
Óleo diesel	40.421	51.243	69.087	97.876	3,6
Gasolina	17.712	19.580	26.229	42.190	3,5
GLP	11.655	13.866	19.227	24.888	3,1
Óleo combustível	7.581	8.079	8.225	9.112	0,7
Querosene	3.165	3.868	6.227	9.902	4,7
TOTAL	80.534	96.636	128.995	183.968	3,4

1/ Inclui consumo na geração elétrica e no setor energético

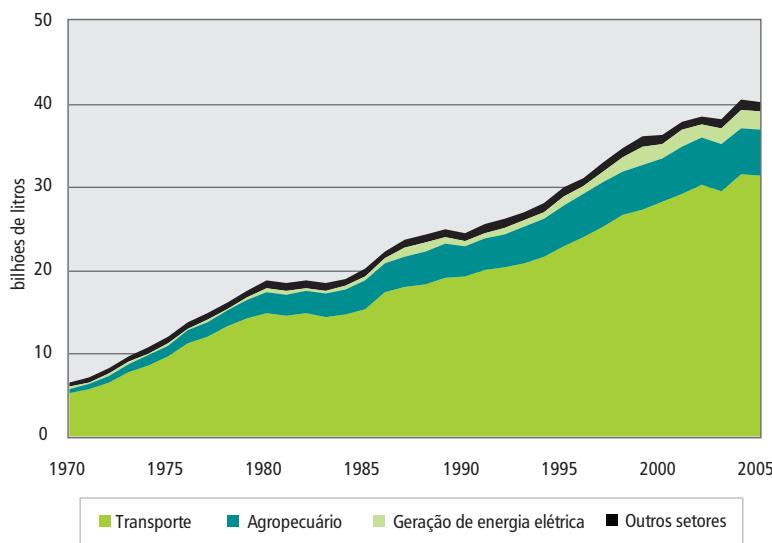
■ 5.5. Óleo Diesel

Projeção da Demanda

De acordo com o Balanço Energético Nacional, o óleo diesel representa 45,9% do consumo final energético de derivados do petróleo. Sendo o principal derivado, é elemento chave na definição da estratégia do refino nacional, principalmente tendo em vista que atualmente o Brasil é importador líquido de diesel (pouco mais de 7% do consumo).

Grande parte do óleo diesel (92%) é consumida nos setores de transporte (78%) e agropecuário, conforme indicado na Figura 5.8. No setor de transportes, 97% do consumo final de energia provém de combustíveis líquidos e, dentre eles, o diesel é o mais relevante, com participação superior a 53%. A estratégia quanto ao modal preferencial para expansão da infra-estrutura de transporte do país é, portanto, fundamental para definição da perspectiva de consumo desse derivado.

Figura 5.8: Evolução do Consumo de Óleo Diesel no Brasil



Excluída a demanda para geração de energia elétrica e o consumo do setor energético, a demanda por óleo diesel girou em torno de 38 bilhões de litros nos dois últimos anos (2004 e 2005). No horizonte do PNE 2030, supondo que não haverá alteração estrutural relevante no setor transporte, projeta-se, no Cenário B1, um consumo que supera 95 bilhões de litros em 2030, perfazendo um crescimento médio anual de 3,7%. Incluindo-se a demanda do setor energético e para geração de energia elétrica, o consumo chega a 98 bilhões de litros. A Tabela 5.3 resume os valores da projeção.

Tabela 5.3: Projeção do Consumo Final de Óleo Diesel no Brasil¹ (bilhões de litros²)

Setores	2005 ³	2010	2020	2030	Δ% ao ano 2005-2030
Transporte	31,5	40,7	53,8	74,8	3,5
Agropecuário	5,6	7,7	12,0	17,7	4,7
Outros setores ⁴	0,9	1,5	2,1	3,0	4,9
TOTAL	38,0	49,9	67,9	95,5	3,7

1/ Exclusivo consumo na produção de energia elétrica e no setor energético;

2/ Coeficiente de equivalência médio utilizado: 0,848 tep/m³;

3/ Fonte: Balanço Energético Nacional (MME/EPE, 2006);

4/ Outros setores inclui consumo no setor industrial, comercial e público.

Observe-se que os valores projetados correspondem à demanda potencial do diesel. Grande parte será atendida pela produção das refinarias de petróleo, em que se insere também o processamento de óleos vegetais (H-bio). Mas uma parcela crescente deverá ser atendida pela produção de biodiesel, aproveitando as vantagens competitivas que o país apresenta na área agroindustrial.

Em perspectiva, o equilíbrio no balanço entre oferta e demanda desse derivado será buscado através de uma estratégia que contempla:

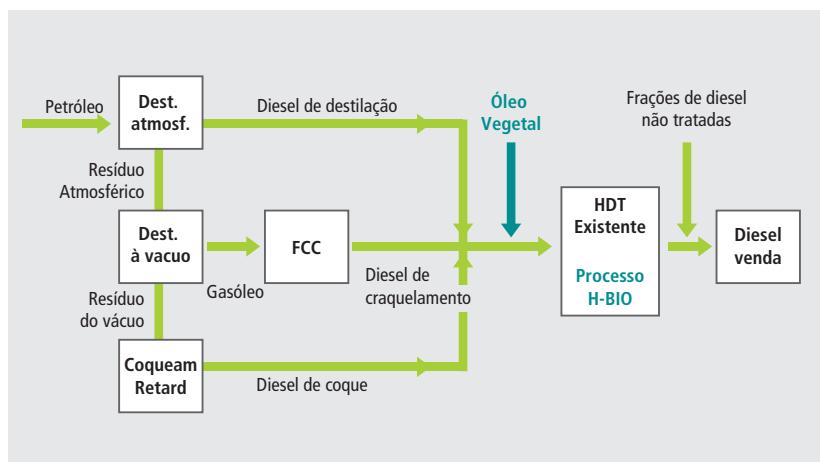
- Investimentos nas instalações existentes de refino, de modo permitir maior rendimento na produção do diesel;

- Escolha de perfis na expansão do refino que sejam orientados para maior produção de derivados leves e médios;
- Incentivos para aumento na produção de biodiesel;
- Investimentos para instalação de equipamentos que possam processar óleos vegetais para a produção de diesel, especialmente nas refinarias existentes.

H-Bio

O processo H-Bio foi desenvolvido com objetivo de inserir o processamento de matéria-prima renovável no esquema de refino de petróleo, inclusive nas instalações já existentes. Nesse processo, o óleo vegetal ou animal é misturado com frações de diesel de petróleo para ser convertido cataliticamente em unidades de hidrotratamento (HDT – **HyDrogen Treatment**), que são implantadas nas refinarias, principalmente para a redução do teor de enxofre e melhoria da qualidade do óleo diesel (ver Figura 5.9).

Figura 5.9: Representação Esquemática do Processo H-bio



O Centro de Pesquisas da Petrobrás – CENPES realizou testes em planta piloto com até 30% de óleo vegetal na carga de HDT, tendo gerado um produto que tem as mesmas características do diesel de petróleo. Porém, o uso de proporção tão elevada de óleo vegetal nas unidades industriais de HDT existentes encontra restrições operacionais devido ao maior consumo de hidrogênio e a limitações de equipamentos que não foram dimensionados para tal uso em seu projeto original. Diante disso, os testes industriais em curso têm limitado em até 10% em volume a proporção de óleo vegetal na carga de HDT, com evidência de adequação e flexibilidade da tecnologia.

Atualmente, algumas refinarias brasileiras estão sendo preparadas para processar óleos vegetais ou animais diretamente na linha de produção do diesel. Até o segundo semestre de 2007, a Petrobrás considera implantar a tecnologia H-Bio em três refinarias, alcançando um consumo de óleo vegetal da ordem de 256 milhões de litros por ano. Para 2008 está prevista a implantação do processo em mais duas refinarias, o que deverá elevar o processamento de óleo vegetal para cerca de 425 milhões de litros por ano.

O controle tecnológico do processo, a melhoria na qualidade do diesel resultante do processamento de

óleos vegetais e as exigências crescentes quanto à especificação dos combustíveis líquidos, especialmente diesel e gasolina, na direção de reduzir os impactos ambientais decorrentes de sua utilização (no caso do diesel, especialmente a presença do enxofre), são elementos que indicam que a rota H-Bio deverá expandir-se no horizonte do PNE 2030, a depender dos custos e da disponibilidade de matérias-primas. Para 2010, estima-se que a produção de diesel oriunda de processo H-Bio possa atingir 5,7 milhões de litros por dia (cerca de 5% de óleo vegetal na carga de HDT). Para 2030, estimou-se uma produção de 27 milhões de litros por dia de diesel a partir de óleos vegetais, elevando a participação do óleo vegetal na carga de HDT para 10%. A Tabela 5.4 resume os valores considerados.

Tabela 5.4: Produção de Diesel com Óleos Vegetais (H-Bio)

	2010	2020	2030
Em milhões de litros por dia	5,7	18,9	26,8
Em bilhões de litros por ano	2,1	6,9	9,8
% do consumo projetado de diesel	4%	10%	10%

Biodiesel

Do ponto de vista formal, de acordo com a Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005, que dispôs sobre a introdução do biodiesel na matriz energética brasileira, o biodiesel é um “biocombustível derivado de biomassa renovável para uso em motores a combustão interna com ignição por compressão ou, conforme regulamento, para geração de outro tipo de energia, que possa substituir parcial ou totalmente combustíveis de origem fóssil”.

Assim definido, o biodiesel pode ser obtido por diferentes processos de esterificação ou transesterificação²⁷ e a partir de gorduras animais ou de óleos vegetais. No Brasil, existem dezenas de espécies vegetais que podem ser utilizadas na produção de biodiesel. Soja, mamona, dendê (palma), girassol, babaçu, amendoim e pinhão manso, entre outras, são exemplos de espécies a partir das quais se produz óleo que podem ser usadas na produção do biodiesel, que pode substituir total ou parcialmente o óleo diesel em motores automotivos ou estacionários. Pode ser usado puro ou misturado ao diesel em diversas proporções. A mistura de 2% de biodiesel ao diesel de petróleo é chamada de B2 e assim sucessivamente, até o biodiesel puro, denominado B100.

O Brasil desenvolve pesquisas sobre biodiesel há quase meio século, tendo sido um dos primeiros países a registrar a patente sobre o processo de produção deste combustível, em 1980, havendo, hoje, condições tecnológicas suficientes para sustentar a produção de biodiesel em escala comercial, ainda que desafios necessitem ser enfrentados, especialmente os relacionados à especificação do produto, à concorrência com a produção de alimentos e aos custos de produção.

A decisão governamental de introduzir o biodiesel na matriz energética compreende condições de financiamento especiais e benefícios tributários concedidos aos produtores industriais detentores do Selo Combustível Social. Esse selo certifica que o produtor industrial não só adquire a matéria-prima de agricultores familiares, como o faz por meio de contratos que prevêem especificação de renda e prazo e garantem assistência e capacitação técnica.

²⁷ Atualmente, o processo mais utilizado no Brasil é a transesterificação, que consiste em uma reação química dos óleos vegetais (ou gorduras animais) com o álcool comum (etanol) ou o metanol, estimulada por um catalisador, da qual também se extrai a glicerina, produto com aplicações diversas na indústria química. Além da glicerina, a cadeia produtiva do biodiesel gera uma série de outros co-produtos (torta, farelo etc.) que podem agregar valor ao processo.

A legislação brasileira determina que, a partir de 2013, seja observado o percentual de 5% em volume como “mínimo obrigatório de adição de biodiesel ao óleo diesel comercializado ao consumidor final, em qualquer parte do território nacional” (art 2º da Lei nº 11.097/05). A introdução do biodiesel é gradual: atualmente é permitida a mistura voluntariamente e a partir de 2008, o percentual mínimo de adição de biodiesel é de 2%. A movimentação do mercado, contudo, tem superado as expectativas e, com base nos leilões conduzidos pela ANP, não é absurdo considerar viável a antecipação das metas definidas em lei e ampliação da fração do biodiesel no diesel no longo prazo. O cenário que se visualiza no PNE 2030, quanto à adição do biodiesel, é estar acima da mistura B5 a partir de 2010, alcançando as misturas B8 em 2020 e B12 em 2030. A exceção fica por conta do consumo agropecuário com estimativa do B38 em 2020 e B60 em 2030. A Tabela 5.5 resume os valores considerados.

Tabela 5.5: Produção Nacional de Biodiesel (bilhões de litros por ano)

	2010	2020	2030
Consumo projetado de diesel	51,2	69,1	97,9
% de biodiesel adicionado	6%	11,5%	18,9%
Produção de biodiesel	3,1	7,9	18,5
em milhões de litros por dia	8,4	21,7	50,5

■ 5.6. Refino

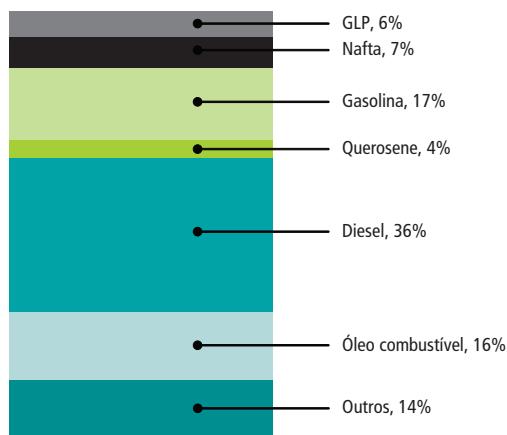
Situação Atual e Perspectivas no Curto Prazo

O refino de petróleo é, basicamente, um conjunto de processos físicos e químicos que objetivam a transformação dessa matéria-prima em produtos derivados demandados pelo consumidor final. A primeira fase é a destilação atmosférica, realizada em colunas de fracionamento de dimensões variadas e os derivados desse fracionamento são, principalmente, os leves e médios, como o gás de refinaria, o GLP, a nafta, a gasolina, o querosene, o óleo diesel e o resíduo atmosférico. A fração mais pesada, o resíduo atmosférico, obtida no fundo da torre de destilação atmosférica, é submetida, após novo aquecimento, a um segundo fracionamento, agora sob vácuo, no qual são gerados cortes de gasóleos e um resíduo de vácuo. As frações geradas na torre de destilação a vácuo são utilizadas como cargas de outros processos de refino que visam, principalmente, a obtenção de produtos de menor peso molecular e maior valor agregado. Exemplos clássicos desses processos são o craqueamento catalítico fluido (FCC) de gasóleos de vácuo, que apresenta como principais produtos o GLP e a gasolina, e o coqueamento de resíduo de vácuo, que gera GLP, nafta e óleo diesel. Existem restrições quanto à produção dos derivados que se deseja. Em função das características do petróleo processado e das restrições das instalações, não é possível alcançar a perfeita conciliação entre os volumes ofertados e demandados de derivados.

O Brasil possui hoje 13 refinarias em operação, 11 pertencentes à Petrobrás (30% da propriedade da Refap são da Repsol e 70% são da Petrobrás) e apenas duas delas privadas, representando menos de 2% da capacidade nacional de refino. Tomando-se como referência a capacidade de destilação atmosférica, a capacidade nominal instalada no país é de 1.940 mil barris de petróleo por dia, comparável à da França e do Reino Unido. A expansão nos últimos dez anos foi relativamente pequena, limitando-se a ampliações nas plantas existentes. Em 2005, a capacidade era de 1.916 mil barris por dia (BEN, 2006). Nos últimos anos, o fator de utilização (relação entre o volume processado de óleo cru e a capacidade nominal instalada) tem variado no entorno de 85%. Os investi-

mentos têm sido orientados para as pequenas expansões e para adaptação das instalações visando maior produção de derivados leves e médios, bem como adequação de qualidade. A Figura 5.10 apresenta a estrutura atual da produção de derivados de petróleo do parque de refino nacional.

Figura 5.10: Estrutura da Produção de Derivados de Petróleo do Refino Nacional (2005)

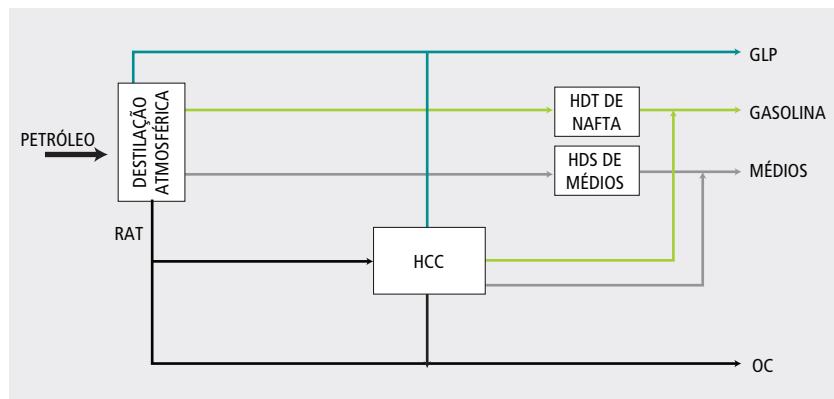


No curto prazo (até 2010), as decisões sobre novos investimentos e os respectivos cronogramas de implantação estão direcionados principalmente para o aumento da qualidade dos produtos, em atendimento a restrições ambientais (redução do teor de enxofre, por exemplo), bem como para a continuidade da adaptação do parque às necessidades determinadas pelo mercado, na direção do aumento da oferta de derivados leves e médios vis-à-vis ao crescimento do volume processado de petróleo mais pesado, de origem nacional. Não por acaso, o Plano de Negócios da Petrobrás prevê que 41% dos investimentos na área de refino sejam destinados à melhoria da qualidade e 25% à adaptação das instalações existentes.

Estão definidas duas novas refinarias, uma a ser instalada, em 2011, em Pernambuco, na região Nordeste, com capacidade para 200 mil barris por dia e perfil para processar petróleo pesado, e outra a ser instalada, em 2012, no Rio de Janeiro, região Sudeste, com capacidade para 150 mil barris por dia e com perfil petroquímico.

Conforme os estudos do Plano Decenal de Energia 2007-2016, em elaboração pela EPE, até 2015, a expansão do consumo de derivados justifica a instalação de mais uma nova refinaria, com capacidade para processamento de 250 mil barris de petróleo por dia. Esses estudos indicam ainda que o perfil dessa nova refinaria poderia observar o esquema representado na Figura 5.11.

Figura 5.11: Perfil da Nova Refinaria Indicada até 2015



Expansão da Capacidade a Longo Prazo

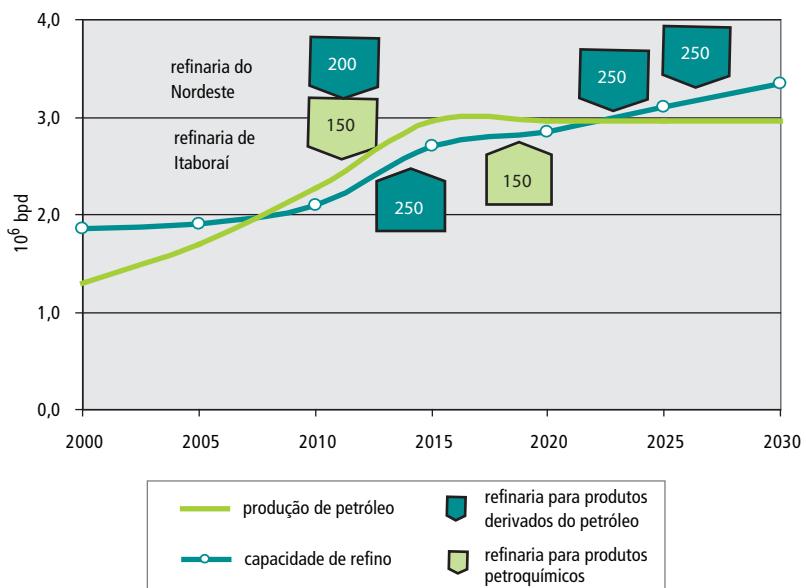
No longo prazo, a estratégia de expansão do refino foi formulada dentro das seguintes diretrizes básicas:

- a expansão, quando necessária, se faria em módulos caracterizados por uma capacidade nominal de processamento de 250 mil barris de petróleo por dia, tamanho considerado adequado ao ritmo de crescimento da demanda por derivados e que apresenta uma escala economicamente justificável;
- A expansão deverá atender ao objetivo estratégico de, na medida do possível, equilibrar a oferta e a demanda de cada um dos derivados, priorizando aqueles em que esse balanço indica déficit, ou seja, necessidade de importação;
- No balanço entre oferta e demanda de cada derivado serão levadas em conta as alternativas tecnológicas e energéticas disponíveis, quais sejam, especialmente, o etanol, no caso da gasolina, o biodiesel e o H-Bio, no caso do diesel, e os líquidos de gás natural, no caso do GLP;
- Na expansão petroquímica se dará prioridade ao uso do gás natural e ao petróleo, em lugar da nafta, reduzindo a demanda desse derivado;
- Em havendo superávit da produção de petróleo em relação à demanda será priorizado o atendimento à demanda de produtos petroquímicos, minimizando a demanda de gás natural e nafta na petroquímica e possibilitando, em lugar de exportá-lo, agregar maior valor à produção de óleo cru, sempre que esta alternativa for economicamente viável.

Nessas condições, considerando o Cenário B1, a expansão do refino após 2015 (até 2030) comporta a instalação de três novas unidades, sendo duas delas do tamanho modular típico admitido por hipótese, portanto: duas refinarias com capacidade para processar 250 mil barris de petróleo por dia cada uma, e uma orientada para a produção de produtos petroquímicos, com capacidade de 150 mil barris por dia.

Assim, a expansão da capacidade nominal do refino entre 2005 e 2030, sem considerar as pequenas ampliações que devem ocorrer nas plantas existentes, monta a 1,25 milhões de barris por dia, correspondendo a aproximadamente 63% do parque atualmente instalado. A Figura 5.12 apresenta a expansão do refino considerada no PNE 2030.

Figura 5.12: Expansão da Capacidade de Refino no Brasil



Obs.: Os números no interior das indicações das novas refinarias correspondem à capacidade nonomial da instalação, em milhares de barris por dia.

A demanda do diesel é determinante na seleção do perfil das refinarias consideradas entre 2015 e 2025. A primeira, prevista para 2023, apresenta o perfil de refino indicado na Figura 5.13, que se chamou aqui de “*Refinaria Diesel*”. A segunda e a terceira, previstas para o último quinquênio do horizonte, tem um perfil diferenciado e mais complexo, na medida em que, além do diesel, prioriza-se a produção de derivados leves, como a gasolina. O perfil dessa refinaria, que se chamou aqui de “*Refinaria Gasolina*”, é apresentado na Figura 5.14.

Figura 5.13: Perfil da “Refinaria Diesel”

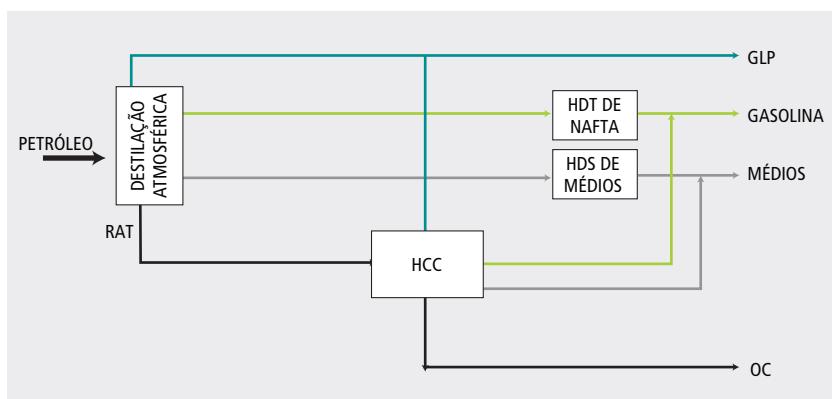
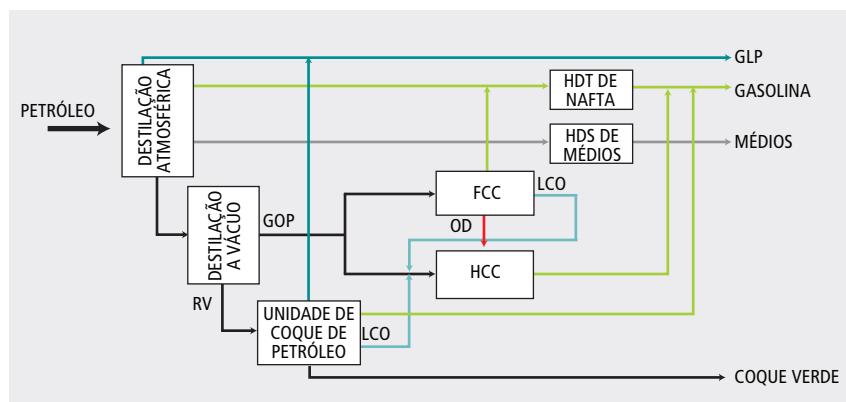


Figura 5.14: Perfil da “Refinaria Gasolina”



Evolução da Estrutura

As novas refinarias propostas, com perfis diferentes das do parque em operação, assim como a continuidade dos programas da Petrobrás de modificações das refinarias existentes, de modo a acompanhar o perfil do consumo de derivados no país, estabelecem alterações na estrutura do refino, acentuando a predominância dos derivados leves e médios, que deverão ampliar a sua participação de 70 para 83% no perfil de produção, conforme indicado na Figura 5.15.

A evolução do balanço de matérias-primas e os principais produtos das refinarias são apresentados na Tabela 5.6. No caso do GLP, deve-se considerar que, além da produção a partir de refinarias, a oferta total contabiliza a produção a partir de plantas de processamento de gás natural.

Figura 5.15: Evolução do Perfil de Produção de Derivados do Refino Nacional (% sobre dados em tep e incluindo H-bio)

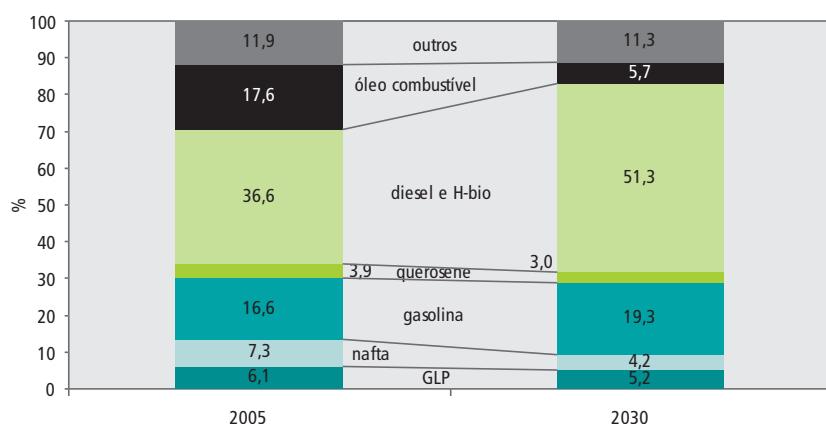


Tabela 5.6: Balanço dos Principais Produtos da Refinaria (bilhões de litros por ano)

	2005	2010	2020	2030
Matérias primas				
Petróleo, LGN e óleo vegetal	100,5	107,2	156,2	183,3
Petróleo	98,8	103,6	146,8	169,7
LGN	1,7	1,5	2,5	3,8
Óleo vegetal		2,1	6,9	9,8
Principais produtos				
Óleo Diesel ¹	38,4	44,6	80,9	100,0
Óleo Combustível	16,2	14,5	8,6	9,3
Gasolina	20,4	22,9	33,8	41,3
Gás Liquefeito de Petróleo ²	8,9	9,3	12,1	13,8
Nafta	8,7	8,7	8,7	8,7
Querosene	4,2	4,0	5,9	5,9

1/ Inclui diesel produzido a partir de óleo vegetal (processo H-Bio);

2/ Não inclui a produção de GLP das UPGNs

O balanço entre o consumo estimado e a produção dos principais derivados é apresentado nas Figuras 5.16 a 5.19. Observe-se que, por hipótese de trabalho, procurou-se equilibrar oferta e demanda de cada derivado. Contudo, em razão da discretização da expansão da oferta vis-à-vis a dinâmica contínua da evolução da demanda, podem, eventualmente, ocorrer excedentes em alguns casos, que poderão ser exportados.

Figura 5.16: Produção e Consumo de Óleo Diesel (bilhões de litros)

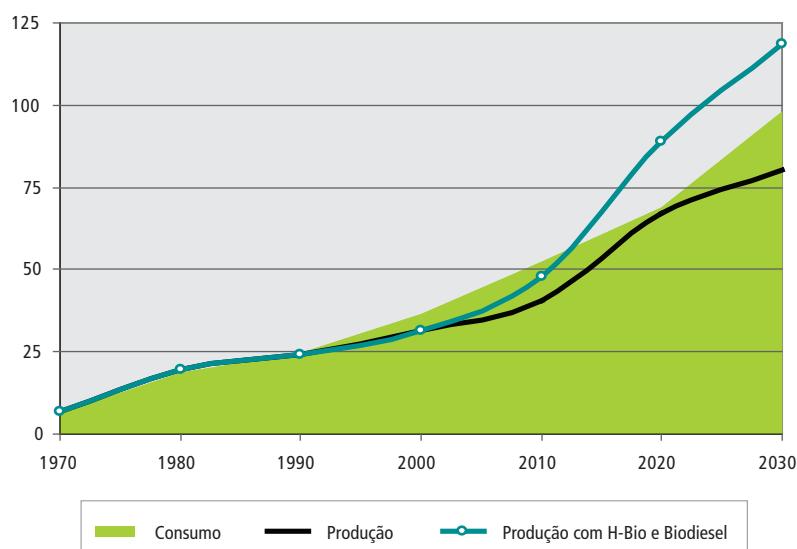


Figura 5.17: Produção e Consumo de Gasolina (bilhões de litros)

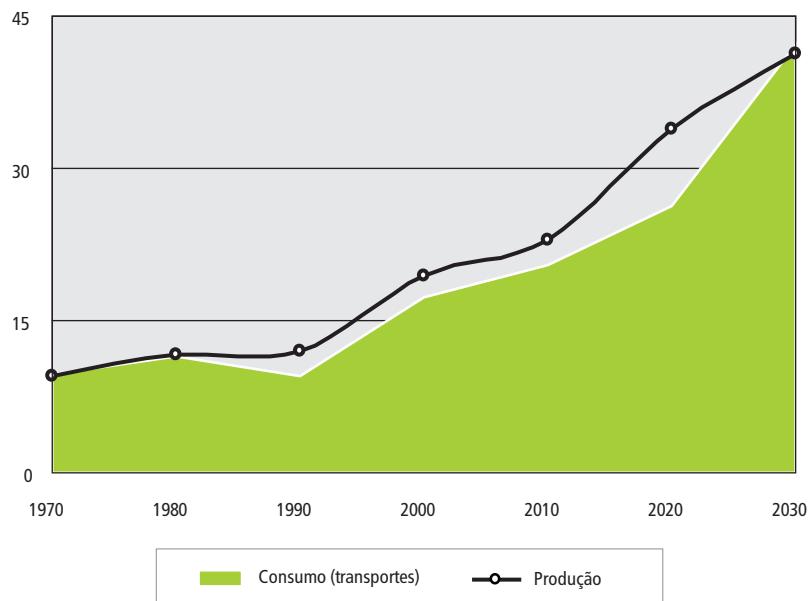
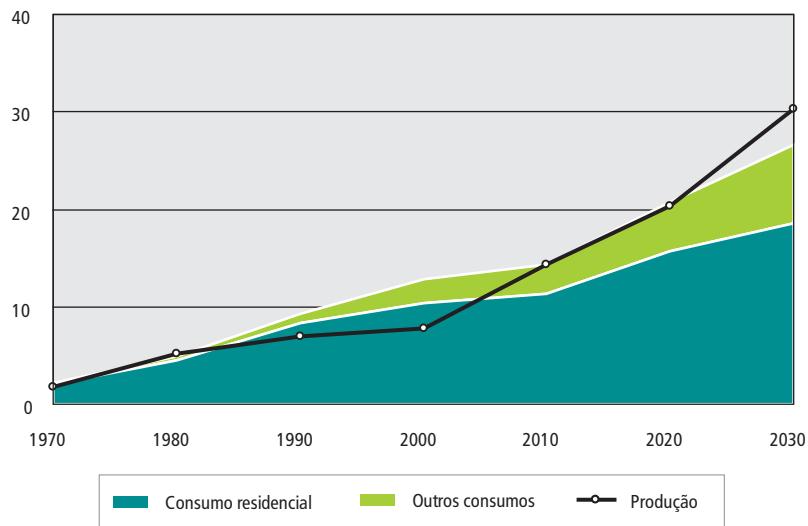
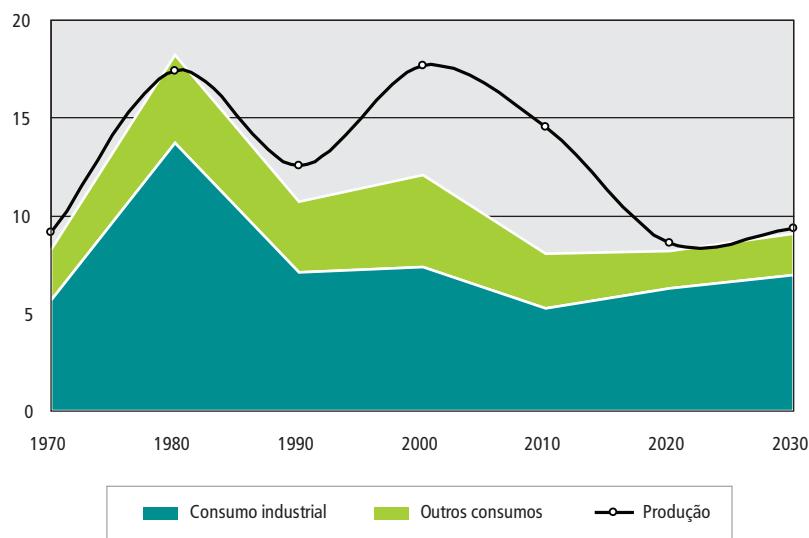


Figura 5.18: Produção e Consumo de GLP (bilhões de litros)



Nota: Na produção está incluída a parcela de GLP das Unidades de Processamento de Gás Natural.

Figura 5.19: Produção e Consumo de Óleo Combustível (bilhões de litros)



■ 5.7. Meio Ambiente

As atividades de exploração e produção de petróleo e seus derivados, como qualquer intervenção no meio ambiente, produzem impactos relevantes e diferenciados. A magnitude de tais impactos deve levar em consideração a localização do empreendimento e a interface entre sua localização e as características socioambientais de sua área de influência. Grande esforço tem sido realizado no sentido de mesclar esses derivados com fontes renováveis, como é o caso da adição de álcool derivado da cana-de-açúcar com gasolina e da fabricação do H-bio.

A maior complexidade da exploração marítima, por exemplo, relativamente à exploração terrestre, torna aquela atividade potencialmente mais causadora de impactos ambientais e, assim, tem sido tratada. O impacto dos levantamentos de dados através de sísmica no ecossistema marinho é um tema polêmico no mundo todo. No Brasil, inclusive, já motivou ação específica do órgão ambiental²⁸.

Outra restrição que pode ser imposta é a exclusão de áreas da possibilidade de desenvolvimento de atividades petrolíferas. Exemplo disso, no Brasil, é o “isolamento” de toda a área no entorno do Arquipélago de Abrolhos, visando a sua proteção.

Além dos impactos causados pela execução normal das atividades, têm sido motivo de preocupações os riscos de acidentes como derramamentos de óleo, os quais, sempre que ocorrem, motivam reações cujos efeitos cumulativos têm resultado, muitas vezes, em restrições adicionais às atividades.

Desde que se intensificaram as preocupações com os impactos ambientais, em especial com a questão das mudanças climáticas, foram realizadas inúmeras pesquisas para avaliar os reais impactos causados pelas atividades relacionadas à exploração e produção de petróleo, bem como para buscar alternativas mitigadoras ou medidas compensatórias. Nesse sentido, todos os esforços necessários para viabilizar o aumento da produção de petróleo esperado no horizonte do PNE devem levar em conta o arcabouço legal construído para regula-

²⁸ Em 2002, depois de uma mortalidade atípica de baleias jubarte, que coincidiu com a realização de atividades sísmicas, o IBAMA passou a proibir a sísmica durante o período reprodutivo da espécie.

mentar as atividades e minimizar os variados impactos que as mesmas provocam. Esse conjunto de normas reflete uma tendência mundial de aumento da importância da dimensão ambiental nos processos de produção e uso de energia, porém tendem a introduzir custos adicionais para o desenvolvimento de tais atividades.

No Brasil, as primeiras legislações datam da década de 80, mas foi em 1994 que, por meio da Resolução CONAMA nº 23, dispôs-se sobre a regulamentação específica do licenciamento ambiental das atividades de perfuração e produção de hidrocarbonetos, considerado bastante distinto do licenciamento ambiental usual. A partir desta normativa, são solicitados:

- Relatório de Controle Ambiental – RCA, para atividade de perfuração;
- Estudo de Viabilidade Ambiental – EVA, para os testes de longa duração;
- Relatório de Avaliação Ambiental – RAA, para produção em campos nos quais já houve produção; e
- Estudo de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental – EIA/RIMA, para campos onde ainda não houve atividade de produção.

Em 1997, a Resolução CONAMA nº 237 regulamentou diversos aspectos do licenciamento ambiental, incluindo a competência do órgão federal e dos estaduais e municipais sobre o licenciamento, e classificou as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural como potencialmente poluidoras ou causadoras de significativa degradação ambiental.

A flexibilização do monopólio de exploração e produção de petróleo marcou também o início de uma nova etapa na exploração do petróleo nacional, caracterizada por maior rigor no que diz respeito às questões ambientais. O IBAMA criou o Escritório de Licenciamento de Atividades de Petróleo e Nuclear – ELPN/IBAMA e, a partir de então, os processos administrativos de licenciamento ambiental dessas atividades têm sido instruídos de acordo com diretrizes técnicas específicas, sendo que a atividade de produção é especialmente avaliada no contexto de sistemas de produção e escoamento, não considerando isoladamente a plataforma produtora.

Mais recentemente, em 2004, entrou em vigor a Resolução CONAMA nº 350 que normatizou o licenciamento ambiental da atividade de aquisição de dados sísmicos marítimos. Tal resolução exige a elaboração de EIA/RIMA para atividades em áreas de sensibilidade ambiental, ou seja, em profundidades inferiores a 50 metros, e a realização de audiências públicas para atividades em áreas onde a atividade pesqueira artesanal é expressiva.

Na cadeia do petróleo, segue-se a atividade de refino. As refinarias consomem grandes quantidades de água e energia, produzem grandes quantidades de despejos líquidos, liberam diversos gases nocivos para a atmosfera e produzem resíduos sólidos de difícil tratamento e disposição. No entanto, todos esses efeitos podem ser gerenciados. Algumas medidas no sentido de mitigar esses efeitos já vêm sendo adotadas como padrão no desenvolvimento de novos projetos de refino, dentre as quais se destacam: avaliações dos impactos socioambientais dos projetos, recuperação ambiental de áreas afetadas, recomposição paisagística, além de tratamento e adequação de resíduos sólidos e líquidos gerados.

Considera-se que, no horizonte do estudo, as medidas necessárias para a minimização da geração de gases, despejos líquidos e resíduos sólidos possam ser adequadamente equacionadas. Tais medidas incluem o uso de tecnologias mais eficientes, reciclagem e reutilização de materiais, economia e uso de produtos. Alguns resíduos podem ser aproveitados como matéria-prima ou combustível em outras indústrias, como é o caso da borra oleosa, que pode ser empregada como combustível auxiliar no processo de fabricação de cimento. Os custos associados são considerados no investimento de cada nova planta.

Além disso, as especificações relacionadas às emissões de fontes móveis (carros, ônibus, etc.) estão se tornando cada vez mais restritivas, o que exige investimentos adicionais no refino de modo a produzir derivados dentro dessas especificações. De fato, as exigências quanto a derivados de petróleo terem menor teor de enxofre e emitirem menor quantidade de material particulado determinam que sejam implantadas, nas refinarias, unidades de hidrotratamento, de modo a possibilitar a produção de derivados menos agressivos ao meio ambiente.

Em resumo, a legislação ambiental que regulamenta a atividade de refino de petróleo se divide em duas categorias: a primeira se refere à redução dos impactos ambientais das próprias refinarias e a segunda se refere às especificações dos produtos que a refinaria produz. Na medida em que os derivados de petróleo têm a sua produção especificada, o refino precisa se adequar, o que, na maioria das vezes, também significa alterações nos processos produtivos, assim como a necessidade de maiores investimentos.

Os perfis de refino considerados até 2030 são complexos e energointensivos, constituindo-se essencialmente de unidades de hidrocraqueamento e de hidrotratamento. As primeiras possibilitam maximizar a produção de derivados leves e a minimizar a de produtos pesados e rejeitos; as outras são voltadas para a adequação dos combustíveis às especificações de qualidade exigidas. Tais perfis seguem a tendência mundial e contribuem, por outro lado, para aumentar o autoconsumo de energia final nas refinarias. Nesse sentido, opções tecnológicas de redução de autoconsumo energético, por meio de otimização e da redução de incrustações em trocadores de calor devem ser estudadas. Por outro lado, a continuidade da pesquisa e desenvolvimento de processos de tratamento alternativos ao hidrotratamento e das rotas de produção de combustíveis a partir de biomassa podem também contribuir para a redução de tal consumo energético.

6. Gás Natural

■ 6.1. Introdução

No final dos anos 80, o consumo de energia no mundo ainda estava muito concentrado no petróleo e no carvão mineral. Mas, o uso do gás natural já se mostrava como uma tendência robusta e competitiva. O gás natural, em substituição a esses energéticos, apresenta uma vantagem ambiental significativa: uma grande redução nas emissões de CO₂ (cerca de 20 a 25% menos do que o óleo combustível e 40 a 50% menos que os combustíveis sólidos como o carvão mineral). Adicionalmente, a utilização do gás natural em equipamentos adaptados e adequados para sua queima também elimina a emissão de óxido de enxofre, fuligem e materiais particulados, enquanto as emissões de CO e NO_x podem ser relativamente bem controladas.

Em termos mundiais, o uso do gás natural na geração de energia elétrica experimentou grande avanço nos últimos 30 anos. Conforme indicado na Tabela 6.1, enquanto o uso final deste energético cresceu, entre 1973 e 2003, à taxa de 1,9% ao ano, o uso na geração de eletricidade expandiu-se, no mesmo período, ao ritmo de 3,7% ao ano. Se considerada a cogeração, essa taxa é ainda maior, de 4,3% ao ano.

Tabela 6.1: Consumo de Gás Natural no Mundo (milhões de tep)

	1973	2003	Δ ao ano %
Oferta Total (energia primária)	979,1	2.244,1	2,8
Geração de Energia Elétrica	160,0	468,6	3,7
Cogeração	50,9	275,4	5,8
Geração de Calor	0,7	87,7	17,5
Outros Usos	96,1	220,5	2,8
Uso Final	671,4	1.191,9	1,9

Fonte: International Energy Agency (2005)

No Brasil, considerava-se que as reservas nacionais de gás natural eram pouco expressivas para atender ao mercado potencial desse energético, especialmente se considerado o uso na geração de energia elétrica. Nesse contexto, a importação de gás natural da Bolívia reverteu às expectativas. Diante da necessidade de absorver imediatamente grandes quantidades de gás natural boliviano, e considerando as vantagens anunciadas da geração termelétrica, a gás natural, propôs-se que metade do volume gás importado do país vizinho fosse destinada à geração de energia elétrica, embora na concepção original do projeto de importação se considerasse sua viabilização por meio dos mercados industriais. Em adição, a crise de abastecimento de energia elétrica em 2001 estimulou a busca de soluções rápidas para expansão do parque gerador, gerando incentivos adicionais à expansão de plantas termelétricas baseadas na queima de gás natural.

O consumo de gás natural no país tem se expandido rapidamente nos últimos anos. Como consequência, o crescimento da demanda industrial, em que o gás natural substitui preferencialmente o óleo combustível, o uso do gás natural veicular, em substituição à gasolina e ao diesel, e a expansão do parque termelétrico (segundo os registros da ANEEL, encontram-se em operação no Brasil cerca de 11.000 MW de plantas de geração a gás natural, incluindo autoprodução e cogeração) levaram a uma situação de preocupação quanto à oferta futura deste combustível, situação que deverá estar adequadamente resolvida com o início da oferta de gás natural liquefeito (GNL) prevista para 2008.

A questão da disponibilidade de gás natural é, portanto, básica na análise do avanço desse energético na

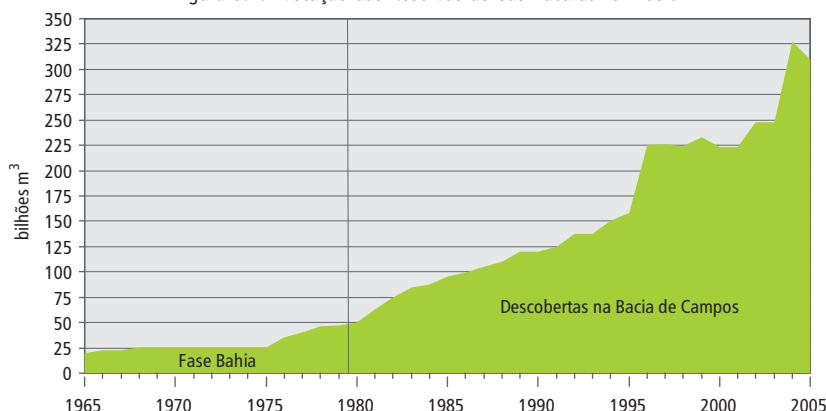
matriz energética nacional. Como condicionantes dessa disponibilidade podem ser destacados:

- O acesso a reservas domésticas;
- A possibilidade de importação;
- A disponibilidade de infra-estrutura física para escoamento da oferta (produção e/ou importação) até os mercados consumidores.

■ 6.2. Recursos e Reservas Nacionais

A disponibilidade total de gás natural para atendimento à demanda nacional pode ser separada em termos de produção doméstica e de origem importada. No que tange à oferta oriunda de produção nacional, deve-se assinalar que as reservas brasileiras de gás natural são ainda modestas, embora tenham apresentado crescimento significativo entre 1995 e 1997 e, também, a partir de 2002, como se pode observar na Figura 6.1.

Figura 6.1: Evolução das Reservas de Gás Natural no Brasil



Fonte: (ANP, 2006)

Segundo dados da ANP (2006), o volume total aproximado das reservas provadas nacionais era de aproximadamente 306 bilhões de m³ de gás natural em 2005, 77% dos quais se localizam no mar (campos *offshore*), sendo o restante localizado em campos terrestres (campos *on shore*).

Em 2005, os campos localizados na Bacia de Campos foram responsáveis por cerca de 45% da produção nacional total de gás natural (incluindo gás associado e não associado), ou aproximadamente 22 milhões de m³/dia.

Atualmente, o perfil predominante das jazidas brasileiras de gás natural é de gás associado ao petróleo, o que vincula as condições de sua produção ao programa de exploração de petróleo. Historicamente, esse foi, no país, um fator limitante à expansão da produção de gás natural destinado ao consumo final. O crescimento da produção de gás não associado naturalmente contribuirá para modificar essa situação. Contudo, considerando as previsões de entrada em operação dos novos campos de gás natural, constante do Plano de Negócios da Petrobrás 2007-2011, a produção de gás associado deverá continuar desempenhando papel relevante na produção doméstica brasileira, pelo menos, no curto/médio prazo.

Segundo dados da ANP, a oferta interna total de gás natural em 2005 no Brasil foi de 73,1 milhões de

m³/dia, sendo 48,5 milhões oriundos de produção nacional, e 24,7 milhões de importações da Bolívia e da Argentina. Cabe destacar que, da produção doméstica, uma parcela importante (quase 22 milhões de m³/dia) teve destinação para usos como reinjeção em poços produtores de petróleo, consumo próprio em instalações de produção e/ou queima/perdas deste combustível. Assim, a disponibilidade de gás natural destinada ao mercado nesse ano foi de 51,4 milhões de m³/dia, sendo 26,8 milhões correspondentes à parcela da produção doméstica entregue ao consumo final²⁹.

As perspectivas de maior oferta futura de gás natural no Brasil localizam-se, principalmente, na Bacia de Santos. Com relação a essas reservas, embora os estudos ainda não estejam concluídos, as condições de reservatório, a profundidade dos poços e os desafios tecnológicos permitem prever um cenário de custos de desenvolvimento um pouco mais altos. A despeito das críticas que se pode fazer sobre os estudos da *U.S. Geological Survey – USGS*, seus trabalhos constituem uma referência sobre as reservas brasileiras de gás natural, dentro de uma perspectiva de longo prazo. Estes dados são resumidos na Tabela 6.2.

Tabela 6.2: Estimativa de Recursos Totais Não Descobertos de Gás Natural (bilhões de m³)

Bacia	F95	F50	F5
Foz do Amazonas	216,0	786,8	1.644,6
Sergipe-Alagoas	38,7	198,3	563,8
Espírito Santo	105,1	775,3	2.508,3
Campos	106,0	467,3	1.321,5
Santos	498,4	2.107,2	4.634,2
Pelotas	0,0	556,2	1.579,9
TOTAL	964,2	4.891,3	12.252,3

Fonte: U.S. Geological Survey (2001)

Ressalte-se que os valores nessa tabela referem-se a recursos **ainda não descobertos**. Se convertidos em reservas, constituirão, portanto, volumes adicionais àqueles já conhecidos. Assim, admitindo-se a hipótese básica de que os recursos estimados com 95% de probabilidade de sucesso (F95) convertam-se, todos, em reservas, e considerando que as reservas totais brasileiras de gás natural estão avaliadas, atualmente, em 306 bilhões de m³, pode-se estimar que as reservas nacionais possam crescer para 1,27 trilhões de m³.

Ainda conforme esses dados, publicados há cerca de cinco anos pelo USGS, a estimativa de **recursos brasileiros ainda não descobertos** de gás natural, em termos da mediana (F50), situar-se-ia em torno de 4,9 trilhões de m³ adicionais, mais de dez vezes as **reservas totais** de gás natural do Brasil. Dentro de uma perspectiva de longo prazo, é lícito supor que, ao longo do tempo, novos investimentos em prospecção produzam maior quantidade e melhor qualidade de informações. Em adição, os avanços tecnológicos poderão permitir que uma parcela maior dos recursos se converta em reserva. Dessa forma, é aceitável a hipótese de que, no longo prazo (horizonte do PNE 2030) as reservas disponíveis de gás natural possam incorporar parcela do volume de recursos com 50% de probabilidade de ocorrência. Outra observação relevante é que os valores apresentados na tabela podem ser considerados como disponibilidade efetiva de gás natural para consumo, uma vez que já estão descontados os líquidos de gás natural (LGN).

É importante registrar que avaliações da EPE, mais restritivas que as do USGS (2000), tomando por base os blocos exploratórios licitados até 2005, indicam um potencial de adição de reservas de gás natural da ordem de 50% das reservas totais brasileiras, ou 70% das reservas provadas, mais próxima, portanto, do F95

²⁹ Incluindo o consumo próprio da Petrobrás em refinarias, movimentação e UPGN's.

estimado pelo USGS (2000). Nesse estudo, aparecem como promissoras, além da bacia de Santos, também as bacias do Jequitinhonha, de Camamu e de São Francisco.

■ 6.3. Importação e Mercado Internacional

O ritmo de crescimento da demanda de gás natural no país e, principalmente, a potencialidade que ainda apresenta esse mercado sugere que, no longo prazo, possa ocorrer, ao lado dos necessários investimentos na exploração e produção das reservas nacionais, incremento das importações. Nesse caso, caberia discutir o modal mais conveniente: gás natural liquefeito – GNL ou gasodutos vindos de países vizinhos.

Quanto à perspectiva de maior oferta de gás natural via gasodutos, no médio e longo prazos, não se pode ignorar o grande volume de reservas provadas existentes na América do Sul, que totalizam mais de seis trilhões de metros cúbicos, suficientes para suprir o consumo atual do continente por mais de 50 anos, segundo dados do anuário estatístico da *British Petroleum*.

No âmbito regional, a oferta incremental de gás natural no país poderia, em tese, ser suprida:

(i) pela Venezuela, país que detém as maiores reservas provadas desse energético na América do Sul, e com o qual o governo brasileiro desenvolve estudos conjuntos para a construção de um gasoduto para interligar as reservas venezuelanas ao mercado brasileiro; e/ou

(ii) pela ampliação do Gasbol (Gasoduto Bolívia-Brasil), que atualmente opera com uma capacidade de 30 milhões de metros cúbicos diários.

(iii) Pelo aproveitamento das reservas peruanas de gás natural, em especial, Camisea.

Assim, na esfera sul-americana, pode-se visualizar uma tendência de que a infra-estrutura de oferta de gás natural para o Brasil a partir de países vizinhos ocorra majoritariamente através de gasodutos. Entretanto, isto não exclui a possibilidade de oferta de GNL a partir de países como Trinidad & Tobago, da própria Venezuela, dependendo de avaliações específicas, ou a partir da África, especialmente a Nigéria.

Em todo o caso, deve-se reconhecer que existe certo grau de incerteza sobre a viabilização desses empreendimentos, o que impacta a percepção dos riscos associados aos investimentos de grande porte em infra-estrutura necessários à viabilização do transporte do gás natural produzido nesses países. Outro aspecto que influencia é o próprio balanço oferta-demanda no Brasil, principalmente diante das perspectivas de aumento da produção doméstica, o que pode impactar a escala desses empreendimentos.

A opção pelo GNL pelo Brasil é favorecida, entre outros aspectos, pelo fato de que os principais mercados domésticos de gás natural, bem como a rede de gasodutos, estarem concentrados próximos ao litoral. Além disso, o GNL oferece uma flexibilidade especialmente desejada na geração termoelétrica. Assim, incluir o GNL na composição da oferta de energia do país é uma alternativa atraente e estrategicamente conveniente. Não há qualquer dificuldade tecnológica na utilização de GNL. Seu uso já é difundido no mundo, principalmente na Ásia.

O GNL, no entanto, tradicionalmente tem sido associado a custos de oferta maiores do que os do gás natural transportado por gasodutos³⁰. Ocorre que o contexto energético mundial tem sofrido alterações em razão da elevação e da volatilidade dos preços do petróleo, de questões acerca da segurança de abastecimento e da crescente preocupação com temas de natureza ambiental. Disso decorre um quadro que aponta para uma

³⁰ Ressalta-se que a economicidade entre o transporte de gás natural através de gasodutos ou na forma liquefeita deve considerar aspectos específicos de cada projeto. O raio econômico a partir do qual projetos de GNL se tornam mais competitivos do que gasodutos tem sofrido contínua redução e mesmo em trajetos mais curtos, por restrições relacionadas ao traçado, o GNL pode ser a solução mais adequada.

tendência, ainda não confirmada, de globalização do mercado de GNL, ou seja, a “comoditização” do gás natural. Comparativamente aos movimentos internacionais de comercialização de gás natural, o comércio de GNL respondeu, em 2006, por cerca de 26% do total do movimento. Em crescendo o mercado internacional desse combustível, caminha-se na direção de tornar o gás natural uma *commodity*, o que adiciona ingredientes favoráveis à sua adoção no Brasil.

Nesse sentido, uma avaliação importante sobre a possibilidade de “comoditização” do GNL é o movimento de comercialização do gás natural no mercado norte-americano. Embora esse mercado para o GNL seja o terceiro do mundo – com 9,5% do total comercializado em 2005 – trata-se do maior consumidor mundial de gás natural, considerando-se não só o consumo de GNL como o de gás natural comercializado a partir de gasodutos. Assim, é de se supor que o mercado norte-americano possa se constituir em um pólo dinamizador do mercado mundial de GNL. Na esteira de um possível crescimento da demanda norte-americana de gás natural, adicionam-se os seguintes aspectos:

- o esgotamento de reservas de gás natural domésticas dos EUA, tendência medida pela reduzida razão Reserva/Produção (R/P) das reservas norte-americanas de gás natural que, em 2005, foram de 10,4 anos. Adicionalmente, as reservas provadas de países como o México e o Canadá apresentam razão R/P iguais a 10,4 e 8,6, respectivamente;
- o direcionamento da política energética norte-americana, com crescente importância para a segurança de suprimento, motivada pela alta de preços do petróleo e pela instabilidade das zonas produtoras de petróleo;
- a crescente elevação do preço do gás natural comercializado em gasodutos, em parte resultado dos aspectos listados acima.

Enquanto a tendência do GNL se tornar uma *commodity* não for realidade, mesmo nessa modalidade haverá a necessidade de realização de contratos de compra de longo prazo do produto. Contudo, esse aspecto não constitui obstáculo a sua introdução imediata na matriz energética brasileira, haja vista a relativa proximidade do Brasil do mercado americano, que consome grandes quantidades deste combustível e pode absorver os eventuais excedentes decorrentes de um uso flexível no mercado brasileiro.

Além disso, o GNL pode ser mais um elemento da integração energética regional. Estratégias continentais de utilização desse energético devem ser consideradas, pois o Brasil não é o único país a necessitar de sistemas flexíveis de suprimento de gás natural. As flutuações do mercado de gás natural na Argentina são notórias. Nos invernos dos últimos anos, chegou-se a reduzir, naquele país, o abastecimento industrial e termelétrico para priorizar o atendimento residencial. Se estivesse disponível a opção do GNL no continente, haveria, por certo, melhores condições de enfrentar a crise.

Importa ressaltar que a introdução do GNL na matriz energética nacional não é excludente com os investimentos na ampliação da produção do gás natural nacional. Uma produção de gás nacional abundante e o desenvolvimento de uma malha de gasodutos robusta devem ser o centro da política nacional do gás natural. O GNL deve ter um papel complementar.

Mas, o GNL também demanda disponibilidade de infra-estrutura adequada para recebimento e despacho dessa carga. Convém ressaltar que o Brasil não possui, ainda, nenhuma unidade de regaseificação de gás natural construída, embora seja prevista a instalação das primeiras entre 2008 e 2009.

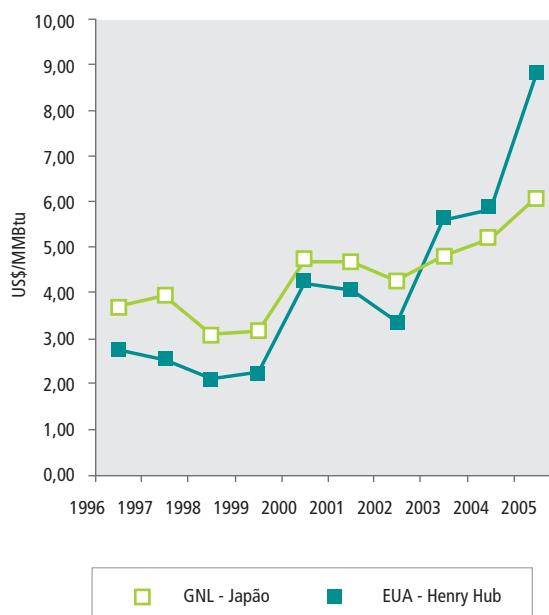
Quanto ao preço do gás natural, em particular, a Figura 6.2 mostra um movimento de convergência entre

os preços internacionais praticados para o GNL e o gás natural consumido no mercado americano, sugerindo que, do ponto de vista de atratividade de instalações de GNL, viabilizar-se-ia a oferta para o mercado norte-americano de gás natural.

Em termos prospectivos, o crescimento do mercado mundial de GNL também é apontado nas projeções da Agência Internacional de Energia que projetam, inclusive, uma taxa de crescimento notadamente superior à do comércio por gasodutos. Também do ponto de vista da produção mundial de gás natural, estima-se o crescimento do volume desse energético dedicado a projetos de exportação de GNL. Contudo, esta expansão se ancora na hipótese de elevação do esforço exploratório e do sucesso decorrente deste esforço.

Outro aspecto relevante que se vislumbra é uma participação crescente do Oriente Médio nesse mercado. Em complemento, projetam-se custos de capital decrescentes para as instalações de liquefação e regaseificação, o que tenderá a melhorar a competitividade do GNL frente a outros energéticos e mesmo com o gás natural transportado através de gasodutos.

Figura 6.2: Evolução dos Preços do Gás Natural no Japão e nos EUA



Nota: preços médios anuais; elaborado a partir de BP (2006)

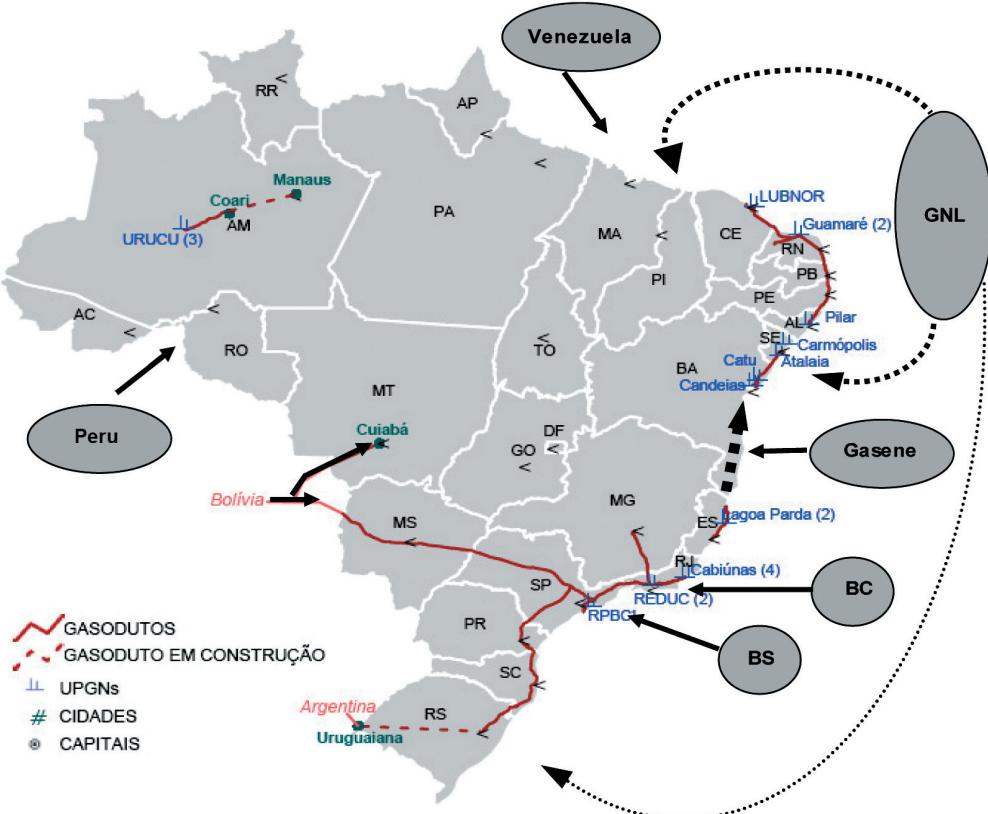
■ 6.4. Infra-estrutura de Transporte e Distribuição de Gás Natural

A monetização de recursos de gás natural se dá através de tecnologias que permitam o escoamento da produção para os mercados consumidores. Isto tradicionalmente envolve o transporte do gás natural sem transformação ou, ainda, na forma de produtos obtidos a partir de processos de conversão química do gás natural. A tecnologia adotada para atendimento do mercado-alvo de gás natural é um importante condicionante na determinação do seu preço final para o consumidor. As alternativas tecnológicas de monetização destas reservas de gás natural incluem: (i) transporte em dutos; (ii) liquefação de gás natural (GNL); e (iii) processos GTL (*Gas-to-Liquids*).

O transporte através de gasodutos é o modal mais difundido de escoamento de gás natural, sendo normalmente a alternativa mais econômica para o transporte de grandes volumes de gás natural em regime de fornecimento contínuo, ocorrendo a altas pressões. As redes de distribuição de gás natural permitem atender ao mercado consumidor final, sendo caracterizadas por uma rede mais capilarizada de tubulações. Como a pressão de utilização do gás natural nestas redes de distribuição é menor do que a utilizada nos gasodutos de transporte ocorrem reduções sucessivas de pressão desde o "city gate", passando por estações intermediárias de redução de pressão, sendo a magnitude desta redução dependente do tipo de uso e de usuário atendido. A competitividade dessas instalações é fortemente dependente do grau de dispersão espacial dos consumidores de gás natural.

No Brasil alguns gasodutos encontram-se em construção, como os de Urucu-Coari-Manaus, Campinas-Rio de Janeiro, Sergipe-Alagoas, GASENE (trecho Macaé-Vitória-Cacimbas), ou em ampliação, como o gasoduto Rio-Belo Horizonte. O trecho Espírito Santo-Bahia (ES-BA) do GASENE deverá ser iniciado em 2007, totalizando investimentos da Petrobrás da ordem de US\$ 5 bilhões. Na Figura 6.3 pode-se visualizar as alternativas de suprimento de gás natural para o país.

Figura 6.3: Possibilidades de Suprimento de Gás Natural ao Brasil¹



1/ A representação da oferta GNL nessa figura é meramente indicativa e procura representar a possibilidade de importação em qualquer ponto do litoral brasileiro, onde existirem condições de mercado e infra-estrutura adequadas para tal.

Notas: BS= Bacia de Santos; BC= Bacia de Campos;

GASENE= Gasoduto Sudeste-Nordeste; GNL= Gás Natural Liquefeito

O aumento da produção doméstica, os gasodutos citados e os projetos de importação de GNL deverão ser suficientes para o atendimento dos mercados das companhias distribuidoras estaduais e das atuais termelétricas no horizonte decenal. Para o atendimento além de 2015, serão necessárias outras soluções de transporte de gás natural, que serão definidas na medida da confirmação da localização e dos volumes de oferta provenientes das futuras descobertas. Entre as alternativas, incluem-se a ampliação da malha de gasodutos em território brasileiro, conectando regiões ou outros países, como Venezuela, Bolívia, Peru, etc. e também a expansão da importação de GNL.

As alternativas para monetização dos recursos de gás natural são a liquefação, já discutida anteriormente, e os processos Gás-To-Liquids (GTL). Com a possibilidade de “comoditização” do gás natural por meio do GNL, destaca-se a flexibilidade de suprimento. No que tange à economicidade desta alternativa, esta tem melhorado nos últimos anos, resultado de progressos na redução de custos obtida em diversas etapas da cadeia do GNL.

A utilização de processos de conversão química do gás natural – como os processos *Gas-To-Liquid* (GTL) – em derivados líquidos combustíveis (principalmente, nafta e óleo diesel) é uma alternativa de monetização de reservas de gás natural. No Brasil, a Petrobrás opera desde 2002 uma planta de produção de óleo diesel a GTL em escala piloto, localizada em São Mateus (PR).

Em termos de competitividade econômica, a tecnologia GTL ainda se depara com custos de investimento superiores àqueles observados em refinarias convencionais, mas quando comparada com uma refinaria moderna, onde o enxofre é eliminado do combustível, a tecnologia GTL pode se tornar competitiva. A previsão das perspectivas da tecnologia GTL é difícil, contudo, de ser realizada com certo grau de certeza. Trata-se de uma tecnologia ainda em seus estágios iniciais em termos comerciais.

Por fim, na distribuição, que é a última etapa do sistema de fornecimento de gás natural ao consumidor final, para uso industrial, automotivo, comercial ou residencial, este combustível deve atender a padrões rígidos de especificação e, praticamente, isento de contaminantes, de modo a não ocasionar problemas aos equipamentos em que será utilizado.

A malha de distribuição de gás natural necessitará, por certo, de expansão na grande maioria dos estados brasileiros. Mesmo naqueles onde já existe malha relativamente extensa, há o permanente desafio de expandir a base de consumo, em especial, nos setores com menor porte individual de demanda, como é o caso dos setores residencial e comercial.

Ressalte-se que a expansão da rede de distribuição está na esfera administrativa dos estados. Com efeito, de acordo com o art. 25 da Constituição Federal, é da competência dos estados, diretamente ou através de concessões, a atividade de distribuição de gás canalizado. Atualmente, o país registra a existência de 25 distribuidoras estaduais de gás natural canalizado, embora apenas 18 possuam projetos efetivamente em operação.

■ 6.5. Produção

Para efeito da avaliação da expectativa de produção de gás natural no longo prazo (até 2030), convém dividir o horizonte em três períodos:

- um primeiro, até 2011, no qual estão presentes os condicionantes de curto prazo que limitam a capacidade de produção;

• um segundo período, entre 2012 e 2016, para o qual a referência básica são os estudos do Plano Decenal de Energia 2007-2016, em fase final de elaboração; e

• um terceiro, após 2016, para o qual é admissível formular hipóteses mais livres para a evolução da produção.

Para o primeiro período, a principal referência é o Plano de Negócios 2007-2011, recentemente divulgado pela Petrobrás, que prevê a entrega de 71 milhões de m³/dia até 2011, o que significa uma produção de cerca de 94 milhões de m³/dia.

Na construção de um cenário plausível para o segundo período, consideraram-se como determinantes os resultados dos leilões de áreas de exploração e produção de petróleo e gás natural realizados pela ANP e, especificamente, as características geológicas das áreas arrematadas e o tempo requerido para que os campos associados entrem em fase de produção. Nesse período, embora a produção dos campos descobertos até 2005 deva ainda responder pela maior parte da produção nacional, a participação esperada de novas descobertas nos blocos licitados deve chegar aos 35%.

Para o terceiro período, além dos campos descobertos até 2005 e daqueles previstos serem descobertos nos blocos exploratórios licitados até a sétima rodada, considerou-se a possibilidade de recursos não descobertos em áreas ainda não licitadas.

Nessas condições, considerando-se ainda as necessidades de reinjeção, consumo próprio das instalações de exploração e produção, queima e perdas, pode-se estimar a evolução da curva de produção conforme indicado na Figura 6.4. Observe-se que a hipótese é de quintuplicar a produção atual de gás natural (48,5 milhões de m³/dia, em 2005), atingindo-se o valor de 251,7 milhões de m³/dia, em 2025. Tomando como referência o valor projetado no Plano de Negócios da Petrobrás para 2010, de cerca de 94 milhões de m³/dia, o esforço requerido seria de expandir a produção de gás natural em 2,8 vezes, no período 2010/2025.

Considerando-se uma razão reserva/produção de 18 anos³¹, tem-se que as projeções realizadas significam utilização das atuais reservas provadas, das reservas com 95% de probabilidade (F95) e de uma parcela das reservas com 50% de probabilidade (F50). De fato, de acordo com as hipóteses de cálculo admitidas, a produção acumulada entre 2005 e 2030 é de 1.443 bilhões de m³. Em adição, o acréscimo nas reservas é de 1.344 bilhões de m³ (ver Tabela 6.3). Somados, esses valores montam a 2.787 bilhões de m³, volume que corresponde às reservas provadas, aos recursos ainda não descobertos com 95% de probabilidade e a menos de 40% dos recursos ainda não descobertos com 50% de probabilidade (F50).

31 Em 2005, a razão R/P foi de 17,3 anos, dada a produção de 48,5 milhões de m³/dia e reservas provadas de 306 bilhões de m³.

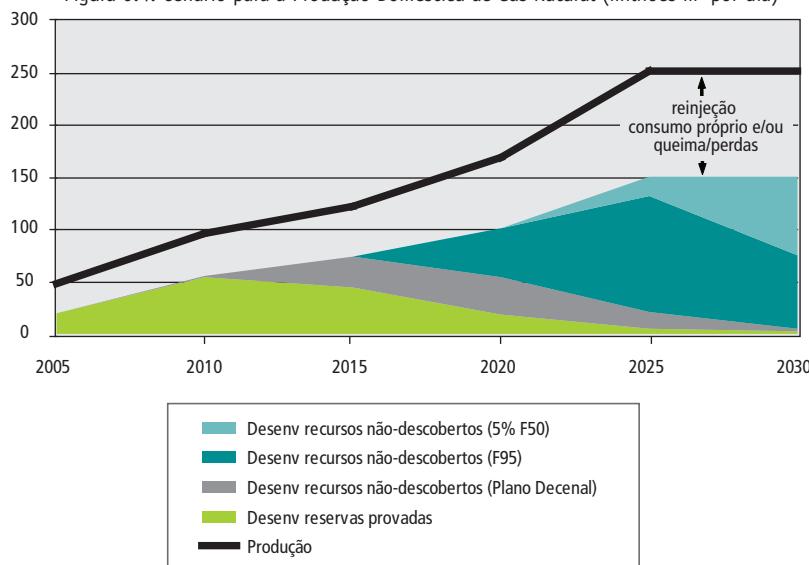
Figura 6.4: Cenário para a Produção Doméstica de Gás Natural (milhões m³ por dia)

Tabela 6.3: Projeção das Reservas e da Produção Nacionais de Gás Natural

Ano	Produção ¹ (milhões m ³ /dia)	Reservas (bilhões de m ³)	R/P (anos)
2005	48,5 ²	306	17,3
2010	94,2 ³	595 ⁴	17,3
2020	169,0	1.110	18,0
2030	251,7	1.650	18,0
Acumulado⁵	1.443,0		

1/ inclui parcela para consumo próprio, queima e reinjeção;

2/ valor verificado;

3/ estimado a partir da previsão de entrega de gás (71 milhões de m³/dia) do Plano de Negócios 2007-2011 da Petrobrás;

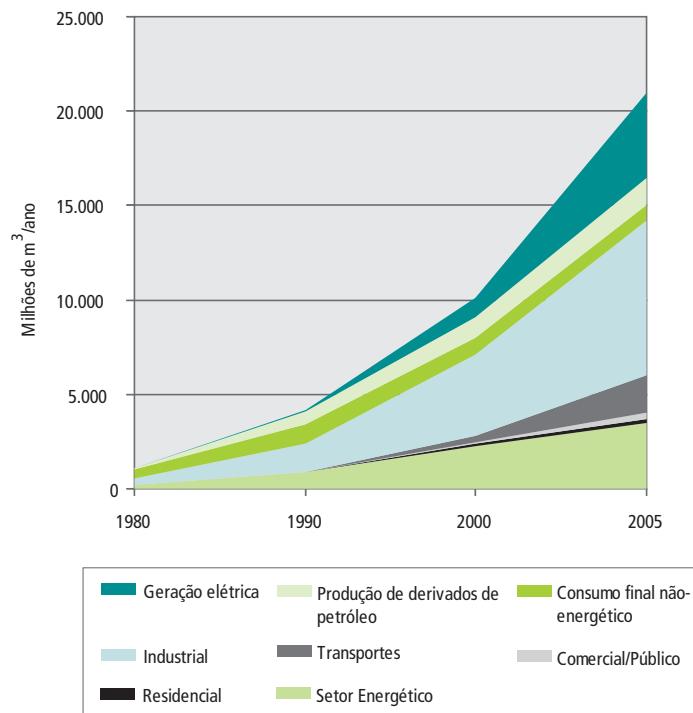
4/ estimado a partir da razão R/P verificada em 2005. A título de comparação, conforme dados da ANP (www.anp.gov.br), em 2006 as reservas brasileiras totais de gás natural foram de 588,6 bilhões de m³.

5/ em bilhões de m³, no período 2005-2030.

■ 6.6. Projeção do Consumo Final

O consumo final de gás natural no Brasil tem crescido em ritmo bastante acelerado nos últimos quinze anos, tendo sido registrada uma taxa média anual de crescimento de 10,3% ao ano. Entre os setores de consumo que mais contribuíram para esse crescimento estão a indústria e o setor energético. Merece destaque também o setor de transportes que, no ano 2000, respondia por aproximadamente 4% do consumo final de gás natural no Brasil, proporção que evoluiu para quase 18% em 2005. Esse aumento decorre da penetração do gás natural veicular – GNV no país, especialmente nos estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Minas Gerais, Bahia, Pernambuco e Santa Catarina, que, em 2005, detinham 83% da frota de conversões acumuladas até esse ano. A geração elétrica a partir do gás natural ganha impulso com a disponibilidade do combustível proveniente da Bolívia. Esse aumento na oferta também possibilitou à indústria brasileira ampliar os volumes consumidos, proporcionando principalmente a substituição de óleo combustível. A Figura 6.5 ilustra a evolução histórica do consumo total de gás natural no Brasil.

Figura 6.5: Evolução Histórica do Consumo Total de Gás Natural
(milhões de m³/ano)

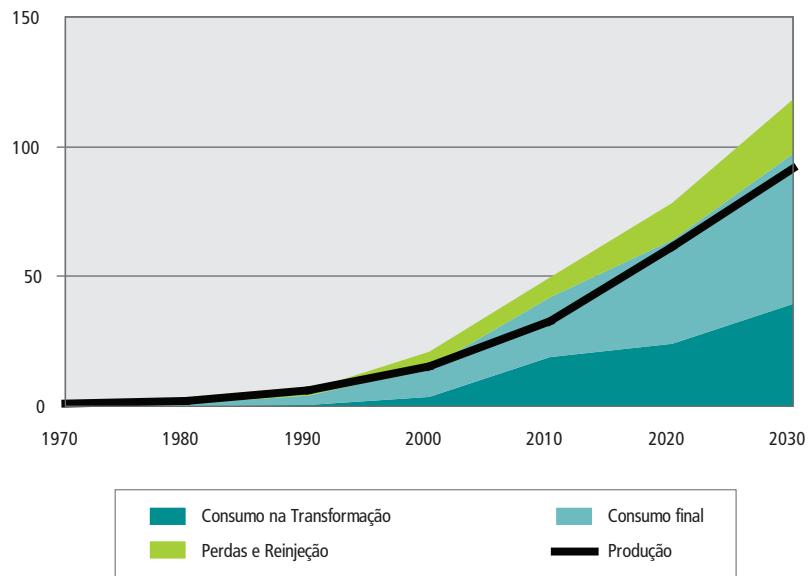


No longo prazo, a expectativa é de crescimento sustentado do consumo de gás natural, porém a taxas mais baixas do que as observadas no passado recente. Tal desaceleração é justificável por serem naturalmente mais reduzidas as possibilidades de ganho de participação pela substituição de energéticos como o óleo combustível, a lenha e o GLP. Ainda assim, estima-se que o consumo total projetado de gás natural no Brasil cresça a uma taxa média anual de 6,3% ao ano, ao longo dos próximos 25 anos, conforme os valores apresentados na Tabela 6.4. A Figura 6.6 ilustra a evolução deste consumo total de gás natural e da produção doméstica projetada no horizonte do PNE 2030.

Tabela 6.4: Projeção do Balanço de Gás Natural
(milhões de m³/ano)

	2005	2010	2020	2030
Consumo total	20.973	42.079	63.826	97.460
Transformação	5.934	18.897	23.957	39.419
Produção derivados de petróleo	1.429	4.903	8.114	15.367
Geração de energia elétrica	4.505	13.994	15.843	24.052
Consumo final	15.040	23.181	39.869	58.040
Consumo não-energético	849	1.082	2.854	4.413
Consumo energético	14.191	22.099	37.015	53.627
Setor energético	3.500	6.468	11.720	16.537
Residencial	217	432	666	812
Comercial/Público	321	426	790	1.513
Transportes	1.945	3.231	4.940	7.048
Industrial	8.209	11.543	18.899	27.718

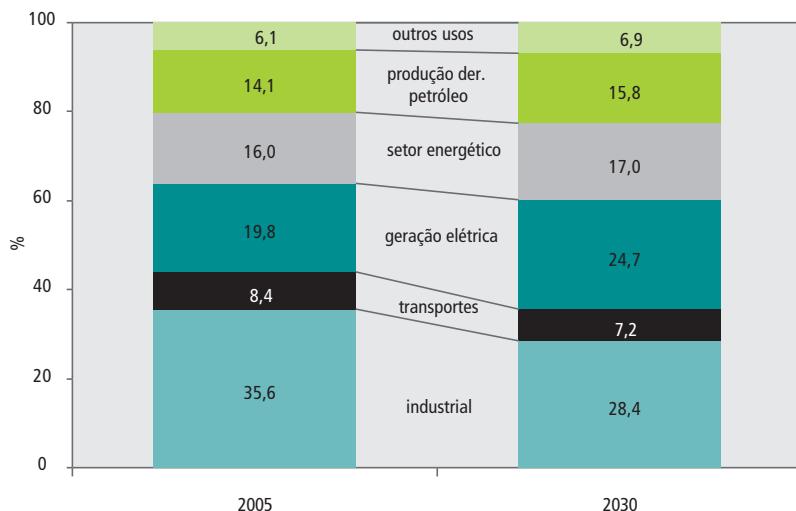
Figura 6.6: Evolução do Consumo Total de Gás Natural (milhões de m³/ano)



Em termos de estrutura do consumo final, as projeções indicam ganho relativo de participação da geração de energia elétrica, que passa a consumir, em média, mais de 65 milhões de m³/dia em 2030. O consumo de gás natural na indústria segue crescendo em substituição ao óleo combustível e a outros energéticos (lenha e GLP) e também pela expansão da capacidade instalada de cogeração bem como pela entrada de novos empreendimentos baseados no consumo de gás natural. Projeta-se um crescimento à taxa média de 5% ao ano ao longo do horizonte de estudo, taxa superior ao crescimento da economia brasileira no mesmo período (4,1% ao ano). Não obstante, o consumo industrial de gás natural registra queda de participação relativa no consumo total.

A comparação da estrutura do consumo total de gás natural em 2005 e 2030 é apresentada na Figura 6.7. No período, ganha destaque também a produção de derivados de petróleo a partir do gás natural, aproveitando a fração de líquidos de gás natural (LGN), com crescente disponibilidade devido ao aumento da produção doméstica até 2030.

Figura 6.7: Estrutura do Consumo Total de Gás Natural (%)



■ 6.7. Expansão da Capacidade de Oferta de Gás Natural

A Tabela 6.5 e a Figura 6.8 apresentam os principais indicadores projetados para a oferta e a demanda de gás natural no país ao longo do horizonte de estudo. O crescimento da demanda no longo prazo *vis-à-vis* as perspectivas de produção nacional de gás natural sinaliza a necessidade de complementação da oferta de gás natural no país através da importação de pouco mais de 70 milhões de m³/dia em 2030. Isso significa ampliar em 40 milhões de m³/dia a capacidade de importação atual (30 milhões de m³/dia no gasoduto Bolívia-Brasil). Considerada a importação planejada de GNL – capacidade de regaseificação de 20 milhões de m³/dia até 2009 –, a necessidade de importação adicional em 2030 seria de 20 milhões de m³/dia.

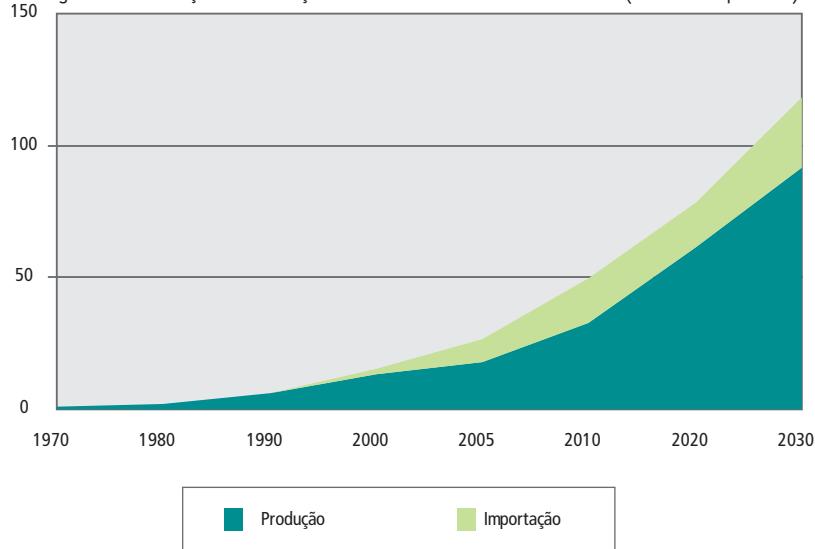
Tabela 6.5: Projeção da Oferta e da Demanda de Gás Natural (milhões de m³/dia)

	2005	2010	2020	2030
Produção	48,5	94,2	169,0	251,7
Importação	24,6	47,0	45,9	71,9
Perdas e reinjeção ¹	15,7	25,9	40,1	56,6
Consumo total²	57,5	115,3	174,9	267,0

1/ Inclui volume não aproveitado e diferenças.

2/ Inclui consumo energético e não energético.

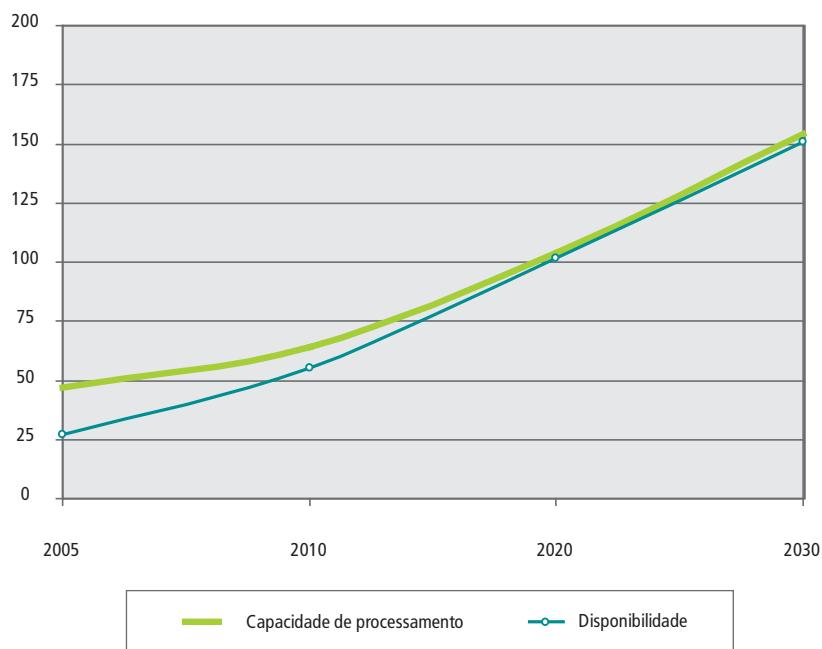
Figura 6.8: Evolução do Balanço de Gás Natural no Brasil até 2030¹ (bilhões m³ por ano)



Nota: Produção + importação = Consumo total + perdas/reinjeção

Importa ressaltar que, mesmo nas condições do balanço que se projeta, esse volume de importação pode ser maior, tendo em vista a demanda de gás natural para geração de energia elétrica. Com efeito, o consumo deste combustível para este uso pode atingir valores maiores na hipótese de despacho máximo das usinas termelétricas. Nessa situação, o GNL pode funcionar como um “pulmão” desse mercado. Nessa situação, seria justificável uma importação adicional (em relação a 2005) de pelo menos 50 milhões de m³/dia por gasodutos.

Observe-se ainda que uma parcela da produção nacional de gás natural corresponde às perdas e reinjeção – apenas a diferença está efetivamente disponível ao consumo final. Assim, a disponibilidade do combustível para seu processamento nas unidades de processamento de gás natural – UPGN é menor que os 250 milhões de m³/dia projetados para produção doméstica em 2030. A evolução da necessidade de capacidade de UPGN é apresentada na Figura 6.9. Em relação à capacidade atualmente instalada (2005), estima-se, nessas condições, que será necessária a instalação de 20 novas unidades de processamento, tomando-se como referência a capacidade unitária padrão de 5 milhões de m³/dia.

Figura 6.9: Expansão da Capacidade de Processamento de Gás Natural (milhões de m³/dia)

Por fim, quanto à expansão da capacidade de transporte do gás natural, indica-se necessário ampliar as instalações que interligam a malha de gasodutos e as UPGN, apenas para o escoamento da produção nacional disponível para o consumo. Considerando as projeções apresentadas e que a disponibilidade de gás natural para essas unidades foi, em 2005, de 27 milhões de m³/dia, essa expansão significa pelo menos triplicar a capacidade atual, de modo a possibilitar o transporte de mais de 150 milhões de m³/dia.

■ 6.8. Meio Ambiente

O gás natural como substituto no consumo de derivados de petróleo tem grandes vantagens ambientais, o que explica a sua grande penetração nas matrizes energéticas em vários países do mundo e, inclusive, no Brasil. No caso particular de seu uso na produção de eletricidade ele tem de ser cotejado com outros insumos menos poluentes como a hidreletricidade, biomassa, etc.

Mas, os impactos ambientais decorrentes da expansão da infra-estrutura de oferta de gás natural apresentam, tipicamente, a mesma natureza daqueles já discutidos no capítulo anterior, referente ao petróleo. Com efeito, na exploração e produção, ainda que as ocorrências de gás não estejam associadas às de petróleo, as atividades apresentam o mesmo perfil. As legislações que tratam da questão ambiental do petróleo são basicamente aplicáveis às atividades de exploração e produção do gás natural, especialmente no Brasil, onde, em um caso e outro, há predominância de atividades off-shore.

Uma diferença importante está na fase de transporte e distribuição. Embora o petróleo seja muitas vezes transportado por dutos, a distribuição de seus derivados é feita de modo disperso e tratada normalmente como uma atividade comercial comum. No caso do gás natural, a prevalência de dutos torna o licenciamento ambiental uma etapa relevante na implantação de um projeto de transporte e distribuição.

Outra diferença está no refino, em que o paralelo com o gás natural se estabelece nas UPGN. Neste caso, por essas unidades serem, em geral, de porte menor do que uma refinaria, os impactos tendem a ser menores e localizados, o que simplifica o processo de licenciamento.

Por fim, com relação às exigências quanto às especificações dos produtos, importa salientar que o gás natural tem se tornado um energético de crescente importância na matriz mundial inclusive por produzir impactos ambientais menores (nível de emissões de gases mais baixo) do que os derivados do petróleo. A portaria ANP nº 104, de 8 de julho de 2002, estabelece a especificação do gás natural, de origem nacional ou importado, a ser comercializado em todo o território nacional.

7. Biomassa

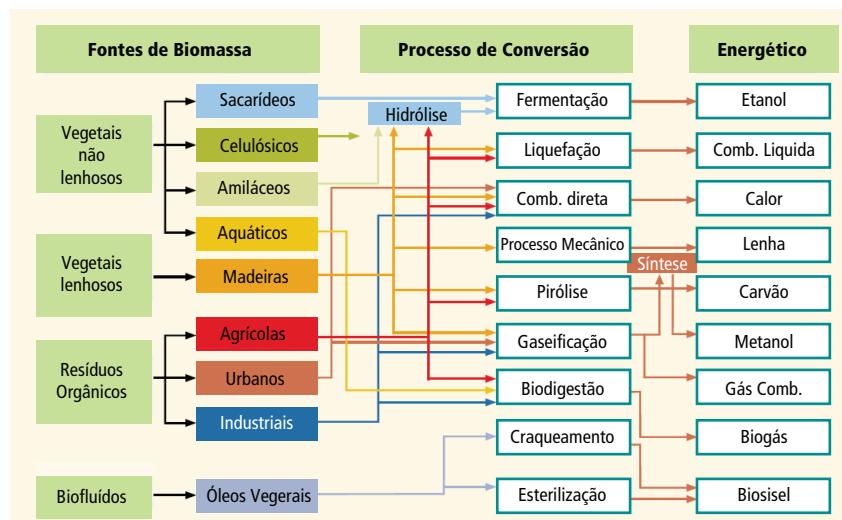
7.1. Introdução

Dentro de uma perspectiva de longo prazo, a biomassa para fins energéticos em geral, e como fonte para geração de energia elétrica em particular, está entre as fontes renováveis com maiores possibilidades de utilização, principalmente em termos de tecnologia de conversão em produtos energéticos.

O termo biomassa compreende a matéria vegetal gerada pela fotossíntese e seus diversos produtos e subprodutos derivados, tais como florestas, culturas e resíduos agrícolas, dejetos animais e matéria orgânica, contida nos rejeitos industrial e urbano. Essa matéria contém a energia química acumulada através da transformação energética da radiação solar e pode ser diretamente liberada por meio da combustão, ou ser convertida, através de diferentes processos, em produtos energéticos de natureza distinta, tais como carvão vegetal, etanol, gases combustíveis e de síntese, óleos vegetais combustíveis e outros.

A biomassa energética apresenta rotas significativamente diversificadas, como pode ser visto na Figura 7.1, com extensa variedade de fontes, que vão desde os resíduos agrícolas, industriais e urbanos até as culturas dedicadas.

Figura 7.1: Processos de Conversão Energética da Biomassa



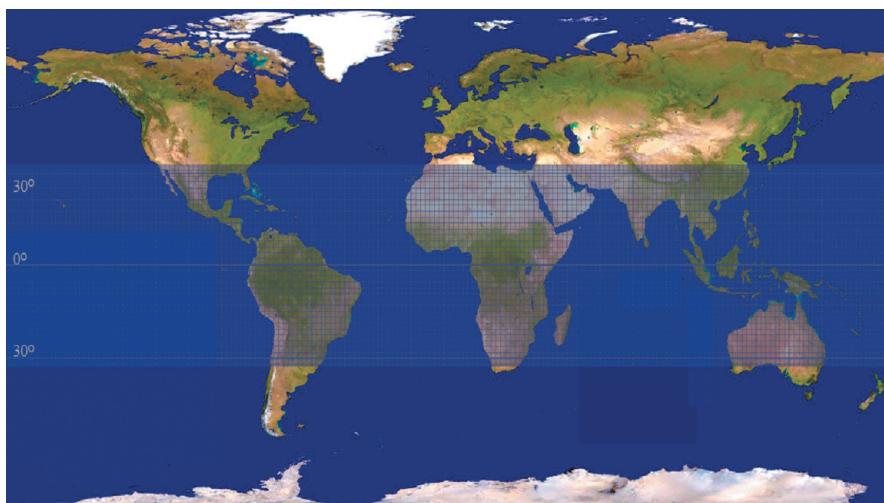
Fonte: Atlas de Energia Elétrica do Brasil (ANEEL, 2003)

Existe uma grande quantidade de tecnologias para os processos de conversão, que incluem desde a simples combustão para obtenção da energia térmica até processos físico-químicos e bioquímicos complexos para a obtenção de combustíveis líquidos e gasosos e outros produtos, e que variam em escala, desde a micro até a larga escala. As condições naturais e geográficas favoráveis do Brasil justificam o entendimento de que o país reúne vantagens comparativas expressivas para assumir posição de destaque, no plano mundial, na produção e uso da biomassa como recurso energético. Entre elas destacam-se a grande quantidade de terra agricultável com características adequadas do solo e condições climáticas, a perspectiva de incorporação de

novas áreas onde os impactos ambientais estão circunscritos ao socialmente aceito, além da possibilidade de múltiplos cultivos dentro do ano calendário.

Situado, predominantemente, na faixa tropical e subtropical do planeta, entre o Trópico de Câncer, a 30°N, e o Trópico de Capricórnio, a 30°S, a região do planeta mais propensa à produção de biomassa (Figura 7.2), o Brasil recebe intensa radiação solar ao longo de todo o ano, a fonte de energia fundamental da produção de biomassa, seja sua finalidade a produção agrícola e pecuária para alimentação humana ou a produção de culturas com fins agroindustriais.

Figura 7.2: Faixa Tropical e Sub-Tropical do Planeta



Dentre os países situados nessa faixa, o Brasil é um dos que apresenta maior potencial de produção agrícola. De fato, na África e na Austrália a maior parte do território é caracterizada por áreas desérticas, portanto, economicamente inviáveis para a produção, ao nível do conhecimento tecnológico atual. Adicionalmente, o Brasil, com sua dimensão continental e diversidade geográfica, apresentando variedade de clima e exuberância de biodiversidade, além de deter um quarto das reservas superficiais e sub-superficiais de água doce do mundo, consegue produzir praticamente todos os principais produtos agrícolas comercializados mundialmente. Em complemento, o país apresenta importantes avanços no desenvolvimento e implantação de tecnologia de agricultura tropical, em que um dos paradigmas é a agroindústria de etanol, com reconhecimento internacional.

Embora conte com uma atividade agrícola bastante intensa, o Brasil dispõe, ainda, de vasta extensão de terra agricultável disponível (fronteira agrícola), sem prejudicar áreas de florestas e de preservação ambiental, como pode ser inferido das estatísticas de ocupação do solo apresentadas na Tabela 7.1. Como pode ser observado desses dados, a disponibilidade de terras adicionais para cultivo é da ordem de 90 milhões de hectares, ou seja, quase 11% da área total do território brasileiro.

Tabela 7.1: Ocupação Atual do Solo no Brasil

Tipo de uso ou ocupação	10 ⁶ ha	%
Floresta Amazônica e áreas de proteção ambiental ¹	405	47,6
Áreas urbanas, vias, cursos d'água e outros	20	2,4
Área disponível para produção agropecuária	366	43,0
Pastagens	210	24,7
Culturas temporárias e permanentes	61	7,2
Florestas cultivadas	5	0,6
Fronteira agrícola	90	10,6
Outros Usos	60	7,1
TOTAL	851	100,0

1/ Inclui Mata Atlântica, Pantanal Mato-grossense, Terras Indígenas, áreas de proteção formalmente constituídas e outras

Fonte: Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento – MAPA (2006)

Tomando por base apenas os principais produtos agrícolas, que compreendem cerca de 90% da área plantada atual e 85% da produção física, pode-se estimar que a produção e oferta de resíduos de biomassa como fonte de energia primária, em 2005, foi de 558 milhões de toneladas em base seca, conforme indicado na Tabela 7.2. Esse valor significa uma expressiva quantidade de energia primária renovável produzida no país e potencialmente aplicável para fins energéticos. De fato, feita a conversão para barris equivalentes de petróleo, tem-se que o conteúdo energético do resíduo produzido nesse ano foi da ordem de 4,2 milhões bep/dia, valor quase 2,5 vezes maior que a produção média brasileira de petróleo no mesmo ano (1,7 milhões de barris por dia).

Uma parte desse potencial é atualmente aproveitada, especialmente o bagaço da cana-de-açúcar e a lixívia para produção de energia elétrica, em geral na forma de autoprodução. Mais recentemente, avanços tecnológicos aumentaram a perspectiva de maior eficiência no uso do bagaço e o aproveitamento da palha na geração de eletricidade, bem como o uso do bagaço para a produção de etanol celulósico. Mas, o aproveitamento mais intenso desse potencial requer, naturalmente, investimentos no desenvolvimento de rotas tecnológicas para sua recuperação e em equipamentos capazes de recuperar de forma adequada a biomassa, que hoje é subutilizada ou abandonada no campo, e de transportá-la até a unidade na qual será processada a transformação.

Tabela 7.2: Oferta de Biomassa no Brasil em 2005

	10 ⁶ t/ano	10 ⁶ bep/dia ¹
TOTAL	558	4,24
Resíduos Agrícolas	478	3,54
Soja	185	1,25
Milho	176	1,43
Arroz (palha)	57	0,42
Cana-de-açúcar (palha)	60	0,44
Resíduos Agroindustriais	80	0,59
Cana-de-açúcar (bagaço)	58	0,46
Arroz (casca)	2	0,02
Lixívia ²	13	0,08
Madeira ³	6	0,04
Florestas Energéticas	13	0,11
Madeira Excedente ⁴	13	0,11

1/ Considerou-se na conversão 1 bep = 5,95 GJ;

2/ Licor negro, com concentração entre 75 e 80% de resíduos sólidos;

3/ Resíduos de madeira da indústria de celulose: lenha, cavaco e cascas de árvore;

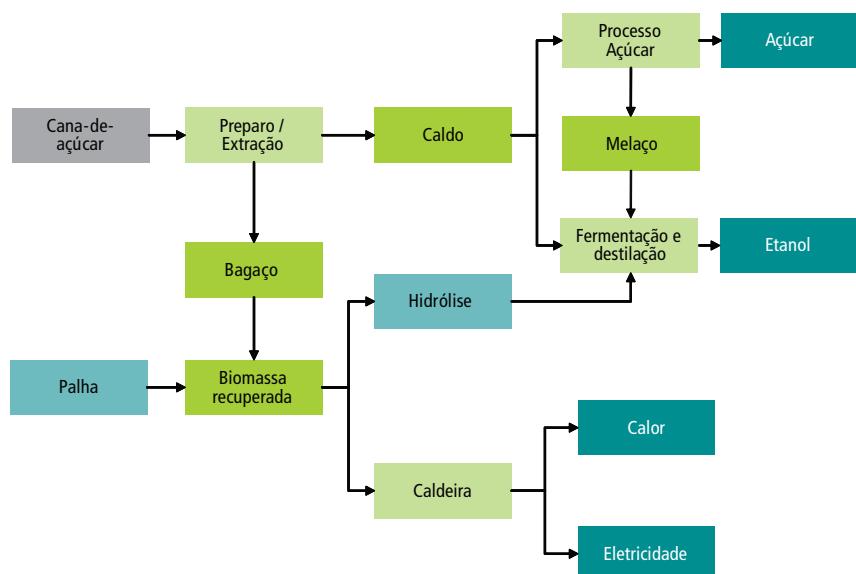
4/ diferença entre a quantificação teórica da produção potencial nas áreas ocupadas pela silvicultura e o consumo de madeira em tora para uso industrial oriundo de florestas plantadas.

Merecem destaque os resíduos da cana-de-açúcar, uma vez que cerca de 50 % dessa biomassa já se encontra disponível nas instalações industriais e, em 2005, somaram 118 milhões de toneladas em base seca, o equivalente a 900 mil barris equivalentes de petróleo por dia. Seu uso como energético primário já é tradicional no setor sucroalcooleiro, embora em bases de eficiência ainda não satisfatórias. Apesar disso, o setor sucroalcooleiro brasileiro, talvez em razão da experiência exitosa do uso do etanol, é de todos os setores agroindustriais o que tem apresentado maiores avanços em pesquisa e desenvolvimento, com vistas à recuperação dos resíduos agrícolas. Assim, o aproveitamento desse potencial, especialmente para a geração de energia elétrica, revela-se, no horizonte do PNE 2030, promissor e estratégico.

Corroborando o exposto, instituições como a FAPRI e F.O.LICHT destacam, também, a perspectiva de forte crescimento da demanda mundial por açúcar e etanol, o que deverá elevar a produção mundial de açúcar dos atuais 144,2 milhões de toneladas por ano para 168,4 milhões de toneladas por ano em 2015, e a produção de etanol dos atuais 45 milhões de m³ para 115 milhões de m³ por ano em 2015. Esse quadro deve funcionar, naturalmente, como mais um elemento dinamizador da produção de biomassa brasileira a partir da cana-de-açúcar.

A cadeia produtiva da cana-de-açúcar, representada na Figura 7.3, possui como principais produtos o etanol e o açúcar. Durante o processo, é gerado um subproduto, o bagaço de cana, que pode ser aproveitado em caldeiras para a geração de calor e eletricidade para o próprio processo, além de excedentes de energia elétrica, que podem ser comercializados.

Figura 7.3: Cadeia Produtiva da Cana-de-Açúcar



Existem diversas tecnologias em desenvolvimento para melhorar o rendimento e a eficiência do processo. Dentre elas, destacam-se a hidrólise da biomassa para a produção de etanol e a recuperação da palha deixada no campo. O processo de hidrólise consiste no rompimento das ligações químicas existentes entre as unidades de glicose que constituem a celulose presente nos vegetais. O desenvolvimento de um processo de

hidrólise economicamente viável da matéria-prima celulósica pode resultar em um aumento significativo do rendimento do processo de produção de etanol, além da possibilidade de produzir etanol a partir de qualquer matéria-prima de origem vegetal.

Já para efetuar a recuperação da palha deixada no campo são necessárias apenas algumas adaptações ao processo de colheita da cana-de-açúcar. A disseminação dessa prática pode permitir um aumento na quantidade de biomassa disponível para a geração de calor e eletricidade, direcionando o bagaço da cana que hoje é queimado nas caldeiras das usinas para a produção de etanol a partir do processo de hidrólise.

■ 7.2. Expansão da Produção de Cana-de-Açúcar

Em 2005, o Brasil produziu 28,2 milhões de toneladas de açúcar, das quais 17,8 milhões destinaram-se à exportação, e 16,0 milhões de m³ de etanol, dos quais foram exportados 2,5 milhões. O *market share* mundial do Brasil correspondeu a aproximadamente 50% da quantidade total de açúcar comercializada internacionalmente e 45% do volume de etanol transacionado no mercado mundial.

Nos cenários formulados, o agronegócio brasileiro aproveita as suas vantagens competitivas naturais e experimenta um crescimento elevado durante todo o período, especialmente no caso dos Cenários A e B1. A preocupação crescente com as questões ambientais, incluindo o aquecimento global, aumenta o interesse pelas fontes de energia renováveis e contribui para a expansão da produção de biocombustíveis. Uma maior abertura dos mercados também contribui para o aumento da produção de biocombustíveis, favorecendo as exportações.

Mas, naturalmente, a evolução da produção de cana-de-açúcar está relacionada com a expansão da área plantada e o aumento de produtividade da cultura. A perspectiva é de, nos próximos anos, aumentar a produção e a produtividade, de forma que o país deverá continuar ocupando importante posição nestes mercados. De fato, as entidades do setor e o Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento sinalizam uma produção de 45,2 milhões de toneladas de açúcar e de 36,8 milhões de m³ de etanol em 2015. Uma projeção tendencial, com base na evolução histórica, aponta, para 2030, produção de 78 milhões de toneladas de açúcar e 67 milhões de m³ de etanol.

Para alcançar esses níveis de produção, tendo em conta a mesma evolução de produtividade agrícola e agroindustrial verificada nas últimas duas décadas, e não considerando avanços tecnológicos que configuem quebra estrutural, como a hidrólise de material celulósico, a produção de cana-de-açúcar deve alcançar, respectivamente nos anos de 2010, 2020 e 2030, valores de 518, 849 e 1.140 milhões de toneladas. Esses patamares de produção resultam na produção dos quantitativos de resíduos agrícolas e agroindustriais do setor sucroalcooleiro apresentados na Tabela 7.3.

Tabela 7.3: Expansão da Produção Brasileira de Cana-de-Açúcar e Derivados

	2005	2010	2020	2030
Cana-de-Açúcar				
Produção (10 ⁶ t)	431	518	849	1.140
Área ocupada (10 ⁶ ha)	5,6	6,7	10,6	13,9
Açúcar (10⁶ t)				
Produção	28,2	32,0	52,0	78,0
Exportação	17,8	21-23	28-30	31-37
Etanol (10⁶ m³)				
Produção	16,0	24,0	48,0	66,6
Exportação	2,5	4,4	14,2	11,5
Biomassa (10⁶ t)				
Bagaço	58	70	119	154
Palha	60	73	119	160

Essa produção, nas condições descritas, requer que a área ocupada pela produção de cana-de-açúcar no Brasil passe dos atuais 5,6 milhões de hectares para aproximadamente 6,7 milhões de hectares em 2010, 10,6 em 2020 e 13,9 em 2030. Considerando-se a área de produção agropecuária total disponível, da ordem de 366 milhões de hectares, a área ocupada em 2030 pela cultura da cana-de-açúcar equivaleria a aproximadamente 3,8 % desse valor.

■ 7.3. Oferta de Biomassa para Fins Energéticos

A oferta de biomassa do setor sucroalcooleiro está associada à evolução da capacidade de produção de cana-de-açúcar que deverá ser expandida no horizonte de estudo. Nessa expansão, considera-se que as novas áreas de produção agrícola serão implantadas voltadas para o atendimento da capacidade de processamento adicional na produção de açúcar e etanol. Além disso, de forma a permitir o aproveitamento econômico do potencial de produção de biomassa da cana-de-açúcar, seja como combustível ou como matéria-prima, entende-se que serão incorporados os novos paradigmas tecnológicos do setor, em que a mecanização da cultura e a recuperação da palha apresentam maior viabilidade. Da mesma forma, considera-se a hipótese de que as novas unidades de processamento estarão preparadas para a implantação das tecnologias de produção do etanol através da hidrólise, o que implica em deslocar maiores quantidades de bagaço da geração de energia elétrica. Ou seja, a partir da disponibilidade da tecnologia de hidrólise, etanol e eletricidade passam a correr pelo mesmo insumo.

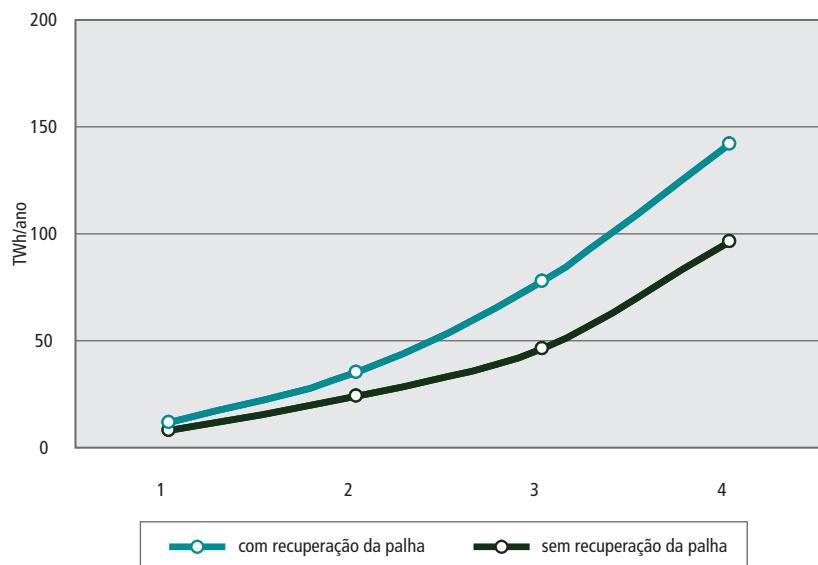
Situação Atual

O setor sucroalcooleiro brasileiro apresenta uma produção de biomassa com enorme potencial de aproveitamento, tanto para energia elétrica, como para outras formas de produção de energia derivadas da biomassa celulósica. Também é significativo o potencial, em termos das opções economicamente viáveis de desenvolvimento de rotas tecnológicas de recuperação e transporte da biomassa residual da cultura, que pode desempenhar, em futuro próximo, papel fundamental em termos energéticos.

Hoje, todo o bagaço produzido é utilizado na produção de energia elétrica e calor de processo, grande parte voltada para o atendimento das necessidades da própria usina de açúcar e álcool (autoprodução), porém em unidades térmicas de baixa eficiência. Quanto à palha, toda ela é deixada no solo, funcionando como adubo orgânico para a cultura.

A potência instalada no Brasil para produção de eletricidade a partir da biomassa da cana-de-açúcar é de 2.822 MW, em mais de 250 usinas, representando aproximadamente 14% da capacidade termelétrica atual do país. Basicamente, a tecnologia de geração utilizada compreende ciclos de contrapressão, com caldeiras de baixa pressão e baixa eficiência. De fato, nessas condições, para uma safra de 400 milhões de tonelada de cana-de-açúcar, comparável com o volume da safra 2004/2005, estima-se que a produção de energia elétrica possa chegar a 8,1 TWh/ano. Para se ter uma idéia do potencial disponível, o mesmo volume de biomassa utilizado em um ciclo de contrapressão eficientizado, com caldeiras de pressão mais elevada, permitiria uma produção de energia elétrica três vezes maior, de até 24,3 TWh/ano. Também, a recuperação de parte da palha, visando à utilização como biomassa para fins energéticos, permitiria elevar a produção de eletricidade em cerca de 40%. Assim, nas condições de safra e tecnologias descritas (situação atual), a geração de eletricidade poderia atingir, respectivamente, 11,3 e 34,0 TWh/ano. A Figura 7.4 apresenta o potencial de produção de energia elétrica a partir da biomassa da cana-de-açúcar, em função da tecnologia utilizada na conversão, considerando sistemas com e sem a recuperação da palha, para um volume de safra anual de 400 milhões de toneladas de cana-de-açúcar.

Figura 7.4: Potencial de Produção de Eletricidade a Partir da Biomassa da Cana-de-Açúcar
(produção de 400 milhões de toneladas/ano)



Tecnologias para produção de energia elétrica a partir da biomassa da cana-de-açúcar

1. Ciclo de contrapressão (atual)
2. Ciclo de contrapressão eficientizado
3. Ciclo de condensação e extração
4. Gaseificação da biomassa e ciclo combinado

Recuperação da Palha

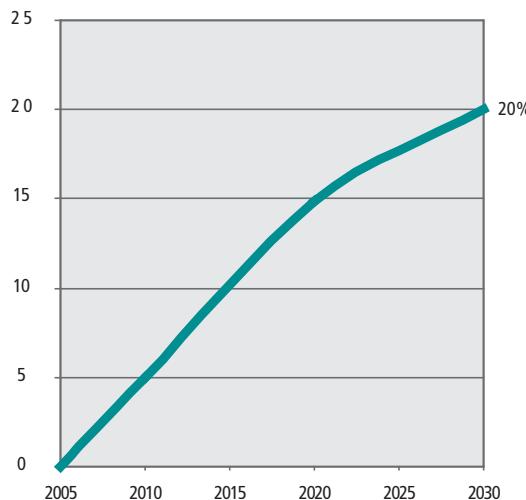
A palha representa aproximadamente um terço do conteúdo energético da cana-de-açúcar. A elevação dos preços dos energéticos e os avanços tecnológicos colocam seu aproveitamento, como recurso energético, com uma perspectiva real. Teoricamente, a recuperação da palha permitiria dobrar a oferta de biomassa

da cana-de-açúcar, para um dado volume de safra. Porém, uma parte desse material deverá seguir sendo deixado na lavoura, devido ao seu importante papel na estrutura agronômica, como a redução de custos de produção e de impactos ambientais.

Atualmente, não há, praticamente, recuperação da palha no Brasil. A tendência, porém, é que, rapidamente, se inicie esse processo. Muitas unidades agroindustriais do setor sucroalcooleiro brasileiro já estão se preparando para isto.

A Figura 7.5 apresenta a evolução da recuperação da palha considerada nos estudos do PNE 2030. Estima-se que, em 2030, aproximadamente 20% da palha seja recuperada para compor a oferta de biomassa da cana-de-açúcar para fins energéticos. Com o aumento da sua produção, isso significaria, nesse ano, uma oferta adicional de 31,9 milhões de toneladas de biomassa em base seca.

Figura 7.5: Índice de Recuperação da Palha da Cana-de-Açúcar
(% da massa de matéria produzida)



Hidrólise

A maior parte da matéria vegetal com potencial de utilização não consiste de açúcares ou amido, mas sim de celulose, hemicelulose e lignina. A celulose e a hemicelulose podem ser convertidas em álcool através da conversão inicial destas em açúcares. O processo, entretanto, é mais complexo e mais caro do que a conversão de amido em açúcares e, em seguida, em álcool, e do que a conversão direta de açúcares em álcool através da fermentação e destilação.

Existem diversos benefícios potenciais importantes, que podem ser obtidos do desenvolvimento de um processo viável e comercial da produção de etanol celulósico, entre os quais, se destaca o acesso a uma quantidade muito maior de matérias-primas, onde se incluem resíduos de materiais celulósicos e culturas celulósicas dedicadas, abrindo oportunidade para níveis muito maiores de produção de etanol e a maior substituição de energia fóssil. Atualmente, praticamente não existe produção comercial de etanol, a partir da biomassa celulósica, contudo, na busca de maiores recursos para a produção de etanol, há um volume substancial de pesquisas, que vêm sendo realizadas nessa direção, inclusive no Brasil, tanto em laboratórios, como em desenvolvimentos industriais.

Em todo o mundo há um grande interesse na utilização dos resíduos celulósicos para a produção de etanol

e diversas rotas ácidas e enzimáticas estão sendo testadas, sempre em busca de processos mais eficientes para converter a celulose e a hemicelulose, respectivamente, em hexoses e pentoses fermentáveis, e, nos últimos anos, esse interesse tem acelerado a pesquisa e o desenvolvimento da sacarificação e da fermentação dessas matérias-primas.

É certo, porém, que o avanço da produção de etanol celulósico dependerá de seu custo de produção. Os fatores importantes na determinação desse custo na rota tecnológica da hidrólise da celulose são os custos da biomassa e do processamento e conversão, com destaque para o custo das enzimas e para a relação direta entre taxas de conversão e o custo de processamento.

Atualmente, o custo de produção de etanol celulósico está em torno de US\$ 0,60 por litro. Após 2010, espera-se uma redução para cerca de US\$ 0,28 e, ainda, para US\$ 0,16, após 2020. Entre os avanços previstos que justificam essas previsões está o desenvolvimento na produção de enzimas e de microorganismos para a fermentação simultânea de glucose e xilose, estáveis e operando a 50°C, e também, a queda significativa nos custos de produção da biomassa.

No que diz respeito à oferta de matéria-prima celulósica, o bagaço de cana-de-açúcar tem um papel natural relevante. Além disso, seu emprego para este fim pode ser compensado com a recuperação da palha do campo para atendimento das necessidades energéticas de toda a unidade de processamento, permitindo a formação de um mix de uso de bagaço e palha para geração de energia elétrica.

Em termos do custo da matéria-prima para o etanol celulósico, a produção de biomassa no setor sucroalcooleiro brasileiro apresenta condições muito competitivas com os custos internacionais, mesmo para os estimados para além de 2020. O bagaço chega à usina a um custo um pouco inferior a US\$ 10 por tonelada de biomassa em base seca e a palha da cana-de-açúcar pode chegar ao custo estimado de US\$ 13,70. As projeções do Departamento de Energia dos Estados Unidos apontam os custos da biomassa naquele país estabilizando-se em uma faixa entre US\$ 30 e US\$ 35/ton, em 2020.

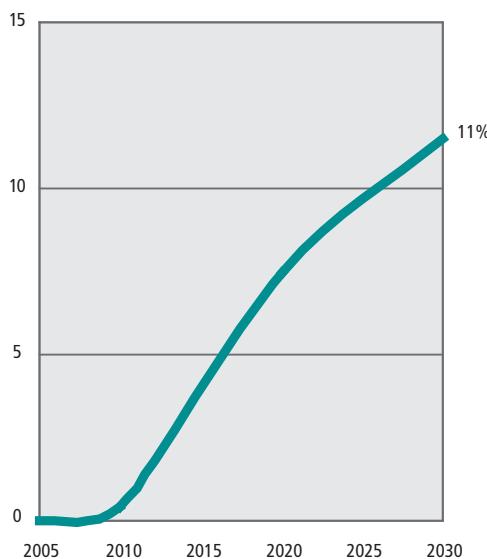
No Brasil, há uma tecnologia em desenvolvimento cujo processo é uma variante dos processos que utilizam solvente orgânico. Atualmente, obtém-se cerca de 100 litros de etanol por tonelada de bagaço hidrolisado, mas espera-se atingir uma produtividade 80% superior com o aperfeiçoamento tecnológico. No estágio atual, não se recupera para etanol os açúcares derivados de hemicelulose, mas as análises técnico-econômicas são animadoras, quando esse processo é utilizado nas usinas em associação com o sistema convencional existente.

Em resumo, dentre os pontos fundamentais para a penetração da tecnologia de etanol celulósico no setor sucroalcooleiro brasileiro destacam-se:

- Desenvolvimento industrial e domínio da tecnologia, particularmente do desenvolvimento da hidrólise de lignocelulósicos pelas rotas ácida e enzimática, que por sua vez decorrem do domínio científico e industrial dos processos químicos e bioquímicos e da produção de enzimas economicamente viáveis;
- As condições mundiais de comercialização do etanol, em razão da redução das potenciais barreiras de acesso aos mercados;
- Custo final e competitividade do *mix* de etanol produzido pelas unidades de processamento;
- Composição e integração das unidades de negócio de produção de açúcar, etanol e energia elétrica, pela complementaridade entre a contratação firme por longo prazo da energia elétrica do setor sucroalcooleiro e as volatilidades do mercado interno e externo das *commodities*.

Nessas condições, a evolução da utilização da oferta de biomassa da cana-de-açúcar (bagaço e palha) na produção de etanol, considerada nos estudos do PNE 2030 é apresentada na Figura 7.6. Nesse cenário, estima-se que, em 2030, aproximadamente 11% dessa biomassa seja destinada à produção de etanol. Com o aumento da produção de cana-de-açúcar, isso significaria, nesse ano, uma oferta de 36,0 milhões de toneladas de biomassa em base seca, capaz de produzir 9,9 milhões de m³ de etanol.

Figura 7.6: Destinação da Biomassa da Cana-de-Açúcar para Produção de Etanol
(% da massa de matéria produzida)



Projeções

A Tabela 7.4 resume as projeções da oferta mássica de biomassa do setor sucroalcooleiro brasileiro, em termos do resíduo do processo industrial (bagaço), e do resíduo agrícola (palha). Uma vez definido o crescimento da produção de cana-de-açúcar e a oferta de resíduos da biomassa, formulou-se um cenário para a recuperação da palha no campo e para a destinação da biomassa para produção de etanol através da hidrólise. A partir desses valores, determinou-se a oferta de biomassa do setor sucroalcooleiro para geração de energia elétrica.

Tabela 7.4: Oferta de Biomassa da Cana-de-Açúcar
(milhões de toneladas)

	2005	2010	2020	2030
Produção de cana	431	516	849	1.140
Biomassa produzida	117,8	141,9	233,5	313,5
Bagaço	57,8	69,7	114,6	153,9
Palha	60,0	72,2	118,9	159,6
Biomassa ofertada	57,8	73,3	132,3	185,8
Uso do bagaço - %	100	100	100	100
Recuperação da palha - %	0	5,0	14,9	20,0
Destinação da biomassa				
Produção de etanol	0,0	0,3	17,7	18,7
Produção de eletricidade	57,8	73,0	114,6	167,1

■ 7.4. Produção e Consumo de Etanol

O etanol é um combustível líquido, que se presta à substituição de derivados leves do petróleo, seja pelo seu uso direto em motores à combustão (motores E100 ou *flex fuel*), seja por sua adição à gasolina em proporção que pode chegar a 25% em volume, como no caso do Brasil.

O etanol pode ser produzido a partir de qualquer matéria-prima biológica, que contenha quantidades apreciáveis de açúcares, ou materiais que possam ser convertidos em açúcares, como amidos ou celulose. Por razões de custo, geralmente, é produzido a partir da fermentação de açúcares por enzimas produzidas por leveduras. O etanol produzido a partir da cana-de-açúcar é, no entanto, o que apresenta as melhores condições de viabilidade econômica.

O etanol é utilizado como combustível há muito anos, mas foi a partir dos choques nos preços do petróleo nos anos 70 do século passado que se intensificou seu uso como substituto de derivados leves do petróleo, especialmente a gasolina. No Brasil, como resposta à elevação dos preços do petróleo no mercado internacional, foi instituído, em 1975, o Programa Nacional do Álcool – PROALCOOL. À época, o país apresentava grande dependência de óleo cru importado, de modo que uma das motivações do programa foi contribuir para a redução dessa importação.

Pode-se dizer que o programa foi bem-sucedido em seus objetivos: de 1975 a 2000, foram produzidos cerca de 5,6 milhões de veículos a álcool hidratado e, em adição, o programa deslocou um volume expressivo da demanda por gasolina, pela adição de uma fração de álcool anidro (entre 1,1% a 25% em volume) a esse combustível, que movia uma frota superior a 10 milhões de veículos. Assim, no período, foi evitada a importação de aproximadamente 550 milhões de barris de petróleo, o que proporcionou uma economia de divisas estimada em US\$ 11,5 bilhões. Adicionalmente foram evitadas emissões de gás carbônico da ordem de 110 milhões de toneladas de carbono (contido no CO₂).

A expansão do uso de etanol no Brasil seguiu forte na década seguinte, com a frota de carros a álcool (E100) ultrapassando, em 1986, 75% do total de veículos equipados com motores do ciclo Otto (veículos leves). A partir de 1986, o mercado internacional se alterou significativamente: os preços do barril de óleo cru caíram e se mantiveram relativamente estáveis por vários anos. Esse “contrachoque do petróleo” coincidiu com um período de crise econômica no Brasil, colocando em xeque o programa do álcool, especialmente a participação de recursos públicos aplicados em subsídios. Houve, por fim, uma crise de abastecimento de álcool no fim dos anos 80, terminado por compor um quadro em que a sobrevivência do etanol dependeria de

avanços tecnológicos, na direção de redução dos custos e de aumento da produtividade.

Hoje, os mercados de álcool combustível, tanto anidro quanto hidratado, encontram-se liberados em todas as suas fases de produção, distribuição e revenda, sendo seus preços determinados pelas condições de oferta e procura. Os ganhos de produtividade, na área agrícola e industrial, e, mais recentemente, a tecnologia dos motores *flex fuel*, vieram dar novo fôlego para o mercado interno do etanol. O carro, que pode ser movido a gasolina, álcool, ou uma mistura dos dois combustíveis, foi introduzido no país em março de 2003, e conquistou rapidamente o consumidor. Hoje, a opção já é oferecida para quase todos os modelos, e representa, em 2006, 75% das vendas de veículos leves no país. Estima-se que, em 2010, a frota de carros *flex fuel* possa representar entre 27% e 30% da frota nacional de veículos leves.

Some-se a esse quadro, o empenho mundial na direção de se encontrar uma solução que concilie o atendimento à crescente demanda energética, com a preocupação de redução dos respectivos impactos ambientais, notadamente as emissões de gases de efeito estufa. Nesse aspecto, o carro *flex fuel* surge competitivo, tanto em termos de custo e consumo, como em termos das emissões, conforme evidenciado na Tabela 7.5.

Tabela 7.5: Desempenho de Veículos Leves, 2030¹

	Custo US\$ mil	Consumo ² km/l	Emissões CO ₂ ³ g/km
Gasolina	15,5 – 17,0	11,0 - 19,6	122 – 219
Flex fuel	15,5 – 17,1	12,5 – 22,2	112 – 200
Híbridos (gasolina)	16,2 – 19,6	12,0 – 25,7	94 – 199
Diesel	16,6 – 18,4	13,7 – 24,4	105 – 188
Híbridos (diesel)	17,4 – 20,4	15,4 – 32,2	80 – 168

1/ Estimativas para veículos leves de tamanho médio;

2/ Consumo em km/l de gasolina equivalente;

3/ Emissões "tail-pipe".

Fonte: Energy Technologies Perspectives. Scenarios & Strategies to 2050 (IEA, 2006).

No caso do Brasil, considerando a expansão da produção de cana-de-açúcar, aliado ao baixo custo da produção do etanol a partir dessa cultura, os fatos apresentados conduzem a um cenário em que se visualiza a expansão da produção e do consumo de etanol, conforme apresentado na Figura 7.7. Note-se que, até 2025, esse cenário contempla um excedente na produção que, tendo em vista sua competitividade, encontra colocação no mercado internacional, tão mais facilmente quanto menores forem as barreiras à entrada do produto brasileiro. Pode-se dizer que, no final do período, o cenário mostra-se relativamente conservador: o consumo segue crescendo pelo efeito cumulativo da frota de veículos em atividade, porém a produção reflete efeitos da concorrência que a prospecção tecnológica indica possível para o período, como o carro híbrido, ou mesmo o veículo elétrico (Figura 7.8).

Figura 7.7: Projeção da Produção e do Consumo de Etanol
(bilhões de litros por ano)

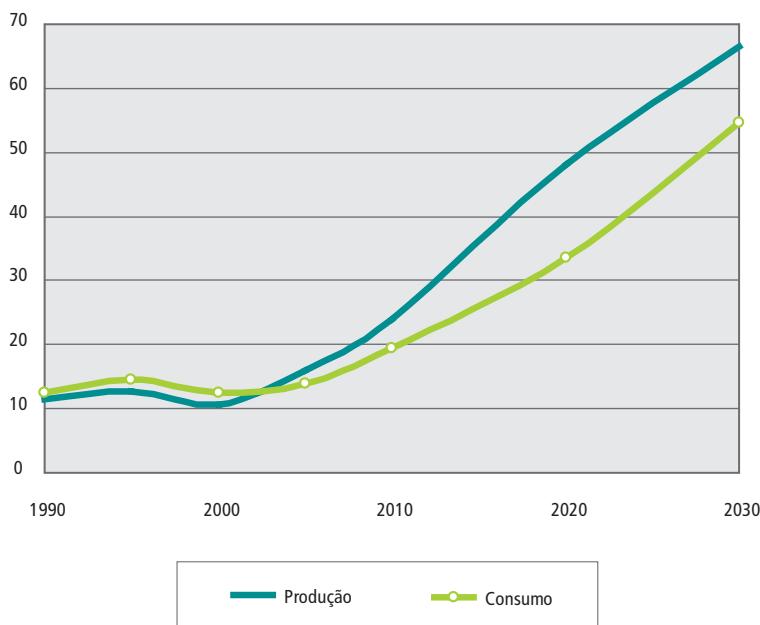
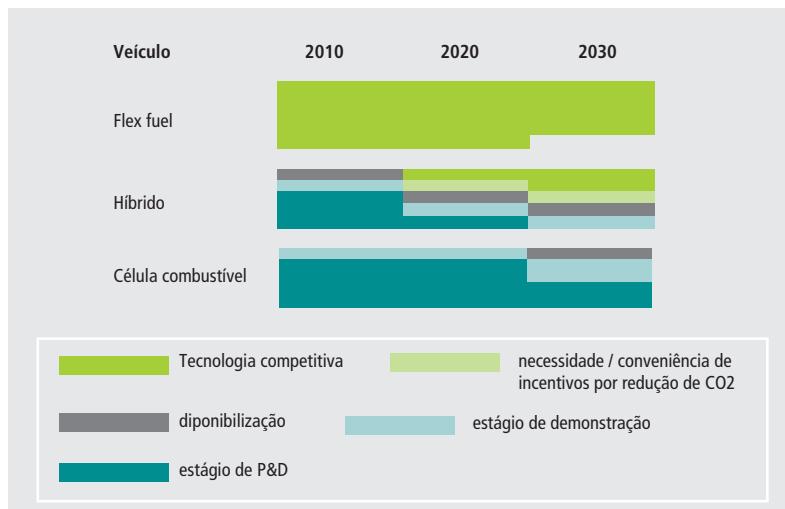


Figura 7.8: Hipóteses de Evolução Tecnológica de Veículos Leves no Brasil



■ 7.5. Impactos e Benefícios Socioambientais

É inegável que a adição de álcool anidro à gasolina consumida no Brasil e a adoção de carros com motores utilizando somente álcool hidratado, muito contribuiu, ao longo dos últimos anos para a redução do impacto negativo causado pela frota de veículos circulando no país. Esse benefício no consumo é facilmente percebido pela população. Mas como os outros energéticos é preciso também examinar o que se passa no lado da produção desse energético.

Deve-se reconhecer que, se a cadeia produtiva da cana-de-açúcar não se desenvolver de forma sustentável, vale dizer, com aplicação de políticas e esquemas adequados de manejo, podem ser provocados impactos adversos, de ordem econômica, social ou ambiental e podendo, inclusive, haver interferência na produção de alimentos. Com efeito, a ocupação contínua de grandes áreas para a prática da monocultura, além de inibir outras atividades agrícolas relevantes, a produção de alimentos, pode concorrer para a extinção de vegetação nativa de importância, afetando o *habitat* natural de espécies selvagens e contribuindo para a redução da biodiversidade.

Por outro lado, se os sistemas de biomassa energéticos forem bem manejados, eles poderão integrar uma matriz energética ambientalmente confiável e, portanto, contribuir para o desenvolvimento sustentável. Quando comparados, por exemplo, aos combustíveis fósseis convencionais, os sistemas bioenergéticos podem causar impactos menos prejudiciais ao meio ambiente uma vez que circunscritos e relativamente pequenos em comparação àqueles causados pelos combustíveis fósseis, que geram impactos em menor número, porém de grandes proporções, atingindo áreas maiores. São essas características que podem fazer com que impactos ambientais causados pelos sistemas bioenergéticos sejam mais controláveis, reversíveis e, consequentemente, menos prejudiciais.

Entre os pontos importantes que devem ser levados em consideração na avaliação socioambiental da plantação das culturas de cana-de-açúcar e da produção de açúcar e energia (álcool e energia elétrica) estão a seleção cuidadosa do local e da variedade a ser plantada, o manejo eficiente do plantio, a questão da infra-estrutura e o controle de emissões. Paisagens e visibilidade, tipo de solo, uso da água, acesso a veículos, conservação da natureza, arqueologia, pragas e doenças, assim como o acesso ao público, também são fatores que devem ser levados em conta na avaliação dessas culturas.

Impactos da Plantação de Cana-de-Açúcar

- Alteração no uso e ocupação do solo (alteração da cobertura vegetal)

A cultura de cana-de-açúcar ocupa grandes porções de terra. A área a ser utilizada deve ser essencialmente agrícola e os plantios energéticos devem evitar terras usadas para práticas que tenham um valor ecológico maior. É importante que as áreas utilizadas na expansão das culturas sejam áreas já antropizadas (por exemplo, pastagens) ou degradadas.

- Ocorrência de processos erosivos e consequente assoreamento dos cursos d'água superficiais

O manejo predatório da área da cultura pode causar processos erosivos e assoreamento dos corpos hídricos. As principais causas da erosão são: os desmatamentos de encostas e de margens de rios, as queimadas e o uso inadequado de maquinários e implementos agrícolas. Segundo o Instituto Agronômico de Campinas – IAC, cada hectare cultivado no país perde, em média, 25 toneladas de solo. Boas práticas de manejo do solo constituem medida mitigadora desse impacto.

- Alteração da qualidade do solo e dos recursos hídricos pelo uso de fertilizantes e defensivos agrícolas

O sistema de monocultura tende a requerer a aplicação de maiores quantidades de insumos agrícolas para manter a fertilidade do solo. A utilização da vinhaça, produzida no processo de fabricação do etanol, minimiza a necessidade de fertilizantes. Essa prática pode ser combinada com o Manejo Integrado de Pragas e Doenças (MIPD), que tem por objetivo reduzir a população dos agentes, de modo a permitir que seus inimigos naturais permaneçam na plantação, agindo sobre suas presas e facilitando a volta do equilíbrio natural da cultura.

- Geração de emissões atmosféricas devido às queimadas

Em muitas plantações, ainda se faz uso das queimadas como método facilitador do corte da cana-de-açúcar. Na queimada há a produção de material particulado, CO, CO₂, CH₄, NO_x e SO_x³², que, portanto, deve ser evitada³³. A mecanização da colheita e a recuperação da palha como recurso energético podem fazer parte da estratégia de erradicação das queimadas nas lavouras de cana.

- Alteração da dinâmica populacional das comunidades faunísticas, em virtude da alteração de *habitats* e perda de diversidade biológica pela implantação da monocultura

Esse impacto está predominantemente relacionado à expansão da área plantada. Minimizará esse impacto se na expansão da ocupação forem priorizadas áreas já antropizadas.

- Aumento da pressão sobre a infra-estrutura viária

A infra-estrutura poderá sofrer maior pressão, devido ao tráfego de veículos pesados escoando a produção e fornecendo insumos. Além da atenção à expansão da infra-estrutura, podem ser adotadas medidas tais como a realização das operações de carga e descarga fora dos horários em que o uso dessa infra-estrutura seja mais intenso.

- Aumento da pressão sobre a infra-estrutura urbana nas áreas sob influência da cultura

Poderão ocorrer movimentos migratórios em função da cultura, atraídos pela oferta de trabalho, causando uma pressão sobre a infra-estrutura urbana dos municípios (saúde, habitação, transportes, etc.). Uma forma de mitigar esse tipo de impacto é aplicar princípios da inserção regional de projetos, por exemplo, a participação na elaboração e implementação de plano diretores de municípios da área sob influência da cultura.

Impactos da Produção de Açúcar e Álcool

- Alteração da qualidade do ar, devido à geração de emissões atmosféricas no processo industrial, tais como material particulado, óxidos de nitrogênio e CO₂.

• Alteração da qualidade do corpo hídrico receptor ou solo devido à disposição inadequada da vinhaça, que tem composição química com grande quantidade de potássio na forma de K₂O e apresenta alta carga orgânica (DBO/DQO). A vinhaça, se devidamente processada, torna-se elemento importante na irrigação da cultura com viabilidade técnica e econômica comprovada pela experiência nacional.

- Alteração da qualidade do corpo hídrico receptor devido à disposição inadequada da águas servidas, aquela utilizada no processo.

Alteração da qualidade do solo devido à disposição inadequada da torta do filtro, um resíduo da produção de açúcar e etanol, cuja composição química apresenta alto conteúdo de matéria orgânica e vários nutrientes como nitrogênio, cálcio e especialmente fósforo na forma de P₂O₅. A torta do filtro pode ser aplicada na cultura da cana, com indicação de ganhos de produtividade.

- Distorção estética e geração de ruído devido ao funcionamento da usina.
- Aumento da pressão sobre a infra-estrutura viária e urbana dos municípios sob influência do empreendimento.

³² CO₂ e CH₄ são gases de efeito estufa enquanto que o NO_x e SO_x são causadores de chuva ácida.

³³ No principal estado produtor de cana do país – Estado de São Paulo, que responde por mais de 60% da produção nacional – a Lei nº 11.241, de 19 de setembro de 2002, dispõe sobre a eliminação gradativa da queima da palha da cana-de-açúcar. Além disso, a Secretaria de Meio Ambiente do Estado de São Paulo possui um projeto de monitoramento das condições meteorológicas e da qualidade do ar, com o objetivo de proibir essa prática caso julgue necessário.

Benefícios

- Benefícios Estratégicos

Aumentar a diversificação da matriz energética, reduzindo a dependência de combustíveis fósseis com a utilização da biomassa como recurso energético, reduzindo a vulnerabilidade às oscilações dos preços do petróleo e às instabilidades políticas dos países produtores.

Outra vantagem estratégica é a eventual redução dos gastos com importação de petróleo. No Brasil, com a implementação do PROALCOOL, o país economizou, entre 1975 e 2002, US\$ 52,1 bilhões em divisas.

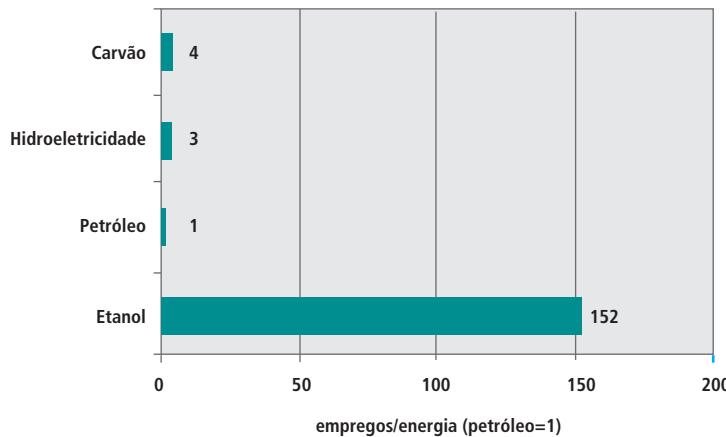
Além disso, salienta-se o interesse no avanço da tecnologia nacional para produção de biocombustíveis, devido à experiência acumulada desde a implantação do PROALCOOL.

- Benefícios Sociais

A geração de empregos, diretos e indiretos, é reconhecidamente uma das maiores vantagens das energias renováveis, em especial a biomassa. A atividade contribui para um ciclo virtuoso de aumento dos níveis de consumo e qualidade de vida, inclusão social, geração de mais atividades econômicas, fortalecimento da indústria local, promoção do desenvolvimento regional e redução do êxodo rural.

No Brasil, o setor agroindustrial da cana-de-açúcar tem importância relevante na geração de empregos, contando com cerca de um milhão de pessoas diretamente empregadas, sendo a produção de biomassa, em comparação com os outros recursos energéticos, a atividade que envolve mais empregos, como mostra a Figura 7.9.

Figura 7.9: Empregos Gerados por Fonte de Energia



- Benefícios Ambientais

O aquecimento global, agravado pelo aumento da emissão de gases de efeito estufa (GEE) por fontes antrópicas, levou países membros da ONU a assinarem o Protocolo de Quioto, que determina a redução nas emissões desses gases.

Para o segundo período de compromisso do Protocolo de Quioto (após 2012), existe uma tendência para que se aumente a pressão sobre alguns países em desenvolvimento, como China, Índia e Brasil, de forma a que venham a ter que assumir algum compromisso (meta) com a redução de emissões.

O Brasil é um país que apresenta uma matriz energética considerada “limpa”, e se as pressões internacionais sobre países em desenvolvimento, como China, Índia e Brasil, impuserem a assunção de algum compromisso (meta) com a redução de emissões, destaca-se o aproveitamento da vocação natural do Brasil para a produção de energia de biomassa, permitindo que o país se lance como um fornecedor regular de combustíveis renováveis, além de maior participação no mercado de créditos de carbono.

8. Eletricidade

■ 8.1. Recursos Energéticos

Potencial Hidrelétrico

Nos últimos 30 anos, a oferta primária de energia hidráulica no mundo evoluiu concentradamente em duas regiões: Ásia, com destaque para a China, e América Latina, com destaque para o Brasil. Com efeito, essas duas regiões respondiam, em 1973, por cerca de 10% da produção mundial de hidreletricidade, proporção que se elevou para pouco mais de 31% em 2003³⁴.

No Brasil, a energia fornecida pelas grandes hidrelétricas tem se constituído em importante alavanca do desenvolvimento do país, proporcionada pela auto-suficiência para a produção de energia elétrica e os custos baixos de geração, traduzindo-se em tarifas competitivas e em economia de divisas. Outro aspecto a ser destacado é a quase ilimitada longevidade das grandes usinas hidrelétricas, ao contrário das usinas termelétricas que esgotam sua vida útil em cerca de trinta anos. Grandes usinas hidrelétricas podem durar, talvez, mais de um século, sendo cerca de três quartos de seus custos de investimento representados por estruturas físicas de duração ilimitada (até mesmo seus equipamentos eletro-mecânicos têm vida relativamente longa, em torno de setenta anos, exigindo apenas eventuais recapacitações). Deste modo, esgotado o período inicial de amortização dos investimentos, estas usinas podem continuar a produzir a mesma energia a custos reduzidos, o que proporciona uma redução nas tarifas, resultando nos dias de hoje em importante vantagem competitiva para o país.

Verifica-se no país que, entre 1975 e 2005, a potência instalada em usinas hidrelétricas foi acrescida de 55.275 MW, evoluindo de 13.724 MW para quase 69.000 MW, entre os anos indicados³⁵. Essa evolução esteve concentrada no início da década dos 80, quando o mundo sofria as consequências dos choques no preço do petróleo ocorridos na década anterior e se instalavam no país grandes indústrias eletrointensivas. Em contraposição, no final dos anos 90, apesar de nominalmente elevada, a expansão hidrelétrica foi relativamente pequena, se comparada com a expansão da oferta interna total de energia, refletindo as incertezas provocadas pelas alterações institucionais empreendidas na tentativa de enfrentar as dificuldades no financiamento dos investimentos. Uma consequência da expansão modesta nesses anos foi o racionamento vivenciado em 2001-2002 por grande parte do sistema elétrico interligado.

Ao tempo em que a expansão da geração hidrelétrica concentrava-se em países emergentes com grande potencial a explorar, cresciam também, e em escala mundial, as pressões ambientais contra esse tipo de fonte. Na verdade, tais pressões dirigiram-se contra as hidrelétricas de grande porte, do que é evidência a declaração, apresentada pela organização não-governamental *International Rivers Network* na conferência *Renewables 2004*, realizada em Bonn, Alemanha, pela qual pretendeu que fossem excluídas da classificação de fonte de energia renovável as usinas hidráulicas com potência superior a 10 MW³⁶.

³⁴ Key World Energy Statistics (IEA, 2005).

³⁵ Balanço Energético Nacional (EPE, 2005).

³⁶ Ver a respeito "Letter to Ken Newcombe", gerente do Prototype Carbon Fund do Banco Mundial e o artigo "Tropical Hydropower is a Significant Source of Greenhouse Gas Emissions", ambos os textos disponíveis em <<http://www.irn.org>>. Ver também NATTA's Journal Renew, n. 153, jan-fev 2005, disponível em <<http://eeru.open.ac.uk>>.

Interessa notar que, de uma forma geral, países economicamente desenvolvidos apresentam uma taxa de aproveitamento de seu potencial hidráulico bastante superior à dos países em desenvolvimento. São notáveis as taxas de aproveitamento que apresentam França, Alemanha, Japão, Noruega, Estados Unidos e Suécia em contraste com as baixas taxas observadas em países da África, Ásia e América do Sul nesta, inclusive o Brasil, em que pese a importância da produção hidrelétrica nacional.

Essas pressões, portanto, afetam diretamente países em desenvolvimento, que demandam energia para seu desenvolvimento em volumes significativos e crescentes, e, em especial, China e Brasil, pelo importante potencial hidrelétrico de que ainda dispõem.

Na China, essas pressões parecem que, ainda, não produziram consequências maiores, a julgar pela forte expansão hidrelétrica em curso nesse país já há alguns anos. De fato, o governo chinês tem demonstrado a determinação de desenvolver, tanto quanto possível, os recursos hidrelétricos do país. Embora datada de 1997, a constatação de Razavi permanece válida e atual: “essa determinação está demonstrada no fato de estarem em construção [no país] cerca de 80 usinas hidrelétricas e na decisão governamental de prosseguir com a instalação de um projeto extremamente desafiador como Três Gargantas. O projeto de Três Gargantas constitui-se na maior usina em todo o mundo, com um investimento estimado de US\$ 28 bilhões e a instalação de 26 unidades geradoras com capacidade de 700 MW, cada, totalizando 18.000 MW. A conclusão do projeto está prevista para 2009”.

Essa visão é corroborada pelas informações da UNIDO (2004): a China atualmente é o país que apresenta o maior nível de atividade de desenvolvimento de hidrelétricas no mundo. Além de Três Gargantas, estão em construção os projetos de Ertan (3.300 MW) e de Xiaolangdi (1.800 MW). No total, está em construção na China a potência de 50.000 MW, dobrando a capacidade instalada em hidrelétricas existente no país. Além disso, a construção de quatro grandes projetos hidroelétricos começará brevemente (Xiluodo, 14.400 MW; Xiangjiaba, 6.000 MW; Longtan, 4.200 MW e Xiaowan, 4.200 MW). A implementação de 80.000 MW hidroelétricos adicionais está planejada, incluindo 13 instalações na parte alta do rio Amarelo e 10 ao longo do rio Hongshui.

Mas, não só grandes projetos fazem parte dos esforços chineses. De acordo com Shuhua e Wenqiang, do *Institute for Techno-Economics and Energy System Analysis – ITEESA*, entre 2005 e 2015 a capacidade instalada em PCH no país evoluirá de 28.000 para 37.000 MW, uma expansão que indica uma média de instalação em torno de 1.000 MW por ano.

No Brasil, contudo, vários desafios têm sido colocados para o incremento da expansão hidrelétrica. É emblemático também que os prazos para obtenção das licenças ambientais tornam-se cada vez mais longos. Em parte, isso pode ser atribuído à qualidade questionável de vários estudos ambientais. Mas, é também verdade que a acuidade e a profundidade desses estudos não são garantia de processo mais célere, ainda que as demandas e os condicionantes derivados do processo de licenciamento ambiental possam estar atendidos.

Quando se tem em conta que dois terços do território nacional estão cobertos por dois biomas de alto interesse do ponto-de-vista ambiental, como o são a Amazônia e o Cerrado, e que 70% do potencial hidrelétrico brasileiro a aproveitar localizam-se nesses biomas, pode-se antever dificuldades para a expansão da oferta hidrelétrica. Essas dificuldades são ampliadas por uma abordagem que se apoia em uma ótica ultrapassada, pela qual projetos hidrelétricos, por provocarem impactos socioambientais, não podem constituir-se em elementos de integração e inclusão social, e também de preservação dos meios naturais. Muitas áreas no

entorno de vários reservatórios já instalados no país estão hoje, em muitos casos, entre as mais bem conservadas, inclusive com relação à biodiversidade. Programas de salvamento da flora e da fauna (e também de sítios arqueológicos), desenvolvidos quando da implantação da barragem, são, muitas vezes, a garantia de conservação de elementos chave do bioma atingido. No aspecto socioeconômico, é emblemático o efeito de projetos mais recentes, em torno dos quais os núcleos urbanos apresentam índices de desenvolvimento humano geralmente superiores aos da região na qual se inserem.

Por óbvio, o desenvolvimento de qualquer potencial hidrelétrico deve cuidar para que os impactos ambientais provocados sejam mitigados. Além disso, deve-se avançar na direção de fazer com que um aproveitamento desse tipo possa ser um elemento de integração regional. Dito de outra forma, não se pode, limitarmente, descartar o desenvolvimento de um potencial hidrelétrico com base nos argumentos simplificados que têm sido levantados contra a instalação de usinas hidrelétricas de maior porte. Do contrário, estar-se-á abrindo mão do aproveitamento de um potencial renovável e de baixo custo. Os impactos ambientais para as gerações futuras devem ser confrontados com os custos futuros mais altos que essas gerações pagarão pela energia, com os impactos ambientais produzidos pela opção que for escolhida (sim, porque todas as fontes de energia produzem impacto ambiental) e, inclusive, com a eventual escassez futura da energia.

Em geral, os países desenvolvidos já aproveitaram grande parte de seu potencial hidrelétrico. Países em desenvolvimento procuram ainda desenvolver o potencial que dispõem, a exemplo da China e da Índia. A questão que se coloca então é: o Brasil, detentor de um dos maiores potenciais do planeta, deve (ou pode) renunciar a essa alternativa?

Em 2030, o consumo de energia elétrica poderá se situar entre 950 e 1.250 TWh/ano, o que exigirá a instalação de uma potência hidrelétrica adicional expressiva. Mesmo que se dê prioridade absoluta à expansão da oferta por meio de hidrelétricas, ainda assim a instalação de 120 mil MW, elevando para 80% o uso do potencial, poderia não ser suficiente para atender à demanda por energia nesse horizonte. Esse quadro sinaliza, uma perspectiva de esgotamento a longo prazo do potencial hidrelétrico nacional. Acrescente-se a tal quadro as questões de natureza socioambiental e a conclusão natural é que há, de fato, nas atuais condições tecnológicas e regulatórias, restrições objetivas para o desenvolvimento do potencial hidrelétrico brasileiro.

Dessa forma, a par da prioridade que possa merecer a hidrelétricidade na expansão da oferta do sistema elétrico³⁷, é lícito admitir que outras fontes deverão compor essa expansão, aproveitando-se da diversidade de características existente, procurando-se garantir o abastecimento e atingir custo e impactos ambientais mínimos e incluindo a possibilidade de incorporação, pelo lado da demanda, da parcela viável de eficiência energética que pode ser implementada. É nessas condições de contorno que se insere a avaliação do potencial de geração de energia a partir de recursos hídricos no horizonte até 2030.

37 A prioridade da energia hidrelétrica na expansão é justificada no Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015: “a fonte hidrelétrica se constitui numa das maiores vantagens competitivas do país, por se tratar de um recurso renovável e com possibilidade de ser implementado pelo parque industrial brasileiro com mais de 90% (noventa por cento) de bens e serviços nacionais” (p. 74).

O aproveitamento dos recursos hídricos, tanto para geração elétrica como para abastecimento d'água (urbano, industrial, rural, animal), irrigação, transporte, lazer, turismo, pesca e outros usos, é um vetor importante de desenvolvimento regional e deve ser planejado considerando os interesses de uso dos diversos agentes. Particularmente para a geração de energia elétrica, a exploração desses recursos tem suscitado muitas polêmicas³⁸, principalmente com relação aos impactos socioambientais gerados³⁹. O Plano 2015 (Eletrobrás, 1994) estimou o potencial hidrelétrico no Brasil em 260.000 MW⁴⁰. Atualmente, considerando o potencial cuja concessão já foi outorgada (usinas em operação, em construção e em processo de licenciamento), pouco mais de 30% estão explorados⁴¹. O potencial a aproveitar é de cerca de 126.000 MW, excluído o potencial estimado, dito remanescente não individualizado, isto é, avaliado a partir de cálculos teóricos, sem a identificação, mesmo que imprecisa, do possível barramento. Desse total, mais de 70% estão nas bacias do Amazonas e do Tocantins/Araguaia.

Os estudos realizados com base nos dados disponíveis permitiram compor o quadro geral do potencial hidrelétrico brasileiro apresentado na Tabela 8.1. Esses números refletem a importância da qual se reveste o potencial da bacia do Amazonas, a mais importante dentro de uma perspectiva de longo prazo. De fato, do potencial a aproveitar, mais de 60% situam-se nessa bacia, mesmo que não se considere os recursos ditos estimados.

Os dados revelam, ainda, outras estatísticas interessantes: a segunda bacia brasileira mais importante em termos de recursos hidrelétricos, a bacia do Paraná, apresenta um índice de aproveitamento (definido como a relação entre o potencial aproveitado e o potencial total) de 72%. Excluídos os recursos estimados, esse índice é ainda mais elevado, chegando próximo a 80%. Esses índices, calculados para a bacia do São Francisco, embora um pouco menores, são também expressivos, de 62 e 65%, respectivamente. Em qualquer caso, são índices inferiores aos que se observam em países como França (100%) e Alemanha (83%)⁴². Revelam, por fim, que é perfeitamente plausível, do ponto de vista técnico, admitir índices de aproveitamento de recursos hidrelétricos razoavelmente elevados para outras bacias.

³⁸ Ver, por exemplo, <<http://www.riomadeiravivo.org/>>, acesso em 19 de julho de 2006.

³⁹ A EPE tem procurado situar o problema de forma abrangente, realizando avaliações ambientais integradas, as chamadas AAJ, de diversas bacias hidrográficas e integrando com o Ministério do Meio Ambiente - MMA, as agências de água e energia elétrica (Agência Nacional de Águas - ANA e Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL), os órgãos licenciadores federal e estaduais (no plano federal, o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA), com a Associação Brasileira de Entidades Estaduais de Meio Ambiente - ABEMA, agentes do setor de energia elétrica e da sociedade em geral (EPE, 2006c).

⁴⁰ Deve-se considerar, contudo, que cerca de 10.000 MW incluídos nesta avaliação do potencial hidrelétrico brasileiro correspondem a usinas de ponta, isto é, que não contribuem para o atendimento da demanda de energia, oferecendo somente flexibilidade para o gerenciamento da oferta visando sua adequação à curva de carga do sistema.

⁴¹ Nas condições especificadas, o potencial explorado é de quase de 80.000 MW, dos quais cerca de 70.000 MW correspondem a usinas já em operação em dezembro de 2005.

⁴² Índices calculados com base em dados do World Energy Council, considerando usinas em operação e em construção, ao final de 1999.

Tabela 8.1: Potencial Hidrelétrico Brasileiro (MW)

Bacia	Aproveitado	Inventário	Estimado	TOTAL ³¹	%
Amazonas	835	77.058	28.256	106.149	42,2
Paraná	41.696	10.742	5.363	57.801	23,0
Tocantins/Araguaia	12.198	11.297	4.540	28.035	11,2
São Francisco	10.290	5.550	1.917	17.757	7,1
Atlântico Sudeste	4.107	9.501	1.120	14.728	5,9
Uruguai	5.182	6.482	1.152	12.816	5,1
Atlântico Sul	1.637	1.734	2.066	5.437	2,2
Atlântico Leste	1.100	1.950	1.037	4.087	1,6
Paraguai	499	846	1.757	3.102	1,2
Parnaíba	225	819	0	1.044	0,4
Atlântico NE Oc.	0	58	318	376	0,1
Atlântico NE Or.	8	127	23	158	< 0,1
TOTAL	77.777	126.164	47.549	251.490	
%	30,9	50,2	18,9	100,0	100,0

Observações: 1/ potencial aproveitado inclui usinas existentes em dezembro de 2005 e os aproveitamentos em construção ou com concessão outorgada;

2/ inventário nesta tabela indica o nível mínimo de estudo do qual foi objeto o potencial;

3/ valores consideram apenas 50% da potência de aproveitamentos binacionais;

4/Foi retirado o potencial das usinas exclusivamente de ponta.

Na perspectiva do uso dos recursos hídricos nacionais como fonte primária de energia no horizonte de longo prazo, o potencial de geração de energia elétrica é dado pela potência que poderia ser instalada conforme as hipóteses formuladas para seu aproveitamento, notadamente tendo em conta a competitividade e, sobretudo, as interferências ambientais.

Naturalmente, se considerado que certas interferências são intransponíveis, a possibilidade de aproveitamento desse potencial no horizonte do estudo se reduz muito. Por exemplo, o potencial a aproveitar, de 126 mil MW, “encolhe” para 116 mil MW, se desconsiderados os aproveitamentos que apresentam interferência direta com parques e florestas nacionais; ou, então, para 87 mil MW, se desconsiderados aqueles que interferem diretamente com terras indígenas; ou, ainda, para cerca de 77 mil MW se somadas as duas interferências.

Excluir, liminarmente, esse potencial significa definir, desde logo, que uma parcela importante da demanda por energia elétrica no ano horizonte será atendida por outras fontes, não necessariamente mais competitivas, nem melhores no ponto de vista socioambiental. Ademais, é sabido que o conhecimento do potencial hidrelétrico carece de estudos mais detalhados. Não raro, tem ocorrido de se evoluir nas concepções de projetos com redução significativa das interferências ambientais sem, no entanto, redução expressiva de seu valor energético.

Por fim, deve-se considerar que interferências ambientais são dinâmicas. A situação descrita reflete o estado atual de conhecimento e compreensão dessas interferências. É verdade que poderá haver situações em que o desenvolvimento de uma região onde se localiza um certo potencial leve ao aumento de interferências. Mas, é verdade também que o conhecimento mais detalhado poderá indicar que as avaliações atuais estejam superdimensionadas.

Por tudo isso, não se deve descartar liminarmente nenhuma parcela do potencial por essas interferências. Por outro lado, não se pode desconhecer que elas existem. O procedimento então foi formular hipóteses quanto à temporalidade do aproveitamento deste potencial, admitindo que maior nível de estudos, pesquisas e investigações possam indicar soluções ambiental e socialmente adequadas para aproveitamento do

potencial. Pela mesma razão, excluiu-se, da avaliação do potencial de geração hidrelétrica, os recursos ditos estimados, que correspondem a quase 20% dos recursos totais, para aproveitamento até 2030. E, ainda, arbitrou-se um índice máximo de aproveitamento do potencial, tomando como referência o indicador que já se observa hoje na bacia do rio Paraná (70%).

Em resumo, as hipóteses adotadas para avaliação do aproveitamento do potencial hidrelétrico brasileiro a longo prazo, horizonte 2030, foram:

- Potencial passível de ser aproveitado até 2015: indicações já consideradas no Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015;
- Aproveitamento do potencial da bacia do Amazonas:
 - Até 2020 - potencial para o qual se considera que não há restrições ambientais relevantes;
 - Após 2020- demais.
- Aproveitamento do potencial das demais bacias após 2015: evolução do índice de aproveitamento (calculado sobre o potencial total) até 70%, ao ritmo ditado pela competitividade e pela graduação das interferências ambientais;
- Aproveitamento do potencial estimado remanescente: não considerado no horizonte do estudo (2030).

Em termos quantitativos, essas hipóteses compreendem a possibilidade de se chegar a uma potência hidrelétrica de até 174 mil MW em 2030, conforme indicado na Tabela 8.2, e de uma evolução do índice de aproveitamento do potencial hidrelétrico conforme indicado na Figura 8.1.

Tabela 8.2: Potencial de Geração dos Recursos Hídricos (GW)

Bacia	Amazonas	Tocantins Araguaia	Demais	TOTAL
Potencial aproveitado, em construção e com concessão outorgada	1	12	65	78
Expansão potencial entre 2009 e 2015	12	2	6	20
Expansão potencial após 2015	61	5	10	76
TOTAL	74	19	81	174

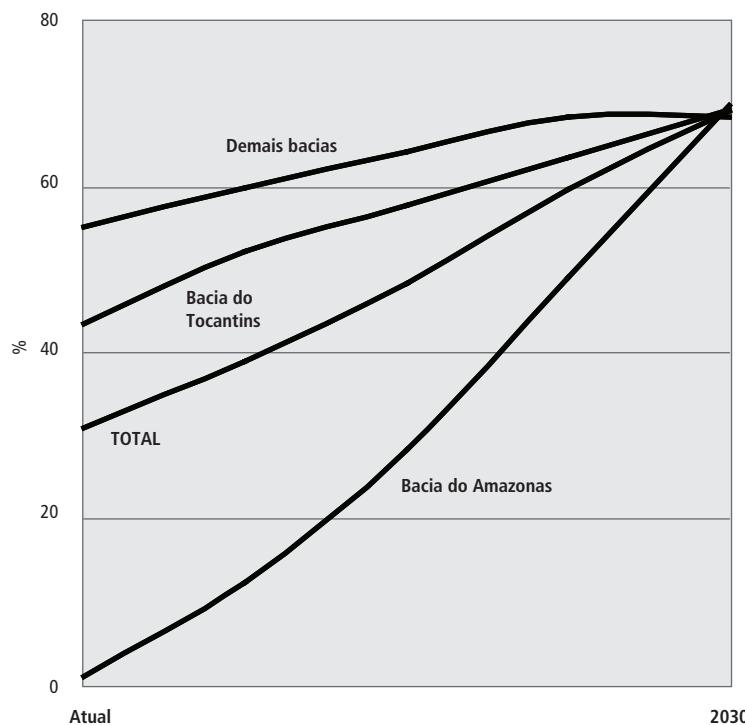
Observações: 1/ valores consideram apenas 50% da potência de aproveitamentos binacionais;

2/ valores não incluem o potencial de pequenas centrais hidrelétrica, estimado em 17.500 MW;

3/ do potencial da bacia do Amazonas, cerca de 17.000 MW não apresentam restrições ambientais significativas e poderiam ser explorados antes de 2020.

4/ A potência total indicada significa que 60 mil MW não seriam considerados no horizonte do PNE 2030.

Figura 8.1: Trajetória de Aproveitamento dos Recursos Hidrelétricos Nacionais



É importante ressaltar que não se trata aqui da estimativa do potencial que será efetivamente desenvolvido, mas sim daquela que será considerada como passível de aproveitamento nos estudos. A indicação da efetiva evolução da capacidade instalada hidrelétrica, ou de sua participação na matriz energética brasileira a longo prazo, será resultado da avaliação das estratégias para expansão da oferta. E, nessa avaliação, será examinada a possibilidade de otimização econômica dessa expansão, tendo em conta os custos das diferentes fontes de geração (investimento e combustível, quando for o caso), os custos da transmissão, custos internalizados dos impactos ambientais, externalidades e outros aspectos de natureza estratégica, como a dependência externa de energia, a capacitação da indústria nacional, etc.

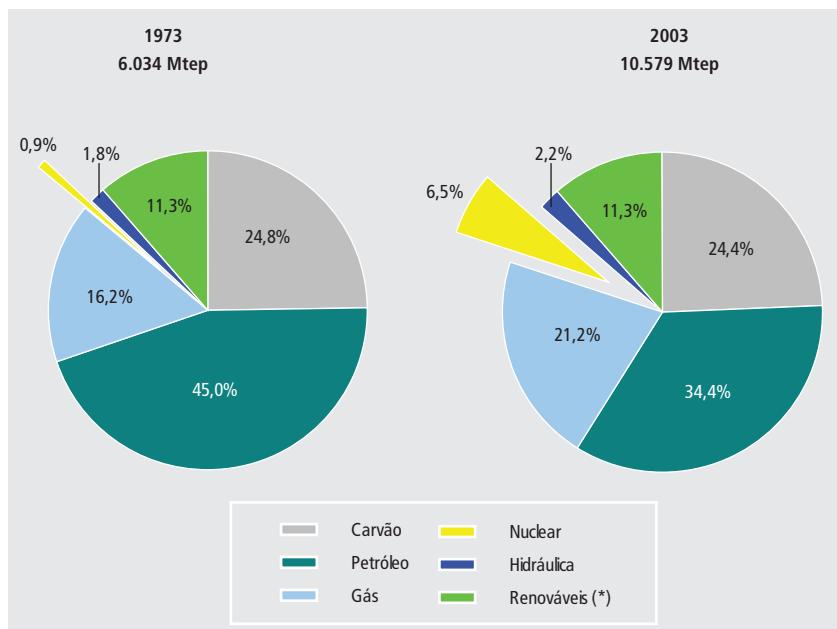
A parcela do potencial hidrelétrico nacional não considerada como aproveitável até 2030, deverá ser objeto de avaliações mais aprofundadas de engenharia de viabilidade ambiental e de custos para consideração de aproveitamento posterior ao ano 2030.

Urânio

O urânio figura como uma fonte de energia primária no mundo a partir da década de 70 do século passado. Apesar da virtual paralisação da expansão da geração nuclear após os acidentes de *Three Miles Island* – TMI (1979) e *Chernobyl* (1986), surgiram números expressivos para o crescimento da opção nuclear quando se toma em perspectiva a evolução do urânio na oferta mundial de energia. De fato, conforme dados da *International Energy Agency* (2005), em 1973 somente 0,9% da oferta mundial de energia era de origem nuclear.

Apenas 30 anos depois, em 2003, essa participação tinha evoluído para 6,5%, conforme indicado na figura 8.2. Na produção de energia elétrica, segundo a mesma fonte, a evolução foi de 3,4% para 15,8%, no mesmo período, conforme indicado na Figura 8.2. Em números absolutos, o avanço foi de 208 TWh para 2.632 TWh, perfazendo uma taxa equivalente de crescimento contínuo de 8,8% ao ano.

Figura 8.2: Oferta Mundial de Eletricidade



(*) inclui combustível renováveis, rejeitos orgânicos, geotermia, energia solar, eólica, e etc.

Fonte: "Key Word Energy Statistics 2005", International Energy Agency: Paris, 2005

As expectativas de expressivo aumento do consumo mundial de energia, especialmente de energia elétrica, as preocupações crescentes com a segurança energética e as pressões ambientais, sobretudo com relação às emissões de gases de efeito estufa, têm recolocado a opção nuclear na agenda dos fóruns mundiais de energia, em geral, e dos países desenvolvidos, em particular. De um lado, a experiência acumulada desde os acidentes de TMI e *Chernobyl* e os avanços tecnológicos verificados, especialmente no que se refere à extensão da vida útil dos empreendimentos e ao tratamento dos rejeitos, com reflexos na redução dos custos de implantação, concorrem no sentido de tornar essa opção uma alternativa efetiva. De outro, porém, conjugar a utilização desse tipo de energia com as preocupações com a não-proliferação de armas nucleares parece ser a questão central a ser superada e que vem inibindo uma retomada mais vigorosa do setor.

Outra questão relevante quando se trata da energia nuclear, a despeito dos avanços feitos na área, é o tratamento e a disposição dos rejeitos. Na direção de encaminhar uma solução, importantes empresas do setor, como a *British Energy* e a *Electricité de France*, se apresentam dispostas e se dizem preparadas para enfrentar a questão. Demandam, em contrapartida, contratos de longo prazo, com garantia do preço da energia, trazendo ao tema, ainda que indiretamente, outro aspecto relevante, qual seja a questão regulatória.

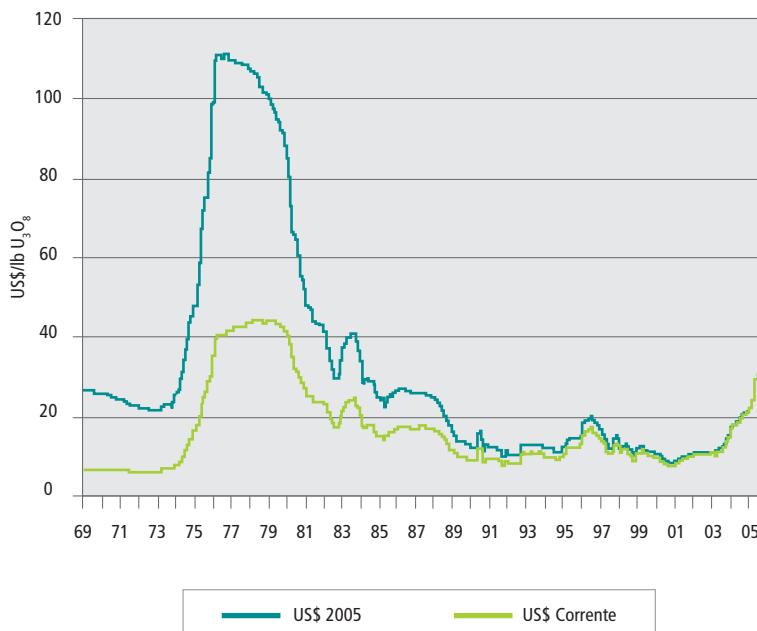
Embora o debate não pareça próximo de uma conclusão, é certo que não se pode descartar a geração nuclear como alternativa em uma perspectiva de longo prazo. Até porque, questões objetivas, como o tamanho

das reservas mundiais de urânio e a relativa estabilidade do preço do mineral, sustentam o interesse por essa forma de energia.

De fato, conforme dados da NEA/IAEA (2004) as reservas convencionais conhecidas de urânio no mundo totalizam 4,6 milhões de toneladas, sendo 55% delas referidas a preços inferiores a US\$ 40/kgU e mais 22% entre esse valor e US\$ 80/kgU. Considerando apenas as reservas de urânio de até US\$ 80/kg, portanto 77% das reservas convencionais conhecidas, a razão reserva/consumo (R/C) é razoavelmente elevada, superior a 50 anos.

Quanto aos preços, apesar dos impactos que os preços do petróleo produzem, pode-se dizer que o preço do quilo do concentrado de urânio (U_3O_8) apresenta um grau de volatilidade relativamente baixo. Nos últimos 20 anos, situou-se, em valores correntes, abaixo de US\$ 20/lb, superando essa marca apenas em 2005, conforme mostrado na Figura 8.3.

Figura 8.3: Preço Internacional do Concentrado de Urânio



Fonte: TRADE TECH (2006).

No Brasil, o uso da energia nuclear sempre foi cercado de discussões, muitas vezes prejudicada pelo viés ideológico que assumiam. A primeira usina a entrar em operação, Angra 1⁴³, de 657 MW, foi um projeto contratado, na forma “turn-key” à Westinghouse que apresentou, durante um certo período, performance operativa deficiente, sendo objeto, inclusive, de demandas judiciais. Atualmente, opera com um fator de disponibilidade superior a 80%. A segunda usina, Angra 2, com 1.350 MW, decorreu do Acordo Brasil-Alemanha, firmado em junho de 1975. Suas obras enfrentaram diversas paralisações, mas desde 2000 a usina vem gerando para o sistema interligado nacional com fator de disponibilidade sempre superior a 60%⁴⁴.

43 A construção da usina iniciou-se em 1972. A primeira reação em cadeia foi estabelecida em 1982. A entrada em operação comercial deu-se em 1985.

44 A primeira reação em cadeia foi estabelecida em 14 de julho de 2000. A “trial operation”, fase de teste em que a usina opera continuamente a 100% de capacidade, foi concluída em 21 de dezembro de 2000. Durante o período de comissionamento e de testes (até 31 de dezembro de 2000), a usina produziu 2.623 GWh.

De acordo com o Balanço Energético Nacional 2005, o urânio representa entre 1,2 e 1,5% da oferta interna de energia primária do país e a energia nuclear entre 2,2 e 2,7% da oferta interna de eletricidade, nos anos de 2004 e 2005 respectivamente.

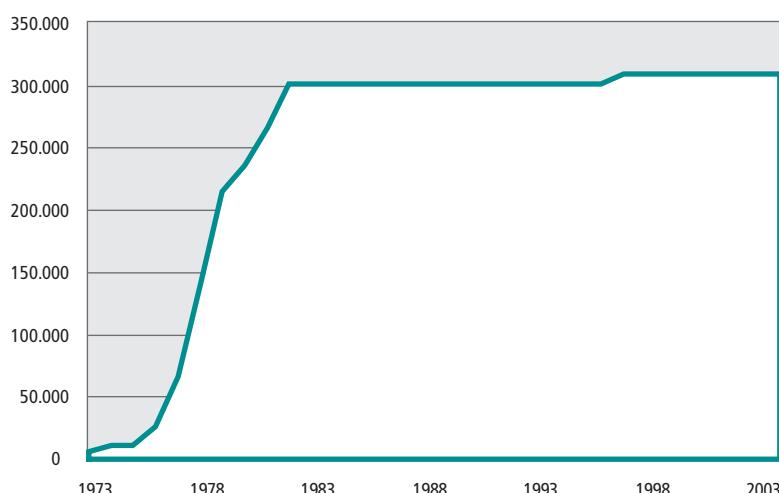
Quando se analisa em perspectiva a questão da energia no Brasil, e se examina o potencial da energia nuclear, em particular, é forçoso reconhecer que o país encontra-se, nesse caso, em uma posição bastante favorável. Com efeito, o Brasil detém uma das maiores reservas globais do mineral, ainda que a prospecção esteja em fase incipiente. Além disso, domina todo o ciclo de fabricação do combustível nuclear, ainda que algum investimento complementar seja demandado para iniciar-se o enriquecimento no país. Por fim, é signatário de todos os acordos internacionais na área nuclear, atestando o compromisso do país com o uso pacífico da energia nuclear e com a não-proliferação de armas nucleares.

De acordo com a Indústrias Nucleares do Brasil – INB⁴⁵, os estudos de prospecção e pesquisas geológicas objetivando o urânio foram realizados em apenas 25% do território nacional. Ainda assim, as reservas do mineral evoluíram de 6,3 mil toneladas de U_3O_8 , conhecidas em 1973, pouco mais de 309 mil toneladas em 2003 (Figura 8.4), o que coloca o Brasil na posição de 6^a maior reserva mundial, ainda que nos últimos 20 anos a evolução tenha sido insignificante.

Vale observar ainda que 57% dessas reservas estão associadas a custos inferiores a US\$ 80/kgU, mostrando-se, portanto, competitivas, segundo os padrões internacionais.

O fato de apenas 25% do território nacional terem sido objeto de prospecção de urânio e a expressiva elevação das reservas no final dos anos 70, decorrente dos investimentos em prospecção então realizados, sugere que o tamanho das reservas brasileiras de urânio pode ser ampliado com novos trabalhos de prospecção e pesquisa mineral. Há mesmo indicações de recursos adicionais que são estimados em 800 mil toneladas de U_3O_8 , e que, se confirmados, quadruplicariam as reservas conhecidas. Assim, do ponto de vista das reservas do mineral, não há restrições relevantes para a geração nuclear no país.

Figura 8.4: Evolução das Reservas Brasileiras de Urânio (toneladas de U_3O_8)



Fonte: Balanço Energético Nacional (MME/EPE, 2005)

45 Disponível em <http://www.inb.gov.br/reservasbrasil.asp>.

O combustível nuclear utilizado na maioria das centrais no mundo, inclusive no Brasil, demanda todo um ciclo de fabricação, que compreende complexo processo industrial. Assim, não basta examinar a disponibilidade das reservas do minério. É preciso também avaliar as condições de oferta do combustível.

Atualmente, o Brasil domina a tecnologia de todo o ciclo do combustível, inclusive a principal fase, o enriquecimento. Essa fase é a principal tanto em termos econômicos, visto que é a que demanda a maior parte dos investimentos do ciclo⁴⁶; como em termos políticos e estratégicos, pela sua potencial aplicação na produção de armas nucleares, o que a faz objeto de controle e salvaguardas internacionais.

Contudo, a expansão das linhas de enriquecimento, em andamento, terá a conclusão da primeira fase industrial ocorrendo somente em 2010, quando a capacidade instalada — 114 mil Unidades de Trabalho de Separação (UTS) — deverá suprir 60% do combustível consumido nas usinas de Angra 1 e 2. Até lá, o governo pretende investir R\$ 250 milhões, sendo R\$ 22,4 milhões já em 2006. A entrada de Angra 3, prevista no Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015, aumentará a demanda em cerca de 130 mil UTS. A unidade de Resende tem uma expansão projetada para 203 mil UTS. Compatibilizado o cronograma de expansão da unidade fabril com o de Angra 3, continuarão sendo atendidos somente 60% da demanda das três centrais nucleares tomadas em conjunto.

Em uma perspectiva de longo prazo, a oferta de combustível nuclear, no caso da instalação de novas centrais geradoras, não constitui propriamente uma restrição. Mas deve-se ter em conta o elevado volume de investimentos demandado, principalmente na consideração de auto-suficiência nacional na área. De outro lado, deve-se considerar que a instalação de Angra 3, e principalmente uma eventual expansão adicional do parque gerador nuclear, conferirá à fabricação do combustível no país uma escala que poderá justificar economicamente tais investimentos.

A importação do urânio enriquecido é sempre uma possibilidade, favorecida, inclusive, pelo fato de o Brasil participar dos acordos internacionais na área nuclear. Além disso, conforme já visto, há capacidade de reservas do mineral e de processamento suficientes, embora esse quadro possa se alterar no caso de aumento da geração nuclear no mundo. Assim, a questão que se coloca para discussão, na hipótese de expansão da geração nuclear no país com importação de combustível, ou, mesmo, de serviços que compõem o processo industrial de sua fabricação, é a da dependência externa. Nesse caso, a questão se reveste de elementos estratégicos, haja vista que, atualmente, apenas seis organizações enriquecem comercialmente o urânio no mundo (Estados Unidos, Rússia, China, Japão e dois consórcios de países europeus).

Atualmente, mais da metade do combustível utilizado no mundo, cerca de 66 mil toneladas por ano, provém de fontes secundárias de urânio⁴⁷. A tendência é que os estoques de urânio altamente enriquecido, proveniente de fontes militares, acabem por volta de 2020 – 2030. Isso poderá significar um aumento na demanda do mineral muito difícil de prever em face das incertezas que cercam a expansão nuclear.

46 “Na cadeia de valor do ciclo do combustível nuclear, as contribuições se distribuíam, resumidamente, da seguinte forma em preços, no ano de 2003: Obtenção do urânio natural – 22%, Produção do hexafluoreto de urânio (conversão) – 5%, Enriquecimento – 47% e Fabricação de combustível 26%. Entretanto, prevê-se que, no futuro, a etapa de enriquecimento do urânio deva aumentar a sua participação proporcional.” (fonte: III Conferência Nacional de Ciência, Tecnologia e Inovação – 3^a CNCTI – Programas Mobilizadores – Seminário Preparatório. Centro de Gestão e Estudos Estratégicos – CGTEE: Brasília, 23/03/2005. Disponível em <<http://www.cgee.org.br>>).

47 Constituem essas fontes secundárias (IAEA, 2001): urânio altamente enriquecido – HEU – proveniente de fontes militares, estoques de urânio natural e pouco enriquecido – LEU, óxido misto de urânio e plutônio – MOX, urânio reprocessado e reenriquecimento de urânio empobrecido – “cauda”.

Outra tendência é a disponibilização de novos reatores, ditos da geração III+, na próxima década, em especial o AP1000 da Westinghouse e o ESBWR – *Economic Simplified Boiling Water Reactor*, com licenciamentos em curso nos EUA. Esses reatores de novas gerações devem empregar combustível com maior enriquecimento, visando à sustentabilidade da geração nuclear: maior vida operacional e menor geração de rejeitos, o que tenderá reduzir a quantidade necessária do mineral.

Na perspectiva do uso do urânio como fonte primária no horizonte do PNE 2030, o potencial de geração de energia elétrica é dado, naturalmente, pela potência que poderia ser instalada a partir da disponibilidade do energético. Se considerada a possibilidade de importação de combustível, o potencial é, por óbvio, muito grande e se constitui em resultado de pouca utilidade, até porque questões de natureza geopolítica e de estratégia nacional apresentam-se como muito mais relevantes nesse caso. Assim, para efeito de potencial calculado serão consideradas, apenas as reservas nacionais, entendendo-se possível que, partes do ciclo do combustível, possam eventualmente ser executadas no exterior, na medida da insuficiência de capacidade instalada no país.

O potencial calculado é, evidentemente, um valor teórico, cuja utilidade é apresentar um delimitador do uso da fonte. A participação efetiva da energia nuclear na futura matriz de oferta de energia elétrica do país dependerá do exame de outros aspectos, tais como competitividade relativamente a outras fontes, estratégia nacional para diversificação da matriz, capacitação da indústria nacional e etc. Além disso, outros fatores poderão limitar a participação da energia nuclear na matriz, ainda que se tenha em conta somente seu uso potencial. Nesse caso, surgem os aspectos ambientais e regulatórios, ligados principalmente ao monopólio estatal relativo às instalações nucleares, que poderão impor, no horizonte de análise, restrições que superam as limitações técnicas.

O cálculo do potencial (teórico) de geração termonuclear depende, fundamentalmente, da formulação de hipóteses para a disponibilidade do recurso, isto é, tamanho das reservas, o consumo de urânio, o tempo de operação das usinas e o regime operativo, expresso pelo fator de capacidade, das usinas.

Com relação às reservas, foram considerados três hipóteses, associados à classificação das reservas nacionais segundo o custo estimado de exploração. São eles:

- Hipótese 1: considera que os recursos para geração de energia elétrica estão limitados ao valor das reservas medidas e indicadas definidas, atualmente, para um custo de exploração inferior a US\$ 40/kg U₃O₈;
- Hipótese 2: considera que os recursos para geração de energia elétrica estão limitados ao valor das reservas medidas e indicadas definidas, atualmente, para um custo de exploração entre US\$ 40 e US\$ 80/kg U₃O₈;
- Hipótese 3: considera que os recursos para geração de energia elétrica incluem todas as reservas medidas, indicadas e inferidas definidas, atualmente, para um custo de exploração inferior a US\$ 80/kg U₃O₈.

A Tabela 8.3 apresenta o volume de minério (U₃O₈) considerado em cada caso e sua proporção dos recursos totais, isto é, incluindo os recursos adicionais estimados⁴⁸, atualmente avaliados em 1,1 milhões de toneladas.

48 Segundo a classificação da International Atomic Energy Agency – IAEA, recursos adicionais estimados compreendem recursos em extensões de depósitos já explorados ou com continuidade geológica definida, com grau de incerteza maior que os ditos recursos razoavelmente assegurados (reservas) e, ainda, recursos com evidências indiretas de existência ou esperados a partir de tendências geológicas.

Tabela 8.3: Cenários de Disponibilidade do Urânio Nacional

Cenário	Disponibilidade (10 ³ t)	Recursos Totais (%)
1	66,20	6
2	177,50	16,1
3	309,37	28,1

Com relação ao consumo de combustível, as principais referências são as estatísticas do BEN para o consumo de urânio natural e a geração de energia elétrica. Ocorre que, nessas estatísticas, tendo em vista o grande número de atividades e os prazos envolvidos na transformação do urânio natural em elemento combustível, há uma contabilidade de estoque de urânio natural que pode afetar a estimativa de um índice de consumo de urânio para geração de eletricidade. Assim, optou-se por considerar o valor de 28,5 kg U₃O₈/GWh, adotado em estudo do *Massachusetts Institute of Technology* – MIT (2003) sobre o futuro da energia nuclear.

Com relação ao fator de capacidade médio operativo tomou-se como referência o valor de 85%. Esse valor é normalmente aceito como representativo. Além disso, é corroborado pela experiência operativa de Angra 1 e 2 nos últimos cinco anos, conforme dados da operadora das usinas, a Eletrobrás Termonuclear S.A. – Eletro-nuclear.

Nessas condições, calculou-se o potencial de geração nuclear apresentado na Tabela 8.4, considerando, ainda, como vida útil operativa de uma usina o prazo de 40 anos. Dados os avanços na extensão de vida de usinas nucleares, esse prazo mostra-se bastante aceitável. Observe-se ainda que, para o cálculo do número de novas unidades a instalar, considerou-se como potencial já utilizado as usinas de Angra 1, Angra 2 e Angra 3 e uma potência unitária de referência de 1.000 MW, compatível com o cenário tecnológico atual. Esses resultados confirmam que, de fato, é relativamente grande o potencial de geração nuclear no Brasil. No nível de conhecimento atual das reservas e da tecnologia, pode-se concluir que há disponibilidade suficiente para considerar a geração nuclear como alternativa efetiva no horizonte do PNE 2030.

Tabela 8.4: Potencial de Geração Nuclear

Cenário	Volume de Reservas		Potencial Novas Usinas	
	t U ₃ O ₈	MW	MW	Unidades
1	66.200	7.800	4.500	4
2	177.500	20.800	17.500	17
3	309.370	36.400	33.000	33

Observações: (1) Os valores do potencial estão arredondados.

(2) O potencial de novas usinas exclui a potência instalada em Angra 1 e 2 e na futura usina Angra 3.

Carvão mineral

O carvão mineral sempre figurou como uma das principais fontes de energia no mundo. A despeito do avanço do petróleo como principal fonte de energia global no século passado (e, mais recentemente, do gás natural), o carvão mineral, de acordo com dados da *International Energy Agency - IEA* (2004), ainda representa 24% da oferta total de energia primária no mundo, constituindo-se na segunda mais importante fonte de energia mundial.

Na produção de energia elétrica, não obstante as pressões ambientais, que explicam, em grande parte, a

contenção da expansão da geração a carvão em contrapartida ao aumento de outras fontes, principalmente do gás natural, observada nos últimos 30 anos, o carvão mineral continua liderando, dentro de uma perspectiva mundial, o *ranking* das fontes primárias. De acordo com o *World Coal Institute – WCI* (2005), o carvão mineral é a principal fonte primária de geração de energia elétrica, sendo responsável por quase 40% de toda a eletricidade gerada no planeta em 2003. Conforme dados da IEA (2005), o volume de energia elétrica gerado por usinas térmicas movidas a carvão mineral em 2003 foi de 6.681 TWh, sendo que mais da metade em apenas dois países: Estados Unidos (2.083 TWh) e China (1.515 TWh).

A restrição à expansão da geração termelétrica a carvão mineral nos últimos anos está muito relacionada à preocupação mundial com o controle das emissões de CO₂. Esse movimento tem-se refletido especialmente nos países mais desenvolvidos. Com efeito, segundo a IEA (2005), nos anos 70, a produção de carvão mineral pelos países integrantes da *Organisation for Economic Co-operation and Development – OECD*, que compõem a porção mais industrializada e desenvolvida do planeta, representava 50% do total mundial. Em 2004, essa proporção caiu para pouco mais de 31%. Houve também redução na participação da termeletricidade a carvão mineral nos países membros da OECD: em 1971, 39,6% da energia elétrica gerada provinham de térmicas com esse combustível; em 2002, essa proporção reduziu-se para 38,3%, cedendo espaço para fontes primárias que não emitem, ou se emitem, o fazem em menor volume de CO₂, como é o caso do gás natural, ou mesmo não emitem, como as fontes renováveis de geração. Essa redução só não foi maior porque, paralelamente a esse movimento, foi reduzida de forma significativa a participação da geração de energia elétrica a partir de derivados de petróleo.

A redução da produção de carvão mineral, entretanto, não tem sido verificada em outras regiões. De fato, atualmente, o crescimento do consumo mundial de energia, em geral, e do carvão mineral em particular, tem sido puxado por países que não integram a OECD, como a China, a Índia, a Rússia, a Indonésia e a Colômbia.

No Brasil, a participação do carvão mineral sempre foi muito pequena, tanto no total da oferta de energia primária quanto, e especialmente, na geração de energia elétrica. De acordo com o Balanço Energético Nacional, a participação do carvão mineral na oferta interna de energia situou-se abaixo de 4% na década de 70. Elevou-se na década seguinte, atingindo um máximo de 7,7% em 1985, refletindo políticas governamentais de incentivo ao uso do carvão mineral nacional, até como parte da estratégia de enfrentamento da crise energética deflagrada com os choques nos preços internacionais do petróleo, em 1973 e 1979.

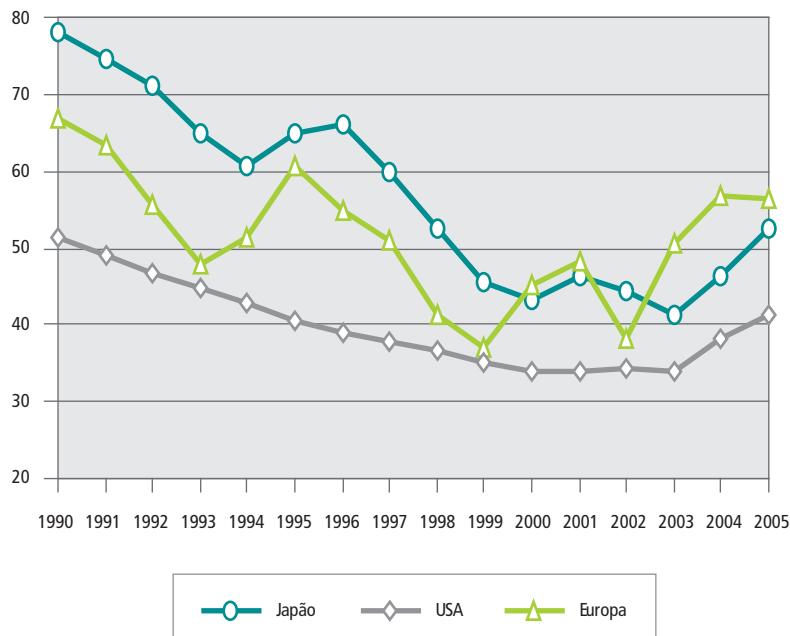
Em razão das características do carvão mineral nacional, seu uso para a geração de energia elétrica tem sido limitado. Com efeito, grande parte do seu uso no país é do tipo metalúrgico, basicamente importado e utilizado na indústria, especialmente na siderurgia. O carvão mineral nacional, do tipo carvão vapor, é majoritariamente (85%) destinado à produção de energia elétrica, mas em 2005, apenas 1,6% da oferta interna de energia elétrica foi proveniente da geração termelétrica a partir do carvão mineral.

Esse quadro não autoriza, contudo, que se exclua o carvão mineral como fonte de energia primária relevante nos próximos anos, seja dentro de uma perspectiva mundial, seja como parte da estratégia doméstica para atendimento à expansão da demanda de energia. Em primeiro lugar, o carvão mineral é a mais abundante fonte de energia primária disponível no planeta. Ainda que concentradas em três grandes regiões (Ásia e Oceania, 32,7%; Eurásia, 31,6% e América do Norte, 28,0%), as reservas de carvão mineral (somente as reservas provadas) são abundantes o suficiente para suportar todo o consumo mundial por mais de 160 anos. Mesmo as reservas nacionais, apesar da virtual paralisação dos estudos e pesquisas de prospecção nos últimos anos,

podem ser consideradas relativamente expressivas em termos mundiais: o Brasil detém a 10^a maior reserva do mundo, 1,1% das reservas totais, suficiente para manter a produção atual por mais de 500 anos.

Além disso, o preço do carvão mineral, não obstante refletir algum impacto das tendências do custo da energia, influenciadas pela flutuação nos preços internacionais do petróleo, apresenta um grau de volatilidade relativamente baixo. Nos últimos 10 anos, situou-se na faixa de US\$ 40 a US\$ 70 por tonelada, conforme evidenciado na Figura 8.5.

Figura 8.5: Preços Internacionais do Carvão Mineral (US\$/t)



Obs.: Japão: CIF-porto; Europa: CIF-ARA; EUA: CIF-usina

Fonte: BP Statistical Review, 2005

Apesar do comportamento recente dos preços do carvão mineral, a *Energy Information Administration - EIA*, em sua publicação *Annual Energy Outlook 2006*, prevê pequena variação do preço do carvão mineral no mercado interno norte-americano, estimando seu preço no horizonte de 2030 em cerca de US\$ 41,0 /short ton (US\$ 45,2 por tonelada métrica).

Grandes investimentos têm sido orientados para a pesquisa e o desenvolvimento tecnológico de modo a possibilitar um uso mais intenso do carvão mineral, com o menor impacto ambiental possível. Nesse sentido, destacam-se a importante evolução na eficiência da geração termelétrica a carvão e, especialmente, as tecnologias limpas (*clean coal technologies*).

Desde 1980 houve redução, em nível mundial, das emissões de CO₂ e redução significativa de material particulado produzido na geração de eletricidade a partir do carvão mineral. Esses resultados positivos foram alcançados a partir da experiência operativa, da otimização das instalações e, também, com base em pesquisas governamentais e de empresas privadas. Contudo, os gastos com proteção ambiental adicionaram, em média, 30% dos custos totais de EPC de uma usina a carvão mineral (Resende, 2006). No mesmo período, a

Alemanha gastou mais de US\$ 20 bilhões em pesquisas na área de *clean coal technology*. Os Estados Unidos têm orçamento de US\$ 10 bilhões para o desenvolvimento do uso sustentável do carvão mineral para os próximos 15 anos.

Em particular, são dignos de registro os esforços na direção do que se convencionou chamar seqüestro de carbono. Em linhas gerais, o seqüestro de carbono consiste na captura de emissões de CO₂ e em sua armazenagem em reservatórios naturais. Essa tecnologia ainda está em fase de pesquisa e desenvolvimento, havendo a expectativa de que possa estar comercialmente disponível nos próximos 20-25 anos.

O destaque nessa linha de pesquisa é o Projeto FutureGen⁴⁹, patrocinado pelo governo norte-americano, que tem por meta construir uma térmica a carvão mineral com emissão “zero”, produzindo hidrogênio e eletricidade e capturando e armazenando o carbono.

Todo esse esforço parece indicar que o mundo não descarta, absolutamente, o uso do carvão mineral como fonte primária para a geração de energia elétrica. É verdade que a Agência Internacional de Energia (IEA, 2004) considera, em seu cenário de referência, uma redução na participação da geração a carvão mineral na produção de eletricidade nos países da OECD, em 2030, para 33,3%. Mas, essa mesma instituição projeta que, em termos mundiais, este combustível deverá virtualmente manter sua participação, respondendo por mais de 38% da produção global de eletricidade. Nesse cenário, a expansão da capacidade instalada evolui dos atuais 1.135 GW [2002] para 2.156 GW [2030], perfazendo uma média de instalação de novos 36.500 MW a cada ano.

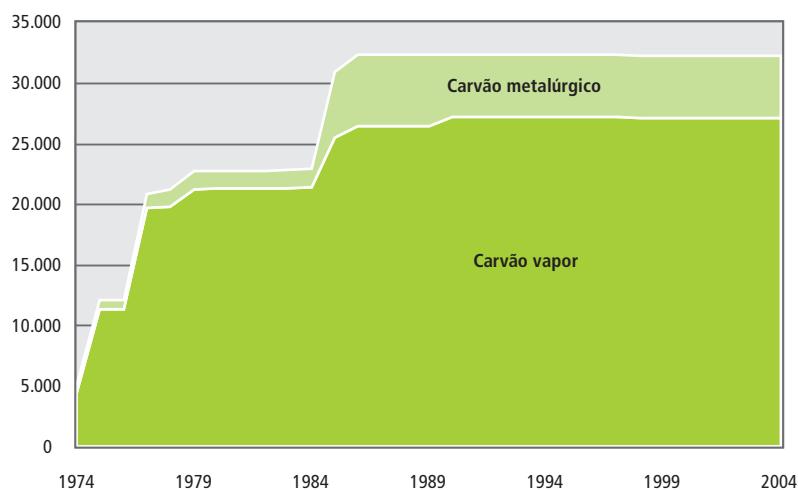
A abundância das reservas de carvão mineral, os avanços tecnológicos já consolidados e os que são esperados nos próximos anos, o aumento esperado da demanda de energia, em especial da demanda por energia elétrica, são os elementos básicos que sustentam a visão de que a expansão da geração termelétrica a carvão mineral deve ser contemplada na estratégia da expansão mundial da oferta de energia.

No Brasil, além da problemática ambiental, as questões relevantes na discussão do potencial da geração termelétrica a carvão mineral estão muito relacionadas à disponibilidade do energético (reservas e importação), à infra-estrutura (especialmente de transporte), aos aspectos de natureza tecnológica e econômica (refletido no custo da geração) e aos de natureza geopolítica e estratégica (por exemplo: dependência de importações).

Quanto aos recursos e reservas nacionais, deve-se considerar que as pesquisas na área do carvão mineral estão virtualmente paralisadas, no Brasil, há 20 anos. Evidência disso é que o volume de reservas totais (medidas, indicadas e inferidas), de acordo dados do Balanço Energético Nacional, está “congelado” em torno de 32 bilhões de toneladas desde 1985, conforme indicado na Figura 8.6⁵⁰.

⁴⁹ FutureGen será uma instalação de geração de energia elétrica com capacidade de 275 MW, demandando um prazo de 10 anos de construção e pesquisas e investimentos de US\$ 870 milhões (US\$ 620 milhões do U.S. DOE e US\$ 250 milhões de um consórcio privado). O projeto pretende sequestrar emissões de CO₂ de um milhão de ton por ano, de modo a testar adequadamente as condições geológicas de um reservatório representativo.

⁵⁰ Ao nível do conhecimento atual, as reservas de carvão mineral nacional estão concentradas, basicamente, em dois estados (Rio Grande do Sul, com 90,58% das reservas, e Santa Catarina, 9,36%). Dessas reservas, são consideradas medidas (maior nível de certeza) apenas 28%, ou o equivalente a 6,7 bilhões de toneladas, dos quais 78,7% no Rio Grande do Sul e 21,2% em Santa Catarina.

Figura 8.6: Evolução das Reservas de Carvão Mineral Nacional (10^9 t)

Fonte: Balanço Energético Nacional (MME/EPE, 2005)

Esse panorama reforça a idéia de que para compor alternativas para atendimento à demanda de energia nos próximos 25 anos (horizonte dos estudos do PNE 2030) será necessário aplicação de recursos financeiros na pesquisa e na prospecção dos recursos energéticos. Medidas dessa natureza, seja pelo investimento por meio de órgãos do Estado, ou por meio de incentivos à iniciativa privada, devem compor a estratégia de ação futura no setor energético.

Nessas condições, é lícito supor que, havendo aporte adequado de recursos financeiros, o volume de reservas totais, mais especialmente o de reservas medidas, deva crescer ao longo do horizonte de estudos do PNE 2030.

Mesmo assim, seria muito otimismo supor crescimento nas reservas superiores aos apontados no histórico, quando havia atividades de pesquisa minimamente regulares e, ainda, o estímulo de uma crise energética internacional, decorrente da elevação dos preços do petróleo na década de 70.

De fato, o último avanço expressivo no volume das reservas (40%) ocorreu entre 1984 e 1986, conforme indicado no Balanço Energético Nacional, como reflexo de iniciativas ainda da década anterior. Considerando que atualmente ainda não foram retomados os investimentos em estudos prospectivos na área do carvão mineral e que há um prazo mínimo para que, uma vez retomados esses estudos, eles possam produzir os resultados esperados, afigura-se razoável supor que a expansão das reservas não se dê antes de 2015.

Assim, para efeito de avaliação do potencial de geração de eletricidade a partir do carvão mineral, considerando apenas a parcela nacional, foram formulados dois cenários que variam entre um mais conservador, em que o potencial está limitado ao volume reconhecido como reserva medida, até um mais otimista, em que as reservas medidas crescem 40% no período. Nessa hipótese, as reservas medidas de carvão mineral nacional, de 6,7 bilhões de toneladas, evoluiriam, somente após 2015, para 9,2 bilhões de toneladas. Em adição, devido às características do carvão mineral nacional, admitiu-se que grande parte (90%) deste combustível seria destinada para a geração de energia elétrica.

O comércio internacional do carvão mineral é relativamente pequeno, apenas 16% da produção mundial é

transacionada entre os países, situação bem diferente do que acontece com o petróleo, para o qual o comércio internacional (exportações/importações) corresponde a mais de 50% da produção. Do volume de carvão mineral comercializado em 2004, 755 milhões de toneladas, 70% referiram-se ao carvão vapor, de uso principal na geração termelétrica. Importa ressaltar que em 1995 essa proporção era de 40%.

Outro dado relevante é que mais de 90% da comercialização internacional do carvão mineral se faz por via marítima. A concentração de grandes exportadores e importadores na Ásia e na Oceania⁵¹, explica porque cerca de 60% desse volume navega pelo Pacífico. De qualquer modo, a quantidade comercializada pelo Atlântico, segmento que eventualmente pode mais interessar ao Brasil na hipótese de importação de carvão mineral, é expressivo. Aqui, ainda que haja transações relevantes entre Austrália e Europa, os atores principais são, do lado exportador, África do Sul e Colômbia, e, do lado importador, Estados Unidos e Alemanha e Reino Unido.

A se considerar a alternativa de importação de carvão mineral pelo Brasil, surgem imediatamente como referência os carvões da Austrália, da África do Sul e da Colômbia. Em quaisquer dos casos, trata-se de carvões com poder calorífico entre 5.000 e 7.500 kcal/kg, bem mais alto que o dos carvões nacionais. Isso significa que um parque termelétrico de 10.000 MW, com rendimento médio de 40% (compatível com as tecnologias mais modernas, comercialmente disponíveis), operando com fator de capacidade médio de 60%, demandaria, em um ano, algo como 19 milhões de toneladas. Observe-se que, em 2005, o Brasil importou 13,7 milhões de toneladas de carvão mineral metalúrgico. Ou seja, a instalação de 10.000 MW em termelétricas a carvão mineral importado significaria pouco mais do que dobrar a importação atual. Levando-se em conta que se trata de um horizonte de 25 anos, essa proporção é perfeitamente admissível. E, por extensão, pode-se considerar que a infra-estrutura portuária teria condições de se adaptar a essa eventual solicitação adicional.

Nesse aspecto deve-se ter em conta que, no horizonte do PNE 2030, as regiões brasileiras naturalmente candidatas a instalar termelétricas a carvão mineral importado seriam o Nordeste e o Sudeste, quer pelas dimensões do mercado de energia elétrica, quer pela necessidade de alternativas de geração de porte (aqui é preciso ter em conta as ocorrências conhecidas de carvão nacional, de valor comercial competitivo, estão concentradas na Região Sul). Ambas as regiões possuem portos estratégicamente localizados, com amplas condições de receber, ou de se preparar para tal, grandes volumes de carvão mineral. Alguns desses portos já funcionam como terminais de carvão mineral, para atendimento à indústria siderúrgica, como Sepetiba, no Rio de Janeiro, e Vitória, no Espírito Santo. Pelo menos um porto no Nordeste, Pecém, no Ceará, em breve estará atendendo à siderúrgica local. Outros portos no Nordeste, como Suape, em Pernambuco, e Itaqui, no Maranhão, também reunem condições para receber esse tipo de carga, ainda que investimentos adicionais possam ser necessários. Nesses três casos, um outro fator relevante é a possibilidade de integração com o modal ferroviário, aumentando a flexibilidade para a localização de usinas termelétricas⁵².

51 Os maiores exportadores mundiais são Austrália e Indonésia, respectivamente com 218 e 107 milhões de toneladas. De outro lado, os maiores importadores são Japão, Coréia do Sul e Taiwan, respectivamente com 183, 79 e 60 milhões de toneladas (dados de 2004 – EIA, 2005).

52 A integração com o modal ferroviário é uma possibilidade real tendo em vista o projeto da Ferrovia Nova Transnordestina, que prevê a construção de uma moderna ferrovia com 1.800 km de extensão, ligando Eliseu Martins, no Piauí, aos portos de Pecém e Suape. No Maranhão, o porto de Itaqui, já servido pela Estrada de Ferro Carajás, está na área da Ferrovia Norte-Sul, em construção.

Diante do exposto, para efeito de avaliação do potencial de geração de eletricidade a partir do carvão mineral, considerando inclusive o combustível importado, pode-se concluir que, no horizonte do PNE 2030, não existem restrições relevantes quanto à disponibilidade de carvão mineral, sendo perfeitamente plausível admitir, na formulação de alternativas para a expansão da oferta de energia elétrica, a possibilidade de instalação de 10.000 MW em termelétricas a carvão mineral nas regiões Nordeste e Sudeste.

Quanto à questão do transporte do carvão mineral, deve-se ter em conta que o modal mais indicado depende de vários fatores, mas principalmente da distância a ser coberta. No mundo, o carvão mineral, geralmente transportado por esteiras ou caminhões, para curtas distâncias. Trens e barcaças, ou mesmo pequenos navios, são usados no caso de distâncias mais longas, porém, quase sempre, restrito ao transporte doméstico. Alternativamente, o carvão mineral pode ser misturado com água, de modo a formar uma pasta, permitindo o transporte por dutos. Navios são comumente usados no transporte internacional, em tamanhos nunca inferiores a 40.000 DWT. Em todos os casos, o carvão mineral transportado tem um conteúdo energético que justifica tal transporte.

No caso de carvão mineral de alto teor de cinzas e relativamente baixo teor de carbono, dificilmente se justifica transporte a longas distâncias. Esse é precisamente o caso do carvão mineral brasileiro, cujas jazidas do Rio Grande do Sul apresentam teor de cinzas não inferior a 40% e teor de carbono não superior a 30%. Essa condição torna antieconômico seu transporte a longas distâncias⁵³. Assim, a utilização do carvão mineral nacional tem-se justificado apenas em usinas localizadas próximas às minas, portanto na região Sul. Usinas a carvão mineral em outras regiões, demandariam preferencialmente carvão importado.

Da mesma forma que no caso do urânio, o potencial do uso do carvão mineral como fonte primária para a geração de energia elétrica no horizonte do PNE 2030 pode ser sintetizado na potência que poderia ser instalada a partir da disponibilidade do energético. No caso do carvão mineral nacional a questão que se coloca é avaliar qual a potência instalável a partir da disponibilidade do mineral. No caso do carvão mineral importado, a questão deve ser posta de uma forma um pouco diferente: dada uma potência a ser instalada, qual o volume de carvão a importar.

Mas, além das reservas (volume de carvão potencialmente disponível para geração de eletricidade), há ainda outros aspectos importantes na quantificação do potencial de geração.

Quanto ao consumo específico de carvão mineral (quantidade do mineral necessária para gerar 1 MWh), tem-se que o valor observado nas usinas em operação no Rio Grande do Sul não é, hoje, inferior a 1.200 kg/MWh enquanto que na usina de Jorge Lacerda não supera, em média, a 700 kg/MWh. Por outro lado, todas as usinas em projeto estimam um consumo específico entre 1.000 e 1.100 kg/MWh. As diferenças se explicam pelo uso de carvão bruto (ROM - *run of mine*), quando o consumo específico é mais elevado, e de carvão beneficiado. Para efeito de cálculo do potencial de geração, considera-se aqui apenas a hipótese de uso do carvão ROM, cujo poder calorífico varia entre 2.700 e 4.500 kcal/kg nas 8 principais jazidas nacionais (DNPM, 2005).

⁵³ No passado, o transporte do carvão do Rio Grande do Sul e de Santa Catarina chegou a ser feito, por cabotagem, até o Rio de Janeiro, porém a custa de subsídios. A suspensão desses benefícios no final dos anos 80 e início dos 90 eliminou esse transporte.

Quanto ao rendimento, a experiência mundial revela uma performance média de 32%. Na tecnologia convencional, de combustão pulverizada, os fabricantes asseguram rendimentos não inferiores a 35%, podendo chegar a mais de 40% na hipótese de uso do ciclo supercrítico. Além disso, todas as quatro termelétricas nacionais em construção e em projeto deverão operar com rendimento mínimo de 35%. Assim, é natural esperar que a expansão futura parta desse patamar, o que é tecnologicamente possível, embora rendimentos mais elevados sejam admissíveis somente com o emprego de tecnologias que estão, todas, em fase de pesquisa e desenvolvimento e que foram, por hipótese, desconsideradas nos estudos do PNE 2030. Para efeito da quantificação do potencial de geração de energia elétrica com o carvão mineral nacional parametrizou-se o consumo unitário das futuras usinas entre 800 e 1.200 kg/MWh.

Complementarmente, foram adotadas as seguintes hipóteses de cálculo:

- Fator de capacidade médio operativo: 60%
- Vida útil: 175.000 horas, equivalente a um período de 25 anos, com fator de capacidade de 80% ou de cerca de 35 anos com fator de capacidade de 60%.
- Equivalência energética: 1 kWh = 860 kcal.
- Fator de recuperação médio das jazidas de 70%.
- Os resultados são apresentados na Tabela 8.5.

Tabela 8.5: Potencial de Geração de Eletricidade com o Carvão Nacional (MW)

Reservas	Consumo Médio (kg/MWh)		
	1.200	1.000	800
$6,7 \times 10^9$ t	17.000	20.500	26.000
$9,2 \times 10^9$ t	24.000	29.500	37.500

Os resultados revelam que é muito grande o potencial de geração termelétrica com carvão mineral nacional. Considerando a potência unitária de referência de 500 MW, pode-se dizer que, no estágio tecnológico atual e considerando apenas as reservas ditas medidas, há disponibilidade de carvão mineral nacional para instalação de pelo menos 34 usinas, que operariam com um fator de capacidade médio de 60% por cerca de 35 anos.

Já na discussão do potencial de geração de energia elétrica no Brasil a partir do carvão importado, a questão de maior interesse que se coloca é a quantidade do mineral que seria demandada para suprir tal parque de usinas.

Para efeito desse cálculo, foram usadas as mesmas hipóteses do caso do carvão mineral nacional, com exceção, naturalmente, do poder calorífico. Para estimar esse parâmetro, tomou-se como referência os carvões da África do Sul, Colômbia e Austrália, cujos poderes caloríficos variam entre 5.000 e 7.500 kcal/kg (WCI, 2005). O cálculo foi feito para as potências de 1.000, 5.000 e 10.000 MW. A Tabela 8.6 resume os resultados obtidos.

Tabela 8.6: Demanda de Carvão Mineral Importado para Geração de Energia Elétrica
(milhões de toneladas por ano)

Potência (MW)	Poder calorífico (kcal/kg)	Rendimento		
		35%	40%	45%
1.000	5.000	2,59	2,26	2,01
	6.000	2,15	1,86	1,68
	7.500	1,72	1,51	1,34
5.000	5.000	12,92	11,31	10,05
	6.000	10,77	9,42	8,38
	7.500	8,62	7,54	6,70
10.000	5.000	25,85	22,62	20,01
	6.000	21,54	18,85	16,76
	7.500	17,23	15,08	13,40

Para se ter uma idéia da significância desses valores, considere que, para uma potência de 10.000 MW, conforme já citado, o volume médio de importação demandado é comparável às importações atuais de carvão mineral pelo país. Além disso, tomando como referência para o preço internacional do mineral, o da África do Sul e considerando um frete até o porto do Rio de Janeiro (US\$ 70/t), o valor das importações de carvão mineral seria de no máximo US\$ 1,8 bilhões por ano, para a potência de 10.000 MW (isso corresponde a cerca de 1,5% das exportações brasileiras registradas em 2005, US\$ 118 bilhões, e a menos de que 1% do fluxo de comércio exterior nesse mesmo ano, US\$ 191,9 bilhões).

Gás Natural

Recursos e reservas nacionais de gás natural já foram discutidos no Capítulo 4 deste relatório. A questão aqui analisada refere-se ao potencial deste energético para a geração de energia elétrica, o qual será examinado segundo duas condições de contorno principais: o uso concorrente do gás (usos múltiplos) e sua disponibilidade.

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

Quanto à oferta de gás natural, deve-se considerar que se trata de uma fonte primária que pode ser tanto produzida domesticamente, como importada, via gasodutos ou na forma liquefeita. Assim, a disponibilidade de gás natural dependerá essencialmente:

- (i) Do grau de esforço exploratório e de produção de gás natural no país;
- (ii) Da disponibilidade de projetos internacionais de oferta de gás natural (gasodutos) ou do fortalecimento da tendência de “comoditização” do produto, na forma de GNL, exigindo, nesse caso, também investimentos em infra-estrutura.

Ambos os aspectos dependem da atratividade do mercado para o energético no país e da estratégia dos agentes presentes no mercado brasileiro. Assim, a avaliação do potencial de geração termelétrica a gás na-

tural se reporta a uma análise prospectiva, considerando não só aspectos econômicos e regulatórios, como também o contexto mundial de oferta de gás natural.

Após expressivo crescimento da demanda nos últimos anos, com taxa média de 16,7 % ao ano entre 1999 e 2004, a indústria brasileira de gás natural enfrenta atualmente um período de restrições na oferta do combustível. Essa situação, contudo, pode ser entendida como transitória e deverá ser superada tão logo sejam concluídos os gasodutos, cujas construções estão em curso ou em projeto⁵⁴, entrem em operação importantes projetos de produção de gás natural, nas bacias marítimas de Santos, de Campos e do Espírito Santo e sejam disponibilizadas instalações de recepção e tratamento do GNL. Assim, a oferta no médio prazo está fortemente condicionada por decisões que já foram tomadas.

Quanto à perspectiva de maior oferta de gás natural no longo prazo, além do aumento da exploração e produção doméstica, não se pode ignorar o grande volume comprovado das reservas existentes na América do Sul e a possibilidade de importação de GNL.

Nessas condições, para efeito da estimativa de potencial de geração de energia elétrica a partir do gás natural convém considerar duas situações, caracterizadas por horizontes de análise distintos:

(i) A primeira envolve as perspectivas de médio prazo, utilizando, essencialmente, os resultados apresentados no Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015 e o Plano de Negócios 2007-2011 da Petrobrás, reconhecendo a presença da estatal nesse mercado;

(ii) A segunda envolve projeções para o horizonte até 2030, cujas premissas utilizadas são explicitadas adiante.

O ponto de partida é, naturalmente, o parque em operação. Segundo o “Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015”, o parque termelétrico a gás natural em operação no sistema interligado nacional (SIN) perfazia, em 31 de dezembro de 2005, a potência de 7.649 MW. Ainda de acordo com o PDEE 2006-2015, a expansão do parque termelétrico a gás natural no SIN, até 2011, será de 4.484 MW. Conforme indicado na Tabela 8.7, trata-se da programação de instalação de 7 unidades (quatro delas ampliação de usinas existentes), perfazendo um total de 2.034 de MW⁵⁵. Além dessas usinas, há a indicação, para o ano 2011, da necessidade de um montante adicional de geração termelétrica correspondente à instalação de 3.500 MW, dos quais o plano sugere que 2.450 MW utilizem o gás natural como combustível (Tabela 8.8). Assim, a previsão, então, é de que se atinja, no SIN, a potência instalada de cerca de 10.040 MW em 2010 e de, pelo menos, 12.490 MW em 2011.

Por outro lado, a Petrobrás, em seu Plano de Negócios 2007-2011, estima que a oferta de gás natural em 2011 possa chegar a 120 milhões de m³ por dia, sendo 70 milhões referentes à produção nacional (parcela entregue ao consumo final) e 50 milhões provenientes de importações: 30 milhões da Bolívia (Gasbol) e 20 milhões via GNL. Ainda segundo o documento da Petrobrás, essa oferta atenderia a um mercado distribuído entre indústrias (38 milhões de m³ por dia), geração termelétrica (48 milhões) e outros consumos (34 milhões para residências, setor serviços e consumo próprio da Petrobrás). Considerando as térmicas supridas

⁵⁴ Estão em construção os gasodutos Urucu-Coari-Manaus, Campinas-Rio de Janeiro, Sergipe-Alagoas, GASENE (Gasoduto Sudeste-Nordeste), trecho Macaé-Vitória-Caçimbas, e em ampliação, como o gasoduto Rio-Belo Horizonte. O trecho Espírito Santo-Bahia do GASENE deverá ser iniciado ainda no segundo semestre de 2006. Essas obras totalizam investimentos da Petrobrás da ordem de US\$ 3 bilhões.

⁵⁵ Esse total não inclui a usina Termonorte II, em Rondônia, por se tratar de usina existente, que será integrada ao SIN a partir da efetivação da interligação do sistema Acre-Rondônia ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste. De outro lado, inclui as usinas de Camaçari, na Bahia, e de Santa Cruz, no Rio de Janeiro, construídas como unidades bicombustível, que operam(rão) com óleo diesel em face de restrições na oferta de gás.

diretamente a partir da Bolívia e Argentina⁵⁶, tem-se que a disponibilidade de gás natural para geração de energia elétrica em 2011 seria de 53,2 milhões de m³ por dia, valor que será considerado para efeito do cálculo aqui desenvolvido.

A demanda de gás natural para a geração termelétrica depende do rendimento da conversão e do fator de capacidade de operação das usinas. O rendimento é, basicamente, função do tipo de usina, ciclo simples ou ciclo combinado. As usinas de ciclo simples apresentam rendimento de até 35%. As de ciclo combinado podem apresentar índices superiores a 45%. O parque gerador termelétrico brasileiro é relativamente novo e, na maioria dos casos, constituído por usinas em ciclo combinado⁵⁷. Assim, o valor de 45% é um bom estimador do rendimento do parque termelétrico a gás no horizonte em questão (2011).

Tabela 8.7: Geração Termelétrica a Gás Natural no SIN em 2010

Usina	Sistema ou Subsistema	Status	Potência MW	Início de operação
Parque existente ¹	SIN	0	7.649 ²	-
Termorio	SE/CO	A	123	Mar/06
		A	370	Ago/06
Santa Cruz Nova ³	SE/CO	A	316	Fev/07
Vale do Açu	NE	C	340	Mar/07
Três Lagoas	SE/CO	A	110	Jan/08
Canoas	S	A	90	Jan/08
Cubatão	SE/CO	C	216	Jan/08
Termonorte II ⁴	SE/CO	I	360	Jan/08
Araucária	S	C	469	Dez/08
TOTAL GERAL	SIN	-	10.043	-
TOTAL excl. bicombustível	SIN	-	9.214	-

1 Usinas em operação em 31/12/2005

2 Essa potência inclui 513 MW (Camaçari-NE, 347 MW e Santa Cruz-SE/CO, 166 MW) em termelétricas bicombustível (gás e diesel), que operam hoje com óleo em razão de restrições na oferta de gás.

3 Usina bicombustível (gás e diesel), operando com óleo enquanto perdurar restrição na oferta de gás.

4 Usina existente, operando com óleo diesel até a disponibilização do gás natural de Urucu, que passaria a integrar o Sistema Interligado Nacional – SIN com a interligação do sistema Acre-Rondônia.

Subsistemas: NE – Nordeste; SE/CO – Sudeste/Centro-Oeste (inclui Acre-Rondônia a partir de janeiro de 2008); S – Sul.

Status: 0 – em operação; A – ampliação; C – em construção; I – interligação.

Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006/2015 - PDEE 2006/2015

56 Aos valores indicados no Plano de Negócios da Petrobrás deve-se acrescentar a importação de 5,2 milhões de m³ por dia, feita diretamente pelos proprietários das usinas termelétricas de Cuiabá (480 MW) e Uruguaiana (638 MW).

57 Os levantamentos feitos pela EPE para o PNE 2030 indicam que 29% da potência instalada em térmicas a gás operam, hoje, em ciclo simples, porém a expansão deve ser feita em ciclo combinado, o que tende a reduzir esse percentual.

Tabela 8.8: Necessidade de Geração Térmica Indicada em 2011, no SIN

Subsistema	Potência MW	Combustível indicado
Nordeste	2.450	gás natural
	250	biomassa
Sudeste/Centro-Oeste	450	biomassa
Sul	350	carvão mineral
TOTAL	3.500	-

Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006/2015.

O fator de capacidade depende da hidrologia e do nível mínimo operativo, associado ao contrato com cláusula de “*take or pay*” no caso das usinas a gás. Em situações de hidrologia desfavorável, as usinas térmicas tendem a operar na base da carga e, nesse caso, o fator de capacidade tende a se aproximar do fator de disponibilidade máximo⁵⁸ da usina. Ao contrário, em situações de hidrologia favorável, a usina térmica tende a ser despachada no mínimo, prevalecendo, nessas condições, as limitações operativas e/ou comerciais, como o “*take or pay*”. No primeiro caso, o valor de 90% pode ser admitido como um bom estimador. No segundo caso, valores entre 40 e 50% são predominantes. Para efeito da avaliação da demanda de gás natural para a geração termelétrica, o fator de capacidade foi parametrizado entre 40 e 90%.

Nessas condições, e considerando a potência instalada em termelétricas a gás natural visualizada para 2011, de 12.490 MW, estima-se que a demanda desse combustível para a geração termelétrica nesse ano possa atingir 58,6 milhões de m³ por dia, como indicado na Tabela 8.9.

Tabela 8.9: Demanda de Gás Natural para Geração Termelétrica em 2011

Fator de Capacidade (%)	Demandas Mm ³ /dia
40	26,0
50	32,5
60	39,1
70	45,6
80	52,1
90	58,6

Hipóteses de cálculo:

Potência instalada de 12.490 MW e rendimento de 45%.

Confrontando esses resultados com a disponibilidade de gás natural informada no Plano de Negócios da Petrobrás (acrescida da importação para as usinas de Cuiabá e Uruguaiana), pode-se concluir que:

- A oferta de gás natural para a geração termelétrica é suficiente para atender o despacho máximo de uma potência total de 11.300 MW, isto é, suficiente para atender ao sistema existente e praticamente à quase toda da expansão prevista no PDEE 2006-2015;
- A potência total prevista, inclusive a demanda das unidades bicompostas que hoje operam com gás e a demanda da térmica indicativa na região Nordeste, operaria com fator de capacidade 82%.

Ressalte-se que a operação do parque termelétrico a gás com 90% de fator de capacidade somente se dará em condições de severa adversidade hidrológica. Em condições normais, é de se esperar um fator de capaci-

⁵⁸ Fator de disponibilidade máximo é a potência instalada deduzida dos fatores de indisponibilidade, a saber, paradas programadas para manutenção e saídas intempestivas (paradas forçadas).

dade bem menor. A oferta diária de 20 milhões de m³ de GNL permite atender a essa flexibilidade. Note-se que a diferença entre a demanda de gás natural das usinas operando com 90 e 70% de fator de capacidade, de 13 milhões de m³ por dia, é compatível com o dimensionamento dessas plantas de regaseificação de GNL. Por outro lado, a diferença entre a demanda máxima de gás natural e a oferta anunciada, de cerca de 5 milhões de m³ por dia, poderia ser atendida, se fosse o caso, com expansão da oferta de GNL. Assim, pode-se concluir que a programação de geração termelétrica a gás natural contida no plano decenal corresponde, no horizonte de médio prazo (até 2011), ao potencial desse energético para esse uso.

No horizonte de longo prazo, as bases para a avaliação do potencial de geração de energia elétrica a partir do gás natural são, naturalmente, diferentes. Afinal, o horizonte mais distante, dependendo do cenário macroeconômico em que se insira a análise, autoriza assumir, como condição geral de contorno, que os principais condicionantes presentes no curto e no médio prazos possam ser ou estar, de alguma forma, superados ou removidos.

Dentro dessa ótica, crescem de importância indicadores de natureza político-estratégica, entre os quais se destacam o grau de dependência energética de importações e o volume de emissões de gases de efeito estufa.

Nessas condições, para efeito da avaliação do potencial de geração de energia elétrica a partir do gás natural no horizonte de longo prazo (após 2011) foram assumidas as seguintes hipóteses:

- Não há restrições relevantes de infra-estrutura de transporte e distribuição de gás natural, vale dizer, admite-se que tal infra-estrutura possa se expandir adequadamente nesse horizonte;
- Toda a expansão termelétrica se fará em ciclo combinado, de maior eficiência.
- O consumo de gás natural para uso não-termelétrico, exclusive o consumo final do setor energético, evoluirá conforme a trajetória indicada no Capítulo 2 para o Cenário B1, atingindo, em 2030, pouco mais de 100 milhões de m³ por dia;
- A produção doméstica de gás natural seguirá a trajetória apresentada no Capítulo 4, limitando-se a cerca de 250 milhões de m³ por dia a partir de 2025, o que significa um volume de entrega de 150 milhões de m³ por dia ao mercado consumidor.

Nessas condições, mantido o volume de importação de gás natural previsto para 2011, de cerca de 50 milhões de m³ por dia, a disponibilidade diária de gás natural para a geração de energia elétrica seria de 98 milhões de m³ em 2030. Aumentar esse volume de importações não é, absolutamente, incompatível com os cenários de crescimento macroeconômico, nem significa, necessariamente, aumento da dependência externa. Em 2011, o volume de importação previsto, corresponde a cerca de 40% do consumo. Manter essa mesma proporção de importação significa disponibilizar para a geração de energia elétrica até 148 milhões de m³ por dia em 2030. Esses volumes de gás natural permitem o despacho máximo (90% de fator de capacidade) de uma potência termelétrica de 22.300 ou 33.700 MW, conforme indicado na Tabela 8.10.

Tabela 8.10: Potencial de Geração Térmica a Gás Natural em 2030

Disponibilidade de gás natural para geração de eletricidade	Potência instalável, em MW	
	TOTAL	Entre 2011-2030
98 milhões m ³ /dia	22.300	9.800
148 milhões m ³ /dia	33.700	21.200

(*) Considerando atendido o despacho máximo das usinas (fator de capacidade de 90%) e rendimento de 48% na conversão.

Biomassa da Cana-de-Açúcar

Várias são as vias tecnológicas para a geração de energia elétrica a partir da biomassa da cana-de-açúcar. Em todas elas há um processo de conversão da biomassa em um produto intermediário que será então utilizado em uma máquina motriz, onde será produzida a energia mecânica que acionará o gerador de energia elétrica.

Com a expansão e renovação das unidades de processamento do setor sucroalcooleiro e a valorização dos resíduos agrícolas e industriais do processo, as centrais termoelétricas de cogeração integradas aos sistemas produtivos também deverão incorporar os avanços tecnológicos viabilizados ao longo do horizonte de estudo, elevando significativamente o potencial de produção de energia elétrica excedente (ofertável para a rede após o atendimento das necessidades da própria unidade industrial) ou minimizando o consumo de biomassa para atendimento das necessidades energéticas do processo e disponibilizando-a para uso como matéria-prima em aplicações mais rentáveis.

As principais tecnologias que constituem as inovações disponíveis para viabilizar a melhoria do aproveitamento dos recursos energéticos da biomassa na geração de energia elétrica pelo setor sucroalcooleiro são:

- Ciclo a vapor com turbinas de contrapressão, empregado de forma integrada a processos produtivos através da cogeração;
- Ciclo a vapor com turbinas de condensação e extração, que podem operar de forma integrada a processos produtivos através da cogeração ou isoladamente;
- Ciclo combinado integrado à gaseificação da biomassa.

Na Tabela 8.11, são apresentados os parâmetros de referência de cada uma das tecnologias relevantes.

Tabela 8.11: Geração Específica de Energia Elétrica a Partir da Biomassa
(Excedente exportável para o sistema elétrico segundo o modo de operação)

Tecnologia	Em cogeração (kWh/t _{Biomassa}) ¹	Em geração Pura (kWh/t _{Biomassa}) ¹
Ciclo a vapor de baixa eficiência (sistemas atualmente utilizados)	15	-
Ciclo a vapor com turbinas de contrapressão	215	-
Ciclo a vapor com turbinas de condensação e extração	340	530
Ciclo combinado integrado à gaseificação da biomassa	1.050	1.150

1/ referenciado à biomassa em base seca.

Entre as possibilidades tecnológicas consideradas, o ciclo de cogeração a vapor com turbinas de contrapressão é o que apresenta maiores perspectivas de aplicação na expansão setorial, tendo em vista que os sistemas de atendimento energético em usinas sucroalcooleiras são, necessariamente, ciclos de cogeração *topping a vapor*, devido à necessidade de atendimento às demandas energéticas do processo.

Teoricamente, esses ciclos são os mesmos dos que são hoje comumente utilizados (ciclos de baixa efici-

ência). A diferença fundamental está na especificação das características técnicas. Os ciclos com turbinas de contrapressão privilegiam a eficiência energética pela elevação da eficiência geral da caldeira de geração de vapor, dos níveis de pressão e de temperatura desse vapor, que passa a patamares de 80 a 100 kgf/cm², podendo atingir valores de até 150 a 180 kgf/cm², a mais longo prazo, na medida do desenvolvimento tecnológico nacional. Além dos ganhos de eficiência do processo produtivo e da caldeira, nesses ciclos as turbinas a vapor podem apresentar melhores especificações fluido-mecânicas e termodinâmicas, com maior número de estágios e melhores desempenhos.

A segunda tecnologia em termos de potencial de penetração é a que adiciona um condensador ao sistema descrito, cuja função principal é permitir a expansão do vapor até pressões inferiores à atmosférica, elevando o aproveitamento da energia nele contida. Entre as principais diferenças entre as duas novas tecnologias, destacam-se:

- Nos ciclos a vapor de contrapressão, o processo produtivo efetua o papel de condensador do vapor, obrigando a um casamento entre as dimensões da geração de vapor e do processo produtivo, bem como limitando o tempo de operação de exportação de energia elétrica ao período da safra. Os esforços de desenvolvimento das culturas e técnicas agrícolas vêm expandindo os períodos de safra, reduzindo o tempo de indisponibilidade dos equipamentos;

- Nos ciclos a vapor com turbinas de condensação e extração, a existência do dispositivo de condensação permite a operação fora do período da safra, quando a eficiência do ciclo é ainda maior, além de oferecer maior flexibilidade nas relações entre a quantidade de vapor gerado e consumido pelo processo produtivo. Entre as características desses ciclos destacam-se maiores investimentos, a necessidade de providenciar a oferta de combustível durante os períodos de entressafra, seja acumulando resíduos vegetais como bagaço e palha, seja empregando outros energéticos. Além disso, os sistemas com condensação em escalas como as projetadas para as usinas do setor sucroalcooleiro demandam quantidade expressiva de água, podendo introduzir limitações de localização à sua instalação, sobretudo quando se considera a possibilidade de irrigação.

Essas diferenças determinarão a escolha de uma ou outra rota nas novas unidades de processamento da cana-de-açúcar, em função das estratégias dos operadores das unidades.

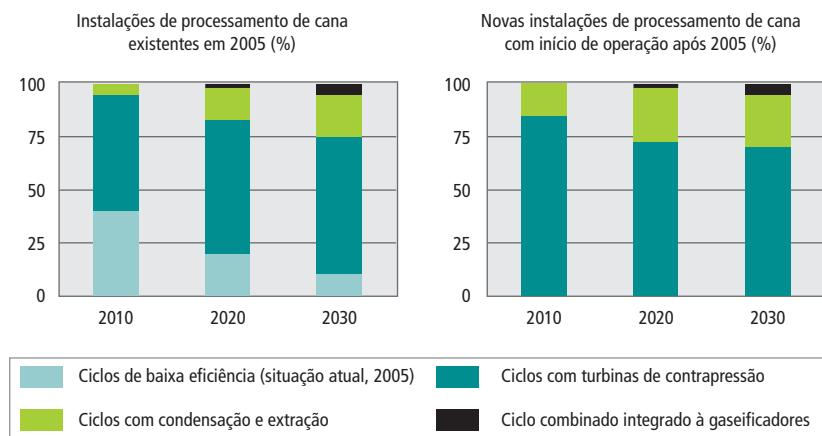
No ciclo combinado integrado à gaseificação da biomassa a eficiência é muito elevada. Por possuírem condensadores, apresentam, além disso, basicamente as mesmas vantagens e desvantagens do ciclo a vapor de condensação e extração. Essa tecnologia, contudo, ainda não está disponível comercialmente, ao menos nas escalas consideradas adequadas para integração às unidades de processamento da cana-de-açúcar. Apesar disso, e dos investimentos relativamente mais elevados que requer, essa tecnologia não deve ser descartada dentro de uma perspectiva de longo prazo. De fato, há, na atualidade, grande interesse nas alternativas tecnológicas capazes de transformar a biomassa em formas nobres de energia, como os combustíveis líquidos. Uma das rotas tecnológicas em estudo se apóia na gaseificação da biomassa para geração de um gás de síntese que posteriormente é processado para produzir combustíveis sintéticos como gasolina e óleo diesel, similarmente a orientações tecnológicas de mesmo objetivo que utilizam gás natural ou carvão mineral para o mesmo fim. A conjugação de interesses para o desenvolvimento da tecnologia de gaseificação e a ampliação de sua escala de produção industrial tenderão a diminuir as dificuldades verificadas atualmente, sugerindo que se considere a possibilidade de sua aplicação ao longo do horizonte do PNE 2030.

A análise do aproveitamento energético da cana-de-açúcar apresentada no Capítulo 5 indica que a expan-

são do setor sucroalcooleiro nacional incorporará os novos paradigmas tecnológicos, em que a mecanização generalizada da cultura, a recuperação da palha e a cogeração em bases mais eficientes apresentam maior viabilidade, permitindo maior aproveitamento dessa biomassa, seja na produção de etanol, seja na produção de energia elétrica.

O cenário formulado para evolução das tecnologias de geração de energia elétrica no setor sucroalcooleiro considerou trajetórias diferenciadas para o parque existente, que atende à demanda de processamento atual (2005), e para a expansão desse parque (novas instalações). Até 2015, esse cenário toma por base os estudos de substituição e renovação da capacidade industrial do próprio setor. A mais longo prazo admite-se que a tendência de renovação se mantenha e considera-se o uso da tecnologia de ciclo combinado a partir de 2020. A Figura 8.7 apresenta a evolução da estrutura do parque de processamento de cana-de-açúcar segundo as tecnologias de geração de energia elétrica.

Figura 8.7: Cenário de Evolução da Estrutura do Processamento de Cana-de-Açúcar, Segundo as Tecnologias de Geração de Eletricidade



Nessas condições, e considerando a perspectiva de aumento da produção de cana-de-açúcar e de etanol discutida no Capítulo 5, estima-se que a capacidade potencial de geração de energia elétrica excedente, isto é, depois de atendidas as necessidades de consumo próprio das instalações do setor sucroalcooleiro, possa atingir, em 2030, 6.830 MW, dos quais 2.480 MW associado à capacidade de processamento existente em 2005 e 4.350 MW à expansão dessa capacidade, conforme indicado na Tabela 8.12.

Tabela 8.12: Potencial de Geração de Eletricidade Associado às Instalações de Processamento de Cana-de-Açúcar (MW)

	2005	2010	2020	2030
Instalações existentes em 2005				
Ciclos de baixa eficiência	250	140	90	30
Ciclos com turbinas de contrapressão		1.380	1.260	1.400
Ciclos com condensação e extração		150	420	590
Ciclo combinado			170	460
SUBTOTAL	250	1.670	1.940	2.480
Novas instalações				
Ciclos com turbinas de contrapressão	90	410	1.560	2.770
Ciclos com condensação e extração	10	90	560	1.160
Ciclo combinado			50	420
SUBTOTAL	100	500	2.170	4.350
TOTAL	350	2.170	4.110	6.830

Outras Fontes Alternativas Renováveis⁵⁹

O Brasil apresenta um grande potencial para todas as renováveis, em função da sua localização geográfica, a qual propicia um excelente ciclo da natureza no que se refere aos aspectos climáticos. Assim sendo, o país dispõe de recursos abundantes de energia solar, eólica, oceanos e biomassa, o que torna possível manter a característica renovável no longo prazo - diferencial da matriz energética brasileira, quando comparada à matriz mundial.

O emprego em uma escala maior, das fontes renováveis, além dos recursos hídricos, que sempre foram um destaque brasileiro na produção de eletricidade, e do etanol, como combustível, ganhou força no Brasil desde a Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento (Rio 92), que refletiu na adoção imediata da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima. Priorizou-se o direcionamento estratégico de incentivar a busca de outras soluções “limpas” e sustentáveis, para a matriz energética brasileira, com a preocupação de minimizar o impacto do custo de produção de energia para o consumidor.

Esta orientação para o desenvolvimento sustentável e, principalmente, a vocação agrícola do país e a estratégia para investir em fontes alternativas e renováveis que gerem benefícios econômico sociais, resultaram na inserção do biodiesel e do processo do H-Bio na matriz de combustíveis no Brasil. Na geração de energia elétrica, o grande exemplo é o aproveitamento da biomassa da cana-de-açúcar.

No caso das demais fontes alternativas, cujo uso, em geral, se orienta também para a produção de eletricidade, há situações variadas, sendo as mais promissoras, no horizonte do PNE 2030, o uso da energia eólica e dos resíduos agrícolas, florestais, urbanos e industriais.

Na estratégia para incentivar a maior participação destas fontes na matriz elétrica, o Brasil atualmente adota alguns mecanismos, tais como: o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, regulamentado pelo Decreto nº. 5.025, de 30 de março de 2004, promove a instalação de 3.300 MW de potência, até 30 de dezembro de 2008, sendo 1.423 MW de usinas eólicas, 1.192 MW de pequenas centrais hidrelétricas e 685 MW de biomassa, oriunda da cana-de-açúcar e resíduos de madeira; a realização de leilão de energias renováveis; o Plano Nacional da Agroenergia; entre outros.

⁵⁹ Observe-se que, PCHs e biomassa de cana-de-açúcar já foram contempladas anteriormente nos tópicos potencial hidrelétrico e biomassa de cana-de-açúcar.

Energia Eólica

Pode-se destacar a energia eólica como sendo de grande interesse para a geração de energia elétrica, em curto e médio prazos. Vários fatores são responsáveis pela abundância deste recurso natural.

O potencial estimado para o uso desta fonte é muito elevado em algumas regiões do Brasil, em especial no Nordeste e no Sul. O Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, elaborado pelo CEPEL, em 2000, e publicado, em 2001, aponta para uma estimativa de um potencial bruto de 143 GW de potência, com base na utilização de equipamentos disponíveis àquela época.

Atualmente, o grande incentivo dado às fontes alternativas de energia, em especial à eólica, é o PROINFA, que promove a instalação, no curto prazo, até dezembro de 2008, de mais de 1.400 MW em centrais eólicas. Antes do Programa, existiam apenas 28,5 MW de potência instalada; em dezembro de 2006 esta potência já atingia 236,8 MW.

A despeito da queda do custo unitário de investimento em razão da evolução rápida na curva de aprendizagem, esta tecnologia ainda apresenta custos médios de geração na faixa de 70 a 95 US\$/MWh, mais alto que as fontes convencionais, mesmo considerando um custo de instalação de 1.200 US\$/kW⁶⁰.

Deve-se observar, também, que várias áreas de grande potencial de vento, especialmente na região Nordeste, exigem investimentos elevados em conexão e na logística de instalação, o que pode ser considerado, em algumas situações, uma barreira à inserção da energia eólica.

O potencial eólico brasileiro e os incentivos proporcionados pelo PROINFA têm despertado o interesse de fabricantes e representantes dos principais países envolvidos com essa tecnologia. Atualmente, existem cerca de 5.000 MW em projetos eólicos autorizados pela ANEEL, incluídos os projetos do PROINFA. Além disso, várias empresas mantêm torres de medições e elaboraram estudos de infra-estrutura para instalação e operação de parques eólicos.

Tal interesse pode ser evidenciado na instalação, no país, de uma fábrica de grande porte de construção das pás das turbinas e duas fábricas de aerogeradores que já desenvolveram infra-estrutura e parcerias para viabilizar a manufatura de alguns modelos de médio porte.

Resíduos Sólidos Urbanos

O aproveitamento dos resíduos sólidos urbanos (RSU) apresenta diversas vantagens socioambientais e econômicas e, por isso, há um grande interesse em viabilizar o seu aproveitamento energético. A produção de energia elétrica a partir desses materiais já apresenta alternativas tecnológicas maduras.

A avaliação do potencial energético dos RSU requer a cenarização de sua produção assim como de sua composição. Atualmente, conforme a II Pesquisa Nacional de Saneamento Básico do IBGE (2000) e a publicação "Lixo Municipal: Manual de Gerenciamento Integrado. São Paulo, IPT/CEMPRE, 1995 (Publicação IPT; nº 2.163), estima-se que a produção per capita de resíduos urbanos no Brasil seja da ordem de 0,54 kg por dia, pouco mais de um terço da produção norte-americana, sendo que 65% é material orgânico e 35% é material reciclável. Nos Estados Unidos, a proporção de recicláveis atinge 65%. Como efeito do crescimento da renda e da melhoria em sua distribuição, haveria tanto aumento na produção de resíduos como alteração em sua composição. Considerou-se que, em 2030, poder-se-ia atingir índices de produção e proporção de recicláveis correspondentes à metade da diferença atual entre os índices norte-americanos e brasileiros.

⁶⁰ Cálculo considerando custos anuais de O&M de 2 % e condições econômicas de 70 % de capital de terceiros a 10 % de taxa de retorno e 30 % de capital próprio com taxa de 12 %.

Nessas condições, o potencial de produção de energia elétrica a partir dos resíduos urbanos, segundo as opções tecnológicas disponíveis, é o apresentado na Tabela 8.13.

Tabela 8.13: Potencial de Geração de Eletricidade com Resíduos Urbanos

	2020	2030
Características dos resíduos		
Volume (milhões de toneladas por ano)	62,7	92,2
% de material orgânico	56,0	47,5
% de material reciclável	39,0	47,5
Potencial de geração de eletricidade¹ (MW)		
Biogás de aterros	1.700	2.600
Digestão anaeróbica	980	1.230
Incineração	3.740	5.280
Ciclo combinado otimizado	5.980	8.440

1/ Considerando fator de capacidade de 80%

Nota: o potencial de resíduos urbanos está entre 1230 à 8440, dependendo da tecnologia utilizada.

O potencial de geração com a tecnologia de digestão anaeróbica é menor. Entretanto, têm-se biogás disponível para utilização energética em curto prazo (14 a 28 dias). Já no que se refere à tecnologia de recuperação do metano em aterros sanitários (biogás de aterro), a curva de produção deste gás indica disponibilidade deste combustível por um período longo (entre 30 e 40 anos), com alta produção inicial e subsequente decaimento acentuado. As outras tecnologias, de incineração e ciclo combinado otimizado, apresentam potencial maior, porém consomem parte dos recicláveis juntamente à fração orgânica dos RSU para geração elétrica. No caso do ciclo combinado, há ainda uma complementação com gás natural.

No Brasil já existe um aterro sanitário associado a uma usina termelétrica a biogás - a UTE Bandeirantes, com capacidade de 20 MW, que utiliza até 12 mil m³/h de biogás coletado no Aterro Bandeirantes, na cidade de São Paulo. Outros projetos estão sendo avaliados.

O potencial de aproveitamento energético de resíduos sólidos urbanos é grande, mas enfrenta desafios importantes a serem vencidos, relacionados a questões técnicas, regulatórias e institucionais, principalmente quanto às competências e responsabilidades nos sistemas de gerenciamento dos resíduos (coleta, armazenamento, separação, transbordo, tratamento e destinação final). Considerou-se que o aproveitamento energético dos RSU seria uma alternativa de grande escala, após 2015.

O Governo brasileiro estuda, no momento, a possibilidade de implementar um programa que promova a valorização energética sustentável dos resíduos sólidos urbanos, respeitando as diretrizes da Política Nacional de Saneamento Básico, da Política Nacional de Resíduos Sólidos Urbanos (análise de ante-projeto de lei) e tomando em conta as oportunidades decorrentes da Lei dos Consórcios Públicos.

Energia Solar

Na área da energia solar, duas tecnologias têm destaque por seu potencial de contribuir para a melhoria da eficiência e da segurança do abastecimento elétrico no Brasil: os sistemas fotovoltaicos que transformam luz solar em eletricidade, e podem ser isolados ou integrados à rede; e os sistemas heliotérmicos que usam o calor do sol para gerar eletricidade em plantas de geração térmica.

Os sistemas fotovoltaicos isolados tiveram ampla penetração no Brasil através de vários programas,

totalizando, em 2004, mais de 30 mil sistemas instalados⁶¹. O direcionamento para esses nichos de mercado – comunidades e cargas isoladas – deverá permanecer ao longo do horizonte do plano, uma vez que a expansão, em muitos casos, depende ainda de incentivos. Essa perspectiva pode ser alterada, na medida em que a geração fotovoltaica ganhe escala e haja, consequentemente, queda nos custos de instalação e geração.

Já a energia solar fotovoltaica integrada à rede surge como uma alternativa para utilização em geração distribuída. As questões técnicas para seu emprego parecem estar equacionadas, sendo um dos aspectos importantes, ainda necessário, a criação de normas e regulamentos para questões essenciais da geração distribuída, nos aspectos de qualidade, segurança e proteção.

A maior dificuldade para a utilização dos sistemas fotovoltaicos no Brasil reside no custo das células fotovoltaicas. Com as tecnologias atuais, considera-se que a geração vai se tornar competitiva a partir de US\$ 3.000/kW, tomando como base de comparação a tarifa de fornecimento, o que a curva de evolução tecnológica sugere ser possível de atingir, nos Estados Unidos, somente após 2020. Nessas condições, considerou-se que o aproveitamento da energia solar fotovoltaica, integrada à rede, ainda seria pequena em grande parte do horizonte do PNE 2030. O Brasil, entretanto, é atualmente o maior exportador de silício metálico. Junta-se o fato de que o país possui uma base energética renovável, que permitiria a produção de silício com baixas emissões de carbono, poder-se-ia implementar no país a indústria de processamento de silício, e, consequentemente, fomentar o desenvolvimento de uma indústria fotovoltaica.

A geração heliotérmica ainda não se mostra competitiva, mas também aponta para uma redução do custo de instalação de suas usinas. Atualmente, esta tecnologia está entrando em escala piloto, com possibilidades de entrar em escala comercial, no horizonte do PNE 2030.

Existem atualmente, no Brasil, alguns estudos para a caracterização de sítios potenciais para instalação de plantas de geração de energia de fonte solar. Os estudos visam à determinação de qual das tecnologias é mais adequada ao ambiente e à demanda energética no Nordeste brasileiro, bem como qual a melhor configuração para sua instalação. Um dos estudos estima um potencial de 2,1 MWh/m².ano de irradiação direta ao nível do solo, valor muito próximo das condições solarimétricas da Espanha, país referência nessa tecnologia, com sistemas operando comercialmente.

Outras Fontes Renováveis

O Brasil é um país que apresenta uma produção de biomassa celulósica com enorme potencial de aproveitamento, tanto para a energia elétrica como para outras formas de produção de energia. As condições naturais e geográficas são favoráveis, e há grande quantidade de terra agricultável com características adequadas do solo e condições climáticas, fazendo deste o país que reúne vantagens comparativas para liderar o aproveitamento dessa fonte.

No caso dos segmentos madeireiro e arrozeiro, embora o potencial identificado seja de pequena escala do ponto de vista nacional, ele é de grande relevância para o aproveitamento local, nas regiões nas quais essas biomassas são geradas.

A produção brasileira de arroz está em torno de 10,65 milhões de toneladas, o que gera um resíduo

⁶¹ Destacam-se o projeto PRODUFIR, para eletrificação de domicílios, que instalou, com recursos do Banco Mundial, 11 mil sistemas de 50 W de potência média, e o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios – PRODEEM, do MME, agora incorporado ao Programa Luz para Todos, com a instalação de quase 9 mil sistemas com potência média de 535 W em escolas, postos de saúde, igrejas, centros comunitários, bombeamento d'água e etc.

de 2,07 milhões de toneladas de casca-de-arroz. Este volume de produção tem um potencial de geração de eletricidade de 200 a 250 MW. Observe-se que o Rio Grande do Sul detém aproximadamente 50% deste potencial e é neste Estado que já existem projetos de termelétricas que se utilizam deste insumo.

Para o segmento madeireiro, os pólos de produção e de beneficiamento de madeira estão localizados nos Estados do Pará, Mato Grosso e Rondônia (madeira nativa) e nos estados de Santa Catarina, Paraná e São Paulo (madeira plantada - silvicultura).

No caso da madeira nativa, há incertezas quanto ao futuro dessa atividade florestal, e é importante a análise de quais são suas perspectivas de continuidade no contexto da exploração sustentável dos recursos florestais. Apesar de existir uma legislação que regulamente o extrativismo sustentável no país, ainda existem grandes entraves para o seu efetivo cumprimento.

No que se refere à silvicultura, estudo desenvolvido pelo Centro Nacional de Referência em Biomassa – CENBIO, mostra que o potencial brasileiro de geração de energia elétrica por meio de resíduos deve estar entre 1.434 MW à 2.867 MW, dependendo da tecnologia considerada.

Como ocorre com quase todas as fontes alternativas renováveis de energia, a efetiva viabilização do potencial de produção de eletricidade a partir da biomassa residual da madeira e do arroz requer a definição e a implantação de políticas de fomento, com horizonte de médio a longo prazos. Estas políticas devem definir condições claras e efetivamente motivadoras para que o potencial, que é economicamente viável e estrategicamente interessante, possa ser aproveitado. Embora o PROINFA tenha contemplado essas duas tecnologias, os projetos apresentados ainda não estavam suficientemente amadurecidos para serem habilitados.

Pode-se citar, ainda, a energia dos oceanos como uma alternativa energética para o Brasil. Embora o seu aproveitamento ainda esteja em fase incipiente, tecnologicamente comparável à da geração eólica de 10-15 anos atrás, essa fonte renovável vem despertando interesse pelo pequeno impacto ambiental, grande previsibilidade, alta densidade energética e amplas perspectivas de evolução técnica.

No Brasil a energia do mar pode ser utilizada principalmente por meio das correntes de marés e das ondas. De acordo com a COPPE/UFRJ, o potencial de marés é de 27.000 MW no Maranhão, Pará e Amapá. O potencial da utilização das ondas seria de 22.000 MW no Nordeste, 30.000 MW no Sudeste e 35.000 MW no sul do Brasil, totalizando um potencial de 114.000 MW.

Está sendo estruturado um projeto-piloto de 50 kW de energia das ondas no Porto de Pecém/CE, em conjunto com a COPPE/UFRJ, a Eletrobrás e o Governo do Estado do Ceará.

■ 8.2. Projeções da Demanda

Consumo Total

As projeções do consumo final de energia elétrica para o Brasil foram elaboradas, conjuntamente com a demanda de energia total, a partir do Modelo Integrado de Planejamento Energético - MIPE. Em razão do estágio de desenvolvimento do país, a que se associa um baixo nível de consumo *per capita* de eletricidade, o consumo de energia elétrica tem, historicamente, crescido sempre, com a exceção, única, do ano do último racionamento (2001). Sempre, também, as taxas de crescimento têm sido superiores às da expansão da economia e do consumo final de todas as formas de energia.

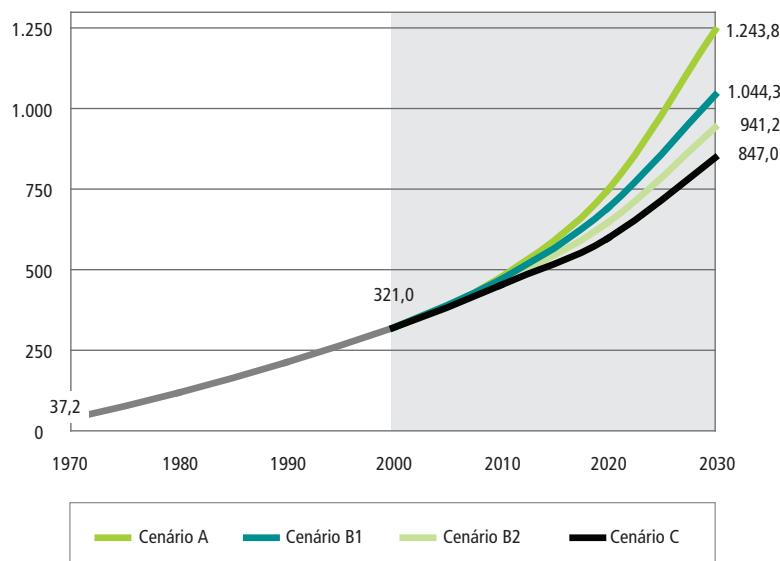
Acompanhando a tendência de evolução do consumo final de energia total (Capítulo 2), entende-se que

a demanda de energia elétrica deva seguir trajetórias de expansão em que a eficiência se apresenta de forma diferenciada. Nos cenários em que, por hipótese, são maiores a disseminação tecnológica, o comércio internacional e a dinâmica, em geral, da economia global, os rendimentos no uso da energia tendem também a ser maiores. Esses cenários, por outro lado, pressupõem melhor distribuição da renda, o que tende a exercer pressões sobre a demanda de energia elétrica.

Assim, as projeções do consumo de eletricidade incorporam premissas de crescente eficiência em seu uso. De fato, a otimização do uso dos recursos energéticos por meio de medidas de conservação de energia apresenta-se como uma rota natural que alavanca o crescimento econômico, seja pelo aumento da produtividade, reduzindo os elevados investimentos na infra-estrutura, seja pela redução dos impactos ambientais associados a esse crescimento. A eficiência energética é, portanto, parte essencial do processo de desenvolvimento sustentável.

Nessas condições, o consumo total de energia elétrica no Brasil evolui de aproximadamente 375 TWh, em 2005, para valores entre 850 e 1.250 TWh, em 2030, dependendo do cenário macroeconômico tomado por referência. No Cenário B1, significa quase triplicar no período, indicando um crescimento médio anual de 4,3%. Nesse cenário, o consumo brasileiro de eletricidade regista um acréscimo, em 25 anos, equivalente ao consumo do ano de 2004 da Espanha e da Itália tomadas em conjunto, e atinge, no final do horizonte, um montante semelhante ao que, somados, França e Alemanha apresentam atualmente. A Figura 8.8 mostra a evolução do consumo de energia elétrica brasileiro visualizado em cada cenário macroeconômico, considerando no estudo.

Figura 8.8: Projeção do Consumo Final de Eletricidade no Brasil (TWh)



Conservação: Progresso Autônomo

As previsões do consumo de eletricidade consideram, intrinsecamente, um certo volume de energia conservada, associada a um progresso autônomo, vale dizer, à melhoria da eficiência decorrente de melhores

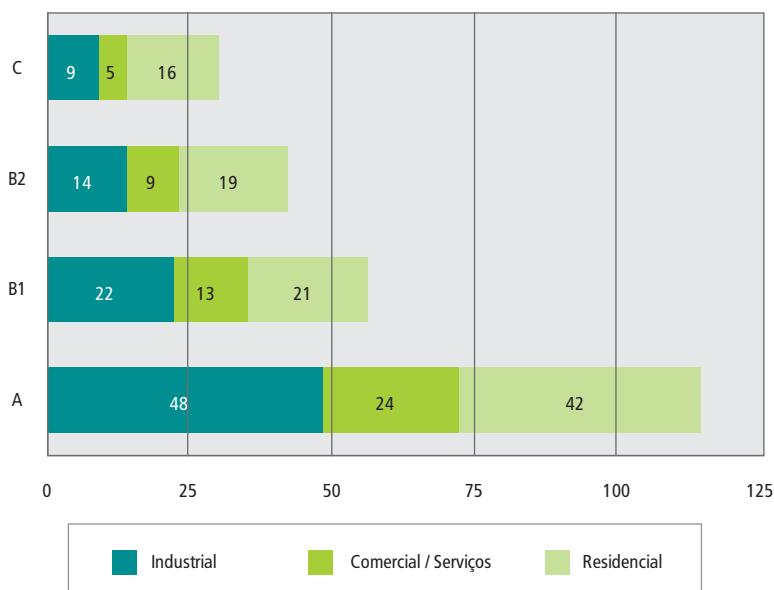
práticas no uso e, principalmente, da progressiva substituição, nos diferentes segmentos da economia e da sociedade, do estoque de equipamentos elétricos por outros mais eficientes, que incorporam avanços tecnológicos disponíveis no mercado. Essa conservação traduz, de certo modo, a continuidade da tendência histórica recente.

O ritmo de penetração da eficiência nos cenários está associado às linhas gerais de cada um deles. Nos Cenários A e B1, que se caracterizam por um processo de gestão interna eficaz no país, são menores as restrições de infra-estrutura e de oferta de financiamento, a penetração de alternativas eficientes no uso da eletricidade apresenta uma dinâmica mais acelerada em relação aos outros dois cenários (B2 e C).

O valor que se acumula nessa conservação é significativo. No Cenário B1, estima-se que possa atingir, em 2030, cerca de 53 TWh, o que equivale a mais de 5% do consumo nacional projetado para esse ano, ou ao consumo atual das regiões Sul ou Nordeste do país, ou, ainda, de um país como a Grécia. Em adição, pode-se afirmar que esse volume de energia conservada significa que, entre 2010 e 2030, logra-se evitar investimentos no setor elétrico que, apenas no segmento de geração, correspondem a algo entre US\$ 15 e US\$ 18 bilhões, se tomados como base de cálculo a potência hidrelétrica equivalente de 11.600 MW ou a nuclear de 8.000 MW. A Figura 8.9 apresenta o progresso autônomo da eficiência energética em cada cenário.

Os valores de consumo total de energia elétrica aqui referidos consideram a autoprodução total, soma das parcelas clássica e transportada, a parcela de conservação denominada progresso autônomo, e exclui o consumo do setor energético.

Figura 8.9: Eficiência Energética em 2030 – Progresso Autônomo (TWh)



Obs.: Os valores da eficiência energética no setor agropecuário são muito pequenos.

Importante frisar que, apesar de expressivo, esse progresso autônomo não esgota todo o potencial de conservação, tendo em vista, principalmente, limitações do processo de sua estimativa⁶². De fato, ganhos maiores de eficiência são possíveis, e dependerão, em grande parte, da ação orientada de um programa de governo.

Elasticidade e Intensidade Elétrica

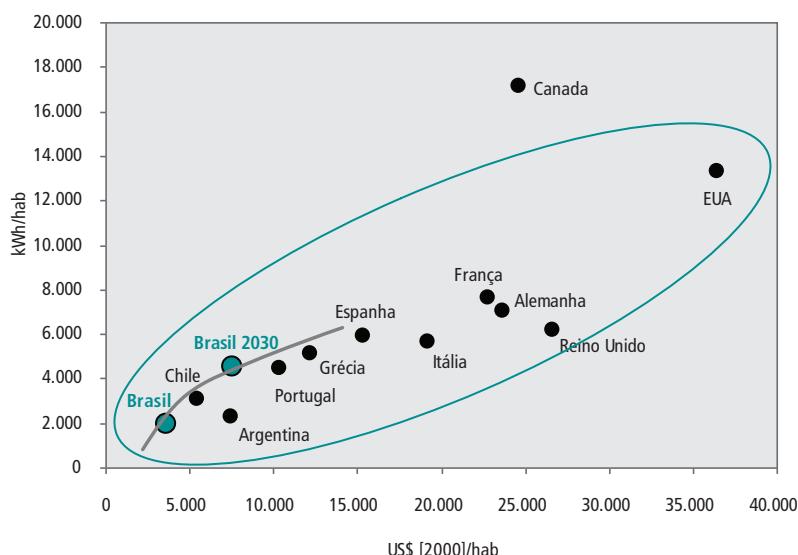
A partir das projeções do consumo de energia elétrica e das premissas básicas adotadas para o crescimento econômico e demográfico podem ser calculados indicadores de interesse, que trazem elementos importantes para a análise dessas projeções.

Indicadores como o consumo de energia elétrica per capita ou a intensidade elétrica da economia (consumo de energia elétrica por unidade do PIB) dependem muito da estrutura do mercado consumidor de cada país ou região e da configuração do seu parque industrial, em especial da eventual presença expressiva de cargas eletrointensivas. O Canadá, por exemplo, pode ser considerado um *outlier* na medida em que apresenta elevadíssimos consumo per capita de eletricidade e intensidade elétrica, em função da grande participação dos segmentos eletrointensivos, principalmente o alumínio, no seu mercado de energia elétrica. Além disso, como toda comparação que envolve as contas nacionais (PIB), a base de preços a qual estarão relacionadas pode introduzir distorções ditadas por fatores circunstanciais que influenciem a base selecionada. Contudo, são indicadores de ampla utilização e servem, com efeito, tomadas as precauções adequadas, para análises de grande utilidade.

A Figura 8.10 apresenta a comparação entre a posição relativa de 2004 de diversos países e a situação do Brasil em 2030, com relação à renda per capita e ao consumo de energia elétrica per capita.

62 Entre as limitações destacam-se: a abordagem metodológica técnico-analítica adotada na projeção do consumo, cujo grau de detalhamento teve como fronteira o nível de serviço energético fornecido pela eletricidade no grau de desagregação do Balanço de Energia Útil editado pelo MME (2005), pelo que considerações do uso da energia por tipo de equipamento - abordagem que logra permitir uma estimativa mais acurada dos potenciais de conservação de eletricidade – não são apreendidas e a própria dinâmica de penetração de alternativas de uso eficiente da eletricidade, que envolve esforços de múltiplos agentes e que, por se, implica em velocidades de difusão de esforços distintas entre os diversos setores de consumo final. Além disso, há a limitação de bases de dados existentes para caracterizar, de forma adequada, um potencial de conservação de energia no país. De fato, as restrições de dados confiáveis acerca do potencial de conservação dificultam o estabelecimento das fronteiras adequadas dos potenciais técnico, econômico e de mercado. Contudo, é relevante destacar iniciativas em curso na direção da melhoria da qualidade dos dados, tais como o projeto de avaliação do mercado de eficiência energética, liderado pelo PROCEL com recursos do GEF – Global Environment Facility e envolvendo o consórcio PUC-RJ, Ecoluz e COPPE/UFRJ, que conta com pesquisas de campo nos setores residencial, comercial e industrial.

Figura 8.10: Consumo de Eletricidade e PIB



OBS: com base em dados do FMI e da IEA.

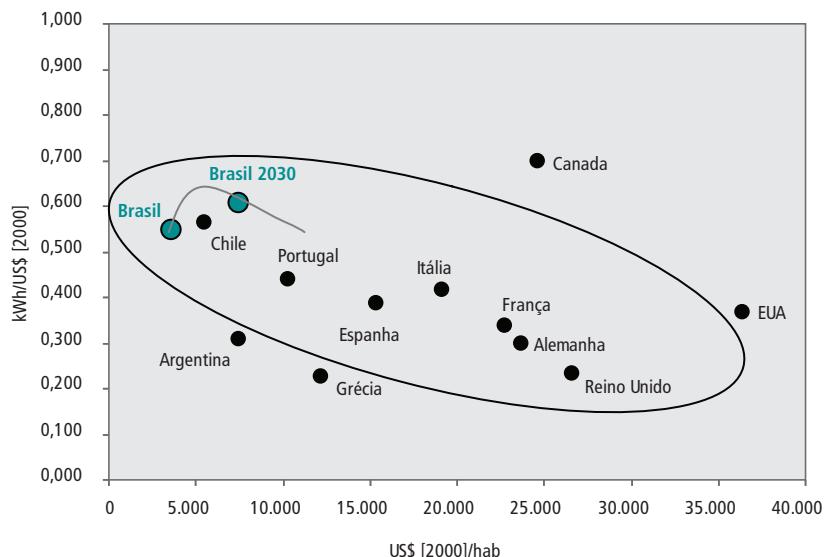
Pode-se perceber que o consumo de energia elétrica no Brasil ainda é muito baixo. Atualmente, o país tem uma população superior a 180 milhões de pessoas. Em 2020, serão cerca de 210 milhões de habitantes. Em 2004, o consumo de eletricidade per capita não ultrapassou 1.820 kWh. França, Alemanha e Reino Unido, considerados em conjunto, têm, atualmente, um contingente populacional semelhante (cerca de 200 milhões de habitantes) e consumem 1.409 TWh (2003), ou 6.940 kWh/hab. No Cenário B1, em 2020, o consumo per capita no Brasil será de 3.270 kWh. Ao final de 15 anos, o consumo per capita ainda será inferior à metade do consumo atual desses países, o que parece pouco mesmo considerando que há grandes diferenças entre o Brasil e os países europeus citados, não só sociais e culturais, mas também econômicas e climáticas. E em 2030, o consumo médio do brasileiro estará ainda inferior ao consumo médio atual de gregos ou espanhóis.

Ressalte-se que, ao longo do horizonte de projeção, a elasticidade-renda do consumo de eletricidade é inferior aos valores médios históricos, o que pode ser atribuído a avanços tecnológicos, ao amadurecimento do mercado, fazendo uso mais eficiente da energia, e à sustentabilidade do crescimento econômico intrínseca no cenário, que tende a reduzir o expansão do consumo de energia. De fato, esse indicador apresenta uma tendência declinante, situando-se, no final do horizonte do estudo, abaixo da unidade. No gráfico, essa tendência é sugerida pela linha de evolução representando uma trajetória possível do consumo de energia brasileiro.

Com relação à intensidade elétrica, seria esperada uma tendência declinante haja vista que, geralmente, maiores rendas per capita estão associadas a intensidades elétricas inferiores. Contudo, as projeções do consumo e eletricidade indicam, no Cenário B1, uma intensidade elétrica, em 2030, superior à atual. Isso reflete o efeito inercial observado nos primeiros 10 anos do horizonte, determinado pelas decisões de investimento na expansão da indústria capital-intensivo e energointensiva, principalmente, e também pela “eletrificação” de diversos setores, substituindo, em determinados processos, outros energéticos menos eficientes. De fato,

refletindo de acordo os ganhos de eficiência energética considerados, nota-se uma trajetória descendente, porém não suficiente para que, em 2030, a intensidade seja menor que a atual. É o que se costuma chamar de efeito colina. A Figura 8.11 permite a comparação desse indicador de diversos países e apresenta uma trajetória possível para o caso brasileiro.

Figura 8.11: Intensidade Elétrica do PIB



OBS: com base em dados do FMI e da IEA.

Consumo por Setor

As projeções do consumo por segmento consideram apenas a demanda a ser atendida pelo sistema elétrico, isto é, excluem a autoprodução clássica. A autoprodução constitui-se em um dos elementos de estratégia de atendimento à demanda e será abordada em seção posterior. Além disso, incluem a demanda do próprio setor energético, compreendido aí principalmente o consumo próprio das instalações, usinas e subestações, e dos canteiros de obras da expansão. Na Tabela 8.14 apresentam-se essas projeções para o Cenário B1, discriminadas por setor e excluída a autoprodução clássica e incluindo o setor energético. Esses valores correspondem, portanto, ao consumo final a ser atendido pelo sistema elétrico.

Tabela 8.14: Projeção do Consumo de Eletricidade por Setor (TWh)

	2005	2010	2020	2030	Δ% ao ano 2005-2030
Residencial	83,2	105,2	169,1	283,3	5,0
Industrial	145,1	199,8	275,2	361,5	3,7
Comercial e público	86,2	107,3	159,6	267,3	4,6
Outros¹	16,9	19,0	26,1	38,3	3,3
Subtotal	331,4	431,3	630,0	950,4	4,3
Setor energético	13,5	17,6	25,8	39,1	4,3
TOTAL	344,9	448,8	655,9	989,4	4,3

1/ Outros inclui: rural (agropecuária) e iluminação pública.

O setor residencial é o que apresenta maior crescimento no período. Essa trajetória é justificada pelas hipóteses implícitas ao cenário macroeconômico, as quais consideram aumento real e maior distribuição de renda, com reflexos naturalmente na renda das famílias, principalmente na população de baixa renda; expansão do crédito direto ao consumidor; crescimento da posse de aparelhos eletrodomésticos; crescimento do número de domicílios em ritmo maior que o da população.

A Figura 8.12 ilustra a evolução do consumo médio residencial, isto é, do consumo médio de eletricidade por domicílio ocupado, em cada um dos cenários. A projeção de domicílios utilizada refere-se aos domicílios ocupados⁶³, uma vez que é este o universo relevante para a avaliação do consumo residencial.

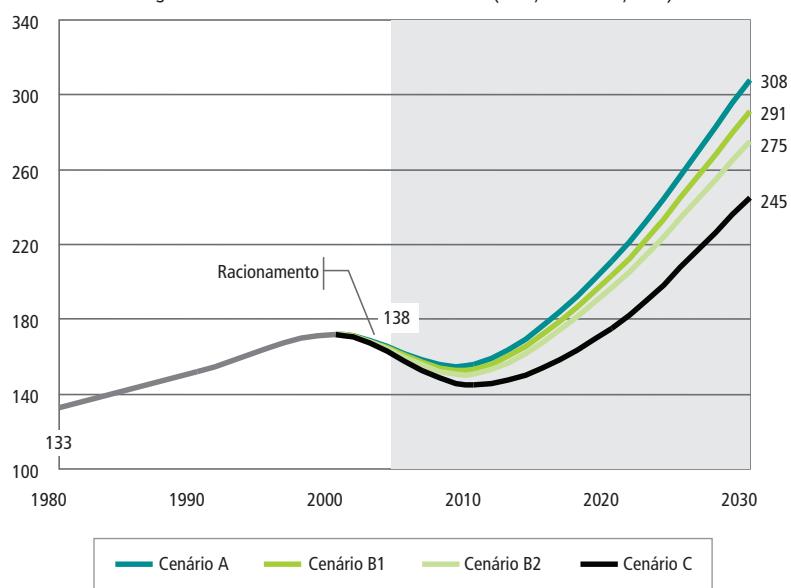
Deve-se ressaltar que os valores projetados do consumo médio residencial ainda são muito baixos, quando confrontados com padrões internacionais, e que a sua evolução está diretamente ligada, entre outros fatores, à estabilização da economia. Além disso, a perspectiva de crescimento econômico pode trazer reflexos positivos na distribuição de renda, o que também funciona como elemento impulsor do consumo residencial.

O consumo médio residencial, após atingir um máximo histórico em torno de 179 kWh/domicílio/mês em 1998, sofreu forte retração por conta do racionamento, situando-se ainda hoje em patamar muito baixo. O valor deste indicador, partindo de 138 kWh/domicílio/mês, em 2005, atinge valores que oscilam entre 245 e 308 kWh/domicílio/mês, no final do horizonte.

A taxa de crescimento do consumo comercial e do setor público também é elevada, embora se visualize menor que a do setor residencial, principalmente em razão do setor público. O setor comercial, que comprehende o consumo de um grupo variado e heterogêneo de consumidores, como o comércio em geral (inclusive *shopping centers* e supermercados), restaurantes, bares e afins, hotéis e outros do setor turismo, serviços de entretenimento, serviços financeiros, portos e etc., deve manter o crescimento vigoroso que apresentou nos últimos anos. Encontra respaldo essa expansão na continuidade da modernização do setor terciário, no crescimento do turismo, na maior movimentação de carga e passageiros nos portos, na maior atividade comercial, tudo refletindo o aumento da renda e do crédito e o efeito multiplicador do crescimento dos setores primário e industrial sobre o setor serviços, cuja participação no PIB aumenta.

63 Ver “Cenário Demográfico e de Domicílios 2005/2030” EPE, Janeiro de 2006.

Figura 8.12: Consumo Residencial Médio (kWh/domicílio/mês)



O crescimento do consumo industrial está, nos primeiros anos do horizonte, fortemente condicionado pelos anúncios de investimento e pelas decisões de expansão do parque tomadas nos próximos quatro anos. A partir de 2015, a dinâmica do consumo industrial reflete a hipótese de perda de participação deste setor no PIB nacional e medidas de conservação. Reflete também certa alteração na estrutura setorial, em que segmentos voltados para o mercado interno, como alimentos e bebidas, cimento e outros, que contribuem para o valor agregado do produto mais que proporcionalmente do que para o consumo de eletricidade, ganham participação pela própria formulação do cenário macroeconômico. Um outro efeito sobre o crescimento do consumo industrial é o avanço da autoprodução, muito concentrada nesse segmento, que alivia a demanda do sistema elétrico.

Demanda de Energia por Subsistema

A dinâmica de crescimento do consumo por subsistema (existe uma pequena diferença entre a composição geográfica dos subsistemas do setor elétrico e a das regiões) reflete as hipóteses de crescimento e redistribuição da renda intrínsecas aos cenários macroeconômicos. Com efeito, a região de maior peso econômico, a região Sudeste, perde participação em favor das demais regiões, mas principalmente da região Norte, que concentra vários investimentos no período, inclusive, e especialmente, investimentos no setor elétrico, dinamizadores da economia regional. A perda de participação do subsistema Sudeste/Centro-Oeste só não é maior no período por que tal subsistema compreende a região Centro-Oeste, que também atrai investimentos importantes, inclusive de infra-estrutura, e onde se localiza a principal fronteira agrícola do país. A Tabela 8.15 resume as projeções do consumo de eletricidade por subsistema no Cenário B1.

Tabela 8.15: Projeção do Consumo de Eletricidade por Subsistema (TWh)

	2005	2010	2020	2030	Δ% ao ano 2005-2030
Norte1	30,1	40,4	73,8	143,0	6,4
Nordeste	47,6	63,6	95,2	148,8	4,7
Sudeste/Centro-Oeste	209,5	269,6	377,9	538,1	3,8
Sul	57,7	75,2	109,1	159,4	4,2
TOTAL	344,9	448,8	655,9	989,4	4,3

1/ Inclui sistemas isolados.

A partir dessa projeção e admitindo-se um cenário para evolução do que se convencionou chamar de perdas totais (técnicas e comerciais), obtém-se a projeção da carga de energia. A carga de energia é o requisito a ser atendido pelo sistema elétrico de geração. É, por assim dizer, uma medida composta pelo lado da oferta, na medida em que corresponde à energia total a ser produzida nas usinas geradoras a fim de atender à demanda dos consumidores finais, consideradas não só todas as perdas elétricas ocorridas ao longo da rede de transmissão/distribuição, mas também todas as diferenças no faturamento. Por outro lado, o consumo final de energia elétrica é a demanda diretamente aferida junto aos consumidores. A diferença entre a carga e o consumo é, genericamente, chamada de perdas, mas compreende, de fato, não só as perdas elétricas (perdas técnicas), mas também erros e omissões e, principalmente, em razão de a base de aferição do consumo, em especial na baixa tensão, ser o faturamento das concessionárias, as perdas ditas comerciais – furto – e outras diferenças no faturamento.

Normalmente, as perdas são expressas como percentual da carga, compondo o que se convencionou chamar de índice de perdas. Considerando o exposto, esse índice pode se revelar relativamente elevado. Nos últimos anos, em razão de alterações na comercialização da energia, com o surgimento de comercializadores e outros agentes vendedores que não somente os distribuidores, novas diferenças podem ter sido agregadas. De fato, o índice de perdas nos últimos anos tem se mostrado superior aos registros do histórico recente, mas com a estabilização das regras de comercialização, espera-se que novas alterações deste tipo não ocorram e que, então, a evolução do índice possa seguir uma trajetória normal, historicamente de tendência decrescente.

Ressalte-se ainda que as perdas técnicas nos sistemas de transmissão são condicionadas não só pelas distâncias envolvidas, como também pelo carregamento desses sistemas. Esse carregamento varia de acordo com o despacho e, portanto, é função da otimização energética da operação do sistema. Assim, embora possa parecer paradoxal, não é improvável uma situação em que perdas maiores podem significar maior eficiência energética, em razão de uma maior utilização do sistema de transmissão, ele próprio justificado muitas vezes por exatamente permitir esse intercâmbio e aproveitamento das diversidades hidrológicas e dos mercados. Em 2006, por exemplo, as perdas técnicas aumentaram em determinado período do ano, pela transferência pesada de energia do Sudeste para o Sul do país, em razão das condições adversas observadas nesta região.

A carga de energia do sistema interligado nacional, para o cenário B1, é apresentada na Tabela 8.16 e considera as interligações dos atuais sistemas isolados Acre/Rondônia e Manaus/Amapá e das localidades da margem esquerda do rio Amazonas, previstas para os anos de 2008 e 2012, respectivamente.

Tabela 8.16: Projeção da Carga de Energia¹ (MWmédio)

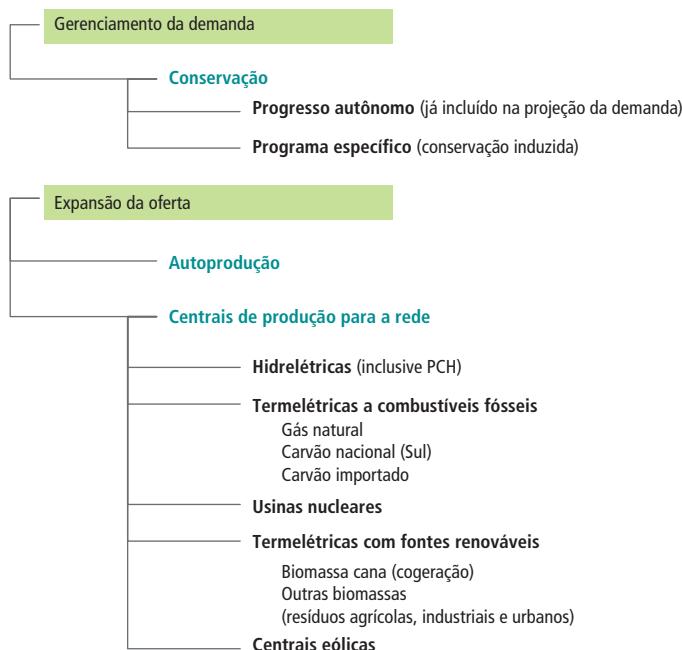
	2005	2010	2020	2030	Δ% ao ano 2005-2030
Norte	3.160	4.204	7.154	13.265	7,0
Nordeste	6.708	8.801	12.945	19.988	4,5
Sudeste/Centro-Oeste	28.800	36.693	50.855	71.841	3,8
Sul	7.627	9.910	14.140	20.674	4,1
TOTAL	46.295	59.608	85.094	125.768	4,08

1/ Exclui sistemas isolados remanescentes.

■ 8.3. Alternativas para Atendimento da Demanda

Há duas rotas básicas a serem seguidas na análise do atendimento ao consumo total de eletricidade. A primeira diz respeito ao gerenciamento da demanda e, dentro de uma perspectiva de longo prazo, compreende, basicamente, as ações na direção do uso mais eficiente da energia. A segunda se refere ao aumento da oferta e, nesse caso, há que se separar a parcela a ser atendida por meio de autoprodução daquela de responsabilidade das centrais de serviço público. A Figura 8.13 estrutura as alternativas para atendimento da demanda.

Figura 8.13: Alternativas para Atendimento à Demanda de Eletricidade



Do lado do gerenciamento da demanda, uma parcela da eficiência energética está intrinsecamente considerada nas projeções do consumo. Trata-se do progresso autônomo, já abordado anteriormente. Entende-se que um esforço adicional na direção do uso mais eficiente da energia será necessário e demandará ações de política pública, por meio da institucionalização de programas e medidas específicas. Do lado da oferta, a expansão da autoprodução reflete iniciativas muitas vezes ligadas à eficiência dos processos industriais como um todo. Nesses casos, inclui-se a cogeração e são exemplos relevantes as que ocorrem nos setores de papel

e celulose e sucroalcooleiro. A maior parcela do consumo será atendida pelas centrais elétricas de produção, que constituem, portanto, o elemento central da estratégia de expansão da oferta de energia elétrica.

Programas de Eficiência Energética: Progresso Induzido

A eficiência no uso da energia, em especial da energia elétrica, faz parte da agenda mundial desde os choques no preço do petróleo da década de 70, quando ficou claro que o uso das reservas fósseis teria custos cada vez mais altos, seja do ponto de vista econômico e comercial, seja do ponto de vista ambiental. Cedo se reconheceu que o mesmo serviço (iluminação, força motriz e os usos que proporcionam aquecimento, condicionamento ambiental, equipamentos eletro-eletrônicos, etc.) poderia ser obtido com menor gasto de energia e, por consequência, com menores impactos econômicos, ambientais, sociais e, mesmo, culturais. Equipamentos e hábitos de consumo passaram, assim, a ser analisados também sob o ponto de vista da conservação da energia e demonstrou-se que muitas medidas na direção de uma maior eficiência energética eram economicamente viáveis, ou seja, o custo de sua implantação era menor que o custo da energia cujo consumo seria evitado.

No Brasil, há mais de 20 anos iniciativas sistemáticas, com apoio em programas governamentais como o PROCEL (Programa nacional de Conservação de Energia Elétrica) e o PBE (Programa Brasileiro de Etiquetagem), vêm sendo empreendidas e produziram, nesse período, resultados expressivos. Com efeito, o PROCEL avalia em 14.859 GWh o montante de energia elétrica conservada no período 1996-2003⁶⁴. Essa avaliação é comparável com estimativas feitas pela EPE nos estudos do PNE 2030⁶⁵. A tomar como referência essas avaliações, pode-se afirmar que, em 20 anos, houve um aumento de eficiência no uso da energia elétrica equivalente a 4.600 MWmédios. Significa dizer que essa parcela de energia foi “retirada” do mercado. Note-se que esse “ganho” está calculado tomando por base o consumo final. Assim, para avaliar seu efeito na geração, devem-se considerar ainda as perdas globais no sistema elétrico. De acordo com os estudos da EPE para o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica, essas perdas são estimadas, em média, em cerca de 16% dos requisitos. Assim, os ganhos com eficiência energética são equivalentes a uma usina hidrelétrica de cerca de 10 mil MW (cerca de 80% da potência instalada de Itaipu).

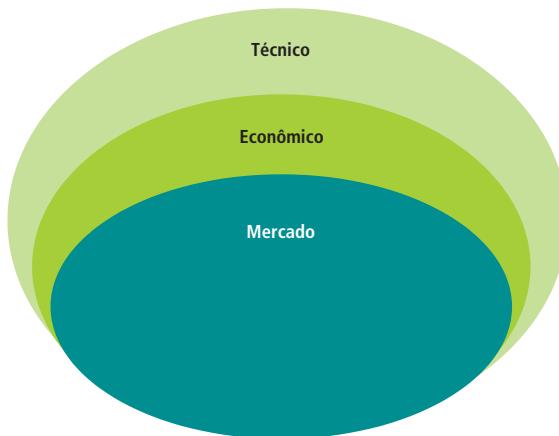
Esses resultados evidenciam que é possível “retirar” uma parcela do consumo por meio de iniciativas na área de eficiência energética. Por se tratar de continuidade de ações que já vêm sendo tomadas há muitos anos, essa possibilidade já está considerada nas projeções, como progresso autônomo. Ocorre que o potencial de eficiência energética é bem maior e que a expansão do consumo, refletindo o estágio de desenvolvimento do país, é muito grande. Ações complementares, no sentido de ampliar esse esforço de eficiência energética são, portanto, desejáveis e necessárias.

⁶⁴ Somente a partir de 1998 o PROCEL dispõe de uma metodologia para avaliação de seus resultados, metodologia essa baseada nos trabalhos de GELLER (1998).

⁶⁵ Considerado apenas o período 1996-2003, as avaliações da EPE indicam, para a energia elétrica conservada, um montante de 16.100 GWh.

O potencial de eficiência energética é comumente classificado em três níveis, a saber: potencial de mercado, que compreende o resultado de medidas que podem ser introduzidas “por si mesmas”, ou seja, aquelas cuja adoção traria redução de custos ao usuário, potencial econômico, que compreende o conjunto de medidas que têm viabilidade econômica, porém exigem condições de contorno que induzam à sua efetiva implantação, e potencial técnico, que estabelece um limite teórico para penetração das medidas de eficiência energética, dado pela substituição de todos os usos da energia considerados por equivalentes com a tecnologia mais eficiente disponível. A Figura 8.14 ilustra o exposto.

Figura 8.14: Potenciais de Conservação de Energia



As avaliações da EPE para o PNE 2030, considerando o estágio tecnológico atual, indicaram os valores de potencial de conservação de energia elétrica apresentados, como percentual do consumo, na Tabela 8.17.

Tabela 8.17: Potenciais de Eficiência Energética até 2030

Setor	Técnico	Econômico	Mercado
Industrial	20%	10%	6%
Comercial e Público	13%	6%	4%
Residencial	7%	3%	1%

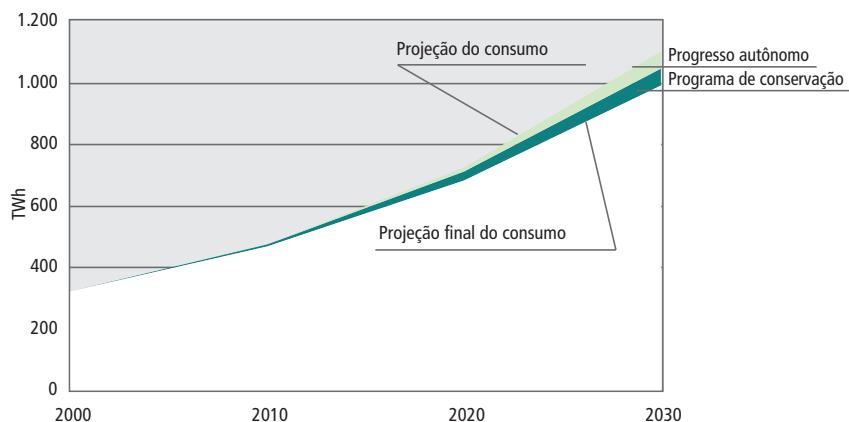
Conforme já salientado, com o que se convencionou chamar aqui de progresso induzido, entende-se possível atingir em 2030, um montante de energia conservada aproximadamente equivalente ao potencial dito de mercado. Entende-se que há barreiras institucionais, tarifárias, financeiras, acesso à tecnologia, entre outras, que inibem atingir todo esse potencial. Ações específicas em nível governamental poderiam viabilizar o atingimento desse potencial. Como parte da estratégia de atendimento à demanda, entende-se que é possível desenvolver mecanismos que possam estimular ou induzir o aumento da eficiência no uso da energia.

Entre as medidas inovadoras que poderiam contribuir para a intensificação da conservação de energia

está a implantação de mecanismos como leilões de eficiência energética, experiência já realizada com sucesso em alguns estados norte-americanos. Nesse sentido, algumas medidas preparatórias necessitariam ser empreendidas, compreendendo o estabelecimento do modelo de leilão, identificação de setores alvo, definição de mecanismos operacionais, incluindo fonte de recursos, tipo de leilão, qualificação de projetos e medição e verificação dos resultados.

Nessas condições, considerou-se que uma parcela equivalente a cerca de 5% da projeção total do consumo (cerca de 53 TWh, em 2030) pudesse ser “retirada” do mercado como resultado de medidas indutoras de eficiência energética. Essa meta seria construída ao longo do horizonte, com as medidas produzindo efeitos mais significativos a partir de 2015. A Figura 8.15 apresenta o efeito da consideração da eficiência energética nas projeções do consumo final de eletricidade.

Figura 8.15: Projeção do Consumo Final de Eletricidade



Autoprodução, Cogeração e Geração Distribuída

Conforme já assinalado, nem toda essa demanda projetada deverá ser atendida pela rede do sistema elétrico. É tradicional que, por razões de economicidade e otimização energética de seus processos, a indústria, principalmente, produza uma parte da energia que consome. Alguns setores podem optar pela autoprodução também com o objetivo de reduzir vulnerabilidade do suprimento (em termos de continuidade e qualidade) ou de garantir maior estabilidade do custo do insumo, ganhando competitividade no longo prazo.

Desde as primeiras alterações introduzidas no arranjo regulatório e institucional do setor elétrico na década de 90, a autoprodução constituiu-se em preocupação relevante na medida em que foi identificada como forma de atrair investimentos para o segmento de geração de energia elétrica.

Nesse sentido, a legislação tornou-se mais flexível, ampliando-se o conceito clássico de autoprodutor. Importa salientar que essas alterações na legislação tiveram reflexos, principalmente, nas áreas comercial e fiscal, na tentativa de criar estímulos para o investimento privado em geração a partir de grandes consumidores de energia, embora, do ponto de vista técnico do atendimento ao mercado, também seja importante caracterizar as diferentes situações hoje possíveis.

Tradicionalmente, autoprodutor era o consumidor que dispunha de instalações próprias de geração de energia elétrica, localizadas próximo às suas unidades de consumo, não utilizando para esse auto-suprimento a rede elétrica de concessionários de distribuição/transmissão. Eventualmente, esse autoprodutor poderia comercializar excedente de sua produção com agentes do setor de energia elétrica. Assim, não demandava para o sistema elétrico investimentos adicionais aos naturalmente relacionados a contratos de *back-up* que eventualmente mantivesse com o concessionário. O caso mais típico desta classe de autoprodutores é o da cogeração. Para efeito de referência, este tipo de autoprodutor será aqui denominado de **autoprodutor clássico**.

Em uma extensão desse conceito, passou-se a admitir a figura da geração própria distante da instalação de consumo, por meio da utilização da rede de transmissão, subtransmissão e, muitas vezes, também da rede de distribuição, podendo essa geração pertencer a um ou mais grupos de consumidores. Nesse conceito, um autoprodutor disponibiliza a energia no ponto de conexão da usina ao sistema e retira energia equivalente, a título de consumo próprio, no ponto de conexão da sua unidade de consumo. Dessa forma foi viabilizada, por exemplo, a usina hidrelétrica de Guillman-Amorim, em Minas Gerais, consórcio de autoprodução da Companhia Siderúrgica Belgo-Mineira e da Samarco Mineração.

Em adição, a instituição da figura do produtor independente também trouxe novas possibilidades de arranjos comerciais que foram, em grande parte, utilizados na construção de novas usinas. Entre essas possibilidades incluiu-se a de associação entre consumidores interessados no auto-suprimento e concessionários de serviço público de geração. Dessa forma, foram construídos arranjos societários que viabilizaram empreendimentos de geração hidrelétrica em consórcio, como são os casos de Igarapava, Machadinho e Porto Estrela.

Um autoprodutor assim caracterizado, seja ele efetivamente autorizado como autoprodutor de energia ou como produtor independente de energia, paga somente as perdas elétricas e o uso do sistema de transmissão. Para diferenciar do conceito clássico, esse tipo de autoprodução será aqui denominada de **autoprodução transportada**, numa alusão ao fato de que esse tipo de autoprodutor faz uso das instalações de transporte (transmissão e/ou distribuição) da rede elétrica. Essa nomenclatura já vinha, inclusive, sendo utilizada pelo setor.

Essa distinção é relevante porque traz reflexos para o sistema elétrico. De fato, a autoprodução transportada é usualmente despachada centralizadamente, vale dizer, a usina é despachada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Isso significa que a energia associada a essas usinas, do ponto de vista da análise energética e elétrica, está considerada na oferta do sistema, o que impõe que, do lado da demanda, a correspondente parcela do consumo do autoprodutor também seja considerada.

Assim, existem atualmente diversas formas de geração de energia elétrica para consumo próprio que podem ser classificadas sob a denominação genérica de autoprodução. Em cada situação que envolva o conceito de autoprodução, deverá ser claramente explicitado o sentido da terminologia no contexto em que ela estiver sendo utilizada.

A cogeração, que é a forma mais tradicional de autoprodução, consiste na geração simultânea de energia térmica e elétrica, a partir de uma mesma fonte primária de energia. A energia térmica é utilizada como fonte de calor para um processo (industrial, por exemplo). Trata-se de um uso racional da energia, uma vez que o rendimento do processo de produção de energia é significativamente aumentado a partir da produção combinada de energia térmica e elétrica, dando-se um melhor aproveitamento ao conteúdo energético do combustível básico.

O mercado potencial de cogeração é constituído, essencialmente, pelos segmentos industriais que utilizam grandes quantidades de vapor no próprio processo industrial. Os principais segmentos que apresentam tais características são: papel e celulose, químico e petroquímico, siderurgia, açúcar e álcool, alimentos e bebidas, e têxtil. O setor de papel e celulose apresenta características especialmente propícias à viabilização da cogeração pelo elevado consumo de vapor de processo e de eletricidade. A cogeração de energia a partir de biomassa dá-se principalmente nos setores de papel e celulose, açúcar e álcool e alimentos, em função da grande disponibilidade de subprodutos (resíduos e cascas de madeira, lixívia e licor negro, bagaço de cana-de-açúcar e etc.).

Embora boa parte da cogeração ocorra associada a processos industriais, existem também processos de cogeração no setor de comércio e serviços, como, por exemplo, em *shopping centers*, aeroportos, hospitais, frigoríficos, etc.

A evolução do setor elétrico ocorrida ao longo dos últimos anos, sinalizando tarifas de energia elétrica crescentes, realinhamento tarifário com gradual redução de subsídios cruzados, e a constatação da real possibilidade de interrupções no suprimento de energia elétrica, tal como ocorreu no racionamento de 2001, juntamente com a flexibilização da legislação no sentido de incentivar novos arranjos comerciais que contribuam para o incremento da oferta de energia no país, vem abrindo espaço para investimentos em autoprodução e cogeração de energia. Para o sistema elétrico, também é de fundamental importância o incremento da cogeração, na medida em que, tratando-se de uma forma de geração distribuída, localizada junto às unidades de consumo, não requer investimentos do sistema elétrico na ampliação das redes de transporte de energia. Por outro lado, a cogeração, suprindo localmente uma parcela específica do consumo, libera recursos de capacidade de geração do sistema para atendimento ao restante do mercado.

Tradicionalmente, a autoprodução clássica representa uma parcela pequena da capacidade de produção de energia elétrica nacional, constituindo-se, em geral, de pequenas usinas, térmicas em sua maior parte (mais de 80%). Em 1990, a proporção de autoprodução no sistema elétrico brasileiro era de pouco mais de 6%. No Cenário B1, o montante de energia associada a essa forma de produção projetado para 2030 é de 95,3 TWh, pouco mais de 9% da demanda total.

Centrais de Produção para a Rede

As centrais de produção para a rede compreendem o conjunto de projetos de geração de energia elétrica que serão integradas ao serviço público de eletricidade e, no caso do sistema interligado nacional, serão operadas pelo ONS (dependendo do porte da usina). Tipicamente, serão usinas hidrelétricas (inclusive as PCH), centrais nucleares, termelétricas a carvão mineral e a gás natural, centrais eólicas, geração a partir de resíduos urbanos, excedentes da cogeração, especialmente da biomassa da cana-de-açúcar, e outras. Excluem-se liminarmente da estratégia de expansão no sistema interligado as termelétricas a derivados de petróleo, seja por razões de custo, seja por razões ambientais (nível elevado de emissões de gases). Contudo, essas unidades permanecerão tendo papel relevante no atendimento à carga dos sistemas isolados.

As projeções do mercado a ser suprido por essas centrais excluem, naturalmente, as parcelas atendidas pela conservação (autônoma e induzida) e pela autoprodução clássica, ambas discutidas nos tópicos precedentes. Nessas condições, a demanda de energia a ser atendida pela rede elétrica é de 936,1 TWh, em 2030, conforme indicado na Figura 8.16, para o Cenário B1.

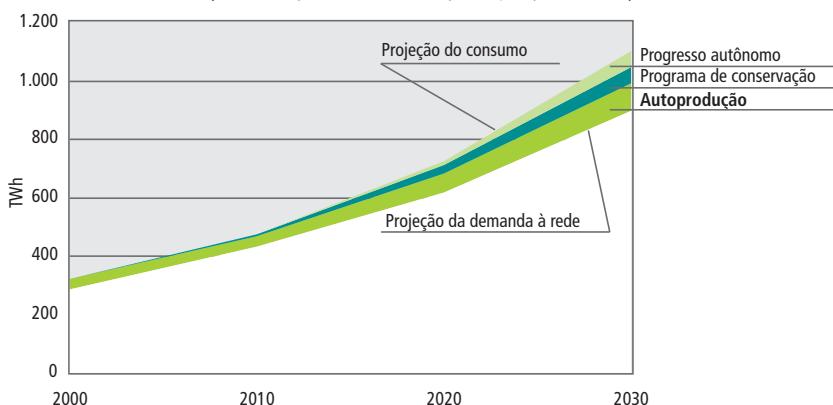
■ 8.4. Condicionantes para a Expansão da Rede

Sistemas Isolados

Os sistemas isolados estão situados, em sua quase totalidade, na região Norte do país. Representam, atualmente, pouco mais de 2% do consumo total de eletricidade brasileiro, mas compreendem uma área equivalente a cerca de 50% do território nacional e uma população em torno de 7 milhões de habitantes, da qual parcela significativa ou tem acesso limitado à energia elétrica ou mesmo não tem nenhum acesso.

Os estados do Acre, Amapá, Amazonas, Rondônia e Roraima são hoje atendidos integralmente por sistemas isolados. O estado do Pará, embora boa parte de sua população seja atendida pelo sistema interligado, ainda tem uma parcela do seu território eletricamente isolada do SIN.

Figura 8.16: Projeção do Consumo Final de Eletricidade no Brasil
(atendido pelas centrais de produção para a rede)



O mercado de energia elétrica no conjunto dos sistemas isolados da região Norte (6,8 TWh, em 2005) é caracterizado por uma predominância do consumo residencial. A exceção é o estado do Amazonas, onde cerca de 42% do mercado da Manaus Energia é industrial, em função do Pólo Industrial de Manaus – PIM.

Os estados com maior peso no consumo dos sistemas isolados são Amazonas e Rondônia que, juntos, representam mais de 75% do consumo de energia elétrica nesses sistemas. Destaque-se a cidade de Manaus, o grande centro de carga da região (3,3 TWh em 2005), representa, sozinha, 51% do mercado dos sistemas isolados.

Os maiores sistemas isolados dessa região são os que suprem energia às capitais estaduais: Manaus, no Amazonas, Rio Branco e Porto Velho, no Acre e em Rondônia, respectivamente, Macapá, no Amapá e Boa Vista, em Roraima. Em geral, esses sistemas têm extensões que atendem a localidades vizinhas.

A oferta de energia elétrica nos sistemas isolados da região Norte é composta, essencialmente, por usinas hidráulicas e térmicas, sendo que cerca de 80% da capacidade instalada de geração é de termelétricas a óleo diesel.

A interligação dos sistemas isolados é uma questão que não pode ser generalizada. É certo que a interligação desses sistemas demandará vultosos investimentos e, em certos casos, também desafios técnicos e ambientais, como o de vencer a travessia de um rio da magnitude do rio Amazonas ou da floresta. Haverá sempre sistemas remanescentes cuja interligação não se justificará, seja do ponto de vista econômico, seja

do ponto de vista técnico – e, em muitos casos, também do ponto de vista ambiental.

Em termos ambientais, a questão da interligação assume características interessantes. De um lado, interligar sistemas na Amazônia traz de imediato, a idéia de impactos diretos e expressivos ao bioma de interesse, rico em biodiversidade e já tão castigado por desmatamentos descontrolados. Há os que entendem que os projetos de interligação poderiam mesmo favorecer a ocupação desorganizada da região, ao abrir novas rotas para a penetração na região. De outro lado, deve-se considerar que os impactos diretos desses projetos poderão ser minimizados pelo aproveitamento de rotas já abertas pelas rodovias já existentes. Além disso, a interligação deverá propiciar um impacto ambiental global positivo, pela possibilidade de redução da geração térmica, mais cara, em geral ineficiente e causadora de emissões de gases de efeito estufa. Ainda, as interligações poderão permitir reduzir os encargos econômicos, que hoje recaem sobre toda a sociedade pelo mecanismo da CCC-isolados. A interligação, onde couber ser empreendida, aumentará a confiabilidade do suprimento de energia elétrica e facilitará a inclusão social de parcela da população que hoje ainda não tem acesso, ou tem acesso restrito (algumas horas por dia), à energia elétrica.

As interligações dos sistemas de maior porte, Manaus e Porto Velho, já vêm sendo cogitadas há algum tempo e, mais recentemente, os estudos foram intensificados. Esses dois sistemas, e mais as localidades da margem esquerda do Amazonas e o Amapá, significam quase 90% do consumo de energia dos sistemas isolados da região Norte e uma proporção quase tão grande da geração térmica local, basicamente a óleo diesel. Interligar esses sistemas significa oferecer a quase 5 milhões de pessoas as mesmas condições de qualidade e confiabilidade oferecidas no resto do país. Após a interligação desses sistemas, as localidades isoladas remanescentes corresponderão a apenas 0,2% do consumo nacional de energia elétrica.

O projeto de interligação do sistema Manaus, previsto para 2012, é percebido, regionalmente, como um projeto de desenvolvimento regional. Com efeito, o projeto propicia não só a interligação de Manaus, mas também a de localidades na margem esquerda do Amazonas, inclusive uma conexão até Macapá. Sua concepção permitirá a interiorização da energia produzida em Tucuruí para além de 30 municípios, beneficiando diretamente uma população de quase 3 milhões de pessoas.

A integração elétrica de Porto Velho ao sistema interligado vem sendo, na verdade, construída ao longo dos anos. A conexão entre Vilhena e Jauru, no Mato Grosso, prevista para 2008, já estabelecerá uma conexão física de Rondônia com o sistema interligado Sudeste/Centro-Oeste. Contudo, essa interligação ainda seria “fraca”. Razões técnicas, relacionadas a confiabilidade e estabilidade, justificam que a interligação considere a duplicação da ligação entre Samuel e Ji-Paraná e, a partir deste ponto, a construção de circuitos duplos até Jauru. Observe-se que a interconexão de Porto Velho quando combinada com o potencial do gás natural de Urucu e ainda de centrais hidrelétricas de pequeno e médio porte existente em Rondônia oferece interessante possibilidade de intercâmbio energético.

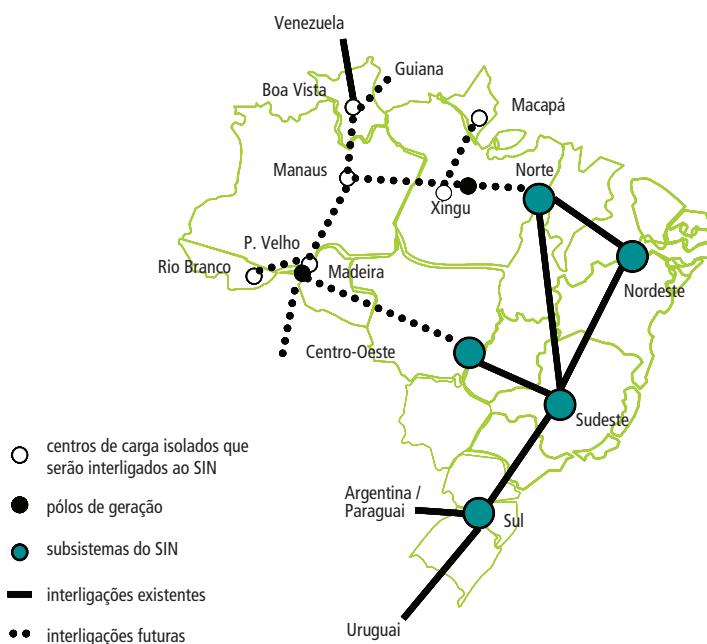
Além dessas interligações, pode-se visualizar, no longo prazo, a possibilidade de também interligar Manaus a Boa Vista, para o que uma rota factível é a que oferece a BR-174, com 765 km. Há potencial hidrelétrico na margem esquerda do Amazonas, inclusive com indicações de diversidade hidrológica relevante, o que pode favorecer essa possibilidade. Em adição, um projeto como esse abre perspectiva para uma interligação mais robusta com a Venezuela, hoje limitada a cerca de 200 MW pelo porte da carga de Boa Vista, ou até mesmo com a República da Guiana, onde, sabe-se, há potencial hidrelétrico de porte expressivo a aproveitar.

Em adição, no horizonte de longo prazo, a possibilidade de interconectar Porto Velho a Manaus é alterna-

tiva que não pode ser descartada. O PDEE 2006/2015 (EPE, 2006) registra ainda que “a EPE vem desenvolvendo estudos para atendimento à região de Manaus a partir dos aproveitamentos hidrelétricos do rio Madeira”. Se no horizonte do plano decenal “tal avaliação visa caracterizar eventuais benefícios e vantagens econômicas na comparação com a hipótese de atendimento a partir de Tucuruí”, no longo prazo não se pode descartar a concepção do fechamento de um anel de transmissão, com o sistema Manaus interligado a Tucuruí e a Rondônia. Contribuem para essa formulação o fato de que existe uma rota natural entre Manaus e Porto Velho, oferecida pela BR-319, com 890 km, e a evidência de que o potencial hidrelétrico brasileiro a desenvolver está concentrado na Amazônia, cujo aproveitamento sugere ampliação das interconexões regionais.

A Figura 8.17 mostra, de forma esquemática, a configuração atual dos grandes troncos de transmissão do SIN e a sua configuração potencial, no horizonte de longo prazo, depois de implementadas as interligações dos sistemas isolados.

Figura 8.17: Interligação dos Sistemas Isolados



Merece registro a potencialidade integradora dos recursos energéticos do rio Madeira. Com os aproveitamentos hidrelétricos de Santo Antonio (3.168 MW) e Jirau (3.326,4 MW) já contemplados no PDEE 2006-2015 (EPE, 2006) a partir de 2011/2012, abre-se a possibilidade de estabelecer uma interligação com a Bolívia, onde foram identificados outros aproveitamentos de porte expressivo.

De uma forma geral, as demais localidades da região Norte devem permanecer isoladas eletricamente do sistema interligado nacional. A interligação nesses casos dificilmente se justificaria economicamente, seja pela pequena expressão da carga, seja pelas dificuldades técnicas a serem superadas. Consideradas as interligações acima referidas, permanecerão ainda isoladas algumas centenas de localidades nos estados do Acre, Amazonas, Pará e Roraima (os estados de Rondônia e Amapá deverão ser totalmente interligados). A carga

desses sistemas remanescentes deverá se situar, em 2030, entre 1.000 e 1.100 MW.

De qualquer modo, permanecer isoladas não deverá significar exclusão do serviço de eletricidade a essas comunidades. Diversas soluções para produção de energia têm sido pesquisadas, de forma a compor uma oferta de energia sustentável, seja do ponto de vista econômico, seja do ponto de vista ambiental. Há potencial na região que permite aplicar soluções não convencionais e substituir, pelo menos em parte, o uso do óleo diesel. Além das soluções tradicionais como os motores diesel, devem ser consideradas alternativas como o aproveitamento da biomassa, dentro de um enfoque sustentável, da energia eólica, da energia solar fotovoltaica e de micro e pequenas centrais hidrelétricas.

Aspectos Socioambientais

O assunto socioambiental desempenha papel importante e algumas vezes mesmo decisivo, para mostrar que é mais conveniente para a sociedade o consumo da eletricidade e não de outro energético para satisfazer as suas necessidades. Essas vantagens ambientais da eletricidade, associadas às de ordem econômica, explicam a grande penetração relativa da eletricidade no consumo energético global em vários países do mundo, inclusive no Brasil, o que poderá continuar a ocorrer nas próximas décadas. Em que pese as grandes vantagens ambientais desse energético, sua produção, transporte e distribuição podem ter impactos socioambientais indesejáveis que devem se avaliados e computados no processo de escolha das fontes de produção de eletricidade.

Assim, os impactos socioambientais da produção de eletricidade foram considerados como variável relevante de decisão na formulação de alternativas e definição da estratégia de expansão da oferta de energia elétrica. Em termos conceituais, esses impactos referem-se a qualquer alteração nas características físicas, químicas ou biológicas do ambiente, causada por qualquer forma de material ou energia resultante de uma atividade humana, que direta ou indiretamente afete a saúde, a segurança e o bem-estar da população, as atividades sociais e econômicas, a biota, as condições sanitárias e estéticas do ambiente, e a qualidade dos recursos naturais.

Para uma avaliação inicial desses impactos socioambientais tomou-se por base critérios constantes dos trabalhos publicados em 1994 pelo Comitê Coordenador das Atividades de Meio Ambiente do Setor Elétrico – COMASE constituindo o “Referencial para Orçamentação dos Programas Socioambientais”, que comprehende usinas hidroelétricas, usinas térmicas convencionais e sistemas de transmissão. A partir desses critérios, foram definidos indicadores de sustentabilidade para as diversas fontes primárias de produção de energia elétrica, com os quais se estabeleceram parâmetros para avaliação dessas fontes do ponto de vista socioambiental.

Os indicadores ambientais foram classificados em três temas principais, quais sejam:

- **atmosfera: mudanças climáticas e qualidade do ar.** Nesse caso, as questões ambientais estão principalmente relacionadas à acidificação, aos impactos na mudança global do clima (emissão de gases de efeito estufa) e na camada de ozônio e a outras emissões que afetam a qualidade do ar de áreas urbanas.

- **água.** A qualidade da água é, em geral, afetada pela descarga de contaminantes, em especial nas atividades de mineração.

- **solo.** Nesse caso, as questões ambientais estão principalmente relacionadas à quantidade de solo demandada (área dos reservatórios hidrelétricos, por exemplo) e aos impactos sobre sua qualidade (degrada-

ção, acidificação, etc), afetada também pela descarga de contaminantes. Assim como os recursos hídricos, o solo é considerado importante recurso socioambiental, essencial para a agricultura e como *habitat* para as diversas espécies de plantas e animais.

Em relação aos impactos na atmosfera, a avaliação centrou-se na quantificação do volume de emissões de CO₂, principal elemento que contribui para o efeito estufa. Para esse efeito, foram considerados os seguintes fatores de emissão:

- Gás natural: 55,89 t/TJ;
- Derivados de petróleo: 76,66 t/TJ
- Carvão Mineral: 94,10 t/TJ

Observe-se que as tecnologias de geração de fontes renováveis como hidrelétricas, eólica e solar apresentam poucas ou nenhuma emissão de gases poluentes. A queima de biomassa para produção de energia elétrica, embora apresente emissões de particulados, como SO_x e NO_x, tem balanço nulo de emissões de CO₂, uma vez que há captura desses gases na fase de produção da biomassa. No caso das usinas nucleares, a operação normal das plantas apresenta emissões desprezíveis.

A produção de energia elétrica a partir de fontes fósseis, principalmente o carvão mineral, também provoca emissões de particulados como os óxidos de enxofre (SO_x) e de nitrogênio (NO_x). A forma de considerar esses efeitos nos estudos foi adicionar ao investimento da termelétrica itens de custo em equipamentos de controle ambiental, como precipitadores eletrostáticos e torres de refrigeração, ou a consideração de tecnologias consideradas mais limpas, mesmo que eventualmente mais caras. Na mesma direção, a opção tecnológica na formulação das alternativas considerou sempre a tecnologia de maior eficiência e menor impacto ambiental. São exemplos, a combustão do carvão mineral em leito fluidizado, e as unidades em ciclo combinado, no caso do gás natural.

Na geração de energia a partir de carvão mineral há ainda a questão do tratamento dos resíduos gerados: as cinzas. Essa questão parece superada do ponto de vista tecnológico na medida em que já existem tecnologias para captação e aproveitamento industrial das cinzas leves, uso na agricultura ou mesmo em projetos de recuperação ambiental. Desta forma, espera-se que, no horizonte do longo prazo, o descarte dos resíduos apresente uma tendência decrescente. A disposição das cinzas pesadas foi considerada como elemento do custo de investimento da termelétrica.

No caso das usinas nucleares, a grande questão é a liberação de elementos radioativos, especialmente na disposição dos rejeitos. Analogamente ao tratamento dado às demais fontes térmicas, considerou-se no estudo um item de custo adicional ao investimento na usina, de modo a compreender as atividades de disposição e monitoramento dos rejeitos radioativos.

Quanto à geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis, biomassa da cana-de-açúcar, resíduos urbanos, centrais eólicas e pequenas centrais hidrelétricas considerou-se que os impactos socioambientais são pequenos. No caso da biomassa da cana-de-açúcar, entendeu-se que a exploração de grandes áreas no plantio (4 a 6 mil km² por GW) se faria dentro da lógica de aproveitamento de terras disponíveis para a agricultura e pasto, com preservação das áreas de floresta e reservas, e dentro do que preconiza a legislação ambiental.

A geração hidrelétrica de grande porte mereceu um tratamento específico, como decorrência da localização de grande parte do potencial a aproveitar. De fato, cerca de 60% do potencial a aproveitar situa-se

na bacia Amazônica, em grande parte ocupada por reservas florestais, parques nacionais e terras indígenas. Por óbvio, a exploração desse potencial irá demandar estudos especiais, orientados para a sustentabilidade ambiental do projeto. Assim, independentemente da economicidade que possa apresentar o aproveitamento desse potencial, considerou-se, *ad hoc*, restrições objetivas ao seu desenvolvimento, como forma de internalizar a questão ambiental.

Em razão dos propósitos do estudo e da natureza agregada da análise realizada, essas restrições têm, naturalmente, um caráter genérico, porém, em termos objetivos, limitam a potência hidrelétrica a ser desenvolvida.

Nessas condições, considerou-se:

- Priorização dos aproveitamento hidrelétricos constantes do Plano Decenal de Energia 2007-2016, em fase final de elaboração; e
- Priorização conferida ao desenvolvimento, nos próximos 25 anos, do potencial hidrelétrico das bacias hidrográficas indicadas pelo MME, com apoio do MMA, como objeto de estudos de avaliação ambiental integrada e, ainda, aquelas indicadas pelo MME como objeto de estudos de inventário e de viabilidade;

Em adição, com base nas informações disponíveis, para compor a carteira complementar do potencial hidrelétrico a ser considerado na estratégia de expansão da oferta de energia elétrica foram considerados os seguintes parâmetros⁶⁶:

- **Terras Indígenas:**

- Interferência do projeto (usina e seu reservatório) com Terras Indígenas, independente do estágio do processo de demarcação;
- Identificação da proximidade (até 10 km) do projeto da usina com Terras Indígenas, de forma a trabalhar-se com uma tolerância para o caso de eventuais interferências do reservatório e não apenas do ponto geográfico da usina, em face da precariedade de informações em alguns casos.

- **Unidades de Conservação⁶⁷**

- Interferência do projeto (usina e seu reservatório) com unidades de conservação de proteção integral (Parques Nacionais, Reservas Biológicas, Estação Ecológica, Reserva Biológica, Reserva da Vida Silvestre e Reserva Ecológica);
- Interferência do projeto (usina e seu reservatório) com unidades de conservação de uso sustentável (Floresta Nacional, Área de Proteção Ambiental, Área de Relevante Interesse Ecológico e Reserva Extrativista).

Considerando esses parâmetros, o potencial hidrelétrico brasileiro a aproveitar foi classificado em cinco categorias e, de acordo, com essa classificação foi ordenado temporalmente, tomando-se, como princípio geral, retardar o aproveitamento avaliado como de maior complexidade ambiental. As cinco classificações, em ordem decrescente de prioridade, são resumidas na Tabela 8.18.

⁶⁶ Esses parâmetros foram avaliados a partir de uma base de dados adaptada do Sistema de Informação do Potencial Hidrelétrico Brasileiro – SIPOT, da Eletrobrás. Após localização dos empreendimentos com indicação da coordenada geográfica, procedeu-se à verificação das situações a relacionadas:

⁶⁷ Por falta de informações precisas, não foram consideradas nessa avaliação as reservas estaduais.

Tabela 8.18: Classificação Socioambiental do Potencial Hidrelétrico

Classe	Descrição	Data mais cedo	Potência GW	%
	Potencial hidrelétrico aproveitado		68,6	26,3
Potencial hidrelétrico a se aproveitar				
C1	Aproveitamentos incluídos no Plano Decenal	2005	30,4	11,6
C2	Aproveitamentos localizados em bacias hidrográficas consideradas prioritárias ¹ , sem interferência direta com TI ou UC	2015	19,8	7,6
C3	Aproveitamentos localizados em bacias hidrográficas não consideradas prioritárias ou próximos a TI ou UC	2020	23,5	9,0
C4	Aproveitamentos com interferência com TI ou UC, com grande economicidade ²	2025	18,0	6,9
C5	Aproveitamentos considerados, hoje, de grande complexidade socioambiental ou com baixíssimo nível de conhecimento ou investigação	2030	73,7	28,3
Subtotal			234,0	89,7
Potencial de PCH			17,5	6,7
Unidades Exclusivamente de Ponta			9,5	3,6
TOTAL			261,0	100,0

TI: Terras indígenas

UC: Unidades de Conservação

1/ Para as bacias prioritárias em que os estudos de inventário ainda não foram realizados, considerou-se as seguintes frações do potencial estimado como apresentando interferências com TI ou UC: Bacia Hidrográfica do rio Arípuaná, 30%, principalmente em razão da existência de TI em 25% da área da bacia; Bacia Hidrográfica do rio Sucundurí, 15%, devido à existência de UC de uso sustentável na porção mais alta da bacia e de TI na porção mais baixa.

2/ a classificação C4 admite que os condicionantes atuais para viabilização de empreendimentos com interferência em TI ou UC de uso sustentável, principalmente os referentes à regulamentação do art. 231 da Constituição Federal e à regulamentação da normatização ambiental, estejam equacionados até 2025.

Interligações

O sistema de transmissão no Brasil tem uma importância e um papel que excedem, em muito, a função clássica de levar energia das centrais geradoras para os centros de consumo. Em razão das características do sistema elétrico brasileiro, notadamente a base hidráulica e a continentalidade, o sistema de transmissão no Brasil funciona também como uma fonte de energia.

De fato, esse sistema, tal como foi planejado e construído, é operado de modo a permitir o aproveitamento das diversidades existentes entre os subsistemas, desde a diversidade da carga, definida não só pelo perfil de consumo em cada região, mas também pela continentalidade do sistema, que compreende horários e hábitos de consumo diversos, até, e principalmente, a diversidade hidrológica, também associada à essa continentalidade, que se reflete em regimes pluviométricos diversos. Dessa forma, o sistema de transmissão permite a transferência de energia entre os subsistemas, proporcionando uma administração tal dos recursos hidroenergéticos que se constitui em autêntica “usina virtual”. Isto é, a capacidade energética do sistema interligado é ampliada com a possibilidade de transferência de energia oferecida pelo sistema de transmissão. O ganho energético proporcionado pela interligação dos subsistemas é significativo, com as estimativas variando de 12 a 20% de toda a oferta hidrelétrica total. Isso significa que, na hipótese mais conservadora, caso os subsistemas não fossem interligados, o país precisaria dispor de um parque gerador adicional de pelo

menos 7.500 MW para atender sua demanda atual. Esse tipo de benefício tende a ser ampliado na medida do desenvolvimento do potencial da Amazônia.

Grande parte do sistema elétrico brasileiro, 98% em termos de geração e carga, encontra-se hoje eletricamente interligado, permitindo o uso otimizado dos recursos energéticos. Esse grande sistema constitui o Sistema Interligado Nacional – SIN, cuja operação coordenada é centralizada no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. O restante da carga é constituído por um grande número de sistemas isolados.

Conforme já assinalado, os maiores sistemas isolados (Manaus, Acre-Rondônia e Amapá) deverão ser integrados ao SIN no horizonte decenal. Tomados em conjunto, esses três sistemas significam quase 90% do consumo de energia dos sistemas isolados da região Norte e uma proporção quase tão grande da geração térmica local, basicamente a óleo diesel. Interligar esses sistemas significa oferecer a cerca de 5 milhões de pessoas as mesmas condições de acesso à energia disponíveis em quase todo o resto do país. Além disso, permitirá aproveitar a diversidade hidrológica entre as sub-bacias da Amazônia, notadamente as da margem esquerda do rio Amazonas, e as demais, nas outras regiões. Após essas interligações, os sistemas isolados corresponderão a apenas 0,2% do consumo nacional de energia elétrica.

O SIN tem tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial. De acordo com o ONS, o SIN é formado por 535 usinas e subestações e 1.004 linhas de transmissão. Ao final de 2005, a capacidade instalada no SIN era de 85.950 MW, sendo 68.637 MW em usinas hidrelétricas, exclusive a parcela paraguaia da Itaipu Binacional, e de 14.414 MW em usinas térmicas, incluindo 2.007 MW de origem nuclear. Considerando as importações mais a parte Paraguaia de Itaipu, a capacidade total disponível correspondeu a 93.728 MW. A capacidade total do Brasil computando os sistemas isolados alcançou 100.516 MW, em 2005. A Figura 8.18 oferece uma idéia do porte desse sistema. Colocada sobre o mapa da Europa, a rede de transmissão brasileira permitiria uma interligação entre quase todos os países desse continente.

Assim, a questão das interligações regionais é de extrema relevância no caso do sistema elétrico nacional. O papel de “gerador virtual” do sistema de transmissão brasileiro, incomum na maioria dos sistemas elétricos existentes no mundo, tende a ser potencializado na medida em que a fronteira do desenvolvimento do potencial hidrelétrico nacional estabelece a incorporação de novas regiões e subsistemas, ampliando as oportunidades de intercâmbio e de aproveitamento das diversidades.

Figura 8.18: Rede de Transmissão do SIN sobre o Mapa da Europa



Contudo, exatamente por estar concentrado na Amazônia e no Centro-Oeste o potencial hidrelétrico a aproveitar, desafios técnicos e ambientais se apresentam em razão das distâncias a serem vencidas, incluindo travessias de rios e áreas de reserva, e de questões ligadas à preservação da biodiversidade e das terras indígenas, que hoje já representam 25% de ocupação da área regional.

No que se refere à transmissão, as áreas de interesse para os estudos de longo prazo são, naturalmente, os grandes troncos de interligação entre os subsistemas. É certo que, se decidida a expansão de uma interligação ou a construção de uma nova, estudos elétricos específicos com vistas à definição dos necessários reforços nos sistemas existentes serão demandados e deverão resultar em um programa de obras e investimentos não desprezível. Recentemente, a expansão da LT Norte-Sul exigiu investimentos relevantes no subsistema Sudeste, de modo a escoar o fluxo adicional de energia possibilitado por aquela expansão. Mas, uma das questões principais quando se tem por objeto o exame da expansão da oferta de energia em um horizonte muito longo é escolher entre expandir a geração próxima à carga que cresce ou expandir a geração onde se situa um atrativo potencial energético, mesmo que este se situe distante da carga. Na análise dessa questão o sistema de transmissão é o diferencial básico. No caso brasileiro, onde o potencial hidrelétrico a aproveitar situa-se a distâncias muito grandes dos principais centros de carga e onde há diversidades relevantes que podem ser apropriadas pelo sistema elétrico, a expansão das interligações apresenta-se, pois, como questão especialmente relevante e potencialmente determinante da estratégia de expansão da oferta. Merece destaque a oportunidade de desenvolvimento de novas tecnologias para transmissão de grandes blocos de energia a longas distâncias.

O sistema interligado nacional pode ser representado atualmente por cinco grandes áreas, a saber:

- **Área 1 – Sudeste/Centro-Oeste**, onde se concentram mais de 60% da carga e onde há, também, um sis-

tema gerador hidrotérmico de grande porte. Boa parte do potencial hidrelétrico da bacia do Paraná, bastante desenvolvido, encontra-se nessa área, assim como instalações termelétricas a gás natural e as unidades nucleares em operação.

• **Área 2 – Sul**, onde se concentram cerca de 16% da carga e um importante sistema gerador hidrotérmico, de base hidrelétrica com complementação térmica, principalmente a carvão mineral. Nesta área estão em operação as interligações elétricas internacionais com a Argentina e Uruguai.

• **Área 3 – Nordeste**, onde se concentram 15% da carga e o aproveitamento da maior parte do potencial hidrelétrico da bacia do São Francisco, caracterizando-se pelo virtual esgotamento dos recursos hidráulicos disponíveis.

• **Área 4 – Norte**, com 8% da carga, principalmente grandes cargas industriais eletrointensivas, e onde o sistema gerador está apoiado na usina hidrelétrica de Tucuruí.

• **Área 5 – Itaipu**, pólo gerador que representa a usina hidrelétrica de Itaipu.

No horizonte do Plano Decenal de Energia (2016) estão previstos vários projetos importantes que alteram essa configuração, já contemplando a integração de novos potenciais hidrelétricos na Amazônia (usinas de Santo Antônio e Jirau, no rio Madeira, e Belo Monte, no rio Xingu) e as interligações dos principais sistemas isolados. A incorporação desses projetos recomenda que se introduza, na representação do sistema elétrico, novos subsistemas, ou áreas, a saber:

• **Área 6 – Belo Monte**, reunindo a geração da usina de Belo Monte e eventual expansão de carga na região;

• **Área 7 - Madeira**, reunindo o potencial do rio Madeira e dos futuros aproveitamentos hidrelétricos na região, assim como a carga interligada do Acre e de Rondônia;

• **Área 8 – Manaus**, reunindo a geração de Manaus e Macapá e as correspondentes cargas, onde se situaria também o futuro aproveitamento do potencial da margem esquerda do Amazonas.

Nessas condições, a representação esquemática do sistema interligado nacional ao final de 2015 passa a ser a apresentada na Figura 8.19. Observe-se que as novas áreas envolvem interligações com pelo menos 1.100 km de distância.

No horizonte 2030, essa representação consegue atender a quase todas as possibilidades de expansão das interligações. Apenas uma área nova deve ser incluída, de modo a representar o pólo de geração do rio Tapajós. Nessas condições, o esquema apresentado na Figura 8.20 cobre as alternativas possíveis para a expansão da rede de transmissão. A expansão efetiva será dada pela otimização conjunta da geração e da transmissão.

Figura 8.19: Sistema Interligado Nacional (2015)

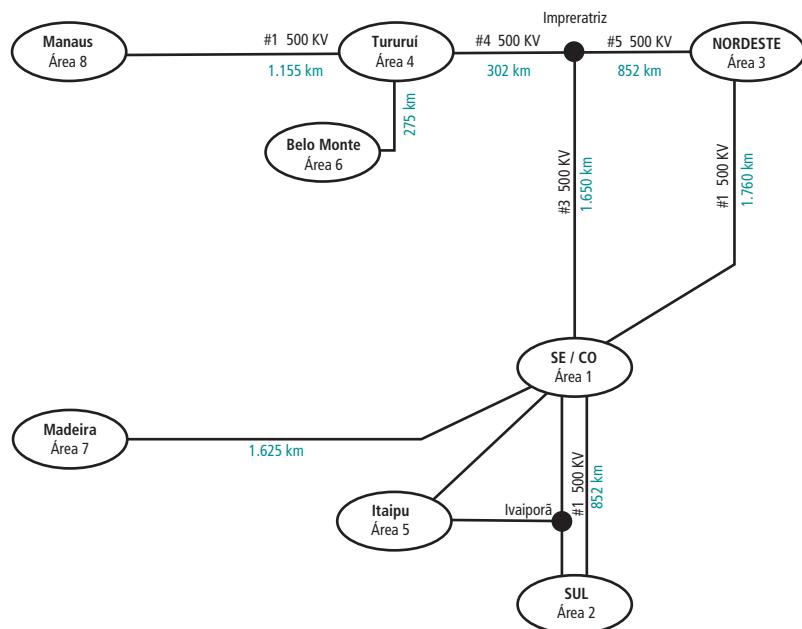
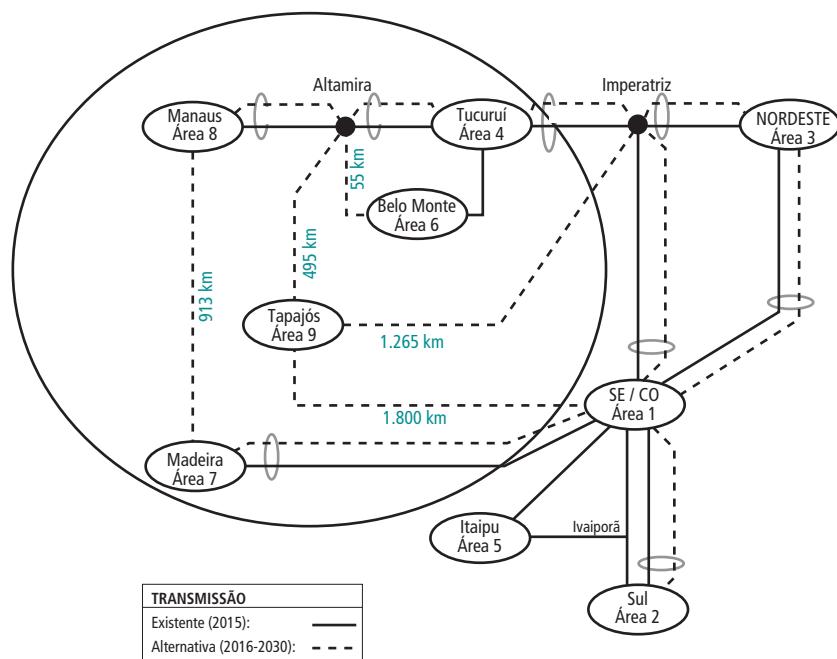


Figura 8.20: Sistema Interligado Nacional. Possibilidades de Expansão 2030



Fatores de Capacidade

Em um sistema predominantemente hidrelétrico, as termelétricas operam em regime de complementariedade à operação das usinas hidrelétricas, que por sua vez estão subordinadas ao regime hidrológico. Assim, tipicamente, tem-se que, em períodos de hidrologia favorável, as térmicas tendem a ser despachadas no mínimo, ou mesmo desligadas, aproveitando-se o excedente de geração hidrelétrica, genericamente conhecido por energia secundária. Ao reverso, em situações de hidrologia desfavorável, a geração térmica é definida de modo a buscar a garantia de atendimento da carga, gerando, se necessário, sua disponibilidade máxima. Essa operação complementar das térmicas dependerá, naturalmente, das características de cada usina e, principalmente, de seu custo variável de operação, inclusive sua principal parcela, o custo do combustível.

O fator de capacidade é o parâmetro energético e econômico que reflete o comportamento das usinas no sistema elétrico, para uma dada configuração e regime hidrológico. Analiticamente, é definido pela relação entre a geração da usina e sua potência instalada. Em períodos de hidrologia crítica (ou desfavorável), essa relação é conhecida como fator de capacidade crítico. Referida ao período da vida útil da usina, essa relação é denominada fator de capacidade médio e reflete a esperança de sua geração.

O fator de capacidade é parâmetro básico para as avaliações energéticas e econômicas que envolvam a operação do sistema. Considerando que a expansão se justifica a partir do momento em que, para atender 1 kWh adicional de consumo, é mais econômico instalar uma nova usina do que aumentar a geração do sistema existente (portanto, aumentar os custos operacionais), é, também, parâmetro chave na definição da estratégia de expansão da oferta.

A determinação do fator de capacidade é feita a partir da simulação da operação do sistema. A lógica econômica impõe o uso prioritário das fontes de menor custo variável de operação. Há, portanto, para cada fonte de geração, um valor para o fator de capacidade que se justifica do ponto de vista energético e econômico. Esse valor é, naturalmente, condicionado por restrições físicas e técnicas ou, eventualmente, regulatórias e comerciais.

Classificando-se, genericamente, as fontes de geração entre térmicas e não-térmicas, pode-se demonstrar que a participação de cada grupo no atendimento à carga é dependente também da configuração do sistema, que se reflete no seu custo marginal de operação. Na medida em que diminui a participação relativa das hidrelétricas no parque gerador, diminui também a quantidade de energia secundária disponível para a substituição térmica. Em consequência, tende-se a ampliar a geração térmica média e, portanto, o custo marginal de operação do sistema e o fator de capacidade médio das usinas térmicas. Nessas condições, o fator de capacidade médio tende a se aproximar do fator de capacidade crítico. O ritmo em que isso ocorre depende, para cada fonte térmica, do custo do combustível. As Figuras 8.21 e Figura 8.22 ilustram o exposto.

Figura 8.21: Fator de Capacidade de Usinas Térmicas
(em função do custo do combustível)

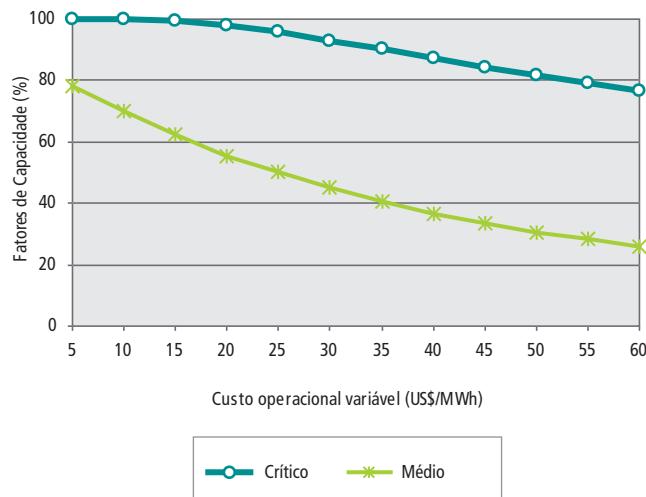
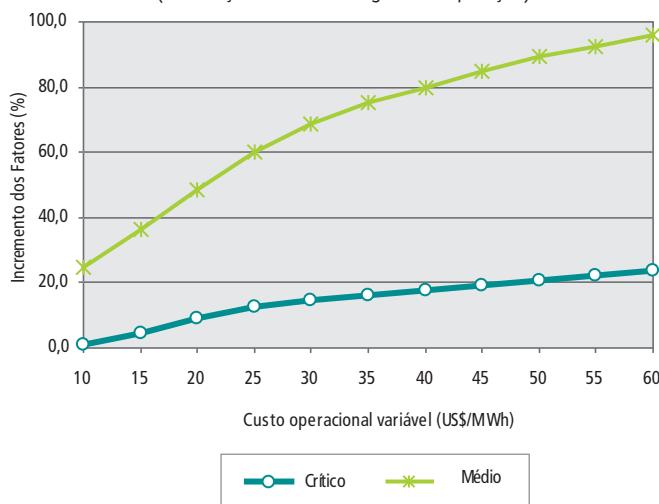


Figura 8.22: Variação do Fator de Capacidade de Usinas Térmicas
(em função do custo marginal de operação)



Assim, usinas que têm maior custo variável de geração (R\$/MWh) tendem a perder competitividade para as de menor custo, na medida em que, ao longo do tempo, reduz-se a disponibilidade de energia secundária no sistema. É o caso das usinas a gás natural frente às usinas nucleares e às termelétricas a carvão mineral. Esse aspecto, em particular, justificará, do ponto de vista energético e econômico, a entrada de usinas nucleares e a carvão mineral ao longo do horizonte de estudo do PNE 2030.

No caso das fontes de geração não tradicionais (cogeração a partir da biomassa da cana, centrais eólicas, etc.) cabem algumas considerações específicas.

A quantificação dos fatores de capacidade das térmicas baseadas na biomassa segue a mesma lógica eco-

nômica das térmicas tradicionais, porém leva em conta a disponibilidade do combustível, condicionada pela sazonalidade da colheita da cana-de-açúcar, e o processo industrial de produção do açúcar e do etanol. De fato, atualmente o ciclo da cana-de-açúcar restringe a oferta a pouco mais de sete meses por ano o que define o fator de capacidade médio e crítico em 60%.

As usinas eólicas, assim como as hidráulicas, têm baixo custo operacional, sendo que as primeiras são dependentes de uma energia primária não estocável. Embora também sujeitas a condições climatológicas (regime dos ventos, às vezes, inclusive, em oposição à sazonalidade hidrológica), não há registro de períodos recessivos prolongados que caracterizem situações críticas, como no caso das hidrelétricas. Assim, pode-se admitir que a energia associada a essa fonte é a mesma para quaisquer das condições hidrológicas. Adicionalmente, o regime dos ventos apresenta baixa permanência de valores adequados à geração, pelo que os fatores de capacidade dessas usinas somente assumem valores superiores a 30% em sítios muito favorecidos.

Investimento na Geração

Entre os componentes do custo de geração destaca-se o do investimento, normalmente expresso em R\$/kW, básico para a formulação da estratégia de expansão. No caso da geração térmica, adicionalmente é importante o custo do combustível, expresso em R\$/MWh, determinante não só para a expansão, como também para a estratégia de operação do sistema.

O custo de investimento é o principal parâmetro de custo da geração de energia a partir das fontes renováveis ou não convencionais. De fato, as usinas hidrelétricas, inclusive PCH, e as centrais eólicas se caracterizam por baixo custos operacionais, na medida em que aproveitam potenciais energéticos naturais: quedas d'água, descargas fluviais e ventos. As usinas térmicas que utilizam a biomassa da cana-de-açúcar e resíduos urbanos utilizam, por sua vez, de resíduos de outras atividades e, portanto, o custo operacional (combustível) é, por assim, compartilhado com tais atividades. Também na geração termelétrica tipicamente de base (nuclear e carvão mineral) o custo de investimento responde por parcela importante do custo de geração.

Hidrelétricas

O custo de investimento das usinas hidrelétricas é função das características do potencial hidráulico a ser aproveitado e de sua localização. Conforme discutido em seções precedentes, o potencial hidrelétrico a aproveitar no Brasil após 2015 (horizonte do Plano Decenal), exclusive PCH, monta a 136.000 MW, dos quais 44% (ou 60.000 MW), não foram considerados como passíveis de aproveitamento no horizonte de estudo (até 2030), seja por razões de custo ou de restrições ambientais, seja porque o nível de conhecimento desse potencial é ainda muito incipiente, o que desaconselha assumir que seu desenvolvimento possa se dar em prazos menores. Além disso, desenvolver um volume de obras hidrelétricas que ultrapasse o equivalente a 5.000 MW por ano significa uma demanda expressiva à indústria nacional, cuja capacitação necessitaria ser avaliada.

Em adição, deve-se considerar que cerca de 70% desse potencial a aproveitar localiza-se na região Amazônia onde dificuldades de acesso e de infra-estrutura e necessidade de mitigação e compensação de impactos ambientais sugerem um sobrecusto relativamente a obras hidrelétricas convencionais em outras regiões do país.

Mesmo com todas as restrições impostas pela limitação de dados e informações, as avaliações realizadas

pela EPE para o PNE 2030 permitiram construir a curva de custo de investimento da fonte de geração hidrelétrica (exclusive PCH) que é apresentada na Figura 8.23. O custo de investimento das centrais hidrelétricas depende do porte das usinas. Para o potencial considerado, os custos de investimento, exclusive os juros durante a construção, variam entre US\$ 800 e US\$ 4.000 por kW, com um valor médio de US\$ 1.650 e podendo ser estratificado conforme indicado na Tabela 8.19.

Figura 8.23: Custo de Investimento do Potencial Hidrelétrico a Aproveitar

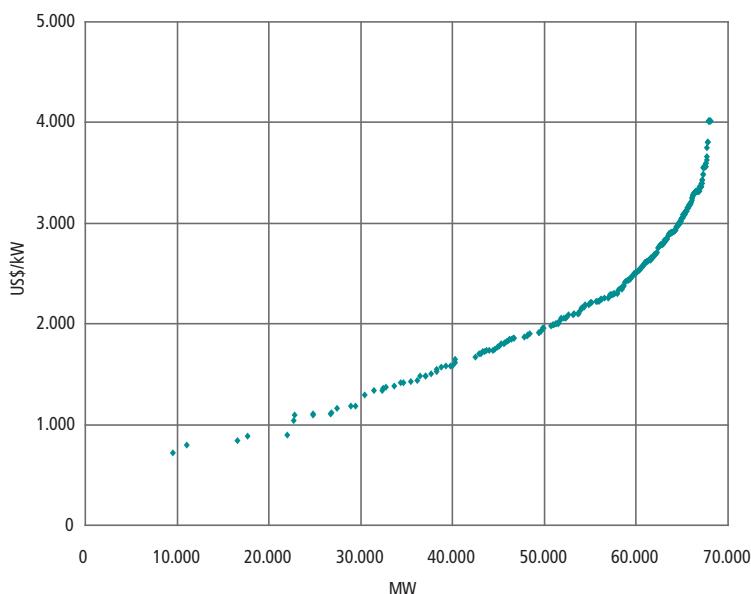


Tabela 8.19: Estratificação do Custo de Investimento do Potencial Hidrelétrico

Potencial (MW)	Custo (US\$/kW)
até 30.000	1.100
de 30.000 a 40.000	1.450
de 40.000 a 50.000	1.800
acima de 50.000	2.500
Média	1.650

O custo de investimento em pequenas centrais hidrelétricas apresenta, em linhas gerais, as mesmas características básicas da geração de maior porte. Dependem do potencial e da localização. Contudo, trata-se, em geral, de projetos de menor complexidade técnica e, também, socioambiental. Por outro lado, a escala menor tende a elevar os custos unitários. De qualquer forma, o custo de investimento em PCH se inscreve na amplitude de custos acima apresentada, embora seja razoável supor uma menor dispersão. Nessas condições, tomou-se como referência o valor de US\$ 1.200/kW para o investimento em PCH.

Outras Fontes Renováveis ou Não-Convencional

No caso das centrais eólicas, o porte do parque eólico influencia fortemente o custo de investimento. Um sistema constituído de duas a cinco turbinas é considerado uma pequena fazenda eólica. Sistemas com mais de cinco unidades são considerados fazendas eólicas de médio/grande portes.

A turbina representa o elemento de custo mais importante e significativo de um projeto eólico. Para projetos de grande porte, a participação do custo da turbina nos custos totais de investimento é alta (70 a 80%), diluindo assim, os demais custos em relação ao total de investimento. Em projetos de menor porte, essa proporção situa-se entre 50 e 70%.

Levantamentos realizados pela EPE para o PNE 2030 indicaram valores entre 1.700 e 2.200 R\$/kW para o custo de turbinas eólicas no Brasil, com potência entre 200 e 1.500 kW. A partir dessas indicações, pode-se estimar o custo de investimento em uma central eólica entre 1.300 e 1.500 US\$/kW, dependendo das dimensões do parque. Considerando, dentro de uma perspectiva de longo prazo, a possibilidade de redução desse custo sugerida pelo desenvolvimento tecnológico do setor evidenciado nas pesquisas em andamento e pelo ganho de escala que a geração eólica deve apresentar, adotou-se para efeito de estimativa do custo de investimento em centrais eólicas o valor básico de 1.200 US\$/kW.

No caso da geração térmica a partir da biomassa da cana-de-açúcar, o custo de investimento apresenta, basicamente, os mesmos componentes de uma central térmica a vapor convencional. Dependerá, naturalmente, do tipo de arranjo tecnológico utilizado, se ciclos a vapor com turbinas de contrapressão, com turbinas de condensação e extração ou ciclo combinado integrado à gaseificação da biomassa. As duas primeiras tecnologias têm seu processo de fabricação totalmente dominado pela indústria nacional, sendo a referência principal a de instalações de geração a vapor para o setor sucroalcooleiro. A terceira, mais cara, porém mais eficiente energeticamente, depende ainda da maturação das pesquisas relativas à produção em escala comercial dos gaseificadores e não foram consideradas para efeito de estimativa do custo de investimento dessa fonte de geração.

As referências disponíveis indicam valores entre 800 e 1.100 US\$/kW para o custo de investimento na produção de energia elétrica a partir da biomassa da cana-de-açúcar. Considerando a maior penetração do arranjo de maior eficiência (turbinas de condensação e extração) e a tendência de redução de custo, na medida do aumento do tamanho das usinas (ganhos de escala) e do fortalecimento da demanda interna, tomou-se como referência o valor de 900 US\$/kW para o investimento em centrais de geração de eletricidade a partir da biomassa da cana-de-açúcar.

Da mesma forma, as centrais de geração a partir de resíduos urbanos utilizam, tipicamente, ciclos a vapor. Entende-se que custos adicionais no investimento devem ser demandados em razão ou do tratamento do gás (no caso de uso do biogás) ou do tratamento do material orgânico, seja no caso da queima direta (incineração), seja no caso de sua gaseificação. Dessa forma, excluído o custo do sistema de coleta, estimou-se em 1.250 US\$/kW o custo de investimento nessas centrais.

Nuclear

A maior parcela do custo de uma usina termonuclear é o de capital, que engloba os chamados custos de EPC (*engineer-procure-construct*)⁶⁸, custos de contingência, custos do proprietário e os custos “FOAKE” (*first-of-a-kind engineering*)⁶⁹. Os custos de EPC são divididos em custos diretos e indiretos, compreendendo os primeiros equipamentos e os serviços de montagem (cerca de 70% do EPC) e os custos indiretos a engenharia de supervisão e apoio e alguns materiais. Observe-se que o item “custos de contingências” funciona, na verdade, como um seguro do contratado, especialmente na modalidade EPC. Assim, a depender da estrutura de contratação negociada, esses custos podem ser sensivelmente reduzidos. Custos do proprietário cobrem testes *in situ*, treinamento de pessoal, inspeções, etc. Custos “FOAKE” representam uma compensação pelo custo de desenvolvimento da tecnologia. É de reconhecimento internacional que um programa de usinas tende a reduzir o custo de investimento, com base no conceito “*learning by doing*”. Isto é, o investimento de uma segunda ou terceira instalação de um mesmo tipo exclui custos “FOAKE”.

Na definição do custo de investimento na geração nuclear é fundamental definir a referência tecnológica. Os estudos da EPE para o PNE 2030 indicam que os reatores da Geração III+, também ditos “evolutivos-radicais”, reúnem boas perspectivas para serem adotados como referência na hipótese de uma expansão do parque de geração nuclear brasileiro. Entre as razões que sustentam esse enfoque se alinharam:

- trata-se de reatores que já estão, em geral, pré-certificados nos Estados Unidos, em uma indicação da aceitabilidade dos mesmos quanto aos parâmetros de segurança;
- são reatores que deverão estar comercialmente disponíveis a partir de 2010, o que, considerando o projeto de Angra 3 e as demandas que seriam exigidas para uma nova usina, é um prazo compatível com uma eventual expansão de nucleares no país;
- reatores de uma geração tecnologicamente mais avançada (Geração IV), são vistos como “projetos de reatores nucleares teóricos que estão atualmente sendo pesquisados, embora pelo menos um, o *Gas Turbine Modular Helium Reactor* – GT-MHR, esteja em processo de pré-certificação nos Estados Unidos. Em geral não se espera que estes projetos tenham aplicação comercial antes de 2030⁷⁰;
- de acordo com as referências disponíveis, a nova tecnologia em pesquisa, da fusão nuclear, somente deverá estar disponível após o horizonte do estudo.

Nessas condições, para efeito de estimativa do custo de investimento na geração nuclear, tomou-se como referência reatores do tipo PWR, com potência de 1.000 MW (AP-1000), que significam uma evolução natural das usinas em operação e em projeto/construção no Brasil (Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto, em Angra dos Reis, RJ).

Estudo da Universidade de Chicago (2004) indica os valores apresentados na Tabela 8.20 como referenciais para o custo de investimento de usinas nucleares desse tipo. Considerando a internalização de custos no Brasil, adotou-se como custo padrão o valor de 2.200 US\$ /kW.

68 EPC é a denominação genérica de uma forma de contratação em que o contratado assume desde o projeto básico até o comissionamento da usina. Contudo, há outras formas de contratação dos serviços de construção e montagem que podem ser aplicadas.

69 Custos “FOAKE” representam uma compensação pelo custo de desenvolvimento da tecnologia, que podem variar entre US\$ 300 e 600 milhões e podem acrescentar até 30% a mais no preço do primeiro reator vendido.

70 As pesquisas deste tipo de reator começaram oficialmente no Fórum Internacional da Quarta Geração (Generation IV International Forum – GIF) que propôs oito objetivos tecnológicos. Os objetivos primários são: melhorar a segurança nuclear, melhorar a resistência à proliferação, minimizar a produção de lixo nuclear e a utilização de recursos naturais e diminuir o custo da construção e operação das centrais nucleares.

Tabela 8.20: Custos de Investimento em Usinas Nucleares (US\$ [2003]/kW)

Caracterização do reator	Mínimo	Médio	Alto
Média para projetos maduros	1.080	1.200	1.320
Novos projetos, FOAKE não pago	1.350	1.500	1.650
Projetos avançados, FOAKE não pago	1.620	1.800	1.980

Fonte: University of Chicago (2004, p. 3-19).

Carvão Mineral

Da mesma forma que no caso da geração nuclear, o custo de investimento em usinas a carvão mineral depende da tecnologia escolhida para o desenvolvimento do projeto. Entre as principais tecnologias disponíveis, as de leito fluidizado e do carvão pulverizado são consideradas, no momento, as mais viáveis para utilização do carvão mineral nacional. A opção da gaseificação integrada em ciclo combinado (IGCC, na sigla em inglês) ainda se encontra em fase de desenvolvimento e apresenta custos mais elevados. Assim sendo, para efeito da estimativa do custo de investimento em usinas a carvão mineral no Brasil, considerou-se:

- *Carvão Pulverizado*, com dessulfuração dos gases de combustão com base em calcário ou amônia;
- *Combustão em Leito Fluidizado à Pressão Atmosférica*, com ou sem a etapa de beneficiamento do carvão mineral⁷¹;
- *Combustão em Leito Fluidizado à Pressão Atmosférica*, com dessulfuração dos gases de combustão com base em amônia (FGD).

A maior potência possível para uma caldeira única de carvão mineral pulverizado (PF) está na faixa de 500 a 600 MW e é adequada do ponto de vista de benefícios por economia de escala nos custos de mineração, capital e operação.

O Atlas de Energia Elétrica do Brasil, da ANEEL, indica para o custo de investimento em centrais a carvão mineral valores entre 1.300 e 1.700 US\$/kW, já incluídos equipamentos de controle ambiental (dessulfuração de gases e controle de particulados) e excluídos os juros durante a construção. Importa observar que, em uma perspectiva de longo prazo, os custos de investimentos podem diminuir na medida em que o porte das plantas aumentar, devido aos ganhos de escala (há pesquisa e projetos para caldeiras de até 900 MW). Por outro lado, no caso brasileiro, pode haver custos adicionais de internalização, relacionados, por exemplo, ao fato de que parte importante dos equipamentos é importada. Além disso, os custos dependem ainda do grau de eficiência desejado no projeto e das exigências ambientais. Por exemplo, caldeiras com ciclo de vapor ultra supercrítico que estão sendo construídas atualmente na Alemanha com eficiência acima de 43% têm seu custo acrescido em cerca de 30% relativamente às usinas tradicionais de carvão mineral pulverizado com eficiência de 35%.

Nessas condições, adotou-se como referência para o custo de investimento na geração térmica a partir do carvão mineral o valor de 1.600 US\$/kW.

⁷¹ Além da evolução nas tecnologias de processamento do carvão para produção de energia, os processos de beneficiamento de carvão para remoção de enxofre e cinzas antes da sua combustão também contribuem para a redução de emissões. Para se obter eficiácia em custo, deve ser selecionado um processo tal que se obtenha uma redução nos níveis de enxofre e cinzas sem uma perda desproporcional do produto (toneladas de carvão) e sem custos excessivos de capital e de operação. Vale ressaltar que as novas tecnologias que vêm sendo introduzidas são mais apropriadas à queima direta, dispensando as etapas de beneficiamento.

Gás Natural

As referências do custo de investimento em centrais termelétricas a gás natural são muito mais numerosas, inclusive no Brasil. Nos anos recentes, houve importante incremento no parque gerador nacional com esse tipo de fonte, principalmente a partir da implantação do Programa Prioritário de Termelétricas – PPT, do governo brasileiro.

O “layout” das turbinas é um dos fatores que influenciam no custo de investimento da usina, porém existe um “trade-off” entre o arranjo das turbinas (permitindo maior flexibilidade operativa) e custo de tal arranjo. Outro fator, é a demanda mundial pelos equipamentos principais (turbinas e geradores). De qualquer modo, estima-se que o custo de capital de uma planta a gás natural, funcionando em ciclo simples, na faixa de potência de 100 MW, gire em torno de 550 US\$ /kW. Nesta mesma faixa de potência, as referências internacionais para o custo de investimento de uma planta em ciclo combinado, de maior eficiência, indicam o valor de 700 US\$ /kW. Para as plantas de cogeração, estima-se o valor de 650 US\$/kW, observando-se, entretanto, que o custo depende muito da tecnologia adotada. No caso brasileiro, considerando-se que as turbinas são equipamentos importados, é lícito admitir um custo de internalização.

Diante dessas considerações, o valor adotado como referência para o custo de investimento em termelétricas a gás natural foi de 750 US\$/kW, referente a usinas com tamanho típico de 500 MW, funcionando em ciclo combinado.

Custo do Combustível na Geração Térmica

No caso da geração térmica convencional (nuclear, carvão mineral e gás natural), além do investimento, o custo do combustível é básico para determinar a competitividade energético-econômica de cada fonte. Com efeito, em alguns casos, os custos operacionais (inclusive combustível) podem representar até 50% do custo médio de geração. Ainda com referência a essas fontes, importa reiterar a relevância do regime operativo, caracterizado pelo fator de capacidade, já discutido em seção precedente.

A determinação do custo de combustível está aderente aos cenários macroeconômicos e ao contexto energético e tecnológico (tipo de projeto e eficiência na geração) estabelecido para os estudos. A Tabela 8.21 resume os valores considerados.

Tabela 8.21: Custo do Combustível na Geração Térmica

Combustível	US\$/t	US\$/MWh
Urânia	...	8,0
Carvão nacional	16,4	16,4
Carvão importado	64,0 ¹	28,8
Gás natural	6,5 ²	40,3

1/ custo CIF-usina; 2/ custo de US\$/106BTU.

Custo Médio da Geração

Em linhas gerais, a formulação de uma estratégia para a expansão da geração de energia elétrica se orientará, do ponto de vista técnico e econômico, pela minimização dos custos de expansão e de operação do sistema. Em qualquer caso, o custo da geração de energia é elemento chave.

Além dos custos de investimento e de combustível, há outros custos (custos fixos e custos de integração da usina à rede) que devem ser considerados no cálculo do custo de geração. Considera-se ainda o cronograma de desembolso do investimento. Por fim, é necessário, ainda, estabelecer outros parâmetros tais como taxa de desconto, juros durante a construção e vida útil dos empreendimentos.

Um ponto sensível na análise econômica é a taxa de desconto. Considerou-se neste estudo o valor referencial para a taxa de desconto de 8% ao ano, que é aderente aos cenários macroeconômicos formulados, e compatível com uma análise de investimento de longo prazo, e conciliável com custo de capital próprio (taxa mínima de atratividade do investidor) na faixa de 11 a 13% ao ano.

Importa salientar ainda que o custo médio de geração tal como aqui definido não inclui impostos e encargos setoriais, logo não pode ser tomado como indicador da tarifa de venda da energia. Não obstante é aplicável aos objetivos desse estudo.

O custo médio da geração de um aproveitamento hidrelétrico é função da capacidade instalada e localização, sendo possível ordená-las por índice de custo benefício. As demais fontes têm, tipicamente, um custo de investimento padrão (não dependem fundamentalmente, como a hidráulica, da localização). Contudo, em especial as fontes térmicas convencionais, apresentam custos de geração que incluem uma parcela substancial referente ao custo do combustível. No caso da biomassa da cana-de-açúcar e de resíduos urbanos, admite-se que, do ponto de vista energético, a geração de eletricidade possa ser vista como subproduto, na medida em que o combustível é um resíduo de outras atividades.

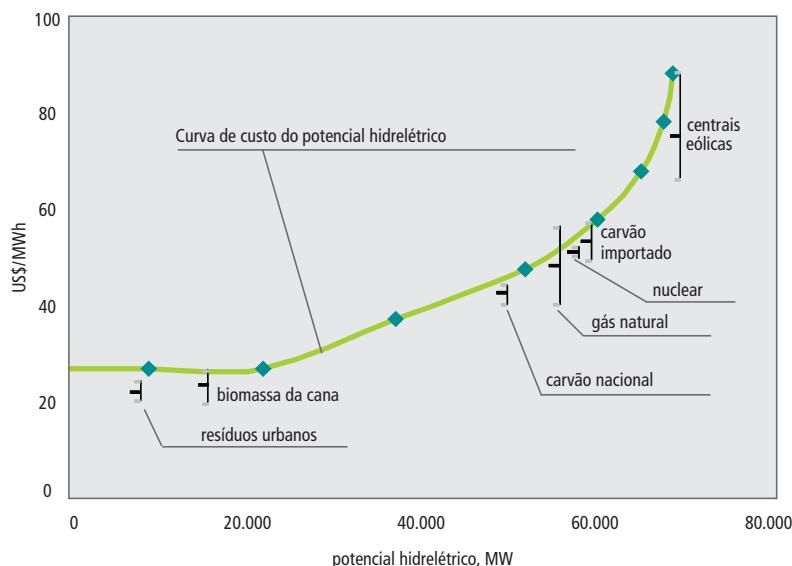
Nessas condições, na Tabela 8.22 são apresentados os valores calculados para o custo médio de geração de cada fonte não-hidrelétrica dentro das hipóteses de trabalho estabelecidas. Na Figura 8.24 é apresentada a curva do custo da geração hidrelétrica em função do potencial hidrelétrico a aproveitar. Nessa figura são indicados os intervalos de variação do custo das fontes não-hidráulicas de modo a permitir uma comparação direta da competitividade energética e econômica de todas as fontes de geração.

Tabela 8.22: Custo Médio da Geração de Eletricidade (US\$/MWh)

Fonte de geração	Condição hidrológica	
	Crítica	Média
Gás natural	56,4	40,4
Carvão nacional	44,4	40,5
Carvão importado	56,8	49,3
Nuclear	51,8	50,1
Resíduos urbanos ¹	22,0	22,0
Biomassa da cana ¹	23,0	23,0
PCH	36,0	36,0
Centrais eólicas	75,0	75,0

1/ Exclusivo o custo do combustível.

Figura 8.24: Custo Médio Comparado da Geração de Eletricidade



Obs: o intervalo de variação no caso das fontes térmicas convencionais (nuclear, carvão e gás natural), é dado pela estratégia de operação (fator de capacidade); no caso das fontes não convencionais (resíduos urbanos, biomassa da cana e centrais eólicas), por sensibilidade ao custo de investimento.

Importa salientar que, embora parâmetro importante na definição da estratégia de expansão, o custo médio de geração não é o único elemento a ser considerado, nem a comparação direta entre esses custos, embora necessária, é condição suficiente para definir a competitividade de cada fonte. Como será visto adiante, a definição da estratégia de expansão dependerá do exame da situação de atendimento à carga do sistema em situações de hidrologia crítica e na média, procurando minimizar os custos de expansão e de operação em conjunto. Além disso, a dispersão geográfica das fontes, notadamente das hidrelétricas, torna o custo da transmissão (interligações) parâmetro de relevante importância na comparação entre as alternativas.

Investimento na Transmissão

Para os estudos da expansão da oferta de energia elétrica do PNE 2030 foram visualizadas, como alternativas (rotas) possíveis para as interligações regionais entre os subsistemas já discutidas anteriormente e que constituem 14 eixos de transmissão.

Para efeito de quantificação dos custos de investimento, foram estabelecidas premissas básicas alinhadas com a diretriz de se adotar tratamento o mais conservador possível, de modo a não favorecer as alternativas de geração distantes dos centros de carga. Assim, apesar da existência de alternativas tecnológicas eventualmente mais econômicas, considerou-se que essas interligações se fariam em corrente alternada convencional, com exceção dos eixos com distâncias superiores a 900 km e blocos de energia de 2.000 MW médios, em que se optou pela transmissão em corrente contínua.

Dadas as distâncias envolvidas, a quantidade de energia a ser transportada e a existência, em muitos casos, de circuitos em operação, considerou-se como referência, para efeito da estimativa dos custos de in-

vestimento, as tensões de 500 ou 750 kV e os patamares médios de potência de 1.500, 2.250 e 3.000 MW. Por simplificação, não foram considerados aspectos elétricos de restrição de fluxo por estabilidade, por exemplo, ou critérios de confiabilidade, que podem incorrer em custos adicionais.

Com base nessas premissas e critérios foram elaboradas as estimativas de custo de investimento apresentadas na Tabela 8.23.

Tabela 8.23: Custo de Investimento das Interligações
(US\$ mil/km)

Rota		Extensão	Potência, MW		
		km	1.500	2.250	3.000
Sudeste/C.-Oeste	Sul (expansão)	852	400	450	580
	Nordeste (expansão)	1.760	360	405	630
	Imperatriz (expansão)	1.650	360	405	630
	Madeira	1.625	380	450	660
	Tapajós	1.800	370	420	620
Nordeste	Imperatriz (expansão)	850	400	450	660
Norte (Tucuruí)	Imperatriz (expansão)	302	275	350	360
	Altamira	220	290	355	375
	Belo Monte	275	275	350	360
Belo Monte	Altamira	55	365	430	450
Madeira	Manaus	913	430	480	775
Manaus	Altamira	935	480	540	760
Tapajós	Altamira	495	520	555	595
	Imperatriz	1.265	380	450	660

■ 8.5. Expansão da Oferta

Aspectos Metodológicos

O modelo computacional utilizado para a otimização da expansão da oferta de energia elétrica no PNE 2030 foi o MELP - Modelo de Planejamento da Expansão da Geração de Longo Prazo, desenvolvido pelo CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica.

O MELP é um modelo de programação linear inteira mista de grande porte que determina uma trajetória de expansão da oferta de energia elétrica, incluídas as interligações associadas, que minimiza o custo total (custos de investimento mais custos operacionais) da expansão do sistema no intervalo de tempo considerado, assegurando o suprimento da demanda dentro de certos critérios de confiabilidade⁷².

Em linhas gerais, o modelo compõe automaticamente alternativas viáveis de expansão e seleciona dentre essas alternativas aquela que resulta em menor custo total. As alternativas viáveis de expansão são constituídas por novos empreendimentos de geração e reforços das interligações, capazes de assegurar o contínuo suprimento da demanda de energia elétrica, que é crescente no horizonte de estudo.

Para reduzir o esforço computacional e possibilitar a análise de um grande número de alternativas de expansão, as incertezas hidrológicas, no programa MELP, são tratadas de forma simplificada considerando duas condições hidrológicas: crítica e média. Assim, para a condição hidrológica crítica, a energia produzida por uma usina hidrelétrica está limitada ao valor de sua energia firme, enquanto que, para a condição hidrológica

⁷² CEPEL, Manual de Metodologia do Modelo MELP, Relatório Técnico DP/DEA-23615/07, Junho/2007.

média, estará limitada à sua energia média, calculadas, por exemplo, com base em simulações dos modelos NEWAVE e SUISHI, desenvolvidos pelo CEPEL. No caso das termoelétricas, define-se analogamente valores máximos de geração sob condições hidrológicas crítica e média, os quais podem ser estimados com base em seus respectivos fatores de capacidade nestas duas condições hidrológicas.

O critério de confiabilidade adotado baseia-se nos balanços estáticos para a condição hidrológica crítica, para cada subsistema, a cada ano do horizonte de estudo. Segundo esse critério, a soma das energias das usinas em condição hidrológica crítica deve ser sempre maior ou igual à demanda anual, ou seja, não pode ocorrer déficit em qualquer subsistema na hipótese de repetição do histórico hidrológico.

Ressalta-se que, para o programa MELP, tanto para as usinas hidráulicas quanto para as térmicas, as energias crítica e média permanecem invariantes no tempo ao longo do horizonte do estudo. Ainda, a atual versão do modelo limita-se ao equacionamento temporal do balanço de energia carga-geração, isto é, não analisa as condições de atendimento à ponta de carga do sistema. Essa limitação se, por um lado, pode trazer imprecisões na análise do atendimento a cargas localizadas, não significa distorções relevantes, tendo em vista a predominância da geração hidráulica no sistema elétrico brasileiro.

A decisão econômica entre as alternativas de expansão é baseada no valor presente dos custos de investimento e operação, este último em condição de hidrologia média. Neste estudo considerou-se a taxa de desconto de 8% ao ano.

Em relação à taxa de desconto, as simulações realizadas mostram que a evolução da composição do parque é relativamente pouco sensível a esse parâmetro. Incrementos da taxa de desconto, embora desfavoráveis à geração hidrelétrica em usinas de grande porte, não implicam em deslocamento significativo dessa fonte de energia.

Como resultado das simulações, o MELP apresenta o sequenciamento temporal ótimo dos aproveitamentos energéticos e interligações elétricas, bem como os correspondentes custos de investimento e de operação.

Formulação das Alternativas

A formulação de alternativas para a expansão da oferta de energia elétrica considerou os condicionantes técnicos, econômicos e socioambientais abordados assim como os de natureza diversa, inerentes às opções energéticas disponíveis, relacionados principalmente à capacitação da indústria nacional, à regulação e ao desenvolvimento tecnológico.

Um primeiro condicionante é, por assim dizer, o próprio plano decenal de expansão, que, com base em uma análise circunstanciada e muito mais detalhada dos projetos e das restrições de curto e médio prazos, baliza a potência instalada nos primeiros 10 anos do horizonte deste estudo.

Os estudos do plano decenal no ciclo de planejamento de 2006, que abrangem o período 2007-2016, foram desenvolvidos em paralelo aos estudos do PNE 2030. Não obstante a preocupação em assegurar a necessária consistência entre esses estudos, é aceitável que algumas indicações quantitativas possam apresentar diferenças, justificadas pela natureza e pela dinâmica própria de cada estudo. Contudo, as sinalizações geradas pelos estudos do plano decenal são incorporadas aos estudos do PNE 2030 e a estes oferecem condicionamento objetivo. Na Tabela 8.24 apresenta-se um resumo dos principais elementos da evolução da oferta de energia elétrica até 2015, tendo como base o plano decenal do ciclo passado (2005) e os estudos em curso do ciclo de 2006.

Tabela 8.24: Evolução da Capacidade Instalada no Período 2005-2015 (GW)

Fonte	2005	2015	Acréscimo	
			no período	médio anual
Hidrelétricas	68,6	99,0	30,4	3,04
Grande porte¹	68,6	99,0	30,4	3,04
Térmicas	16,9	24,3	7,4	0,74
<i>Gás natural</i>	<i>8,7</i>	<i>13,0</i>	<i>4,3</i>	<i>0,43</i>
<i>Nuclear</i>	<i>2,0</i>	<i>3,3</i>	<i>1,3</i>	<i>0,13</i>
<i>Carvão</i>	<i>1,4</i>	<i>2,5</i>	<i>1,1</i>	<i>0,11</i>
<i>Outras</i>	<i>4,8</i>	<i>5,5</i>	<i>0,7</i>	<i>0,07</i>
Alternativas	1,4	5,5	4,1	0,41
<i>PCH</i>	<i>1,3</i>	<i>2,3</i>	<i>1,0</i>	<i>0,10</i>
<i>Centrais eólicas</i>	<i>-²</i>	<i>1,4</i>	<i>1,4</i>	<i>0,14</i>
<i>Biomassa da cana</i>	<i>0,1</i>	<i>1,8</i>	<i>1,7</i>	<i>0,17</i>
<i>Resíduos urbanos</i>	<i>0,0</i>	<i>-²</i>	<i>-²</i>	<i>-²</i>
Outras gerações ³	5,8	4,9	-2,9	-0,29
Importação	7,8	8,4	0,6	0,06
TOTAL	100,5	142,1	39,0	3,90

1/exclui a parte paraguaia da Itaipu binacional e autoprodução;

2/ valor inferior a 100 MW;

3/ inclui autoprodução e sistemas isolados

No período 2016-2030 o acréscimo médio anual de cada fonte no período exprime certo reconhecimento da realidade do país quanto a sua capacidade, em termos de estrutura produtiva, principalmente, de ampliar o parque gerador. Se, por um lado, o crescimento da demanda projetado para este período autoriza supor que o esforço de ampliação da potência instalada deva ser maior, por outro, as indicações de acréscimo médio anual de cada fonte sugere que é prudente admitir alguma limitação no crescimento desse indicador sem que se suponha programas específicos de incentivo a determinada opção. Isto é, não parece razoável admitir que, entre 2016 e 2030, a capacidade instalada em usinas térmicas convencionais, por exemplo, possa crescer a uma média anual de 3.000 MW se entre 2005 e 2015 essa média é inferior a 800 MW. Esse raciocínio, consideradas as especificidades de cada caso, é generalizável para todas as fontes.

Com relação às fontes alternativas há aspectos específicos a considerar. Do ponto de vista geográfico, levou-se em conta a distribuição do potencial de cada fonte, conforme definido pelas condições naturais (centrais eólicas e PCH) ou pelas condições de produção e disponibilização do recurso energético (biomassa da cana-de-açúcar e resíduos urbanos). Do ponto de vista regulatório, considerou-se o programa específico de incentivo, o PROINFA, cuja lei que o instituiu estabelece critérios gerais para a expansão. Ainda que a segunda fase desse programa careça de regulamentação, o custo médio de geração dessas fontes, com exceção das centrais eólicas, indica uma competitividade tal que, independentemente da regulamentação, pode-se esperar incremento importante na participação dessas alternativas. É o caso, em especial, das centrais de cogeração a partir da biomassa da cana-de-açúcar e das PCH.

No caso dos resíduos urbanos, a necessidade de regulamentação de aspectos das atividades anteriores ao seu aproveitamento energético, como, por exemplo, sistema de coleta e separação, destinação do material coletado, formação dos aterros, etc., sugere que a intensificação dessa alternativa, cuja implemen-

tação já iniciada, ocorra ao final do horizonte de estudo.

No caso das centrais eólicas, deve-se reconhecer que o esforço de redução do custo de investimento ainda não deverá conferir competitividade econômica a essa alternativa, pelo que sua consideração significa a necessidade de manutenção de mecanismos de incentivo.

Diante do exposto, considerou-se o incremento das fontes alternativas na matriz elétrica brasileira a longo prazo *ad hoc* da análise energética-econômica convencional. Com efeito, a lógica que sustenta o desenvolvimento dessas fontes é determinada por fatores externos ao setor elétrico. Nessas condições, os parâmetros considerados em cada caso para a expansão entre 2015 e 2030 foram:

- *PCH*: desenvolvimento de cerca de metade do potencial atualmente conhecido, o que significa acrescentar 6.000 MW no período;
- *Centrais a biomassa*: aproveitamento do potencial indicado pelos estudos específicos sobre a cana-de-açúcar (ver item 6.1, p. 138, deste documento), o que significa acrescentar 4.750 MW no período;
- *Resíduos urbanos*: aproveitamento energético de metade do volume de resíduo urbano produzido pelas 300 maiores cidades brasileiras (cerca de 40% do volume nacional), o que significa uma potência de 1.300 MW;
- *Centrais eólicas*: instalação de uma capacidade instalada equivalente à toda a primeira fase do PROINFA, o que significa acrescentar 3.300 MW no período.

Com relação às fontes convencionais de produção de eletricidade, a competição entre as hidrelétricas e termelétricas foi o problema apresentado ao programa MELP, considerando, naturalmente, a localização de cada fonte nos subsistemas interligados e o custo de expansão dessas interligações. Contudo, em uma fase preliminar, com o objetivo de estabelecer hipóteses iniciais que orientassem os estudos de otimização, algumas simplificações foram admitidas.

Com efeito, em uma primeira aproximação, a contribuição de cada fonte em cada subsistema, pode ser estimada a partir do balanço carga-geração ao final do horizonte de estudo. Pode-se demonstrar que, entre 2015 e 2030, considerando:

- Que o crescimento esperado da carga a ser atendida é superior a 50.000 MWmedio;
- O desenvolvimento de todo o potencial hidrelétrico disponível segundo a classificação ambiental efetuada;
- A ampliação da produção de energia a partir das fontes alternativas conforme os parâmetros e critérios adotados,

ainda assim haveria necessidade de instalação de termelétricas para atender a uma carga de 9.000 MW-médios em condições hidrológicas críticas e de 4.000 MWmédios na condição hidrológica média.

Observados os custos de geração das fontes térmicas, pode-se concluir que:

- Na região Sul, a expansão da geração hidrelétrica ou a importação de energia de outra(s) região(ões) se justifica até o custo correspondente ao da geração a carvão mineral (nacional) operando em regime de base;
- Nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, a expansão da oferta hidráulica local e da importação de energia de outra(s) região(ões) se justifica até o custo correspondente ao da geração nuclear em regime de base;
- Na região Norte, tipicamente exportadora, a oferta excedente à demanda regional será expandida

até o custo da geração nuclear em regime de base menos os custos da transmissão necessária à exportação desse excedente.

Essas condições restringem o aproveitamento da totalidade do potencial hidrelétrico disponível, aumentando a demanda por termeletricidade, com exceção, naturalmente da região Norte. Nesses termos, entre 2015 e 2030, a indicação da necessidade de geração térmica no sistema brasileiro é de 14.100 MW-médio, assim distribuídos regionalmente:

- Região Sul: 3.600 MW-médios, sendo as opções o carvão mineral disponível na região e o gás natural;
- Região Sudeste/Centro-Oeste: 7.000 MW-médios, sendo as opções as centrais nucleares, o gás natural e o carvão mineral importado;
- Região Nordeste: 3.500 MW-médios, sendo as opções também as centrais nucleares, o gás natural e o carvão mineral importado.

A questão que se coloca, então, é estabelecer as proporções de cada fonte térmica na formulação das alternativas. Tomando como referência o ritmo de expansão de cada uma dessas fontes nos próximos 10 anos (horizonte do plano decenal) e considerando um crescimento harmonioso desse ritmo para o fim do horizonte do PNE 2030, definiu-se como alternativa para a expansão da geração térmica entre 2015 e 2030, um montante de 30.000 MW, assim distribuídos:

- *Geração a gás natural*: 15.000 MW;
- *Geração nuclear*: 6.000 MW;
- *Geração a carvão mineral*: 9.000 MW, dos quais 5.000 MW com carvão nacional.

Nessas condições, as alternativas consideradas para a expansão da oferta de energia elétrica no período 2015-2030 são as resumidas na Tabela 8.25.

Tabela 8.25: Potencial Disponível, por Fonte e Subsistema, para a Expansão da Oferta de Energia Elétrica no Período 2015-2030 (MW)

Fonte	Norte	Nordeste	Sudeste ¹	Sul	Acréscimo máximo	
					período	por ano ²
Hidrelétricas	44.000	1.100	10.000	6.200	61.300	4.090
<i>Grande porte³</i>	44.000	1.100	10.000	6.200	61.300	4.090
Térmicas	0	9.000	15.000	6.000	30.000	2.000
<i>Gás natural</i>	0	4.000	10.000	1.000	15.000	1.000
<i>Nuclear</i>	0	3.000	3.000	0	6.000	400
<i>Carvão</i>	0	2.000⁴	2.000⁴	5.000	9.000	600
<i>Outras</i>	-⁵	0	0	0	-⁵	-⁵
Alternativas	0	3.950	8.000	3.400	15.350	1.025
<i>PCH</i>	0	500	4.000	1.500	6.000	400
<i>Centrais eólicas</i>	0	2.200	0	1.100	3.300	220
<i>Biomassa da cana</i>	0	950	3.300	500	4.750	320
<i>Resíduos urbanos</i>	0	300	700	300	1.300	85
TOTAL	44.000	14.050	33.000	15.600	106.650	7.115

1/inclui Centro-Oeste; 2/ valor médio; 3/ inclui hidrelétricas binacionais; 4/ carvão importado; 5/ valores numericamente pouco significativos, correspondentes à expansão da carga do sistemas isolados remanescentes (0,2% do consumo nacional).

Expansão da Oferta por Fonte e por Região

A expansão que se apresenta corresponde aos resultados obtidos com a simulação do programa MELP. Corresponde, portanto, à expansão que minimiza os custos de investimento e de operação do sistema, observados os condicionantes considerados.

A expansão das fontes alternativas foi estabelecida ad hoc do modelo de cálculo. Corresponde a ampliar a participação dessas fontes de 0,8% em 2005 para 5,1 e 9,1% em 2020 e 2030, respectivamente. O ritmo considerado para a expansão dessas fontes exigirá ações que assegurem condições de contorno que lhes sejam favoráveis, mesmo no caso daquelas que se mostram economicamente competitivas. Conforme já salientado, as ações no caso de resíduos urbanos estão ligadas a aspectos regulatórios. No caso de PCH e da cogeração a partir da biomassa da cana, aspectos ligados ao licenciamento ambiental são relevantes. No caso de centrais eólicas, incentivos específicos poderão ser necessários. Em qualquer caso, condições de financiamento específicas constituem fatores determinantes, especialmente a possibilidade de se contar com a internalização de créditos de emissões de carbono evitadas com a introdução dessas fontes na matriz.

Dentro dos condicionantes estabelecidos, a solução do MELP definiu uma repartição ótima, do ponto de vista energético-econômico, entre as fontes hidráulica e térmica concorrentes. O modelo indicou que a expansão entre 2015-2030, além das fontes alternativas, seria composta por 79% de hidrelétricas e 21% de termelétricas. Essa proporção reflete não só a comparação entre os custos dessas fontes, mas também a influência do custo da transmissão, cuja expansão é considerada no modelo.

Do potencial hidrelétrico “oferecido” ao modelo, de 61.300 MW, não foram aproveitados 4.000 MW. Não houve, também, indicação de expansão de geração a carvão mineral importado, isto é, dessa geração no Sudeste ou no Nordeste. Para a geração na base, o carvão mineral importado tem como concorrente direto nessas regiões, além da importação da energia hidrelétrica de outra(s) região(ões), a opção nuclear. A menos de vantagens específicas que algum projeto possa oferecer, por exemplo, frete marítimo combinado com o frete de produtos minero-siderúrgicos, o carvão mineral importado não se mostrou competitivo, como já indicava o custo médio de geração dessa fonte na operação em regime de base.

O modelo indicou a instalação de 3.500 MW em térmicas a carvão mineral, no Sul do país, e de 4.000 MW em geração nuclear. Limitou, contudo, a expansão da geração a gás natural a 6.500 MW. Por um lado, esse resultado ratifica a conclusão, de que as térmicas demandadas pelo sistema no futuro são tipicamente vocacionadas para operação na base. Por outro, sugere que se investigue com mais detalhe essa solução.

De fato, uma simulação limitando a potência nuclear a 4.000 MW, mantém os resultados com relação às térmicas a carvão e amplia a geração a gás natural em apenas 1.500 MW. Ou seja, entre um caso e outro, a alteração no panorama da oferta é muito pequena.

Essa pequena variação se explica pela adequação dos balanços carga-geração para as condições de hidrologia crítica e média. Na verdade, o resultado é muito sensível à qualidade dos dados, notadamente dos fatores de capacidade das hidrelétricas. Com efeito, esses fatores são determinantes da disponibilidade de energia secundária hidráulica no sistema e, conforme já assinalado, quanto maior essa disponibilidade, maior a competitividade da geração a gás natural. Em termos práticos, um fator de capacidade médio das hidrelétricas um pouco maior, encaminha para uma expansão nuclear com 4.000 MW e a gás natural com 8.000 MW.

Outro aspecto relevante a considerar é a flexibilidade operativa significativamente diferente entre as alternativas nuclear e gás natural. Na medida em que cresce o montante de usinas térmicas vocacionadas

para geração na base (nuclear e carvão mineral), passa a ser relevante o atendimento à ponta da carga, balanço esse que não foi efetuado. Essa situação é especialmente relevante na região Nordeste, onde, não por acaso, se indica maior expansão do parque nuclear. Essa flexibilidade operativa, que melhora as condições de adequação da geração à curva de carga do sistema, constitui uma vantagem para a geração a gás que não foi quantificada.

Tais incertezas e o fato de a alteração no panorama da oferta entre uma situação e outra ter sido muito pequena, autoriza que se aceite a solução indicada na segunda simulação com o programa MELP. Nessas condições, a expansão da oferta é a resumida na Tabela 8.26, discretizada segundo períodos selecionados.

Tabela 8.26: Expansão da Oferta de Energia Elétrica a Longo Prazo, por Fonte de Geração (MW)

Fonte	Capacidade instalada		Acréscimo	
	2020	2030	2005-2030	2015-2030
Hidrelétricas	116.100	156.300	87.700	57.300
Grande porte¹	116.100	156.300	87.700	57.300
Térmicas	26.897	39.897	22.945	15.500
<i>Gás natural</i>	14.035	21.035	12.300	8.000
<i>Nuclear</i>	4.347	7.347	5.345	4.000
<i>Carvão²</i>	3.015	6.015	4.600	3.500
<i>Outras³</i>	5.500	5.500	700	-
Alternativas	8.783	20.322	19.468	15.350
<i>PCH</i>	3.330	7.769	7.000	6.000
<i>Centrais eólicas</i>	2.282	4.682	4.653	3.300
<i>Biomassa da cana</i>	2.971	6.571	6.515	4.750
<i>Resíduos urbanos</i>	200	1.300	1.300	1.300
Importação	8.400	8.400	0	0
TOTAL	160.180	224.919	130.113	88.150

1/ inclui usinas binacionais;

2/ refere-se somente ao carvão nacional; não houve expansão com carvão importado;

3/ a expansão após 2015 é, numericamente, pouco significativa, por referir-se aos sistemas isolados remanescentes (0,2% do consumo nacional).

Em termos regionais, a expansão da oferta de energia elétrica apresenta a composição resumida na Tabela 8.27.

Tabela 8.27: Expansão da Oferta de Energia Elétrica no Período 2015-2030, por Região Geográfica (MW)

Fonte	Norte	Nordeste	Sudeste ¹	Sul	TOTAL
Hidrelétricas	43.720	580	8.860	4.140	57.300
Grande porte²	43.720	580	8.860	4.140	57.300
Térmicas	0	5.500	6.000	4.000	15.500
<i>Gás natural</i>	<i>0</i>	<i>3.500</i>	<i>4.000</i>	<i>500</i>	<i>8.000</i>
<i>Nuclear</i>	<i>0</i>	<i>2.000</i>	<i>2.000</i>	<i>0</i>	<i>4.000</i>
<i>Carvão</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>3.500</i>	<i>3.500</i>
<i>Outras</i>	<i>-³</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>-³</i>
Alternativas	0	3.950	8.000	3.400	15.350
<i>PCH</i>	<i>0</i>	<i>500</i>	<i>4.000</i>	<i>1.500</i>	<i>6.000</i>
<i>Centrais eólicas</i>	<i>0</i>	<i>2.200</i>	<i>0</i>	<i>1.100</i>	<i>3.300</i>
<i>Biomassa da cana</i>	<i>0</i>	<i>950</i>	<i>3.300</i>	<i>500</i>	<i>4.750</i>
<i>Resíduos urbanos</i>	<i>0</i>	<i>300</i>	<i>700</i>	<i>300</i>	<i>1.300</i>
TOTAL	43.720	10.030	22.860	11.540	88.150

1/inclui Centro-Oeste;

2/ inclui hidrelétricas binacionais;

3/ valores numericamente pouco significativos, correspondentes à expansão da carga do sistemas isolados remanescente (0,2% do consumo nacional)

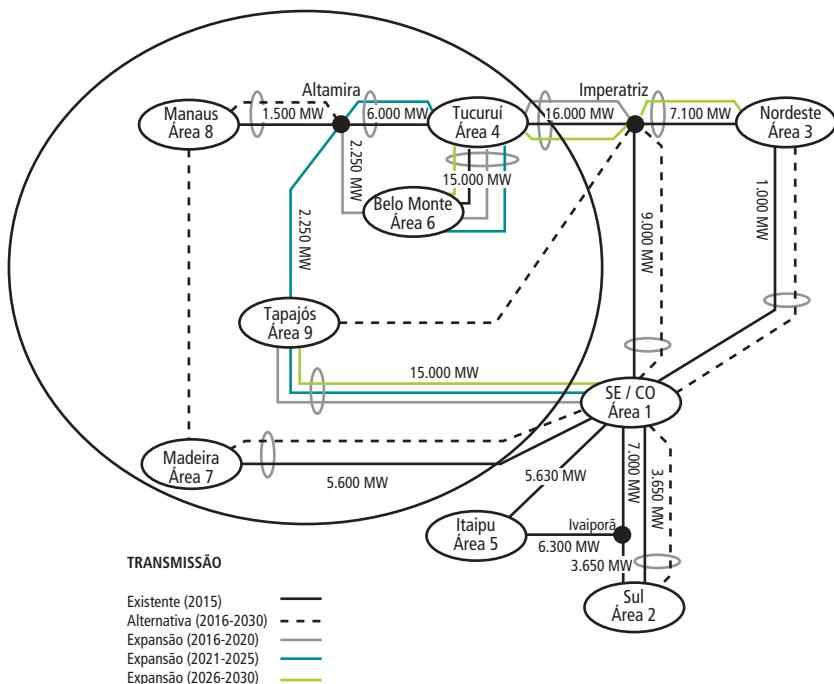
Expansão das interligações

A expansão das interligações também foi obtida a partir da simulação do programa MELP, cuja solução indicou os acréscimos sobre a configuração 2015 (configuração final apontada nos estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica) resumidos na Tabela 8.28 e indicados na Figura 8.25.

Tabela 8.28: Expansão das Interligações

Rota	Extensão	Cap. MW	Circuitos Expandidos			Cap. MW	
			km	2015	1.500 MW		
Sudeste/C.-Oeste	Sul	852	3.650	0	0	0	3.650
	Nordeste	1.760	1.000	0	0	0	1.000
	Imperatriz	1.650	9.000	0	0	0	9.000
	Madeira	1.625	5.600	0	0	0	5.600
	Tapajós	1.800	0	0	0	5	15.000
Nordeste	Imperatriz	850	4.850	0	1	0	7.100
Norte (Tucuruí)	Imperatriz	302	11.500	1	0	1	16.000
	Altamira	220	1.500	1	0	1	6.000
	Belo Monte	275	6.000	0	4	0	15.000
Belo Monte	Altamira	55	0	0	1	0	2.250
Madeira	Manaus	913	0	0	0	0	0
Manaus	Altamira	935	1.500	0	0	0	1.500
Tapajós	Altamira	495	0	0	1	0	2.250
	Imperatriz	1.265	0	0	0	0	0

Figura 8.25: Sistema Interligado Nacional. Expansão das Interligações (2015-2030)



Note-se que, das rotas “oferecidas” ao modelo, as que permitiriam a interligações Manaus-Madeira e Tapajós-Imperatriz não foram aproveitadas e que, à exceção da integração do potencial do Tapajós, a expansão das interligações não exigiu a abertura de novas rotas em relação às existentes ao final do horizonte do plano decenal.

O subsistema Manaus, além da importante carga da capital do estado do Amazonas, agrega também o potencial hidrelétrico da margem esquerda do rio Amazonas. O subsistema Madeira, além da carga do Acre (Rio Branco) e de Rondônia, agrega o potencial do rio Madeira. A não interligação entre os dois subsistemas indica que as sobras de geração em cada um estarão fluindo, basicamente, para o Sudeste (Madeira) e para o Nordeste (Manaus). No caso do Nordeste, essa percepção é confirmada pelas expansões na rota Altamira-Tucuruí-Imperatriz-Nordeste.

O pólo de geração do rio Tapajós tende a ficar orientado para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Essa solução para o atendimento desse subsistema permite que a geração de Belo Monte tenda a ser absorvida pelas cargas de Tucuruí e do Nordeste.

Observe-se, ainda, que o modelo indica a interligação Belo Monte-Altamira. Um exame dos fluxos nas interligações sugere que a carga de Manaus é, em parte, atendida pela Usina de Belo Monte, até o desenvolvimento do potencial energético da margem esquerda do Amazonas. De qualquer modo, é conveniente que sejam realizadas investigações mais detalhadas para definição, com maior precisão, dos troncos de transmissão entre Manaus, Tapajós e Tucuruí.

■ 8.6. Análises de Sensibilidade

Análises de sensibilidade são extremamente úteis para orientar as decisões em ambiente de incerteza. Petróleo e eletricidade respondem pela maior parte dos investimentos na expansão da oferta. Contudo, a característica de “*commodity*” que tem o petróleo oferece a alternativa de ajustamento entre oferta e demanda através do mercado internacional. Isso não ocorre no caso da energia elétrica. Nesse caso, demanda diferente exigirá oferta diferente, e, portanto, montantes de investimento diferentes, podendo essas diferenças assumir valores significativos e, eventualmente, influir mesmo na estratégia de expansão. Dessa maneira, foram realizadas simulações alternativas ao caso base com o objetivo de quantificar as consequências desses desvios. Essa análise foi orientada para avaliar a sensibilidade dos resultados em relação a dois parâmetros básicos, a saber:

- Programa de conservação (eficiência energética induzida);
- Demanda total;

Programa de Conservação

Conforme já assinalado, como parte da estratégia de atendimento à demanda de energia elétrica considerou-se a implantação de iniciativas que lograssem ampliar a eficiência energética. Dessa forma, em 2030, cerca de 5% da demanda (ou o equivalente a 53 TWh) seriam “retirados” do mercado como resultado de um programa de ações específicas na área de conservação. Uma questão que surge naturalmente é qual seria o efeito na oferta caso esse montante de energia não seja conservado. Essa análise de sensibilidade refere-se, portanto, a uma sensibilidade à demanda.

Variações na demanda não implicam, necessariamente, em alterações na competitividade econômica relativa entre as fontes, embora, no caso brasileiro, pela presença predominante da geração hidrelétrica, afetem a composição da oferta térmica. De fato, uma análise de sensibilidade em relação à demanda deve refletir, basicamente, a maior ou menor necessidade de geração térmica em regime de base, já que, nas condições atuais de conhecimento, o potencial hidrelétrico economicamente competitivo se aproxima do esgotamento ao final do horizonte do PNE.

Por um lado, uma evolução da demanda em ritmo inferior ao previsto no cenário de referência tende a indicar menor necessidade de operação de térmicas em regime de base. Em consequência, considerando-se apenas a geração térmica convencional (fontes alternativas foram definidas *ad hoc*), pode-se esperar maior espaço para o gás natural e menor participação relativa das usinas nucleares e a carvão.

Uma evolução da demanda em ritmo superior tende a levar a resultados opostos, caso em que qualquer limitação que se imponha à geração nuclear e a carvão tende a ampliar a geração hidrelétrica e a geração a gás natural.

Para simular a situação de uma demanda mais alta, consequência de não se obter sucesso na indução de uma eficiência energética adicional, foi realizada nova simulação com o programa MELP, adotando-se as mesmas alternativas para expansão da oferta, com exceção da geração nuclear, para a qual se admitiu a possibilidade de uma expansão adicional de 2.000 MW.

Justifica esse procedimento a indicação de necessidade de geração de base nas regiões Sudeste e Nordeste. O consumo adicional a ser atendido (cerca de 53 TWh, em 2030) significa uma demanda adicional, expressa em termos de potência, de cerca de 7.800 MW. Considerando a característica das opções de geração

“oferecidas”, o modelo indicou a necessidade de uma instalação, adicional em relação ao caso base, de 7.600 MW, distribuídos conforme indicado na Tabela 8.29.

Tabela 8.29: Sensibilidade ao Programa de Conservação Induzido
Expansão Adicional da Oferta (Geração)

Fonte de geração	Potência (MW)
Hidrelétrica	600
Térmica a gás natural	4.500
Térmica a carvão mineral	500
Centrais nucleares	2.000
TOTAL	7.600

Como no caso base, todo o potencial de usinas nucleares “oferecido” ao modelo foi aproveitado. Além disso, nesse caso, também foi aproveitado todo o potencial “oferecido” de usinas a carvão mineral. No primeiro caso, a localização das novas nucleares se faria, preferencialmente, na região Nordeste, com reflexos na expansão da transmissão. A potência adicional em térmicas a carvão mineral se localiza na região Sul.

Esse resultado ratifica que, à medida que o potencial hidrelétrico econômico se aproxima do esgotamento, o sistema passa a demandar usinas que operam em regime de base. Sugere, ainda, uma investigação adicional no sentido de avaliar se seria justificável, do ponto de vista energético-econômico, ampliar a oferta nuclear e a carvão mineral. Nas condições deste estudo, contudo, essa investigação apenas produziria um novo resultado numérico que não alteraria a conclusão obtida com a análise e cuja validade estaria condicionada ao exame de outros aspectos não considerados nessa análise.

De qualquer modo, a instalação dessa potência adicional envolveria investimentos adicionais de US\$ 10,0 bilhões, apenas no segmento de geração de energia elétrica.

Com relação a esse resultado, importa comentar, ainda, que o modelo indica a redução da necessidade de expansão de interligações para o Nordeste, em razão, basicamente, da instalação de mais 2.000 MW em centrais usinas nucleares na região. É o caso das linhas que partem do subsistema Belo Monte e das interligações Tucuruí-Imperatriz e Imperatriz-Nordeste. O modelo indicou, por outro lado, a construção da interligação entre os subsistemas Madeira e Manaus, com o fluxo de energia predominante no sentido do primeiro para o segundo. É, também, um resultado que sugere uma investigação mais detalhada, que foge ao escopo da análise aqui apresentada. Esse resultado pode ser generalizado para uma análise de sensibilidade a uma oferta menor das fontes alternativas (especialmente as centrais eólicas, energética e economicamente menos competitivas), cuja inclusão, assim como o programa de conservação, resulta de considerações ad hoc. Não dispor dessa geração no montante considerado significará aumento da necessidade de geração térmica na base, em que as soluções que se apresentam são hidrelétricas mais caras ou de maior complexidade ambiental (deixadas a priori fora do horizonte de estudo) ou termelétricas a carvão mineral ou nucleares.

Cenário Alternativo de Demanda

Trata-se, nesse caso, de avaliar a sensibilidade dos resultados na ocorrência do Cenário A, em que a demanda final de energia elétrica em 2030 é significativamente maior (cerca de 200 TWh, ou quase 20%) do que no cenário de referência. A diferença entre os cenários corresponde a cerca de metade da produção atual

(2005) de energia elétrica no país. É de se esperar, portanto, significativas diferenças na composição da oferta. E será necessário considerar hipóteses diferentes na formulação das alternativas. A diferença é tal que se justifica reavaliar mesmo a hipótese de conservação de energia, reconhecendo-se, desde logo, que o atendimento a tal demanda exigirá esforços ainda maiores na área de eficiência energética.

O Cenário A de evolução da economia e da demanda de energia elétrica apresenta, em termos quantitativos, as seguintes características gerais, pelo lado da demanda:

• Consumo final total (exclusive setor energético)	1.243,8 TWh
• Autoprodução	116,3 TWh
• Consumo do setor energético	46,7 TWh
• Programa de conservação (induzido)	114 TWh
• Consumo a ser atendido pelo sistema elétrico	1.060,2 TWh

Nessas condições, em relação ao cenário de referência, é de se esperar uma necessidade de expansão do parque gerador do sistema elétrico entre 18.000 e 24.000 MW, dependendo da composição de fontes de geração.

Na formulação das alternativas para avaliação desse caso foram adotados os mesmos procedimentos e metodologia aplicados no cenário de referência, com exceção do tratamento conferido às hidrelétricas. O montante de demanda adicional a ser atendida sugere uma utilização maior do potencial hidrelétrico, além daquele definido pela análise dos condicionantes ambientais. Significa admitir a consideração, no horizonte do estudo, de parte do potencial classificado como de maior complexidade ambiental. De forma a avaliar o efeito de restrições ao aproveitamento desse potencial, consideraram-se então duas situações distintas, caracterizadas, genericamente, pela dimensão da potência hidrelétrica "oferecida" ao modelo. No "Caso 1", admitiu-se a possibilidade de aproveitamento maior do potencial hidrelétrico. No "Caso 2", foram admitidas restrições a um maior aproveitamento do potencial hidrelétrico. A potência nuclear no primeiro caso foi limitada a 6.000 MW e no segundo a 8.000 MW. Em qualquer caso, admitiu-se um acréscimo de 2.000 MW no aproveitamento do potencial de PCH.

Nessas condições, as alternativas consideradas para a expansão da oferta de energia elétrica no período 2015-2030 são as resumidas na Tabela 8.30. Os resultados obtidos, em termos da expansão da geração, são apresentados na Tabela 8.31.

Tabela 8.30: Alternativas para a Expansão da Oferta de Energia Elétrica no Período 2015-2030 (MW)

Fonte	Caso 1		Caso 2	
	Acréscimo máximo no período	Δ s/ ref. ¹	Acréscimo máximo no período	Δ s/ ref. ¹
Hidrelétricas	73.400	12.100	69.900	8.600
Grande porte²	73.400	12.100	69.900	8.600
Térmicas	35.000	5.000	37.000	7.000
<i>Gás natural</i>	20.000	5.000	20.000	5.000
<i>Nuclear</i>	6.000	0	8.000	2.000
<i>Carvão³</i>	9.000	0	9.000	0
<i>Outras</i>	0	0	-⁴	-⁴
Alternativas	17.350	2.000	17.350	2.000
<i>PCH</i>	8.000	2.000	8.000	2.000
<i>Centrais eólicas</i>	3.300	0	3.300	0
<i>Biomassa da cana</i>	4.750	0	4.750	0
<i>Resíduos urbanos</i>	1.300	0	1.300	0
TOTAL	125.750	19.100	124.250	17.600

1/ em relação às alternativas formuladas para o cenário de referência;

2/ inclui hidrelétricas binacionais;

3/ inclui carvão importado;

4/ valores numericamente pouco significativos, correspondentes à expansão da carga do sistemas isolados remanescentes (0,2% do consumo nacional). Elaboração: EPE

Tabela 8.31: Sensibilidade à Demanda Final
Expansão Adicional da Oferta (Geração) 2015-2030 (MW)

Fonte de geração	Caso 1		Caso 2	
	TOTAL	Δ s/ ref. ¹	TOTAL	Δ s/ ref. ¹
Hidrelétrica	67.500	10.200	64.700	7.400
Térmica a gás natural	15.500	7.500	13.500	5.500
Térmica a carvão mineral	4.000	500	5.500	2.000
Centrais nucleares	6.000	2.000	8.000	4.000
PCH	8.000	2.000	8.000	2.000
Outras alternativas ²	9.350	0	9.350	0
TOTAL	110.350	22.200	109.050	20.900

1/ acréscimo em relação à expansão no cenário de referência;

2/ inclui centrais eólicas, biomassa da cana e resíduos urbanos.

Em relação a esses resultados cabe observar:

- A diferença da potência adicional em cada caso é atribuída à composição da expansão da oferta: térmicas de base tendem a apresentar fator de capacidade mais elevado, reduzindo o acréscimo final de potência para uma mesma quantidade de energia ofertada (no limite, entretanto, investigações quanto à necessidade de instalação de usinas de ponta devem ser desenvolvidas com vistas ao atendimento da demanda no horário de carga máxima do sistema; nessa situação usinas hidrelétricas reversíveis poderão encontrar justificativa econômica e energética);

- Abstraindo-se da questão da complexidade ambiental, há ainda um potencial hidrelétrico importante a aproveitar, embora essa indicação esteja condicionada a um necessário aprofundamento do conhecimento a cerca desses recursos;

- Um maior aproveitamento do potencial hidrelétrico favorece a competitividade da geração termelétrica a gás natural, ou, por extensão, de toda fonte térmica que ofereça maior flexibilidade operativa: o binômio

“hidráulica-térmica flexível” poderia oferecer condições de atendimento às necessidades de geração de base do sistema a custos competitivos;

- A expansão da geração térmica a carvão mineral e de centrais nucleares ratifica a constatação da crescente necessidade de geração térmica de base, em face de restrições ao desenvolvimento do potencial hidrelétrico;

- Em relação ao cenário de referência, apenas no segmento de geração de energia elétrica, seriam demandados investimentos adicionais de US\$ 37 a US\$ 46 bilhões (caso 2 e 1, respectivamente).

Com relação à expansão das interligações, o modelo indicou, em ambos os casos, a mesma configuração final. A diferença fundamental está no carregamento das linhas (nível de utilização), que é, naturalmente, menor no “Caso 2”, em razão da maior presença de térmicas atendendo regionalmente os mercados dos subsistemas.

Em relação ao cenário de referência, contudo, a demanda total de energia elétrica mais alta requer expansões adicionais nas interligações Madeira/Sudeste-Centro Oeste, Tapajós/Sudeste-Centro Oeste e Tapajós/Altamira, além da interligação Madeira-Manaus.

9. Eficiência Energética

■ 9.1. Introdução

A opção estratégica de investir em eficiência energética é a que menos agride o meio ambiente, gera empregos e apresenta uma expectativa crescente do aumento de sua competitividade, comparada às outras opções de expansão da oferta de energia.

O encarecimento do insumo energia tem implicações na competitividade e nos benefícios sociais da economia do País, visto que este bem tem o poder de interferir em todos os segmentos da economia e seu encarecimento traz como consequência a exclusão de determinadas parcelas da população, com menor poder aquisitivo, da possibilidade de melhoria de qualidade de vida e de suas atividades econômicas.

Programas de eficiência energética têm sido utilizados em diversos países, não só para diminuir as taxas de expansão das cadeias produtivas dos principais energéticos, mas, principalmente, como importantes instrumentos para controle da poluição atmosférica e outras externalidades negativas associadas, melhorar a competitividade da indústria nacional e conseguir avanços em metas sociais.

Esses países vêm investindo em mecanismos de incentivo à eficiência energética, seja por meio do chamado Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) ou de outros mecanismos de mercado criados para estimular as empresas a investir em projetos de uso eficiente da energia. Com efeito, a Agência Internacional de Energia tem afirmado que a Eficiência Energética é “o mais importante *combustível*” do futuro.

O Brasil possui longo histórico de implementação de mecanismos de eficiência energética, com destaques às ações do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica- PROCEL, Programa Nacional da Racionalização do Uso de Derivados do Petróleo e do Gás Natural - CONPET, Programa Brasileiro de Etiquetagem, Lei de Eficiência Energética (nº 10.295/01) e a Lei nº 9.991/00. Dentro de um processo de evolução natural, os atuais estudos energéticos do Governo Brasileiro tomam em conta uma estratégia de eficiência energética, objetivando definir metas, prazos e a perpetuação da energia conservada, embora existam dificuldades com levantamento de dados e com as atividades de monitoramento e verificação, com as quais se vem trabalhando no sentido de minimizá-las.

O conceito de eficiência energética utilizado para traçar esta estratégia, no sentido amplo, aborda as medidas de redução de energia consumida, sem perda na qualidade, e substituição de fontes de energia, com ganhos sistêmicos de eficiência. Outras dificuldades estão ligadas aos custos de substituição de tecnologias ineficientes, custos estes nem sempre recuperáveis pelo consumidor final, embora estrategicamente interessantes do ponto de vista do sistema elétrico. Neste sentido, a cogeração ganha destaque neste documento, em função de sua amplitude e potencial.

Neste capítulo estão descritas as estratégias para incentivar a eficiência energética, com base nas expectativas de seus potenciais, no horizonte até 2030.

Vale ressaltar que este é o primeiro documento em que se relata, mesmo de forma geral, a estratégia de eficiência energética no longo prazo no Brasil. Desta forma, aqui não se esgota todo o assunto, senão se procura abordá-lo de forma consistente, visando a obtenção dos resultados previstos neste Plano Nacional de Energia.

■ 9.2. Medidas de Conservação de Energia

Grande parte das medidas de eficiência energética atualmente adotadas no mundo são de caráter voluntário e aplicadas desde a década de setenta, por conta dos choques dos preços do petróleo em 1973 e 1979. Naquela época, predominaram medidas visando conscientizar os consumidores sobre o uso eficiente da energia; concessão de incentivos fiscais, facilidades creditícias e descontos tarifários para a aquisição de equipamentos e instalações mais eficientes; incentivos para a substituição de derivados de petróleo; e investimentos substanciais para projetos de P&D envolvendo equipamentos eficientes.

A estratégia institucional utilizada por alguns governos consiste na criação de novas entidades para implementar essas medidas ou fazê-lo por meio de suas empresas estatais. Constituíram-se, também, inúmeras bases de dados, contendo informações sobre usos, custos e rendimentos de equipamentos eficientes, entre outras.

Na década de oitenta, surgiram, em inúmeros países, os programas de Gerenciamento do Lado da Demanda (GLD), envolvendo medidas de otimização da gestão energética; o Planejamento Integrado de Recursos (PIR), que considera novos programas de eficiência energética competindo com as alternativas disponíveis de expansão da oferta (EUA, Canadá e a Dinamarca); métodos de regulação tarifária por incentivos (EUA), que visam compartilhar, entre concessionárias monopolistas e seus consumidores, eventuais benefícios associados à melhora no desempenho econômico destas concessionárias (ex: "revenue cap"); legislações estabelecendo níveis mínimos de eficiência energética obrigatórios para equipamentos, veículos e prédios, na esteira de bem sucedidos programas de etiquetagem.

Na década de noventa começaram, em várias partes do mundo, iniciativas para se alterar a estrutura institucional dos setores elétrico e de gás natural canalizado, de forma a se constituírem ambientes competitivos nas etapas de produção/importação e comercialização de eletricidade e gás natural, com mais sucesso em alguns países e menos em outros.

A busca de competição também se refletiu nos programas de eficiência energética: para uma boa parte deles passou-se a exigir mensuração confiável de seus resultados, condicionando-se a implantação de um novo programa à apresentação de relação benefício/custo superior a um valor pré-estabelecido. Foram privilegiados programas capazes de promover transformações de mercado, ou seja, remover as imperfeições e barreiras que impedem o pleno estabelecimento dos princípios da eficiência energética no mercado, visando sua transformação em caráter permanente. Foram firmados acordos voluntários entre classes de consumidores e o governo, visando reduções do consumo energético específico, e o incentivo à atuação de empresas prestadoras de serviços de energia (ESCOs) e à celebração de contratos de desempenho entre estas e seus consumidores.

Na atual década, verifica-se a expansão do uso de leilões, que se iniciou na década anterior, nos mercados atacadistas de energia elétrica e de gás natural. Leilões também começam a ser utilizados para implantar novos programas de eficiência energética. Leilões pela demanda, como são conhecidos nos EUA, envolvem, em geral, ofertas de projetos de eficiência energética, notadamente programas de Gerenciamento pelo Lado da Demanda, e/ou mesmo de administração de cortes de energia, propostos e implementados por clientes dos setores comercial e industrial de empresas concessionárias, em alguns casos via ESCOs.

Grande parte das medidas de fomento à ações de conservação de energia e gestão de carga mencionadas nesta seção também foram implantadas no Brasil, algumas com características diferentes, de forma e

tempo, relativamente aos países desenvolvidos. A consistência dos seus programas nacionais, a abordagem combinando adesões voluntárias com a legislação compulsória, a ancoragem proporcionada pelos recursos decorrentes das receitas das concessionárias fazem do Brasil referência internacional no que diz respeito a programas de eficiência energética.

O governo brasileiro optou por empresas estatais – Eletrobrás e Petrobrás – para executar os dois programas nacionais de conservação de energia e a agência reguladora ANEEL para supervisionar o Programa de Eficiência Energética - PEE (Lei n. 9.991/01), executado pelas concessionárias distribuidoras de eletricidade no País. A etiquetagem de equipamentos, cuja coordenação cabe ao INMETRO, constitui-se em outro vigoroso instrumento de que o Brasil faz uso para a promoção da eficiência energética.

O fomento à inserção de lâmpadas eficientes na iluminação pública tem sido um sucesso tanto no PROCEL como no PEE. No entanto, 89% da economia de energia elétrica, estimada pelo PROCEL em 2005, foi atribuída à etiquetagem de equipamentos elétricos, no âmbito do Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE - INMETRO) e ao Selo PROCEL (Eletrobrás/PROCEL, 2006), o que pavimentou o terreno para a viabilização da Lei de Eficiência Energética, que trata do estabelecimento de níveis mínimos de eficiência compulsórios para equipamentos e edificações.

Ao longo de sua existência, as atividades do CONPET se concentraram sobretudo na capacitação de pessoal, divulgação de informações e realização de diagnósticos em veículos de carga e de passageiros. Mais recentemente, teve início a etiquetagem, no âmbito do PBE, e o lançamento do Selo CONPET para fornos e fogões e para aquecedores de água. São previstas novas medidas em todos os grandes setores de consumo, envolvendo, por exemplo, a etiquetagem de veículos leves, programas piloto de otimização energética em pequenas e médias indústrias, combate às perdas térmicas e fomento ao uso de gás natural em instalações industriais de cogeração.

No âmbito do PEE, verifica-se a predominância dos investimentos, nos primeiros ciclos, na redução de perdas técnicas nas redes de distribuição, em lâmpadas eficientes em redes de iluminação pública e na realização de diagnósticos energéticos em instalações industriais, comerciais e de serviços. Nos ciclos mais recentes, observou-se o forte crescimento de ações de otimização da gestão energética, freqüentemente envolvendo parcerias com ESCOs, em indústrias e estabelecimentos comerciais e de prestação de serviços.

Em 2005, a ANEEL estabeleceu o direcionamento de pelo menos 50% dos recursos desse programa para o uso eficiente de energia junto a consumidores residenciais de baixa renda (adequação de instalações elétricas internas das habitações, doações de equipamentos eficientes, entre outros).

Além disso, atualmente as concessionárias são obrigadas a reverter os ganhos obtidos com os contratos de desempenho em financiamentos a novos projetos de eficiência energética, também por meio de contratos de desempenho em ciclos posteriores. Uma outra evolução importante reside na obrigatoriedade de realização de campanhas de monitoramento e verificação (M&V) dos resultados dos projetos executados.

Tais tipos de procedimentos já são rotina hoje nos grandes contratos de desempenho assinados nos EUA (Schiller et al, 2002), a maior parte deles fundamentada no International Performance Measurements & Verification Protocol do Departamento de Energia americano (DOE, 2001). Esses procedimentos têm sido aperfeiçoados ao longo de muitos anos nos EUA, sendo hoje considerados plenamente satisfatórios por empresas concessionárias, órgãos reguladores e governo americanos.

Para se ampliar substancialmente o papel e a contribuição dos programas de eficiência energética no Brasil, é necessário consolidar as estratégias operacionais vigentes que estão produzindo bons resultados e criar

novas estratégias, com vistas a considerar alguns destes programas como alternativas confiáveis e relevantes às opções de ampliação da oferta de energéticos, no planejamento da expansão do setor energético nacional.

No que tange à operacionalização dos programas e iniciativas de eficiência energética ora vigentes no país, cabe ao MME, como formulador de políticas energéticas⁷³, estabelecer: níveis máximos de consumo específico de energia, ou mínimos de eficiência energética, de máquinas e aparelhos consumidores de energia fabricados ou comercializados no País, com base em indicadores técnicos pertinentes, e desenvolver mecanismos que promovam a eficiência energética nas edificações construídas (Lei nº 10.295/01); Coordenar o Grupo Coordenador de Conservação de Energia Elétrica (GCCE), que supervisiona as ações do Procel (Decreto, de 18/07/91) e do Grupo Coordenador do CONPET - GCC que supervisiona as ações deste programa (Decreto, de 18/07/91); presidir o Comitê Gestor de Indicadores e Níveis de Eficiência Energética – CGIEE, que tem como competência: elaborar plano de trabalho e cronograma para implementar a aplicação da Lei nº 10.295/01, elaborar regulamentação, e plano de metas, específicas para cada tipo de aparelho e máquina consumidora de energia, constituir comitês técnicos, entre outras.

Na atualidade tem-se um interessante contexto, seja pela dinâmica do setor energético, seja pelas mudanças institucionais e climáticas, a configurar uma gama de oportunidades para que o uso racional da energia seja buscado de forma integrada e complementar - desde os recursos primários, até sua conversão pelo consumidor final. Neste contexto busca-se uma proposta de atuação integrada e coordenada das várias instituições e organismos que se relacionam com a temática da eficiência energética considerando que:

- a Lei nº 9.478, de 06.08.97, no seu artigo 1º, inciso IV, estabelece que um dos princípios e objetivos da Política Energética Nacional é “proteger o meio ambiente e promover a conservação de energia”;
- o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), no exercício de suas atribuições, dentre elas aquela estabelecida no artigo 2º, inciso I, da citada Lei, “promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, em conformidade com os princípios enumerados no capítulo anterior com o disposto na legislação aplicável”, contará com apoio técnico dos órgãos reguladores do setor energético, conforme parágrafo 1º, do mesmo artigo;
- cabe à Agência Nacional de Petróleo (ANP), segundo o artigo 8º da mesma Lei, “promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria de petróleo e gás natural” e, conforme o inciso IX, “fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, dos derivados e do gás natural e de preservação do meio ambiente;
- a Lei nº 9.427, de 26.12.96, no seu artigo 3º, estabelece que a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) possui como incumbência, entre outras, aquela prescrita na Lei nº 8.987, de 13.02.95, no seu artigo 29º, inciso X, “estimular o aumento da qualidade, produtividade, preservação do meio ambiente e conservação”;
- o anexo I ao Decreto nº 2.335, de 06.10.97, no seu artigo 4º, incisos IX, XX e XXIII, apresentam como competências da ANEEL, respectivamente, “incentivar o combate ao desperdício de energia no que diz respeito a todas as formas de produção, transmissão, distribuição, comercialização e uso da energia elétrica”, “articular-se com outros órgãos reguladores do setor energético e da administração federal sobre matérias de interesse comum” e “estimular e participar das atividades de pesquisa e desenvolvimento tecnológico necessário ao setor de energia elétrica”.

⁷³ O MME deve submeter a proposta de política ao Conselho Nacional de Políticas Energéticas – CNPE (Lei n. 9.478/97), o qual é presidido pelo MME e tem como atribuição propor ao presidente da república as políticas para o setor de energia.

■ 9.3. Estratégias de Eficiência Energética no Brasil até 2030

Para atingir o objetivo de cumprir a meta definida para o programa de conservação induzido, de 5% do mercado de energia elétrica em 2030 - proporcionado como se fosse uma oferta virtual de energia e que é adicional a uma hipótese de conservação autônoma de mesma magnitude, já descontada da demanda, torna-se necessário criar as estratégias de eficiência energética que definirão os mecanismos que o Governo implementará ou fomentará visando atingir a meta especificada.

A diretriz que norteará a construção das estratégias é a criação de mercado de maior escala e menor incerteza para a eficiência energética no Brasil. Para detalhar a proposta, as estratégias serão divididas em três grupos principais: Estratégias Gerais, que compõem as grandes medidas que balizarão todas as seguintes; Estratégias Estruturantes, cuja finalidade é prover os alicerces necessários para o sólido desenvolvimento das estratégias operacionais; Estratégias Operacionais, que visam implementar as diretrizes.

A seguir são apresentados os três grupos de estratégias, comentando os mecanismos gerais existentes e as novas propostas que deverão compor cada estratégia.

Estratégias Gerais

Eficiência Energética como uma Opção de Investimento no Planejamento do Setor Energético Brasileiro

Em que pese o fato do Brasil ser referência internacional no que concerne aos programas de eficiência energética, os investimentos, em eficiência energética, feitos até hoje no país, são marginais frente aos investimentos alocados nas opções disponíveis de aumento da oferta de energia. Adicionalmente, o monitoramento e a verificação de resultados têm sido instrumentos pouco freqüentes, mas que evoluíram significativamente em anos recentes. Esses fatos mostram que o tema eficiência energética ainda não estava tendo o destaque que atualmente se impõe nas discussões do planejamento energético.

Uma nova abordagem para efetivamente inserir a eficiência no planejamento se faz necessária, exigindo definições mais claras sobre diretrizes, metas e investimentos a serem realizados em energia elétrica e combustíveis e, assim, traçar as estratégias e mecanismos que o governo possa empregar.

A estratégia aqui proposta é a de evoluir nas discussões sobre os novos conceitos e aperfeiçoar a metodologia de introdução da eficiência energética no planejamento do setor energético como um todo e não somente para o elétrico. Mas, o fato de maior importância é considerar, de forma sistemática, a eficiência energética como opção aos investimentos na ampliação da produção de energia.

Política de Eficiência Energética do Governo Federal

Dante do contexto atual, é imperativa a necessidade de detalhamento e de implementação de uma Política Nacional de Eficiência Energética (que trata a Lei nº 10.295/01), política esta que deverá nortear o conjunto de medidas de eficiência do Governo Federal para induzir os consumidores e produtores de energia a atingir metas de conservação, por meio de medidas de eficiência energética.

Essa Política deve ter amplitude nacional e objetivo geral de orientar a ação dos diversos entes governamentais e privados, no combate ao desperdício energético e na construção de uma sociedade energeticamente eficiente, direcionando recursos, aperfeiçoando o marco legal e criando uma cultura para o combate do desperdício de energia e para a preservação dos recursos naturais.

Para alcançar tal objetivo, são definidas as seguintes diretrizes:

- Criar um ambiente sustentável para a indústria de eficiência energética;
- Estimular o aumento da eficiência energética de equipamentos, sistemas e processos produtivos;
- Incorporar, de forma sistematizada, a eficiência energética no planejamento de curto, médio e longo prazo do setor energético;
- Fomentar a substituição de fontes energéticas sempre que isto representar ganhos sistêmicos de eficiência;
- Direcionar o poder de compra governamental para a aquisição de produtos e serviços eficientes, do ponto de vista energético;
- Fomentar a redução de perdas técnicas nos sistemas de produção, transporte e distribuição de energia;
- Apoiar a otimização da matriz energética no setor de transporte de forma integrada.

Tanto o objetivo quanto as diretrizes apresentadas refletem o resultado de um longo debate entre especialistas da área e da permanente interação do MME com as instituições que estes representam.

Planejamento de Ações de Eficiência Energética

As estratégias e medidas de fomento contempladas na Política deverão ser detalhadas em mecanismos, infra-estrutura e orçamentos necessários para garantir a meta prevista no PNE, para o horizonte de 2030. Assim, a elaboração de um Plano Nacional de Eficiência Energética - PNEf seria um instrumento adequado para o detalhamento das estratégias traçadas no âmbito da Política de Eficiência e do PNE, bem como o estabelecimento das medidas necessárias a sua operação.

A elaboração de tal plano deverá ser supervisionada por um grupo técnico, coordenado pelo MME, composto por representantes das principais partes envolvidas, contemplando outros Ministérios, Agências Reguladoras, Associações, etc.

Ampliar a Base de Informação

A principal barreira identificada para definir as perspectivas de eficiência energética, no horizonte de longo prazo é a precariedade das informações disponíveis. Essas possuem grande incerteza e, na maioria das vezes, são escassas e sem metodologia única e consolidada de obtenção.

As entidades encarregadas de planejar, implementar e monitorar programas de eficiência energética necessitam de informações, tais como estatísticas detalhadas sobre custos, rendimentos e vendas de equipamentos e veículos, resultados de pesquisas de campo sobre posse e hábitos de usos, além de informações sobre as respostas dos diversos grupos de consumidores às diferentes medidas de conservação.

Bancos de dados contendo tais informações têm sido montados por diversos países desenvolvidos desde a década de setenta. Em função dos custos significativos das pesquisas de campo, isto não tem ocorrido na maioria dos países em desenvolvimento, inclusive no Brasil. Existe atualmente investimentos do PROCEL nessa área, mas que carecem ainda de reforços e da abordagem dos demais programas nacionais. Sem uma base de dados consistente, que inclua o levantamento de tecnologias disponíveis ou em estudo (e análise de sua potencialidade de mercado) e metodologia de resultados de projetos, não se podem modelar, de forma confiável, programas de eficiência energética no planejamento do setor energético brasileiro.

Atento às suas atribuições, o Ministério de Minas e Energia deverá coordenar a elaboração desses estudos e a criação de um sistema de informações de eficiência energética eficaz que o subsidie no monitoramento e no processo de planejamento das perspectivas futuras para a eficiência energética.

Trabalho de Articulação

Promover a articulação entre os principais agentes econômicos e governamentais para a criação de mercado sustentável para a eficiência energética é uma estratégia essencial para o sucesso da estruturação da Política de Eficiência Energética e da elaboração e implementação de um primeiro PNEf.

Estratégias Estruturantes

Assegurar Recursos para Viabilizar as Estratégias Propostas

(a) Estrutura Institucional

Atualmente, o Governo Brasileiro adota a estratégia de descentralizar o gerenciamento dos programas de eficiência energética, que tem apresentado alguns problemas estruturais, como os da estrutura necessária de recursos humanos e os orçamentários para uma eficaz coordenação geral e integrada. Por outro lado, a experiência internacional mostra a adoção de estruturas de rede para gerenciar se os programas funcionam bem, em vários países.

Vislumbra-se a conveniência de rever a estrutura existente no Brasil e propor a ampliação e novas capilaridades para viabilizar a implantação das medidas que serão preconizadas no futuro Plano Nacional de Eficiência Energética. É importante contar com corpo técnico capacitado e suficiente para gerenciar os atuais programas e os novos mecanismos, de forma a garantir ao sistema a efetivação da energia conservada prevista e, portanto, a segurança do sistema.

Paralelamente ao fortalecimento institucional, é importante criar a cultura de grupos técnicos para tratar assuntos específicos, tais como a elaboração do primeiro PNEf.

(b) Financiamento dos Programas

O financiamento atual dos programas de eficiência energética no Brasil provém de várias fontes: recursos orçamentários da Petrobrás e Eletrobrás; da Reserva Global de Reversão (RGR); recursos de fundos internacionais, como o Global Environmental Facility (GEF), a fundo perdido; 0,50% da receita operacional líquida (ROL) das empresas concessionárias distribuidoras de energia elétrica (Programa PEE); empréstimos bancários para ESCOs (BNDES, Caixa Econômica Federal) e consumidores; e capital próprio de consumidores. Como se observa, a maior parte dos recursos têm origem no setor público via mecanismos compulsórios de mercado (percentual mínimo de investimento). Existe um mercado, ainda pouco utilizado, para a eficiência energética, em nível mundial, advindo do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL).

A proposta de alteração do escopo da abordagem dos programas de eficiência energética na futura expansão do setor energético brasileiro, evidentemente, requer investimentos maiores do que os praticados atualmente, e boa parte desses recursos adicionais terá que vir de capital próprio privado e empréstimos a consumidores, indústrias, ESCOs e empresas concessionárias. Será necessário estudar em profundidade uma estrutura de atração de capital privado e de financiamentos bancários maciços aos programas.

Nesse contexto, deve-se prosseguir no exame das diversas possibilidades de criação de mercado de eficiência energética, tal como é a já mencionada opção de leilão de energia nos EUA e os Certificados Brancos que vêm sendo estudados. De fato, uma mudança dessa magnitude requer discussões com os vários atores, direta ou indiretamente ligados à eficiência energética, que serão afetados por esta mudança: outros organismos do governo; empresas; agências reguladoras; instituições financeiras entre outras. Portanto, a proposta aqui descrita fica como uma primeira abordagem do tema, que após o seu amadurecimento será detalhada no primeiro PNEf.

Monitorar e Verificar os Resultados

A proposta de novos programas de eficiência energética como opções à expansão da oferta de energia só será factível se procedimentos claros, precisos e consolidados de monitoramento e verificação (M&V) dos resultados forem adotados no País, assim como sua fiscalização. No caso do setor elétrico, por exemplo, como a meta de energia conservada decorrente do programa induzido, efetivamente deverá substituir a implantação de um empreendimento de geração, na hipótese de não se atingir a meta da “usina virtual” (de conservação), além das sanções cabíveis, deverá haver planos de contingenciamento para evitar o comprometimento do atendimento a demanda e, dependendo do prazo, a segurança do sistema.

Existem dois focos para essa estratégia: a análise dos resultados de medidas estruturantes ou de conservação indireta, difíceis de mensurar, e a análise de resultados de medidas operacionais ou diretas. Nesse primeiro grupo, os próprios programas vêm investindo em novas e mais consistentes metodologias. O segundo grupo, atualmente em sua maioria fiscalizados pela ANEEL, também vêm investindo em metodologias e na melhoria da estrutura, mas apresentam dificuldades maiores. Contudo, tanto a experiência nacional como, principalmente, a experiência internacional avançaram bastante sobre as questões metodológicas.

Os estudos do PNEf deverão unificar os procedimentos de Monitoramento e Verificação e rever sua estrutura de implementação e fiscalização, beneficiando-se, evidentemente, o máximo possível, da experiência internacional e nacional, não negligenciando da necessidade de tais procedimentos únicos serem discutidos com os atores afetos a este processo.

Aperfeiçoar o Marco Legal de Forma a Incentivar o Mercado de Eficiência Energética

Embora o Brasil disponha, atualmente, de vasto arcabouço legal e normativo, cujo escopo abrange o PBE, PROCEL, CONPET, PEE, a Lei de Eficiência Energética, dentre outros, as novas estratégias operacionais podem requerer seu aperfeiçoamento. Como exemplos, podem-se citar: mudanças na regulação tarifária das concessionárias distribuidoras de energia elétrica e gás natural canalizado, que permitam a obtenção de lucros com programas de eficiência energética; e utilização regular e mais intensa de incentivos fiscais à aquisição e utilização de equipamentos e à adoção de processos mais eficientes etc.

Durante a elaboração do primeiro PNEf, poderia ser criado um grupo técnico para tratar da revisão do marco legal, que deverá tomar em conta a continuidade da evolução sistemática das estratégias de eficiência energética.

Construir uma Cultura de Combate ao Desperdício de Energia

Prover informações aos consumidores sobre hábitos mais eficientes no uso da energia, bem como orientá-los na aquisição de equipamentos de maior eficiência, têm sido medidas de fomento à eficiência energética praticada no mundo todo, desde a década de setenta. No Brasil, tais medidas têm sido implementadas no âmbito dos programas PBE, PROCEL e CONPET, desde a sua criação, e vêm evoluindo ao longo do tempo. Destaca-se, por exemplo, o lançamento, em 2006, pelo PROCEL, do sítio de acesso livre na Internet do Centro Brasileiro de Informação de Eficiência Energética – PROCEL Info. O atual Plano Estratégico do CONPET (Conselho Consultivo do CONPET, 2006) prevê investimento de R\$ 9,72 milhões em Marketing & Comunicação, no período 2007-2011.

A capacitação de pessoal em eficiência energética, envolvendo palestras, cursos de treinamento, oficinas de trabalho (níveis fundamental e médio) e o oferecimento de disciplinas sobre uso eficiente de energia em cursos técnicos e de nível superior no País, é um outro método de fomento muito importante para construir essa cultura. O PROCEL e o CONPET, especialmente via os programas PROCEL e CONPET nas Escolas, obtiveram grande progresso. O atual Plano Estratégico do CONPET (Conselho Consultivo do CONPET, 2006) prevê investimentos da ordem de R\$ 12,16 milhões no CONPET na Educação, no período 2007-2011.

Deve-se dar continuidade e intensificar os trabalhos que já vêm sendo feitos neste sentido para mobilizar permanentemente a sociedade no combate ao desperdício de energia.

Estratégias Operacionais

Fomentar a Inserção de Equipamentos, Edificações e Processos mais Eficientes no Mercado

Esta primeira estratégia objetiva a transformação do mercado de equipamentos, processos e edificações, de forma a elevar a eficiência média destes produtos. Nesse contexto, três mecanismos de fomento utilizados no Brasil têm se mostrado eficazes: a etiquetagem, os selos para os equipamentos mais eficientes, e os de níveis mínimos de eficiência obrigatórios para novos equipamentos. As duas primeiras medidas atingem esse objetivo indiretamente, por meio da indução da retirada voluntária e gradual do mercado, pelos fabricantes, de seus modelos menos eficientes, enquanto que a terceira medida impõe tal retirada, nos prazos previstos no instrumento legal utilizado. No Brasil, a prática tem sido primeiro conceder a etiqueta (PBE) aos produtos, prover o selo de eficiência (Selo PROCEL e CONPET) aos equipamentos mais eficientes e, posteriormente, estabelecer níveis mínimos de eficiência obrigatórios pela aplicação da Lei de Eficiência Energética, conforme anteriormente mencionado.

No âmbito do PBE e dos Selos PROCEL e CONPET, planeja-se, até 2010, acrescentar outros 21 equipamentos ao conjunto de 29 já etiquetados, totalizando 50 equipamentos. No âmbito da Lei de Eficiência Energética, prevê-se o estabelecimento dos índices mínimos para outros 15 equipamentos. Merecem especial destaque os trabalhos para a etiquetagem das edificações no País, cuja metodologia prevê a classificação dos edifícios com base em critérios técnicos de iluminação, condicionamento de ar e envoltória.

A concessão de incentivos fiscais, facilidades creditícias e descontos tarifários para a aquisição de equipamentos e veículos eficientes tem sido outro mecanismo utilizado em muitos países, desde a década de setenta, mas pouco utilizado no Brasil. Entretanto, esse mecanismo deve ser trabalhado conjuntamente com outros atores do governo.

Além dos mecanismos de indução de transformação de mercado, é necessário que haja uma estratégia que vise disponibilizar alternativas tecnológicas para fazer frente à demanda por maior eficiência dos equipamentos, edificações e processos. Essa questão será tratada separadamente, pois transcende o tema da eficiência energética.

Em alguns países, é corrente a prática do uso do poder de compra do governo para fomentar a constituição do mercado de determinados produtos (EUA, Austrália, Japão e países integrantes da Comunidade Européia). As chamadas aquisições verdes consistem da incorporação de requisitos de sustentabilidade para as aquisições públicas. No Brasil, o governo tem em curso a elaboração de um manual de compras públicas sustentáveis, que orientará a aquisição de produtos e serviços com base em critérios de sustentabilidade.

Em resumo, a estratégia seria:

- continuar o processo de sucesso de etiquetagem, selo e estabelecimento de níveis mínimos de eficiência obrigatórios para equipamentos, edificações;
- subsidiar a política industrial, junto aos Ministérios da Fazenda e do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior, para gerar mecanismos fiscais de incentivo ao uso de produtos eficientes no uso da energia; e
- fomentar a inovação tecnológica em eficiência energética.

Reducir Desperdícios de Energia Junto à População de Baixa Renda

No caso do setor elétrico, uma parcela elevada dos consumidores no Brasil é caracterizada na sub-classe residencial baixa-renda, com direito a tarifas subsidiadas. Entretanto, mesmo com os valores baixos das tarifas, existe elevada percentagem de furtos de energia entre esses consumidores, seja pelo baixo poder de compra ou outros problemas sociais, que levam a elevado nível de desperdício de eletricidade. A estratégia utilizada atualmente pela ANEEL foi, a partir do atual ciclo (2005/2006) do PEE, direcionar pelo menos 50% dos recursos desse programa para o uso eficiente de energia junto a consumidores residenciais de baixa renda, envolvendo vários tipos de ações e mecanismos de fomento.

É prudente manter a estratégia da ANEEL até que se obtenha maior regularização das ligações e sedimentação da cultura de combate ao desperdício de energia, para posteriormente, poder reduzir este recurso gradualmente, direcionando-o para outras estratégias de eficiência energética. Contudo, é importante manter sempre percentual mínimo para esse fim, no sentido de garantir, a esse grupo da população, condições do uso da energia de forma sustentável, mostrando que a eficiência energética pode ser aplicada também num caráter social.

Otimizar Processos e Instalações Industriais, Comerciais e de Serviços no Ponto de Vista Energético

Ações específicas visando a otimização energética de processos industriais vêm sendo implementadas no Brasil desde a década de setenta. Tais ações junto com outras similares voltadas a grandes instalações comerciais e do setor de serviços, públicos e privados, tiveram um incremento nos últimos anos em função da estruturação do mercado das ESCOs. O PROCEL, por meio de seus programas PROCEL na Indústria, Gestão Energética Municipal, EPP (Eficiência Energética nos Prédios Públicos), RELUZ e SANEAR, tem atuado nesses setores direta e indiretamente.

Os mecanismos mais utilizados por estes programas são o treinamento de multiplicadores e agentes, o investimento em centros de pesquisa, laboratórios e pesquisas aplicadas e a concessão de financiamentos em condições favoráveis. Dessa forma, perenizam-se os resultados por meio da disseminação de informações acerca da conservação e do uso racional da energia, mantendo-se a sustentabilidade pela ampliação de infra-estrutura de pesquisa para avanços nessa área. Outro mecanismo de sucesso utilizado por esses programas são os prêmios para melhores práticas, e a divulgação de casos de sucesso no aumento da eficiência energética.

No que tange ao setor industrial, é imprescindível estabelecer ambiente sustentável de mercado, de forma que as ações promovidas no âmbito do PROCEL e do CONPET, em caráter demonstrativo, sejam perenizadas. Ademais, em semelhança ao que se pratica nos EUA e Canadá (Martins et. alii, 1999), devem-se firmar acordos com grandes consumidores, de forma a reduzir seu consumo energético específico, auferindo os respectivos ganhos financeiros, ambientais e sociais.

Vale ressaltar que o setor industrial e os grandes centros comerciais e de serviços, respondem por mais de 50% do consumo total de energia elétrica e parte significativa do consumo de combustíveis, característica essa que se mantém no horizonte até 2030.

A estratégia recomendada neste caso seria:

- reforçar os mecanismos existentes, mantendo sempre treinamentos e investindo em centros de pesquisas, incentivando boas experiências por meio de prêmios.
- Estimular, no setor industrial, grandes centros comerciais e serviços, um cenário de mercado que incentive, de forma sustentável, o investimento na eficiência energética. Conforme comentado na estratégia para assegurar recursos, existem algumas opções que deverão ser devidamente estudadas, tais como o leilão de eficiência energética, certificados brancos ou cotas mínimas, que deverão ser definidos e detalhados no primeiro PNEf.

Aperfeiçoar a Regulação Tarifária para Estimular Investimentos em Eficiência Energética

Desde a década de oitenta começaram a ser implantados, sobretudo nos EUA, métodos de regulação tarifária por incentivos, que visam compartilhar, entre concessionárias monopolistas e seus consumidores, eventuais benefícios associados a melhorias no seu desempenho econômico. Entre esses métodos, pode-se destacar a regulação por teto de receita (revenue cap), que possibilita a obtenção de lucro adicional para as concessionárias de eletricidade por meio de programas de eficiência energética, uma vez que este método desassocia essas receitas das suas vendas.

Alguns especialistas da área acreditam que tanto a regulação tarifária tradicional, de tarifa pelo custo, quanto a regulação por teto tarifário, vigente no setor elétrico brasileiro, desestimulam investimentos em programas de eficiência energética. Estes sugerem que a adoção de tetos de receita ou de um sistema híbrido teto de receita/tarifário na regulação tarifária de empresas concessionárias distribuidoras de energia elétrica e de gás natural canalizado no Brasil atrairia investimentos adicionais destas empresas para a promoção da eficiência energética. Ressalta-se que devem ser excluídos dessa abrangência, os recursos aplicados nos PEE das concessionárias distribuidoras de eletricidade. Outra possibilidade que poderia ser estudada para o Brasil seria o repasse do custo do “possível” leilão de eficiência energética (ou outro mecanismo a ser definido no PNEf) para a tarifa, além das tarifas diferenciadas.

Todas essas abordagens possuem arestas e, portanto, devem ter sua sustentabilidade avaliada. Esta é uma estratégia complexa, pois envolve vários atores, direitos e regras de mercado. Por esse motivo, deve ser foco de estudo do PNEf para melhor conhecer tais opções.

Mas pode-se apresentar como uma diretriz geral que se deve estudar melhor a política de tarifa de forma a incentivar eficazmente a eficiência energética nos vários grupos de consumo de energia elétrica.

Substituir Fontes de Energia, com Ganhos Sistêmicos de Eficiência

A segurança no suprimento, a qualidade do energético e a redução de impactos no meio ambiente são fatores que se somam aos ganhos econômicos decorrentes da substituição adequada de fontes de energia para um determinado uso final. Algumas substituições implicam ganhos sistêmicos de eficiência, como é o caso da troca dos chuveiros elétricos por aquecedores solares ou a gás natural, ou ainda, em maior porte, a implantação de unidades de cogeração em substituição a unidades separadas de produção de eletricidade e

calor. Nesses casos, os governos de vários países têm oferecido diversos tipos de subsídios para tornar estas substituições economicamente atrativas.

Uma diretriz geral para esta estratégia seria o incentivo a fontes alternativas que gerem ganhos sistêmicos, priorizando -se três pontos:

- incentivo à substituição do aquecimento de água obtido a partir da energia elétrica por solar;
- incentivo à cogeração e geração distribuída, que em função de sua amplitude e complexidade será tratado separadamente na próxima seção; e
- incentivo às fontes de combustíveis renováveis.

O maior potencial para o uso do aquecimento solar de água concentra-se no setor residencial, mas não se restringe a ele. Outras aplicações significativas são: no setor industrial, podem ser utilizados no pré-aquecimento de caldeiras, e, no setor comercial, em chuveiros e piscinas. A estratégia de incentivo ao uso do aquecimento de água por energia solar já está sendo estudada, em conjunto com o Ministério de Meio Ambiente, e será contemplada em programa específico de incentivo.

O incentivo ao uso de combustíveis alternativos no setor de transportes é também importante nesta estratégia, pois este setor responde por mais de 30% do uso de combustíveis no Brasil. Deve haver fomento à inserção no mercado de sistemas motrizes alternativos: veículos elétricos, biocombustíveis, hidrogênio, subprodutos de refino de petróleo, etc.

Apoiar a Otimização da Matriz de Transportes no Brasil

A atual matriz de transportes do Brasil apresenta, sob o ponto de vista energético, potencial significativo de otimização, a qual, em primeiro plano, deverá ser norteada pelo atendimento eficaz às demandas de cargas e passageiros. Essas demandas, por seu turno, dependem da evolução prevista da distribuição espacial das expansões estimadas dos principais centros de produção e consumo no País, e são condicionadas pela evolução futura da capacidade de financiamento das diversas infra-estruturas modais de transporte. No entanto, a minimização do consumo energético, assim como dos impactos ambientais, deve pautar essa otimização, de forma que a evolução da matriz se dê, também, em base energética e ambientalmente sustentável.

Conforme os estudos do PNE, a integração dos modais com maior utilização dos modais ferroviário e aquaviário, marítimo e fluvial, para o transporte de cargas, bem como do transporte coletivo urbano, preferencialmente ferroviário, pode propiciar economia significativa de combustíveis, proporcionando maior competitividade a muitos setores da economia. Essas conversões e integração de modais de transporte preconizadas anteriormente só podem ser viabilizadas de maneira gradativa por conta dos pesados investimentos nas diversas infra-estruturas de transporte que requerem. Por outro lado, existem medidas de fomento à eficiência energética que podem ser adotadas em prazo mais curto, tais como a utilização de corredores viários urbanos, a construção de ciclovias, a implantação da inspeção veicular em todo o território nacional, etc.

Cabe ao Ministério dos Transportes, coordenar essa otimização, e fazer com que outras instituições afetas ao tema, dentre as quais se incluem os Ministérios das Cidades, de Minas e Energia, e do Meio Ambiente, tomem parte no processo. A estratégia neste caso seria apoiar o Ministério dos Transportes nessa atividade com prioridade, em função de sua estreita relação com o consumo de combustíveis.

■ 9.4. O Papel da Geração Distribuída e da Cogeração

A Geração Distribuída – GD, que consiste na produção de energia próximo às unidades consumidoras, torna-se eficaz para a Segurança Energética e o Desenvolvimento Sustentável por meio das seguintes características:

- proximidade da carga geralmente reduz os custos e as perdas no transporte de energia elétrica, aumentando a disponibilidade;
- agilidade, modularidade e reduzido tempo médio de implantação dos empreendimentos de GD permitem a correção de eventuais desvios no planejamento integrado em curto prazo;
- flexibilidade de operação permite a atuação desses na base, na ponta ou como reserva próximo à carga;
- possibilidade de viabilizar, de forma sustentável, energias primárias regionais renováveis (bioeletricidade e alternativas), com baixa emissão de poluentes;
- aproveitamento, por meio, principalmente, da cogeração, de resíduos de processos produtivos, freqüentemente desperdiçados;
- atendimento a áreas remotas com baixa densidade de carga, de forma técnica e economicamente viável, proporcionando a essas comunidades melhor qualidade de vida e o desenvolvimento efetivo da atividade econômica, contribuindo para a sustentabilidade da universalização;
- estímulo ao desenvolvimento de novas tecnologias e, consequentemente, criação de oportunidades de trabalho, geração de emprego e renda, patentes e a arrecadação de impostos para o país, e, eventualmente, contribuindo para reduzir a dependência tecnológica externa, corroborando com os esforços do país para o equilíbrio da balança comercial;
- oportunidades de desenvolvimento para a indústria nacional - geração e comercialização de energia, máquinas e equipamentos, operação e manutenção de centrais energéticas.

As unidades de GD constituem três grandes grupos: pequenas centrais termelétricas (PCT), pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e centrais energéticas de fontes alternativas e renováveis.

As PCTs podem utilizar as mais diversas fontes como recursos: fósseis (gás natural e derivados de petróleo); renováveis (biomassa de origem vegetal e animal, proveniente de resíduos de processos produtivos ou cultivados com o propósito específico de geração de energia elétrica); e advindos de processos químicos industriais (efluentes gasosos, enxofre, gás de alto forno e gás de processo).

A geração termelétrica implica, necessariamente, na produção de calor residual, que pode ser aproveitado, ainda que parcialmente, em outros processos, por meio da cogeração. Em 2004, a cogeração foi responsável pela oferta de 7,2% da energia elétrica consumida no Brasil (PAIVA, C, 2004). A expectativa para o crescimento da cogeração no Brasil concentra-se na indústria, com oportunidade de fazer uso de suas utilidades, eletricidade e calor, aumentando a rentabilidade do empreendimento, sem aumentar o impacto ambiental.

As Centrais Energéticas de Fontes Alternativas e Renovável compreendem a utilização de recursos disponíveis na natureza, não provenientes de processos de extração, e que não podem, portanto, ter seus estoques esgotados pela exploração humana, para convertê-los em energia elétrica e calor. O Brasil apresenta um amplo potencial para a utilização dessas centrais. Contudo, em sua maioria, as fontes utilizadas nessas centrais encontram-se em estágios de pesquisa, tais como energia dos oceanos e hidrogênio, ou em inserção no mercado por meio de apoio de programas, tais como a energia eólica, por meio do PROINFA, e a energia solar, por meio do Luz para Todos.

Estratégia para o Incentivo à Geração Distribuída no Brasil

Conforme caracterizado anteriormente, a GD é uma opção sustentável que contribui para a segurança e o crescimento do sistema, com enorme potencial de utilização no Brasil. Corretamente estimulado, o setor produtivo, especialmente aquelas indústrias com maior potencial de cogeração, em que a eficiência global e as margens de lucro são maiores, pode contribuir substancialmente para a oferta interna de energia.

Dessa forma, as diretrizes para a estratégia de incentivo à geração distribuída no Brasil são:

- Fomento ao desenvolvimento de fornecedores nacionais de equipamentos para GD, por meio de linhas de crédito e incentivos fiscais, para transferência tecnológica de produtos, processos e aquisição de lotes pioneiros;
- Definição de padrões técnicos de interconexão adequados e viáveis à geração distribuída, para utilização nacional;
- Apoio específico à auto-produção de pequeno porte;
- Financiamento de projetos demonstrativos da viabilidade técnica, operacional e financeira;
- Incentivo à geração de energia elétrica a partir de resíduos sólidos urbanos, nos grandes centros urbanos, utilizando o gás de aterros sanitários;
- Investimento em pesquisa, desenvolvimento e inovação tecnológica nesta área, conforme será abordado na seção sobre Inovação Tecnológica deste documento; e
- Revisão do marco legal, com a flexibilização dos critérios de enquadramento para a migração de consumidores cativos ao mercado livre.

■ 9.5. Considerações Finais

O conjunto de propostas de estratégias gerais, estruturantes e operacionais visam dotar o planejamento de participação expressiva de programas de eficiência energética, de diversas modalidades e abrangendo todos os setores da economia, no atendimento às necessidades futuras de energia da sociedade brasileira, refletidas na meta definida para o programa de conservação induzida.

Essas estratégias estão em consonância com os objetivos e as diretrizes para o detalhamento de uma Política Nacional de Eficiência Energética e refletem o estado-da-arte na condução de programas de eficiência energética no exterior, bem como a experiência adquirida no Brasil.

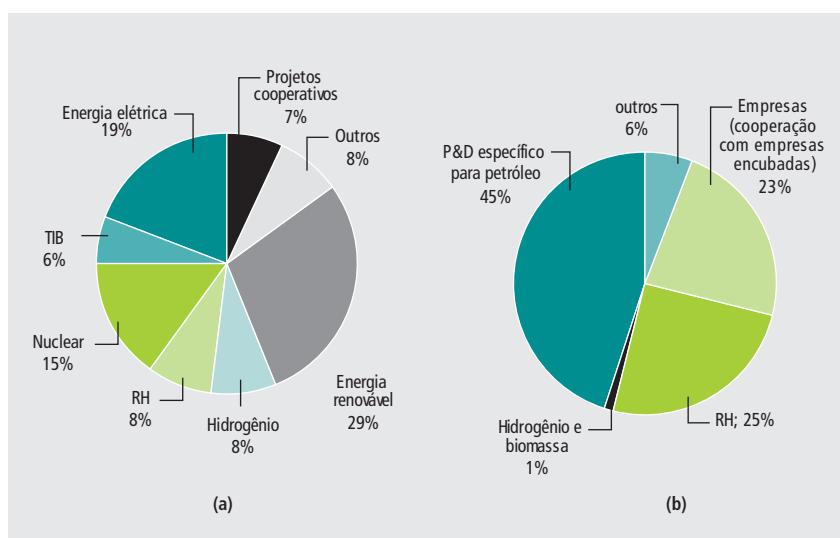
10. Inovação Tecnológica

■ 10.1. Evolução do Incentivo a Inovação Tecnológica no Setor de Energia do Brasil

Antes de 1998, as ações de desenvolvimento científico e de pesquisa tecnológica em curso no Brasil eram financiadas pelo CNPq, FINEP, Eletrobrás, Petrobrás, além de iniciativas isoladas de concessionárias. As duas primeiras instituições tinham seus orçamentos anuais definidos pelo Governo Federal, os quais variavam fortemente de um ano para outro. Necessitando de desenvolvimento tecnológico aplicado, as duas últimas instituições criaram seus centros de pesquisas, nomeadamente o Cepel, CT-Gas e o Cenpes. No âmbito estadual, referência deve ser feita à criação das Fundações de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico, às Secretarias de Desenvolvimento Científico e Tecnológico e à criação do LACTEC, na época vinculado à COPEL-PR. Via de regra, os projetos de pesquisa desenvolvidos pelas universidades eram desvinculados das demandas do setor produtivo.

A criação dos fundos setoriais, em 1999, constituiu uma nova oportunidade para o fomento à pesquisa. Em alguns casos, os recursos desses fundos são executados por meio de editais de demanda induzida de projetos com vistas ao atendimento a necessidades específicas do setor produtivo. Outro fator favorável ao desenvolvimento de inovações no Brasil é a Lei de Inovação Tecnológica, que possibilita o recebimento de recursos do FNDCT por empresas que invistam em pesquisa e desenvolvimento tecnológico. A distribuição dos recursos do CT-ENERG e do CT-PETRO, empenhados em 2006 num montante de R\$ 79,8 milhões e R\$ 86,35 milhões, respectivamente, são apresentadas nas figuras a seguir.

Figura 10.1: Aplicação dos Recursos em 2006: (a) CT-ENERG e (b) CT-PETRO



Fonte: (MCT, 2006)

Em termos simplificados a pesquisa científica consiste de cinco etapas:

- Pesquisa básica: caracterização de fenômenos físicos inovadores e validação dos experimentos;

- Desenvolvimento tecnológico: restrição e simplificação do escopo inicial resultante da pesquisa básica;
- Projeto demonstrativos: implantação do projeto para fins de comprovação da viabilidade técnica e operacional;
- Protótipo de série: adequação dos produtos com base em requisitos de produção em larga escala;
- Projetos de eficientização: ajuste do produto com vistas ao incremento de seu desempenho, competitividade e funcionalidade.

Empresas e governo têm interesses distintos com referência às diferentes etapas da inovação. Empresas preferem investir em tecnologias após estas alcançarem a etapa de projeto demonstrativo, uma vez que a sua rentabilidade pode ser mensurada, e pouco interesse em investir nas fases iniciais devido a seus altos custos, longos tempos de maturação além de uma larga incerteza no seu potencial de comercialização. Desta forma, cabe ao governo investir, por meio dos fundos setoriais, e criar mecanismos de mercado que incentivem e direcionem investimentos, prioritariamente, para as primeiras três etapas da evolução da tecnologia inovadora enquanto o setor produtivo naturalmente irá priorizar e utilizar seus investimentos em inovações que estejam nas três etapas finais.

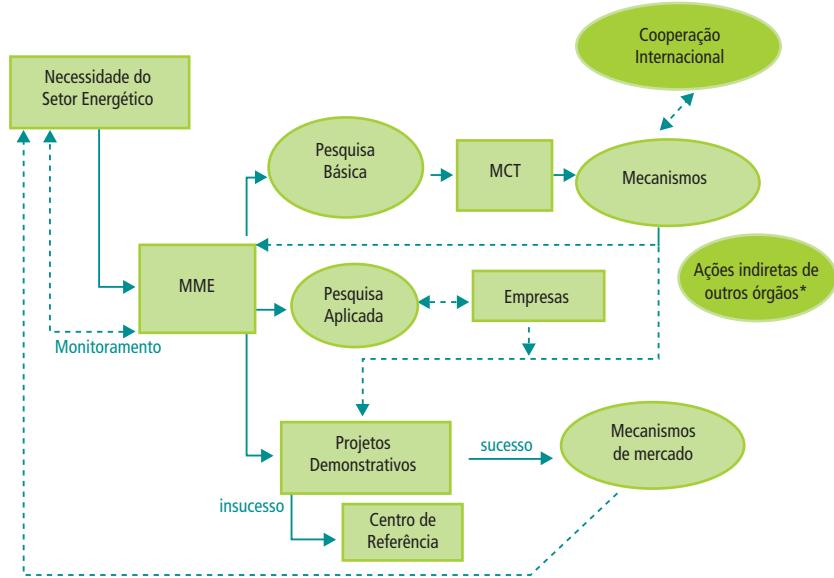
■ 10.2. Estratégia para a Inovação Tecnológica no Brasil

A estratégia para a inovação tecnológica no Brasil deve priorizar tanto a capacidade já instalada quanto a vocação das instituições de pesquisa, bem como focar simultaneamente na formação de recursos humanos e no desenvolvimento de processos e produtos inovadores para o setor de energia. Sendo assim, espera-se que as universidades busquem focar suas atividades nas três etapas iniciais, enquanto que as empresas devem se concentrar nas três etapas finais. No caso de centros de pesquisa que visem o atendimento das demandas das empresas no curto e médio prazos como o IPT, Cepel, Cenpes, Lactec, CT-Gás e similares, devem também concentrar suas ações nas quatro etapas finais.

Assim como muitos países consideram a colaboração internacional neste tema uma estratégia de governo, o Brasil deve buscá-la com o foco de suas ações nas três etapas iniciais do desenvolvimento, deixando as etapas finais, preferencialmente, para as empresas nacionais que buscam obter “competitividade” nos mercados nacional e internacional.

A estratégia de inovação tecnológica para o setor energético no Brasil envolve a participação de vários atores. Conforme mostra a figura seguinte, o Governo, no âmbito do MME, procura identificar as necessidades do mercado, por meio das informações obtidas junto aos agentes do setor energético, nos seus estudos de planejamento e necessidades do consumidor, definindo a quais os principais temas que requerem inovações tecnológicas. Essa informação será passada aos comitês gestores dos fundos setoriais pelos seus representantes nesses comitês, gerenciados pelo MCT, e também para as empresas estatais do setor. As ações decorrentes dessa orientação serão implementadas pelo CNPq, pela Finep e também pelas empresas estatais. Caberá ao CNPq coordenar as ações classificadas como das três etapas iniciais do processo de desenvolvimento da inovação (pesquisa científica, desenvolvimento tecnológico e projeto demonstrativo), enquanto a Finep atuará nas três etapas finais desse processo (projeto demonstrativo, protótipo de série e projetos de eficientização).

Figura 10.2: Estratégia de Inovação Tecnológica



*Tais como MDIC, CNI, MMA, entre outros.

O financiamento dessa inovação será feito tanto com o orçamento dos fundos setoriais quanto os recursos próprios das empresas ou via financiamento do BNDES.

Tabela 10.1: Orçamento Mínimo Anual Disponível para P&D (2006)

Origem	R\$ milhões
CT-Energ	104,9
CT-Hidro	29,9
CT-Petro	509,2
Empresas do Setor Elétrico *	167,6
TOTAL	811,6

Fonte: MCT e ANEEL

* Monitorado pela ANFFI

O MME, no âmbito da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético do MME coordenará a troca de informações entre instituições brasileiras e comunidade internacional, bem como identificará as oportunidades de participação em projetos conjuntos. Atuará também como interlocutor entre as instituições financeiras internacionais e as instituições brasileiras para a identificação de projetos de interesse comum.

■ 10.3. Áreas Estratégicas para Investimentos em Pesquisa no Brasil

O histórico do setor energético brasileiro indica que a vocação brasileira, para obtenção de vantagem competitiva internacional, está concentrada no desenvolvimento de conversão de energia e produção de bio-combustíveis, ambos a partir de fontes renováveis. Em estudos realizados pelo Governo foram identificadas as seguintes tecnologias como prioridades nacionais.

Etanol

O Brasil alcançou excelentes resultados na produção de etanol, tornando-se líder mundial dessa tecnologia e sendo capaz de produzir álcool a custos reduzidos, mas possui o desafio de manter sua liderança em tecnologias com baixo custo e atender uma crescente demanda. Identifica-se como um potencial novo processo, com grande possibilidade de reduzir custos de produção, a hidrólise de lignocelulósicos, e em particular, processos de produção via catálise enzimática. Novos usos para o etanol também são alternativas promissoras, tais como as misturas com o diesel para motores alternativos, a utilização em células a combustível (seja com uso de reformador para produção de hidrogênio ou alimentação direta), e a utilização do etanol para a produção do biodiesel.

Biodiesel e Uso Direto de Óleos Vegetais em Motores

A meta desejada é de reduzir os custos de produção de biodiesel, utilizando etanol como reagente, a valores equivalentes ao da produção de diesel. Essa redução de custo não se restringe somente ao processo industrial, mas também no custo da produção do óleo vegetal, e no desenvolvimento de novas utilizações comerciais para o subproduto glicerina, aumentando assim a receita do processo, bem como estudar outras possibilidade de matéria-prima vegetal. Também surgem como oportunidades de mais longo prazo, o desenvolvimento de novas rotas de produção de biodiesel por meio de catálise heterogênea e enzimática e craqueamento do óleo vegetal. Uma opção interessante para o uso nos sistemas isolados é a utilização de óleos vegetais sendo consumidos em motores diesel após um tratamento simplificado de neutralização e filtragem dos óleos. Ensaios mostram que com pequenas alterações nos motores comerciais é possível fazê-los operar satisfatoriamente.

Gás

A principal barreira é a inexistência da fabricação no Brasil de turbinas a gás e motores alternativos próprios para consumir gás. A disponibilidade desta tecnologia no país implicará numa redução de custos e facilitará o seu emprego nas atividades de cogeração, geração distribuída de eletricidade e utilização de gás de biomassa para geração de energia elétrica. O desenvolvimento de um motor alternativo otimizado, para consumir gás, com sistemas de combustível adequado de maneira a maximizar a eficiência do sistema como um todo, terá impacto nos transportes coletivos urbanos, no transporte de carga, na geração isolada e na viabilização comercial do uso do biogás, animal e/ou vegetal, para geração de eletricidade.

Hidrogênio

De uma forma geral, os compostos orgânicos considerados como insumos químicos para processos de geração de hidrogênio em larga escala são também utilizados como insumos energéticos, como é o caso do uso do etanol, das biomassas, do biogás e do gás natural, sendo necessário, no caso da água, um insumo energético de outra natureza, que, em geral, é eletricidade. As exceções dignas de nota são os processos biológicos (em estágios de pesquisa e desenvolvimento), no qual pequenos organismos vegetais ou animais são utilizados para a produção de hidrogênio como parte de seus processos metabólicos. No geral, a extração do hidrogênio de hidrocarbonetos ou água ainda é dispendiosa e pode ser feita por meio de processos como gaseificação de biomassa (tecnologia desenvolvida), reforma de gás natural ou hidrocarbonetos leves

(tecnologia desenvolvida, principalmente para aplicações em grande escala), reforma de etanol (tecnologia em desenvolvimento), hidrólise (eletrólise) da água (tecnologia desenvolvida, mas apresenta balanço energético negativo) etc. Praticamente, em todos os processos de produção de hidrogênio, uma etapa crucial é a purificação da mistura gasosa rica em hidrogênio, a qual pode representar um custo significativo em relação ao processo global. O potencial do hidrogênio para utilização com fins energéticos é vasto, podendo ser utilizado em células a combustível, turbinas a gás e motores de combustão interna, mas existem limitações à sua utilização devido às condições atuais de produção, armazenamento e distribuição.

Carvão Vegetal

O setor siderúrgico vem substituindo o uso desta fonte oriunda de florestas nativas por florestas plantadas (com tecnologias de produção mais eficientes e ambientalmente corretas), a qual é utilizada na fabricação do chamado “aço verde”. Este fato cria grandes oportunidades para o processo de produtos inovadores, especificamente, em carvoejamento, com maior eficiência de conversão e menor custo, inclusive com aproveitamento integral dos subprodutos, como alcatrão e gases residuais.

Bio-Óleo

É um líquido de alto conteúdo energético produto da condensação dos voláteis de qualquer biomassa vegetal. A conversão de combustível sólido para líquido de valor agregado simplifica a infra-estrutura de transporte e permite o múltiplo uso desse combustível. Pode ser tanto utilizado como energético para geração de energia, quanto como insumo para a indústria química, e em ambos os casos deslocando o consumo de petróleo. Protótipos demonstrativos foram implementados em escala laboratorial, precisando agora evoluir para unidades em escala comercial.

Geração de Eletricidade

• Biomassa Energética

Duas tecnologias se mostram mais viáveis de implementação no Brasil: a queima direta e a gaseificação. A primeira já possui uma capacidade nacional para projeto e fabricação de equipamentos bastante desenvolvidos, mas precisa melhorar a eficiência das caldeiras e trabalhar com elevadas pressões. Quanto à gaseificação de biomassa, a tecnologia está em estágio pré-comercial. A vantagem desta tecnologia é que torna o processo de conversão da biomassa em energia elétrica mais eficiente, com equipamentos mais compactos, dando à planta mais flexibilidade de operação. Uma terceira tecnologia promissora é a utilização de óleos vegetais diretamente em grupos geradores dos sistemas isolados, sem passar por um processo químico de transesterificação. Isso permite que o óleo produzido seja utilizado no local de produção, sem necessidade de transporte do combustível ou processos químico sofisticados. Deve ser estudado também o desenvolvimento de sistema de secagem e estocagem de biomassa, com o objetivo de perenizar a geração em sistemas sujeitos à sazonalidade de safras, especialmente o bagaço de cana.

Objetivando o aproveitamento de calor oriundo da combustão direta de biomassa para a geração de energia elétrica, deve-se investir no desenvolvimento de motores de combustão externa do ciclo “stirling”, e para o aproveitamento de calores residuais de processos, é interessante o desenvolvimento de “Chillers” por absorção.

• **Aerogeradores**

O Brasil já domina uma parte dos processos de fabricação de aerogeradores. Pode-se citar, como exemplo, um grande fabricante de pás além de outros que fabricam torres, partes da nacelle, alguns tipos de geradores etc. Contudo, existem algumas componentes importantes que ainda não são dominados e, portanto, devem ser alvos de investimento em pesquisa, tais como o sistema de controle que é responsável pelo gerenciamento de diversas funções, entre elas o do passo das pás e o do processo de geração de energia. Com a implantação da primeira fase do PROINFA, a qual demandará uma grande participação local de empresas brasileiras, outras tecnologias e processos de fabricação serão aportados no país, podendo aumentar, substancialmente, a capacitação do parque industrial brasileiro. Surge, então, oportunidade para que esse conhecimento seja internalizado no país, numa parceria da indústria e centros de pesquisas, criando capacidade nacional de gerar novos produtos e dar sustentabilidade de longo prazo aos projetos instalados no país.

Cabe ressaltar que a tecnologia offshore também deve ser foco de pesquisas nacionais, visto a possibilidade de uso devido à grande extensão do litoral brasileiro.

• **Pequenas Centrais Hidrelétricas- PCHs**

Devido à potência pequena dessas centrais, limitadas a 30MW, o custo da energia gerada é um pouco mais alto, causando uma redução de competitividade quando comparado com outras tecnologias de geração convencional disponíveis no Brasil. A redução do custo da energia gerada de PCHs passa, necessariamente, pela automação das plantas, seja ela parcial ou total, de maneira que ela seja gerida à distância, reduzindo os custos de manutenção e operação alocada na unidade. Apesar de existir no Brasil um grande potencial para aplicação dessa tecnologia, ela precisa ter seus custos reduzidos. A tendência é que os futuros aproveitamentos hidráulicos demandem por turbinas hidráulicas de alta vazão e baixa queda.

• **Resíduos Sólidos Urbanos- RSUs**

Os dois principais processos de aproveitamento econômico de resíduos sólidos urbanos são a reciclagem e a transformação dos resíduos, que existem consorciados. A reciclagem está ligada à eficiência energética e tem como principal dificuldade tecnológica o desconhecimento do coeficiente térmico de reciclagem de cada material. Fora isso, a eficiência da reciclagem está ligada à definição de modelos de gestão nos sistemas de separação. Já o processo de transformação possui desafios tecnológicos nas quatro principais opções de geração de eletricidade: O uso direto do biogás, produto da decomposição dos RSU; compostagem seca anaeróbica; incineração, aberta nas técnicas de pirólise, de gaseificação e de plasma térmico; e pré-hidrólise ácida.

• **Solar Fotovoltaicas**

A indústria internacional de sistemas fotovoltaicos está em crescimento vertiginoso, há vários anos consecutivos e com taxas de crescimento superiores a 40 % ao ano. A grande maioria dos módulos fotovoltaicos, existentes no Brasil, são fabricados no estrangeiro. A indústria fotovoltaica já reconhece como um possível óbice futuro ao seu crescimento a disponibilidade de silício grau solar, sendo o Brasil o maior exportador mundial de silício no grau metalúrgico. Nesse contexto, surgem, então, para o Brasil, duas oportunidades únicas para a sua inserção nesse mercado. A primeira é aproveitar o programa de universalização do serviço

de energia elétrica como esteio inicial para fomentar, no Brasil, a criação de um parque industrial competitivo de sistemas fotovoltaico capaz, inclusive, de disputar o mercado internacional. A segunda é fomentar, no país, a instalação de indústrias de beneficiamento do silício para fabricá-lo no grau de pureza solar.

• ***Células a Combustível***

Esta tecnologia possui potencial para impactar todo o setor energético. Pela sua simplicidade de operação, ausência de partes móveis, modularidade e elevada eficiência qualifica-se para uso na geração distribuída chegando até o atendimento residencial. Por ser compacta, ela pode ser utilizada para motorização de veículos leves e pesados. As células tipo PEM (membrana polimérica trocadora de prótons) já estão em início de etapa de produção em série, mas ainda possuem como restrição o alto custo e a necessidade de utilização de hidrogênio puro. A potencialidade de remover ou reduzir essas barreiras está nas células a combustível de óxido sólido, que podem usar hidrocarbonetos como combustível abrindo oportunidade de consumir gás natural e etanol diretamente, bem como no desenvolvimento de células a combustível do tipo PEM capazes de operar em temperaturas mais elevadas que as atualmente consideradas. Existe um intenso esforço mundial para o desenvolvimento dessa tecnologia. O Brasil deverá juntar-se nesse esforço, mas devido à sua capacidade de financiamento, deverá concentrar-se na adaptação da tecnologia internacional para atender as características dos energéticos brasileiros, principalmente do etanol, seja desenvolvendo células a combustível em si e/ou reformadores.

• ***Nuclear***

Atualmente, o Brasil tem competência e infra-estrutura de toda a cadeia produtiva da energia elétrica por fonte nuclear. Entretanto, visto que os estudos direcionam para uma inserção significativa desta fonte, é importante olhar para as novas tecnologias que estão sendo pesquisadas internacionalmente. Neste sentido, é importante direcionar pesquisas para esta área, incluindo a fusão nuclear.

• ***Outras Tecnologias a Desenvolver***

Tecnologias que transcedem uma única fonte, tais como o desenvolvimento de inversores com baixo nível de distorção de corrente harmônica, para aplicações em sistemas eólicos e fotovoltaicos ligados a rede, são áreas de grande importância. Mas, o Brasil é um país rico em recursos naturais e minerais. Potenciais de novas fontes e tecnologias desconhecidas de energias e tecnologias devem ser estudados. Como exemplo, existem poucas pesquisas no Brasil sobre a energia dos oceanos, mesmo com nossa vasta área marítima. Desta forma, concluem-se as áreas prioritárias salientando que parte dos recursos devem ser direcionados para estas áreas ainda bastante incipientes e incertas.

Sistema de Transmissão

Os estudos de expansão da oferta de energia elétrica sinalizam a predominância da hidreletricidade nos próximos 25 anos, sendo grande parcela deste potencial localizado na região Norte, na Amazônia, a grandes distâncias dos centros de carga. Nesta situação, a transmissão de grandes blocos de energia elétrica a grandes distâncias, assume grande importância pelos custos envolvidos, requisitos de segurança e confiabilidade, servindo principalmente como instrumento de viabilização dessa expansão. Além disso, estes sistemas

terão papel relevante sob a ótica de inserção regional através do suprimento de pequenas cargas por meios não convencionais.

Assim identifica-se a oportunidade do desenvolvimento de novas tecnologias de transporte de energia a grandes distâncias, que permitam redução de investimentos, com aplicação para o resto do Sistema Interligado Nacional, não se restringindo somente à sistemas de longa distância, e com o compromisso total no respeito às questões socioambientais.

Levando em conta estes aspectos vislumbra-se as seguintes linhas de estudos e de pesquisas, a serem iniciadas com brevidade:

- Transmissão em ultra alta tensão em corrente alternada (UAT-CA >1000kV);
- Linha de transmissão de potência natural elevada (LPNE);
- Transmissão em corrente contínua em extra alta tensão (UAT-CC >+600kV);
- Emprego de equipamentos FACTS;
- Transmissão com meio comprimento de onda e hexafásica.

Eficiência Energética

• Desenvolvimento de Fontes de Luz Baseadas em LEDs (light-emitting diodes)

Um grande progresso tem sido alcançado nos últimos anos no desenvolvimento de LEDs como fonte de luz, não só para sinalização, mas também para iluminação de ambientes. Exibindo baixa emissão de calor, alta compactação e operação em baixos níveis de tensão, os LEDs se apresentam como boa alternativa para redução do consumo em iluminação. Eficiências da ordem de 100 lumens por watt já são alcançadas em LEDs de luz branca. A redução dos custos de produção é, no momento, a principal barreira a vencer para uma maior disseminação desses dispositivos. Oportunidades também existem no desenvolvimento de fontes de alimentação com baixas perdas.

• Sistemas de Controle de Transparência em Vidros

Aplicáveis a projetos de edificações mais eficientes, os vidros ou películas de transparência controlável (a tendência atual é o controle eletrônico) podem auxiliar no melhor aproveitamento da luz natural e permitir controle variável sobre o coeficiente de sombreamento (redução do ganho térmico através de janelas). Embora não seja um uso final da energia em si mesmo, este tipo de material pode reduzir significativamente o consumo de energia em ar condicionado, por exemplo. A indústria automotiva já aplica dispositivos deste tipo no controle de transparência de espelhos porém seu custo ainda é elevado para grandes superfícies.

• Equipamentos Eletrônicos em Modo de Espera

O crescimento do emprego de circuitos eletrônicos no controle de eletrodomésticos nas últimas décadas, inclusive com a intensificação do uso de controles remotos, vem trazendo como efeito colateral o aumento do consumo de energia no chamado modo de espera ("standby"). No setor residencial, estimativas apontam para uma parcela de até 10% do consumo decorrente dos chamados "lopomos" (Low Power Modes). Estudo realizado para o Procel em 2006 aponta uma grande expectativa de aumento de consumo no modo de espera no Brasil com implantação da TV digital, cuja fase de inicial deverá exigir a adoção de adaptadores de sinal para TVs comuns, os chamados "set-top boxes". Estes equipamentos, por suas características de operação,

exigem um maior consumo de energia em modo espera, sendo uma grande oportunidade para desenvolvimento tecnológico na área de fontes de alimentação eletrônicas com baixo consumo em "standby".

• ***Sistemas Motrizes***

A utilização de motores de alto rendimento em substituição aos modelos convencionais é uma grande oportunidade de economia de energia em sistemas motrizes, conforme têm demonstrado os inúmeros diagnósticos energéticos realizados pelo Procel nos últimos 10 anos. Sobretudo em condições de carga constante, esta medida, junto à redução do superdimensionamento de motores, é ainda de larga aplicação. No caso de carga variável, no entanto, a solução mais utilizada é a aplicação de acionamentos eletrônicos. Pela redução da potência aplicada ao motor em períodos de carga parcial ou nula, são obtidas grandes reduções de consumo de energia. Porém, ao mudar o ponto de operação do motor, este pode passar a trabalhar fora da faixa de rendimento ótimo. Duas oportunidades para desenvolvimento tecnológico são vislumbradas neste campo: a otimização do projeto de acionamentos em busca de menor custo de produção e o desenvolvimento de algoritmos de otimização do rendimento do conjunto motor-acionamento em função da carga aplicada.

• ***Outras Possibilidades de Desenvolvimento Tecnológico para a Eficiência Energética***

Existe uma expectativa de significativos potenciais em eficiência energética e, portanto, há uma dificuldade em rastrear todo o assunto. Além do que já foi comentado acima existe um potencial para desenvolvimento tecnológico nas seguintes áreas: outras alternativas construtivas para edificações; sistemas de aquecimento solar de água: materiais, projetos e execução; desenvolvimento de sistemas motrizes alternativos para automóveis leves; Eficiência na indústria de Energia Elétrica (G/T/D); desenvolvimento de turbinas a gás (cogeração e micro-cogeração); desenvolvimento de geradores de vapor alternativos para processos industriais; e aproveitamento de resíduos urbanos e industriais para fins energéticos.

■ **10.4. Conclusões**

O alcance das metas descritas acima depende substancialmente da coordenação e balanceamento das ações envolvendo a pesquisa básica e a pesquisa aplicada, com a definição clara de agentes responsáveis. Para a pesquisa básica, a iniciativa das ações deverá recair sobre o governo que poderá investir em pesquisas aplicadas juntamente com o setor produtivo. Essa prática não é comum no Brasil atualmente, mas deverá ser fomentada ao longo do tempo com a incorporação de recursos humanos de alto nível nas empresas e o incentivo para que essas empresas venham a ter suas próprias unidades de desenvolvimento tecnológico. É desejável uma intensa interação entre o setor acadêmico e o setor produtivo, principalmente na execução de projetos demonstrativos. Isso fará com que o resultado das pesquisas básicas venha a ser utilizado pelo setor produtivo na oferta de produtos e serviços inovadores para a sociedade brasileira a custos módicos.

Deverá também ser concentrado o uso dos recursos disponíveis para a consignação das metas de longo prazo propostas, evitando a pulverização desses meios, o que impossibilitaria o alcance dessas metas. Os órgãos gestores do sistema de P&D&I deverão aplicar os recursos financeiros disponíveis de maneira focada, objetiva, consequente e coerente com as metas de longo prazo e em sintonia com as estratégias nacionais que deve considerar as demandas nacionais e tendências nacionais e internacionais.

O acompanhamento da maturação das tecnologias descritas neste documento é revestido de uma grande

importância. É necessário o acompanhamento da evolução dos projetos para que a efetividade do investimento possa ser constatada e correções de ações sejam tomadas na maior brevidade possível, evitando assim desperdícios.

O instrumento básico para que as metas venham a ser alcançadas é a disponibilidade de recursos humanos capazes de desenvolver, operar e manter as tecnologias desenvolvidas. Isso implica que o país deverá ter ações permanentes na formação de recursos humanos, nos mais diversos níveis tecnológicos e áreas do conhecimento. A formação desse pessoal também deverá ser orientada pelas metas de longo prazo. A identificação de carência de recursos humanos em áreas prioritárias deverá ter por consequência a indução de novos cursos na intensidade e duração necessárias para a qualificação do país, assim como formação de profissionais no exterior, quando o tema necessitar, frente a uma eventual limitação da academia nacional.

Finalmente, as ações internas deverão estar em sintonia e em cooperação com a comunidade internacional, dentro da visão da estratégia nacional. Essa cooperação deverá ser mais intensa nas primeiras três etapas da maturação da tecnologia e menos nas duas últimas. Essa cooperação deverá acontecer na forma de intercâmbio de pesquisadores, inclusive programas de pós-graduação, participação em órgãos de cooperação internacional e participação conjunta em projetos de pesquisa.

11. Referências bibliográficas

- ABADIE, E. **Preprocesso de Refinação**. Apostila didática (Curso: Refino do Petróleo). Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro de Petróleo, agosto de 2002.
- ABRAF [Associação Brasileira de Produtores de Florestas Plantadas]. **Anuário Estatístico da ABRAF 2006: ano base 2005**. Brasília: ABRAF, 2006.
- ABRAVA [Associação Brasileira de Refrigeração, Ar Condicionado, Ventilação e Aquecimento]. **Tecnologias do Futuro**. In: *Seminário de Tecnologias Energéticas do Futuro*. Apresentação in Powerpoint. Curitiba: Instituto de Promoção do Desenvolvimento – IPD, maio de 2006.
- ACHÃO, C. C. L. **Análise da Estrutura de Consumo de Energia pelo Setor Residencial Brasileiro**. Tese MSc. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2003.
- ALENCAR, P. **Proposta Tentadora**. In: *Revista Brasil Energia*, n. 235 (pp. 32-33). Rio de Janeiro: Ed. Brasil Energia, junho de 2000. pp. 32-33.
- ALMEIDA, E.L.F. **Dinâmica Tecnológica das Indústrias Energéticas**. Apostila didática.. Rio de Janeiro: Instituto de Economia/UFRJ, 2002.
- _____. **Queima de Gás Associado: Problema ou Oportunidade?**. In: *Petróleo & Gás Brasil*, ano 3, n. 12. Rio de Janeiro: Instituto de Economia-UFRJ, dezembro de 2002.
- ALMEIDA, M. **Análise de cenários de conservação de energia elétrica para o Brasil**. Tese M.Sc. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2001.
- ALMEIDA, S.C.A. et al. **Performance of a diesel generator fueled with palm oil**. In: *Fuel*, n. 16, vol. 81, pp. 2097-2102. 2002
- ALQUÉRES, J.L. **Energia Hidrelétrica**. In: *Reuniões Temáticas na EPE*. Apresentação em Powerpoint e notas de reunião. Rio de Janeiro: EPE, fevereiro de 2006.
- ALVES, J. E. D. **As características dos domicílios brasileiros entre 1960 e 2002**. In: *Textos para discussão*, n. 10. Rio de Janeiro: Escola Nacional de Ciências Estatísticas – ENCE, 2004.
- AMARANTE, Odilon A. C., et al. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Brasília: MME, 2001.
- ANA [Agência Nacional de Águas]. **Aproveitamento do Potencial Hidráulico para Geração de Energia**. In: *Caderno de Recursos Hídricos*. Brasília: ANA, 2005.
- _____. **Plano Nacional de Recursos Hídricos**. Brasília: MMA, 2003.
- ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica]. **Atlas da Energia Elétrica do Brasil**, 2^a ed. Brasília: ANEEL, 2005.
- _____. **Nota Técnica nº 015/2005-SRT/ANEEL**. Brasília: ANEEL, junho de 2005.
- _____. **Banco de Informações de Geração**. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso entre fevereiro e outubro de 2006.
- ANFAVEA [Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores]. **Anuário Estatístico 2005**. São Paulo: ANFAVEA, 2005.
- ANL [Argonne National Laboratory] **Well-to-Wheel Energy Use and Greenhouse Gas Emissions of Advanced Fuel/Vehicle Systems – North American Analysis**. 2001. Vols 1-3. Disponível em <<http://www.transportation.anl.gov/pdfs/TA/163.pdf>>. Acesso em outubro de 2006.

ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. **Anuário Estatístico 2005**. Disponível em <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso entre abril e junho /2006.

_____. **Boletim de Preços: GLP**. Rio de Janeiro: ANP, 2003.

_____. **Boletim Mensal do Gás Natural**. Rio de Janeiro: ANP, janeiro de 2006.

_____. **Considerações sobre o processo de formação de preços de gás natural no Brasil**. Disponível em <www.anp.gov.br>. Acesso em: dezembro de 2005.

_____. **Interferência da atividade de petróleo na pesca: aspectos do licenciamento ambiental**. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/ibamaperfuracao/pesca.html>>. Acesso em dezembro de 2005.

ARAGÃO, J.A.M. **Hidrelétricas na Amazônia**. In: *Reuniões Temáticas na EPE*. Notas de reunião. Rio de Janeiro: EPE, fevereiro de 2006.

ARAÚJO, J. L e OLIVEIRA, A. **Diálogos da Energia. Reflexões sobre a última década 1994-2004**. Rio de Janeiro: 7 Letras, 2005.

ARRIGONI, E. B., ALMEIDA, L. C. **Impacts on Terrestrial–Biological Environment**. In: Hassuani, S. J., Leal, M. R. L. V., Macedo, I. C., *Biomass Power Generation: Sugar Cane Bagasse and Trash*, Série Caminhos para Sustentabilidade, n. 1, cap. 20. Piracicaba: PNUD/CTC, 2005.

AZEVEDO, J.S.G. **A Estratégia da PETROBRÁS e a Auto-suficiencia Energética para o Brasil**. Apresentação Power Point. Rio de Janeiro: Câmara de Comércio Britânica do Rio de Janeiro., 2006.

AZOLA, E. P., et al. **Identificação dos Potenciais Econômicos e de Mercado de Cogeração no Setor Sucroalcooleiro**. In: *Relatório para Inclusão no Plano Decenal de Expansão da ELETROBRÁS - ECV – 788/98*. Rio de Janeiro: ELETRONUCLEAR, 1999.

BACHA, E. et WELSH, J. **Privatização e Financiamento no Brasil: 1997-99**. In: João Paulo dos Reis Velloso (coord.), *Brasil: Desafios de um país em transformação*. Rio de Janeiro: José Olympio Editora, 1997.

BÄHR, M. et BIEBUICK, C. **Financing Hydropower Development in Emerging Power Markets - Lessons of Experience from Brazil**. In: *The World Bank Group Energy Lecture Series 2005*. Apresentação em Powerpoint. Washington: Banco Mundial, janeiro de 2005.

BALLESTIERI, A. P. **Planejamento de Centrais de Cogeração: Uma Abordagem Multi-objetiva**. Tese DSc. Campinas: UNICAMP, 1994.

BAUDOUIN, P.C. **Marges et Perspectives du Raffinage**. Revue de l'Énergie, n. 487 (pp. 336-345). Paris, maio de 1997.

BELLEN, H. M.. **Indicadores de Sustentabilidade: Uma Análise Comparativa**. Rio de Janeiro: Editora FGV, 2005.

BENSAID, B. **Road transport fuels in Europe: the explosion of demand for diesel fuel**. *Panorama 2005*. Disponível em <<http://www.ifp.fr/IFP/en/informationcenter/ad05.htm>>. Acesso entre julho e setembro de 2006.

BERMANN, C. (coord.). **Proyecto Cono Sur Sustentable: Propuestas de Políticas Energéticas Sustentables para el Cono Sur**. (versão de novembro de 2002) Disponível em: <<http://www.riosvivos.org.br/arquivos/511814105.pdf>>. Acesso entre março e junho de 2006.

BERMANN, C. et al. **A Repotenciação de Usinas Hidrelétricas como Alternativa para o Aumento da Oferta de Energia no Brasil com Proteção Ambiental**. Brasília: WWF, 2004.

- BERTALANFFY, L.V. **Teoria Geral dos Sistemas**. Petrópolis: Editora Vozes, 1973.
- BEYNON, H. **Protesto Ambiental e Mudança Social no Reino Unido**. In: *Mana*, vol. 5, n. 1. Rio de Janeiro: 1999.
- BIELSHOWSKY, R.. **Pensamento Econômico Brasileiro: O Ciclo Ideológico do Desenvolvimento**. In: *Série PNPE*, nº 19. Rio de Janeiro: IPEA/INPES, 1988.
- BIOLOCHINI, LC., de Melo, T.C.P. **Livre Acesso a Oleodutos e Terminais: Uma Análise da Região de São Paulo**. In: *Regulação em Petróleo e Gás Natural*. São Paulo: Editora Komed, 2001.
- BNDES [Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social]. **Gasoduto Bolívia-Brasil**. In: *Informe infra-estrutura*, n. 45. Rio de Janeiro: BNDES, abril de 2000.
- BONELLI, R. et GONÇALVES, R.. **Padrões de Desenvolvimento Industrial no Brasil - 1980/95**. In: *Texto para discussão* n.645. Rio de Janeiro: IBGE: 1995.
- BONELLI, R.. **Política Econômica e Mudança Estrutural no Século XX**. In: *Estatísticas do Século XX*. Rio de Janeiro: IBGE, 2003.
- BORBA, R. F. **Balanço Mineral Brasileiro**. Brasília: DNPM, 2001.
- BORGES, I. L. **Processo de Adequação Ambiental na Indústria Carbonífera: Estudo de Caso sobre a Implantação de um Sistema de Gestão Ambiental**. Tese de MSc. Rio de Janeiro: PPE/COPPEUFRJ, 2004.
- BP [British Petroleum]. **Annual Statistical Review 2005**. Disponível em: <<http://www.bp.com>>. Acesso em julho de 2006.
- _____. **BP Statistical Review of World Energy**. London: BP, 2005.
- BRACELPA [Associação Brasileira de Celulose e Papel]. **Celulose: Evolução Histórica da Produção, 2006**. Disponível em <<http://www.bracelpa.org.br/br/numeros/pasta/01cel.pdf>>. Acesso em julho de 2006.
- _____. **O Setor Brasileiro de Celulose e Papel - Perfil do Setor 2006**. Disponível em <http://www.bracelpa.org.br/br/anual/perfil_setor2006.pdf>. Acesso em agosto de 2006.
- BRAKMANN, G. et ARINGHOFF, R.. **Solar Thermal Power**. [s.l.]: Greenpeace International and ESTIA [European Thermal Power Industry Association], 2003.
- BRIA, M. **Os Desafios Tecnológicos do Refino de Petróleo no Brasil**. Apresentação em powerpoint (2004). Disponível em <<http://www.prh16.unifei.edu.br/downloads.htm>>. Acesso em maio de 2006.
- BRITO, P. **Investimentos da União em Transportes – Uma Análise da Execução Orçamentária do Ministério dos Transportes em 2005**. Nota Técnica 9. Brasília: CNI, março de 2006.
- BURTLAND, G. **Our Common Future**. The World Commission for Environmental and Development Report. Oxford: Oxford University Press, 1987.
- BYRNE, J., et al. **The Potential of Solar Electric Power for Meeting Future US Energy Needs: A Comparison of Projections of Solar Electric Energy Generation and Arctic National Wildlife Refuge Oil Production**. In: *Energy Policy*, n. 32, pp.289–297. EUA: 2004
- CAMARGO, A.S.G. **Análise da Operação das Usinas Eólicas de Camelinho e Palmas e Avaliação do Potencial Eólico de Localidades no Paraná**. Tese de MSc. Curitiba: CEFET, 2005.
- _____. **Indicadores de Sustentabilidade na Geração de Energia Elétrica**. Monografia. Curitiba: CEFET, 2003.

CAMARGO, C. A. et al. **Conservação de Energia na Indústria do Açúcar e do Álcool – Manual de Recomendações**, 1 ed. São Paulo: IPT – Instituto de Pesquisas Tecnológicas, 1990.

CAMPANER, V. P.; ESPOLADORE, A. **A Exploração de Carvão como Fator de Desenvolvimento Regional - O Caso de Figueira, PR**. In: *IV Congresso Brasileiro de Geógrafos*. Goiânia: Anais, 2004.

CAMPOS, A. F. **A Reestruturação da Indústria do Petróleo Sul Americana no Anos 90**. Tese de Doutorado. Rio de Janeiro: UFRJ, 2005

_____. **Plano Plurianual de Investimentos, 1999 – 2003**. Rio de Janeiro: CTPETRO, [s.d.]

CAMPOS, M. L.; ALMEIDA, J. A. et SOUZA, L. S. **Avaliação de Três Áreas de Solo Construído Após Mineração de Carvão a Céu Aberto em Lauro Müller, Santa Catarina**. In: *Revista Brasileira de Ciência do Solo*, vol. 27, n. 6. Viçosa: [s.n], 2003.

CANAMBRA. **Final Report of the Power Study of South Central Brazil**, 1967. apud: Erber, P., *Contribuição da Geração Hidrelétrica para Redução das Emissões Atmosféricas*. Brasília: MCT, 1993.

CARVALHO, C.H.B. **Oportunidades de Negócios no Setor Elétrico com Uso do Carvão Mineral Nacional**. . In: *Reuniões Temáticas na EPE*. Apresentação em Powerpoint e notas de reunião. Rio de Janeiro: EPE, fevereiro de 2006.

CARVALHO, J. A. M de. **Crescimento Populacional e Estrutura Demográfica no Brasil**. Belo Horizonte: UFMG/ CEDEPLAR, 2004.

CASTRO, A.B. et SOUZA, F.E.P. **A Economia Brasileira em Marcha Forçada**. Rio de Janeiro: Paz e Terra, 1985.

CASTRO, L. B. **Economia Brasileira e Contemporânea (1945-2004)**. Rio de Janeiro: Ed. Campus, 2005.

CAVALCANTE, I.N. **Caracterização Hidroquímica Preliminar da Captação de Abreulândia, Fortaleza, CE**. In: *Seminário Geoquímica das Águas*. São Paulo: USP, 1996.

CAVALCANTE, I.N.; SABADIA, J.A.B. **Potencial Hídrico Subterrâneo: Um Bem Mineral Ameaçado pela Poluição Antrópica**. In: *Revista de Geologia*, n. 5, pp. 115-124. Fortaleza: 1992.

CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL. **Caminhos da Modernização. Cronologia do Setor de Energia Elétrica Brasileiro. 1850-1998**. Rio de Janeiro: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 1999.

_____. **Energia Elétrica no Brasil – Breve Histórico: 1880-2001**. Rio de Janeiro: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 2001

CEPEL, Manual de Metodologia do Modelo MELP, Relatório Técnico DP/DEA-23615/07, Rio de Janeiro, Junho/2007

_____. "Newave Especificação Funcional", Relatório Técnico DPP/PEL 349/99, 1999.

_____. "Manual de Referência do Modelo SUISHI-0", Relatório Técnico DP/DEA N° 53041/06, 2006

CGES [CENTRE FOR GLOBAL ENERGY STUDIES]. **Refining - What Makes it Tick**. In: *Global Oil Report*, v. 13, n. 3, pp 34-46. Londres: CGES, maio-junho de 2002.

CHABRELIE, M. **The Gas Industry in the Year 2020**. Institut Français du Pétrole. Disponível em <<http://www.ifp.fr>>. Acesso em março de 2006.

CHADWICK, M. **Refinery Yield, Capacity and Output. Demand, Prices and the Refining Industry: a Case Study of the European Oil Products Market**. Oxford (UK): Oxford Institute for Energy Studies, 1990.

- CHAVES, J. R. A. et al. **Repotenciação do Parque Gerador Existente: Uma Alternativa de Baixo Custo e Reduzido Prazo de Implantação para Minimizar o Crescente Risco de Déficit de Ponta do Sistema.** In: *XIV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. Belém: Anais, 1997.
- CHEHEBE, J.R. **A Análise do Ciclo de Vida de Produtos, Ferramenta Gerencial da ISO 14000.** Rio de Janeiro: Qualitymark, 1998.
- CHP CLUB. **The Manager's Guide to Custom-built Combined Heat and Power Systems.** Reino Unido: CHP Club, 2000.
- CLEMENT, J. L. et al. **Fundamental Approach to Black Liquor Combustion Improves Boiler Operation.** In: *1995 International Chemical Recovery Conference*. Toronto: abril de 1995.
- CLÔ, A. **Oil Economics and Policy. Bologna University.** Kluwer Academic Publishers. Bologna (Itália): Segretariato Europeo per le Pubblicazioni Scientifiche – SEBS, 2000.
- COELHO, A.P.A. **Proposição de Medidas Mitigadoras e Potencializadoras para os Impactos Ambientais Provenientes da Indústria do Petróleo – Upstream e Downstream.** Monografia de MBA em Gestão Ambiental. Rio de Janeiro: CEFET, 2005.
- COGEN/ÚNICA [Associação Paulista de Cogeração de Energia /União da Agroindústria Canavieira de São Paulo]. **Produção de Cana-de-Açúcar – Brasil.** [s.l.]: [s.n].., [s.d.]
- COMASE [Comitê Coordenador das Atividades de Meio Ambiente do Setor Elétrico Brasileiro]. **Referencial para Orçamentação dos Programas Socioambientais.** Vol. 1. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1994.
- COMISSÃO EUROPÉIA. **World Energy, Technology and Climate Policy Outlook 2030.** [s.l.]: European Union, 2006.
- CONAB [Companhia Nacional de Abastecimento]. **Série Histórica de Grãos - Safra 1976/77 a 2005/06.** Disponível em <<http://www.conab.gov.br/download/safra/BrasilProdutoSerieHist.xls>>. Acesso em julho de 2006.
- _____. **Avaliação da Safra Agrícola de Cana-de-açúcar 2005/2006 – Primeiro Levantamento – maio/2005.** Disponível em <http://www.conab.gov.br/download/safra/Primeiro_Levantamento_Cana_2006-07_maio06.pdf>. Acesso em agosto de 2006.
- CONDE, A. J.; PENATTI, C. P.; BELLINASO, I. F. **Impacts on Soil.** In: Hassuani, S. J. et alii, *Biomass Power Generation: Sugar Cane Bagasse and Trash*. Série Caminhos para Sustentabilidade, n. 1, cap. 19. Piracicaba: PNUD/CTC, 2005
- COPERSUCAR [Cooperativa de Produtores de Cana-de-açúcar, Açúcar e Álcool do Estado de São Paulo]. **Economia de Vapor em Usinas de Açúcar; Qualidade da Palha; Enfardamento da Palha; Recuperação e Transporte dos Fardos.** In: *Geração de Energia por Biomassa - Bagaço da Cana-de-açúcar e Resíduos*. (Informativo do Centro de Tecnologia Copersucar, Projeto BRA/96/G31). Piracicaba: CTC, 1998
- _____. **Gaseificação de Bagaço e Palha de Cana-de-açúcar; Potencial de Biomassa da Cana na Forma de Resíduos da Colheita; Colheita de Cana Sem Queimar; Ensaio de Variedades de Cana com Alta Biomassa.** In: *Geração de Energia por Biomassa - Bagaço da Cana-de-açúcar e Resíduos* (Informativo do Centro de Tecnologia Copersucar, Projeto BRA/96/G31). Piracicaba: CTC, 1999.
- COPPE [Coordenação dos Programas de Pós-graduação em Engenharia] **Emissões de Dióxido de Carbono e de Metano pelos Reservatórios Hidrelétricos Brasileiros. Primeiro Inventário Brasileiro de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa.** Relatórios de Referência. Rio de Janeiro: MCT, 2002.

- CORNOT-GANDOLPHET, S. et al. **The Challenges of Further Costs Reductions for New Supply Options**. In: *22nd World Gas Conference*. Toquio: Anais, 2003.
- CORRÊA NETO, V. **Análise de Viabilidade da Cogeração de Energia Elétrica em Ciclo Combinado com Gaseificação de Biomassa de Cana-de-Açúcar e Gás Natural**. Tese de MSc. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2001.
- COSTA, C.M.L. **Acordo Nuclear Brasil – Alemanha**. Disponível em: <http://www.cpdoc.fgv.br/nav_fatos_imagens/htm/fatos/AcordoNuclear.asp>. Acesso em março de 2006.
- COSTA, M. A. **Dinâmica Demográfica**. Nota técnica. Rio de Janeiro, IBGE, 2004.
- COSTA, M. A. **Urbanização**. Nota técnica. Rio de Janeiro, IBGE, 2004.
- CPRM [Companhia de Pesquisas de Recursos Minerais]. **Excursão Virtual Pela Serra do Rio do Rastro**. Porto Alegre: CPRM/SRPA, 2002.
- CRAIG, J.R.; VAUGHAN, D.J.; SKINNER, B.J. **Resources of the Earth: Origin, Use and Environmental Impact**. 3rd ed. New Jersey: Prentice Hall, 2001.
- CRESESB [Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito]. **Geração Solar e Eólica no Brasil**. CD-ROM. Rio de Janeiro: CEPEL, 2000.
- D'ARAUJO, R.P. **Reflexões sobre o Futuro do Setor Elétrico**. In: *Reuniões Temáticas na EPE*. Apresentação em Powerpoint e notas de reunião. Rio de Janeiro: EPE, fevereiro de 2006.
- DE PAULA, C.P. **Expansão da Oferta de Energia Elétrica – Aspectos Práticos e Metodológicos, com Ênfase na Opção Termoelétrica**. Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia. São Paulo: USP, 1997.
- DERMAUT, J., GEERAERT, B.E.A. **A Better Understanding of Greenhouse gas Emissions for Different Energy Vectors and Applications**. Bruxelas: World Energy Council, 2005
- DNPM [Departamento Nacional da Produção Mineral]. **Anuário Mineral Brasileiro 2005**. Brasília: Departamento Nacional da Produção Mineral, 2005.
- DOMINGUES, P.C.M. **A Interconexão Elétrica dos Sistemas Isolados da Amazônia ao Sistema Interligado Nacional**. Dissertação de Mestrado. Florianópolis: UFSC/Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, 2003.
- DOS SANTOS, E.M., et al. **Gás Natural – Estratégias Para Uma Energia Nova no Brasil**. São Paulo: Annablume Editora, 2002.
- DOS SANTOS, E.O., **Contabilização das Emissões Líquidas de Gases de Efeito Estufa de Hidrelétricas: Uma Análise Comparativa entre Ambientes Naturais e Reservatórios Hidrelétricos**. Tese de Doutorado. Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ, 2006.
- DOSSA, D. et al. **Produção e Rentabilidade de Pírus em Empresas Florestais**, Colombo, PR: Embrapa Florestas, 2002.
- DUNHAM, F.B., et al. **Processos de Produção de Combustíveis Sintéticos: Análise das Trajetórias Tecnológicas**. In: *2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás*. Rio de Janeiro: Anais, 2003.
- DUTRA, R.M. **Energia Eólica**. In: *Alternativas Energéticas Sustentáveis no Brasil*. Rio de Janeiro: Relume Dumará, 2004.

- _____. **Viabilidade Técnico-Econômica da Energia Eólica Face ao Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro.** Tese de Mestrado. Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ, 2001.
- DUTRA, R.M. e SZKLO, A.S. **A Energia Eólica no Brasil: PROINFA e o Novo Modelo do Setor Elétrico**. In: *XI CBE – Congresso Brasileiro de Energia*. Rio de Janeiro: Anais, 2006.
- EC [European Commission] **Cenários WETO – World Energy Technologu Outlook**. Bruxelas: EC, 2005.
- EIA [Energy Information Administration]. **Annual Energy Outlook 2006**. Washington: EIA/USDOE, 2006.
- _____. **Availability of Gasoline Imports in the Short to Mid Term: US Perspective**. In: *NPRA Annual Meeting*. Texas, março de 2002. Disponível em <<http://www.eia.doe.gov/neic/speeches/main2002.html>>.
- _____. **Challenging Times for Making Refinery Capacity Decisions**. In: *NPRA Annual Meeting*, 2004. Disponível em <<http://www.eia.doe.gov>>.
- _____. **International Electricity Analysis to 2025**. Washington: USDOE. Disponível em <<http://www.eia.doe.gov>>. Acesso em abril de 2006.
- _____. **Refining Challenges: Changing Crude Oil Quality & Product Specifications**. In: *World Fuels Conference*, setembro de 2002. Disponível em <<http://www.eia.doe.gov/neic/speeches/main2002.html>>.
- _____. **Annual Energy Outlook 2006**. Washington: EIA/USDOE, 2006.
- _____. **Annual Energy Outlook 2006 with projections to 2030, Pathways to Energy and Climate Change 2050**. Washington: EIA/USDOE, 2006
- _____. **Analysis Country Briefs**. Disponível em <<http://www.eia.doe.gov>>. Acesso em janeiro e julho de 2006.
- _____. **International Energy Outlook 2005**. Washington: EIA/USDOE, 2005.
- _____. **Short-Term Energy Outlook**. Official Energy Statistics from the U.S. Government: Outubro de 2004. Disponível em <<http://www.eia.doe.gov>>.
- ELETROBRÁS [Centrais Elétricas Brasileiras S.A.]. **Conta Consumo de Combustíveis**. Disponível em <<http://www.eletrobras.com.br>>. Acesso entre dezembro/2005 e abril de 2006.
- _____. **Diretrizes para Projetos de PCH**. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1999.
- _____. **Efeito Estufa – Emissões de Dióxido de Carbono e de Metano pelos Reservatórios Hidrelétricos Brasileiros**. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2000.
- _____. **Manual de Inventário de Bacias Hidrográficas**. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1997
- _____. **Plano Anual de Combustíveis 2005**. Disponível em <<http://www.eletrobras.com.br>>. Acesso em maio de 2006.
- _____. **Plano Nacional de Energia Elétrica 1993 – 2015 - Plano 2015**. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1992.
- _____. **Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro – SIPOT**. Informações (tabelas e mapas) referentes à atualização de julho de 2005. Disponíveis em <<http://www.eletrobras.com.br>>. Acesso em julho de 2006.
- _____. **Diretrizes para Elaboração de Projeto Básico de Usinas Hidrelétricas**. Rio de Janeiro: Eletrobrás/ANEEL, 1999.

ELETRONUCLEAR [Eletrobrás Termonuclear S.A.]. **Angra 3 – Avaliação Econômico-Financeira do Empreendimento.** Nota Técnica (DT/SG.T/GPO.T), revisão 2 (22.nov.2005). Rio de Janeiro: Eletronuclear, 2005.

EMBRAPA [Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária]. **Plano Nacional de Agroenergia 2006 – 2011.** Brasília: MAPA, 2005.

EPA [U.S. Environmental Protection Agency]. **Profile of the Petroleum Refining Industry.** Office of Enforcement and Compliance Assurance, setembro de 1995. Disponível em <<http://www.epa.gov/compliance/resources/publications/assistance/sectors/notebooks/petroleum.html>>.

ERBER, P. **Contribuição da Geração Hidrelétrica para Redução das Emissões Atmosféricas.** Paper disponível em <http://www.mct.gov.br/clima/comunic_old/pem01.htm>. Acesso em março de 2006.

EXTERNE [Externalities of Energy]. **Methodology 2005 Update.** Edited by Peter Bickel and Rainer Friedrich. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Alemania: IER Universität Stuttgart, 2005.

FAO-UN [Food and Agriculture Organization of the United Nations]. **Global Forest Resources Assessment 2005 – Progress Toward Sustainable Forest Management.** Forestry Paper 147. Roma: FAO-UN, 2005.

_____. **Tendencias y Perspectivas del Sector Forestal en América Latina y el Caribe.** FAO Forestry Paper 148. Roma: FAO-UN, 2006.

FAPRI [Food and Agricultural Policy Research Institute]. **U.S. and World Agricultural Outlook 2006**, In: *FAPRI Staff Report 06-FSR 1*. Missouri-Columbia, USA: Iowa State University / University of Missouri-Columbia, 2006. Disponível em <<http://www.fapri.iastate.edu/Outlook2006/>>. Acesso em agosto de 2006.

FARAH, M.A. **O Petróleo.** Apostila do curso de formação de Analista de Comércio e Suprimento da Petrobrás. Rio de Janeiro: Petrobrás, 2004

FDTE [Fundação para o Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia]. **Balanço de Energia Útil 2005.** Brasília: MME, 2005.

FERREIRA, D. **Curva de Hubber: Uma Análise das Reservas Brasileiras de Petróleo.** Tese de Mestrado. São Paulo: Instituto de Eletrotecnica e Energia, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, 2005.

FRAIDENRAICH, N. **Tecnologia Solar no Brasil. Os próximos 20 anos.** 2002. Disponível em <http://www.agr.unicamp.br/energia/Ener20/pdf/papers/paper_Fraidenraich.pdf>. Acesso em outubro de 2006.

FRAIDENRAICH, N. et al. **Energia Solar Fotovoltaica.** In: *Fontes Renováveis de Energia no Brasil*. Organizador: Tolmasquim, M. T. Rio de Janeiro: Interciência, 2003.

FRANCO, G.H.B. **A Inserção Externa e o Desenvolvimento**, In: *Revista de Economia Política*, julho-setembro, 1998. pp 121-147, vol. 18.

FRIGOLETTO, E. M. **Perfil Demográfico Atual do Brasil.** [s.l.]: [s.n.], 2004.

FROST, S. E. **Environmental assessment in the uranium industry.** In: *The Uranium Production Cycle and the Environment Seminar*. Viena: IAEA, outubro de 2000.

FULTON, L., HOWES, T. e HARDY, J. **Biofuels for Transport - An International Perspective, Office of Energy Efficiency, Technology and R&D.** França: IEA., 2004. Disponível em <<http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2004/biofuels2004.pdf>>. Acesso em outubro de 2006.

FULTON, L. **Reducing Oil Consumption in Transport: Combining Three Approaches**, 2004. Report Number EET/2004/01. Disponível em <<http://www.iea.org>>.

- FURTADO, A. **As Grandes Opções da Política Energética Brasileira – o setor industrial de 80 a 85**, In: *Revista Brasileira de Energia*, nº 2, 1990. p 77-92, vol.1.
- _____. **Crise energética e trajetórias de desenvolvimento tecnológico**. In: *Seminário O Brasil em Desenvolvimento*. Rio de Janeiro: UFRJ, 2003.
- FURTADO, R. C. **The Incorporation of Environmental Costs into Power System Planning in Brazil**, Tese de Doutorado. Londres: Imperial College of Science, Technology and Medicine, University of London, 1996.
- GABRIELI, J.S. **Petrobrás**. In: *Rio Oil and Gas 2006*. Apresentação em PowerPoint. Rio de Janeiro: Petrobrás, 2006.
- GAGNON, L.; BELANGER, C.; UCHIYAMA, Y. **Life-cycle assessment of electricity generation options: The status of research in year 2001**. In: *Energy Policy*, 2002. Disponível em <<http://www.elsevier.com/locate/enpol>>.
- GARCIA, F.; S.C. BANDEIRA; E C.R. LUCINDA. **A contribuição econômica e social da indústria energointensiva brasileira**. Relatório de Pesquisa. Rio de Janeiro: FGV Consult, 2006.
- GE POWER. **Hydro Turbines**. Disponível em <http://www.gepower.com/prod_serv/products/hydro/en/turbines>. Acesso em fevereiro de 2006.
- GIAMBIAGI, F. **Estabilização, Reformas e Desequilíbrios Macroeconômicos: Os anos FHC**. In: Castro, L.B. (org.), *Economia Brasileira e Contemporânea (1945-2004)*. p. 166-195. Rio de Janeiro: Ed. Campus, 2005..
- _____. **Necessidade de Financiamento do Setor Público: 1991/96 – bases para a discussão do ajuste fiscal no Brasil**. In: *Pesquisa e Planejamento Econômico*, abril de 1997, p.185-220, vol. 27.
- _____. **Rompendo com a Ruptura: o Governo Lula (2003-2004)**. In: Castro, L.B. (org.), *Economia Brasileira e Contemporânea (1945-2004)*. Rio de Janeiro: Ed. Campus, 2005.
- GIAMBIAGI, F. e PASTORIZA, F. **Modelo de Consistência Macroeconômica**. Texto para Discussão, nº 52. Rio de Janeiro: BNDES, 1997.
- GIELEN, D., UNANDER, F. **Alternative fuels: an energy technology perspective**. In: *IEA Workshop on Technology Issues for the Oil and Gas Sector*. Paris: Anais, janeiro de 2005.
- GODET. **Manual de Prospectiva Estratégica – Da antecipação à ação**. (1^a ed.). Lisboa: Publicações Don Quixote, 1993.
- GOLDEMBERG, J e VILLANUEVA, L. D. **Energia, Meio Ambiente & Desenvolvimento**. São Paulo: Edusp, 2003.
- GOMES, A. P., CRUZ, P. R. e BORGES, L. P. **Recursos Minerais Energéticos: Carvão e Urânia**. In: *Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil*. Brasília: CPRM, 2003.
- GOMES, A. P. et al. **Carvão fóssil**. In: *Estudos Avançados*, n. 33, São Paulo, 1998. Vol.12. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?pid=S0103-40141998000200006&script=sci_arttext&tlang=pt> ISSN 0103-4014.
- GOMES, A. S., PALMA, J. C., SILVA, C. G. **Causas e Consequências do Impacto Ambiental da Exploração dos Recursos Minerais Marinhos**. In: *Brazilian Journal of Geophysics*, 2000. Vol. 18(3).
- GUARIGUATA, G. **Bottom-of-Barrel Conversion: Heavy Oil's Path to Market**. UNITAR Centre for Heavy Crude and Tar Sands, 1998. Disponível em <<http://www.oildrop.org>>.
- GUERREIRO, A. e Lundeqvist, C. G. **The Cost of Thermoelectric Power Generation in Brazil**. In: *Meeting of UNIPEDE/WEC Committee*. Taipei: WEC, março 1989.

GUERREIRO, A.; ALVES, T.C.F. **Custos Hidrelétricos – Proposição de um Índice Composto para Atualização**. In: *VIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 1986*, São Paulo. Anais... São Paulo: VIII SNPTEE, 1986

GUIMARÃES, Edson T. **Sistemas de Cogeração**, 2006. Disponível em <www.gasnet.com.br>.

HAFNER, M.; NOGARET, E. **Économie comparée du transport du gaz naturel et de l'électricité**. In: *Revue de l'Énergie*, n. 468, 1995.

HALLOCK JR, J. L. et al. **Forecasting the Limits to the Availability and Diversity of Global Conventional Oil Supply**. In: *Energy* 29, 2004, p. 1673-1696.

HAMELINCK, C. N., HOOIJDONK, G., FAAIJ, A. P. C. **Prospects for Ethanol from Lignocellulosic Biomass: Techno-Economic Performance as Development Progress**. Report NWS-E-2003-55, Copernicus Institute – Science Technology Society – University Utrecht, The Netherlands, 2003. Disponível em <<http://www.chem.uu.nl/nws/www/publica/Publicaties2003/e2003-55.pdf>>. Acesso em outubro de 2006.

HASSUANI, S. J., LEAL, M. R. L. V., MACEDO, I. C. **Biomass Power Generation: Sugar Cane Bagasse and Trash**. In: *Série Caminhos para Sustentabilidade*, n. 01. Piracicaba: PNUD/CTC, 2005.

HERMANN, J. **Economia Brasileira e Contemporânea (1945-2004)**. Rio de Janeiro: Ed. Campus, 2005.

HESS, D. R., SOUZA, S. B. **O novo retrato populacional do Brasil**. In: *Revista Tempo e Presença*. Rio de Janeiro: CEDI, 1994. p. 5-8.

HITACHI. **Hydro Turbine**. Disponível em <<http://www.pi.hitachi.co.jp/hydraulic-turbine/product>>. Acesso em julho de 2006.

HORTA, M. H., PIANI, G. e KUME, H. **A Política Cambial e Comercial**. In: *Perspectivas da Economia Brasileira*. Rio de Janeiro: IPEA, 1992.

HORSNELL, P. **Oil in Asia – Markets, Trading, Refining and Deregulation**. Oxford: Oxford University Press, 1997.

HUNTINGTON, H.G. **Natural Gas: a bridge or a chasm?** In: *Energy Modeling Forum*. Washington: Stanford University, 2005.

HYDRO-QUÉBEC. **Hydro-Québec Environmental Report 2002**. Disponível em <<http://www.hydroquebec.com/environment>>. Acesso entre março e junho de 2006.

IAEA [International Atomic Energy Agency]. **Analysis of Uranium Supply to 2050**. Viena: IAEA, 2001.

_____ . **Brazil: A Country Profile on Sustainable Energy Development**. Produzido por COPPE/UFRJ, CENBIO/USP e UN/DESA. Viena: IAEA, 2006.

_____ . **Guidelines for Comparative Assessment of the Environmental Impacts of Waste from Electricity Generating systems**. TECDOC-787. Viena: IAEA-, 1995.

_____ . **Methods of Exploitation of different types of uranium deposits**. IAEA-TECDOC-1174. Viena, Áustria, setembro de 2000.

_____ . **Nuclear Forecasts – Projections up to 2030**. Consultancy Group on Nuclear Capacity. Viena: IAEA, 2006.

_____ . **Indicators for Sustainable Energy Development**. Viena: IAEA, 2005.

- IAPG [Instituto Argentino del Petróleo y del Gás]. **Petrotecnica. Revista del IAPG.** Ano XLVI. N° 4. Buenos Aires: IAPG, agosto de 2005.
- IBGE [Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística]. **Censo Demográfico 1991.** Disponível em: <<http://www.sidra.ibge.gov.br>>. Acesso em março de 2006.
- _____. **Censo Demográfico 2000 – Primeiros Resultados da Amostra.** Rio de Janeiro: IBGE, 2002.
- _____. **Estatísticas do século XX.** Rio de Janeiro: IBGE (Centro de Documentação e Disseminação de Informações), 2003.
- _____. **Estimativas Populacionais do Brasil, Regiões Geográficas, Unidades da Federação e Municípios, Metodologia Completa.** Rio de Janeiro: IBGE, agosto de 2002. Disponível em <<http://www.ibge.gov.br>>
- _____. **Indicadores Agropecuários 1996 – 2003.** In: *Série Estudos e Pesquisas - Informação Econômica*. n. 3. Rio de Janeiro: Coordenação de Agropecuária - Diretoria de Pesquisas - IBGE, 2004.
- _____. **Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios - PNAD** (vários anos). Disponível em <<http://www.sidra.ibge.gov.br>>. Acesso em março de 2006.
- _____. **Pesquisa Nacional por Amostragem Domiciliar 1999-2004.** Rio de Janeiro: IBGE, 2005.
- _____. **Produção da Extração Vegetal e da Silvicultura – 2002.** Vol. 17. Rio de Janeiro: Coordenação de Agropecuária - Diretoria de Pesquisas - IBGE, 2003.
- _____. **Produção Agrícola Municipal - Culturas Temporárias e Permanentes 2004.** Vol. 31. Rio de Janeiro: Coordenação de Agropecuária - Diretoria de Pesquisas – IBGE, 2005.
- _____. **Produção Agrícola Municipal - Cereais, Leguminosas e Oleaginosas 2005.** Rio de Janeiro: Coordenação de Agropecuária - Diretoria de Pesquisas – IBGE, 2006.
- _____. **Produção Agrícola Municipal 1990 a 2004.** Rio de Janeiro: IBGE, 2006.
- _____. **Banco de Dados Agregados de Silvicultura e Extração Vegetal.** SIDRA [Sistema IBGE de Recuperação Automática]. Disponível em <<http://www.sidra.ibge.gov.br>>. Acesso em agosto de 2006.
- _____. **Produção Agrícola Municipal.** SIDRA [Sistema IBGE de Recuperação Automática]. Disponível em <<http://www.sidra.ibge.gov.br>>. Acesso entre junho e agosto de 2006.
- _____. **Projeção da População do Brasil por Sexo e Idade para o período 1980-2050 – Revisão 2004 – Metodologia e Resultados.** Rio de Janeiro: IBGE, outubro de 2004.
- _____. **Projeção da População Total Residente (Regiões Geográficas e Unidades da Federação) para o período 1980/2020.** Rio de Janeiro: IBGE, 2004.
- _____. **Sinopse Preliminar do Censo Demográfico.** Vol. 7. Rio de Janeiro, IBGE, 2001.
- _____. **Tendências Demográficas: Uma Análise dos Resultados da Sinopse Preliminar do Censo Demográfico 2000.** In: *Série Estudos e Pesquisas. Informação Demográfica e Socioeconômica*, n. 6. Rio de Janeiro: IBGE, 2001.
- IEA [International Energy Agency]. **Coal Information.** Paris: IEA, 2005.
- _____. **Energy technologies for the 21st Century.** Paris: IEA, 1997.
- _____. **Energy Technologies Perspectives - 2006. Scenarios and Strategies to 2050.** Paris: IEA, 2006
- _____. **Key World Energy Statistics 2005.** Paris: IEA, 2005.

- _____. **Key World Energy Statistics 2006**. Paris: IEA, 2006.
- _____. **Oil in Power Generation**. 1997. Disponível em <<http://www.iea.org>>.
- _____. **Renewables for Power Generation: Status and Prospects**. [s.n.]: OECD, 2003.
- _____. **World Energy Outlook 2004**. Paris: IEA, 2004.
- _____. **World Energy Outlook 2006**. Paris: IEA, 2006.
- IFP [Institute Français du Pétrole]. **GTL: Prospects for development**. Disponível em <<http://www.ifp.fr>>. Acesso em maio de 2006.
- IHA [International Hydropower Association]. **The Role of Hydropower in the Sustainable Development**. Londres: IHA, 2003.
- INB [Indústrias Nucleares do Brasil S.A.]. **A Produção de Combustível para Geração Nucleoelétrica no Brasil**. Apresentação em Power-Point. [s.l.]: INB, 2003.
- INMETRO [Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial]. **Tabelas de consumo/eficiência energética**. Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br/consumidor/tabelas.asp>>. Acesso em abril de 2006.
- IPCC [Intergovernmental Panel on Climate Change]. **Climate Change: The Scientific Basis in 1990**. Contribution of Working Group I to the First Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, 1^a ed. Cambridge, UK e New York, USA: Cambridge University Press, 1990.
- _____. **Mudança do Clima 1995**, Sumário para formuladores de Políticas, contribuição do Grupo de Trabalho I ao Segundo Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima, 1^a ed. Brasília: MCT, 2000.
- _____. **Greenhouse gas inventory reporting instructions – IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories**. Vols. 1-3. Londres: IPCC/UNEP/OECD/IEA, 1996.
- IRN [International Rivers Network]. **Letter to Ken Newcombe**. Disponível em <<http://www.irn.org/programs/greenhouse/...>>. Acesso em agosto de 2006.
- _____. **Tropical Hydropower is a Significant Source of Greenhouse Gas Emissions**. Disponível em <<http://www.irn.org/programs/greenhouse/...>>. Acesso em agosto de 2006.
- JENSEN, J. T. **The LNG revolution**. In: *Energy Journal of the International Association for Energy Economics*. n. 2, vol. 24. Weston (EUA): IAEE, 2003.
- JUNGINGE, M. R., FAAIJ, A. e TURKENBURG, W. C. **Cost reduction prospects for offshore wind farms**. In: *Wind Engineering*, 28 (1), pp. 97-118.
- KELMAN, J. **Metodologia de Cálculo da Energia Firme de Sistemas Hidrelétricos levando em consideração o uso múltiplo da água**. Brasília: ANA, novembro de 2002.
- KIM, T. e RO, S. **Power augmentation of combined cycle power plants using cold energy of liquified natural gas**. In: *Energy*, nº 9., vol. 25, p. 841-856. 2000
- KNOBEL, M. **Fusão Nuclear: Alternativa para o Futuro?**. In: *Com Ciência – Revista eletrônica de jornalismo científico* (<<http://www.comciencia.br>>). São Paulo: SBPC, 2000.
- KOOPMANS, A., KOPPEJAN, J. **Agricultural and Forest Residues - Generation, Utilization and Availability**.

In: *Regional Consultation on Modern Applications of Biomass Energy*. (p. 6-10). Kuala Lumpur (Malásia): [s.n.], janeiro de 1997.

KROPOSKI, B. e DEBLASIO, R. **Technologies for the New Millennium: Photovoltaics as a Distributed Resource**. Golden: NREL, 2000.

KUMAR, A. **Preliminary Analysis of Sector Based Proposal: Case Study for India**. In: *Dialogue on Future International Actions to Address Global Climate Changes*. Apresentação em PowerPoint. Lima (Peru): [s.n.], 2005.

LA ROVERE, E. L (coord). **Avaliação ambiental estratégica para o Setor de Petróleo e Gás Natural no Sul da Bahia**. Rio de Janeiro: LIMA/COPPE/UFRJ, 2003. Disponível em <http://www.lima.coppe.ufrj.br/aae_relatorio-final>. Acesso em dezembro de 2005.

LA ROVERE, E. L. et al. **Estudo de cadeias energéticas para geração de eletricidade: impactos ambientais**. Relatório parcial 1. Rio de Janeiro: Convênio MMA/CENERGIA, 2005.

_____. **Second Generation Model - SGM Brazil: Improved Treatment of Biomass**. Report of 2nd Phase, 2nd Stage. Rio de Janeiro: Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, 2005.

LAHERRERE, J. **Future of natural gas supply**. Berlim: ASPO, maio de 2004.

LBST [Ludwig Bölkow Systemtecnik]. **Well-to-Wheel Analysis of Energy Use and Greenhouse Gas Emissions of Advanced Fuel/Vehicle Systems – A European Study**. Setembro de 2002. Disponível em <http://www.lbst.de/index_e.html>. Acesso em outubro de 2006.

LEITE, N. B. **A Questão Florestal e o Desenvolvimento**. In: *Seminário Setorial Papel e Celulose*. Rio de Janeiro: BNDES, julho de 2003.

LEITE, R. C. C. et al.. **Estudo Sobre as Possibilidades e Impactos da Produção de Grandes Quantidades de Etanol Visando à Substituição Parcial de Gasolina no Mundo**. Campinas: NIPE/UNICAMP, 2005.

LEVELTON Engineering Ltd. **Assessment of Net Emissions of Greenhouse Gases from Ethanol-Blended Gasolines in Canada: Lignocellulosic Feedstock**. Levelton Engineering Ltd, R-2000-2. [s.l.]: , in association with(S&T)2 Consultants Inc., 2000.

LICHT, F. O. **World Ethanol Markets: The Outlook to 2015**. In: *Special Report* nº 138. Kent, UK: [s.n.], 2006.

LIMA [Laboratório Interdisciplinar de Meio Ambiente]. **Avaliação Ambiental Estratégica para o Setor de Petróleo e Gás Natural no Sul da Bahia**. 2003. Disponível em <<http://www.lima.coppe.ufrj.br>>.

LIN, J. T. **Status Quo of Photovoltaic Status Quo of Photovoltaic Industry in Taiwan**. Apresentação em powerpoint. Taiwan: [s.n], 2005.

LONGO e PIRRÓ, W. **Programas Mobilizadores**. In: *Seminário preparatório da 3ª Conferência Nacional de Ciência, Tecnologia e Inovação – 3ª CNCTI*. Brasília: CGTEE – Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, 2005.

LOPES, F. **O Choque Heterodoxo – Combate à Inflação e Reforma Monetária**. Rio de Janeiro: Ed. Campus, 1986.

LORA, E. E. S., NASCIMENTO, M. A. R. **Geração Termelétrica – Planejamento, Projeto e Operação**. Vol. 1 e 2. [s.l.]: Editora Interciência , 2004.

MAB [Movimento de Atingidos por Barragens]. **O Atual Modelo Energético**. Disponível em <<http://www.mabnacional.org.br>>. Acesso em fevereiro de 2006.

MACEDO, I. C., NOGUEIRA, L. A. H. **Avaliação da Expansão da Produção do Etanol no Brasil**. In: *Cadernos NAE / Biocombustíveis – Processos Estratégicos de Longo Prazo*, n. 2. Brasília: NAE/PR, 2005.

- MACHADO, I. F. **Recursos Minerais - Política e Sociedade**. São Paulo: Edgard Blucher, 1989.
- MAISONNIER, G. **GTL: Prospects for development. Panorama 2006**. In: *Revue de l'Énergie*, n. 564, pp 100-104, março-abril de 2005.
- MANECHINI, C., RICCI, A., e DONZELLI, J. L. **Benefits and Problems of Trash Left in the Field**. In: HASSUANI, S. J., LEAL, M. R. L. V., MACEDO, I. C., *Biomass Power Generation: Sugar Cane Bagasse and Trash*, Série Caminhos para Sustentabilidade, n. 01, cap. 3. Piracicaba: PNUD/CTC, 2005.
- MANOEL FILHO, J. **Contaminação das Águas Subterrâneas**. In: Feitosa, F. A. C. (org.) *Hidrogeologia: Conceitos e Aplicações*. p. 109-132. Fortaleza: CPRM/REFO, 2000.
- MAPA [Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento]. **Projeções do Agronegócio – Mundial e Brasil**. Brasília: Assessoria de Gestão Estratégica – AGE, 2006.
- _____. **Dados Estatísticos – Culturas** (baseado em Produção Agrícola Municipal e Levantamento Sistemático da Produção Agrícola, dez/05, do IBGE). Disponível em <http://www.agricultura.gov.br/portal/page?_pageid=33,969696&_dad=portal&_schema=PORTAL>. Acesso em julho de 2006.
- _____. **Açúcar e Álcool no Brasil**. Nota Técnica. Departamento da Cana-de-açúcar e Agroenergia. Secretaria de Produção e Agroenergia. Brasília: MAPA, 2006.
- MAPLES, R. **Petroleum Refinery Process Economics**. USA: Penn Well Corporation, 2000.
- MARIANO, J.B. **Impactos Ambientais do Refino do Petróleo**. Tese de Mestrado. Rio de Janeiro: COPE/UFRJ, 2001.
- MARTINS, C. **Introdução da Concorrência e Barreiras à Entrada na Atividade de Refino de Petróleo no Brasil**. Tese de Mestrado. Rio de Janeiro: IE/UFRJ, 2002.
- MASSERON J. **Petroleum Economics**. 4^a ed. Paris: Editions Technip, 1990.
- MEDEIROS, A. M. **Bases metodológicas para incorporação da variável ambiental no planejamento da expansão termelétrica no Brasil**. Tese de Mestrado. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2003.
- MELO, A. C. G. **Brazilian Workshop on Modelling and Energy Planning**. In: *Session 5: Modelling in the Electricity Sector*. Apresentação em PowerPoint. Rio de Janeiro: CEPEL, 2004.
- MINGACHO, P. C.; PORTELLA, M.M. e PINHEIRO, M.D. **Tipologia dos Impactos Ambientais Associados às Fontes de Energias Renováveis**. Portugal: [s.n.], 2003. Disponível em <<http://www.meteo.ist.utl.pt/~jjdd/LEAMB>>.
- MIT [Massachusetts Institute of Technology]. **The Future of Nuclear Power – An Interdisciplinary MIT Study**. Massachusetts: MIT, 2003.
- MMA [Ministério do Meio Ambiente]. **Diretrizes ambientais para o setor mineral**. Brasília: MMA, 1997.
-))MME/EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **Balanço Energético Nacional 2006 – Ano Base 2005**. Rio de Janeiro: EPE, 2006.
- _____. **Balanço Energético Nacional 2005 – Ano Base 2004**. Rio de Janeiro: EPE, 2005.
- _____. **Plano Decenal de Energia Elétrica 2006-2015**. Rio de Janeiro: MME, 2006.
- _____. **Mercado de Energia Elétrica, 2006-2015**. Rio de Janeiro: EPE, 2005
- MME [Ministério das Minas e Energia]. **O Novo Modelo do Setor Elétrico**. Brasília: MME, 2004.

- _____. **Programa de Reestruturação Institucional do Setor Mineral - PRISMA.** Brasília: MME/SMM, 2001.
- MODIANO, E. **A Ópera dos Três Cruzados.** In: Marcelo de Paiva Abreu (org.) *A Ordem do Progresso: cem anos de política econômica republicana, 1889-1989*. Rio de Janeiro: Ed. Campus, 1989.
- MORAIS, I. R. D. **Dinâmica Demográfica e Desenvolvimento no Brasil.** Cacó: UFRN-CERES, 2004.
- MOSS, H. e LIMA, J. **Energias Solar e Eólica: Estado Atual e Perspectivas.** In: *1º Workshop de Energias Renováveis*. Maceió, AL: CRESESB-CEPEL, 2004.
- MOTTA, R. S. **Manual para Valoração Econômica de Recursos Ambientais**, 1^a ed.. Brasília: MMA, 1998.
- MÜLLER, A.C. **Hidrelétricas – Meio Ambiente e Desenvolvimento.** São Paulo: Makron Books, 1995.
- MUNIZ, A. L. e ANDRADE, J. F. M. **Potencial Técnico de Cogeração do Setor de Papel e Celulose no Brasil: Presente e Futuro**, In: *XV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Grupo II - Produção Térmica e Fontes Não Convencionais*, 1999, Foz do Iguaçu. Anais... Foz do Iguaçu: XV SNPTEE, 1999.
- NAE [Núcleo de Assuntos Estratégicos da Presidência da Republica]. **Mudança do Clima, Negociações Internacionais, Vulnerabilidade, Impactos e Adaptação a Mudanças do Clima.** n. 3. vol. 1. Brasília: NAE, 2005.
- NASCIMENTO, M. V. G. et al. **Energia Eólica.** In: *Fontes Alternativas de Energia no Brasil*. Rio de Janeiro: Ed. Ciência Moderna, 2004.
- _____. **Energia Heliotérmica.** In: *Fontes Renováveis de Energia no Brasil*. Rio de Janeiro: Ed. Interciência, 2003.
- _____. **Opções à Geração Dieselétrica para Sistemas Isolados na Região Norte: eólica, hidrocinética e biomassa.** In: *XV Seminário de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, 1999, Foz do Iguaçu, Anais... Foz do Iguaçu: XV SNPTEE, 1999.
- NATTA [Network for Alternative Technology and Technology Assessment]. **NATTA's Journal Renew.** n. 153, jan-fev 2005. Artigos diversos. Disponível em <<http://eetu.open.ac.uk/natta/rol.html>>. Acesso em agosto de 2006.
- NEA [Nuclear Energy Agency] e IAEA [International Atomic Energy Agency]. **Uranium 2003: Resources, Production and Demand ("Red Book")**. Paris: OECD, 2004.
- NEA [Nuclear Energy Agency]. **Projected Costs of Generating Electricity. 2005 Update**. Paris: OECD, 2005.
- NEGRI, J. C. e VIEIRA, S. **As emissões de Poluentes nas Usinas Termoelétricas à Gás Natural: um estudo de caso.** In: *XV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Grupo II - Produção Térmica e Fontes Não Convencionais*, 1999, Foz do Iguaçu. Anais... Foz do Iguaçu: XV SNPTEE, 1999
- NOGUEIRA, L. A. H. e LORA, E. E. **Wood Energy: Principles and Applications.** [s.l.]: Núcleo de Excelência em Geração Termoelétrica Distribuída – NEST, do Instituto de Engenharia Mecânica – IEM, Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI, 2002. Disponível em <http://www.nest.efei.br/portugues/Downloads/Files/Capitulo_1F.pdf>. Acesso em junho de 2006.
- NUNES, L.S. **A Dinâmica dos Preços Internacionais do Petróleo.** Monografia de Bacharelado. Rio de Janeiro: IE/UFRJ, 2000.
- NUTI, M. R. **A integração energética na América do Sul: escalas, planejamento e conflitos.** Tese de Doutorado. Rio de Janeiro: IPPUR/UFRJ, 2006.
- OBSTFELD, M. e ROGOFF, K.. **The Unsustainable US Current Account Position Revisited.** NBER Working Paper

10869. Disponível em <<http://www.nber.org/papers/w10869>>, 2005.

ODUM, E. P. **Ecologia**. Rio de Janeiro: Guanabara Koogan, 1988.

OIL & GAS JOURNAL. **Petrochem complex shields refining profits**. 3 de agosto de 1998. p. 62-64.

OLIVEIRA, E. C. **Programa Brasileiro de Geração Nuclear**. Apresentação em PowerPoint. Disponível em <<http://www.eletrownuclear.gov.br>>. Acesso em março de 2006.

OLIVEIRA, J. C.; FERNANDES, F. **Metodologia e considerações acerca da projeção da população do Brasil: 1980-2020**. In: *São Paulo em Perspectiva*, n. 2, vol. 10, pp. 116-123, abril-junho de 1996.

OLIVEIRA, J. T. S.; SILVA, J. C. **Variação Radial da Retratabilidade e Densidade Básica da Madeira de Eucalyptus Saligna**. In: *Revista Árvore*, n. 3, vol. 27, pp. 381-385. Viçosa: Sociedade de Investigações Florestais, 2003..

OLIVEIRA, R. G. **Análise de Desempenho Regulatório: Lições da experiência britânica na indústria de eletricidade**. Tese de doutorado. Rio de Janeiro: PPE/COPPE, 2004.

OLIVÉRIO, J. L. **Ganhos de Produtividade e Gestão nas Usinas, Etanol: Perspectivas e Oportunidades para a Agroindústria**. São Paulo: Dedini, 2006.

OTTINGER, R. L. **Environmental costs of electricity / prepared by Pace University center for environmental legal studies**. New York: Oceana Publications, 1991.

PACKER, P. **Refining: restructuring for profit**. In: *Hydrocarbon Engineering*. Farnham: Palladian Publications, janeiro de 2000.

PASTORE, A. C. **A Reforma Monetária do Plano Collor**. In: Clóvis de Faro (org.), *O Plano Collor – Avaliação e Perspectiva*. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos Editora, 1990.

PEREIRA, J. C. D. et al. **Características da madeira de algumas espécies de eucalipto plantadas no Brasil**. Documentos Embrapa Florestas, vol. 38, 2000. Disponível em <<http://www.cnpf.embrapa.br/publica/seriedoc/edicoes/docum38.pdf>>. Acesso em julho de 2006.

PEREIRA, E. M. D. et al. **Energia Solar Térmica**. In: "Fontes Alternativas de Energia no Brasil". Rio de Janeiro: Ed. Ciência Moderna., 2004.

PEREIRA, N. M., **Energia Nuclear: Da Energia Inesgotável à Energia Limpa**. In: *Revista Brasileira de Energia*. Junho de 2001.

PERRUT, F. M. **Potencial para difusão das tecnologias alternativas ao transporte de gás natural no Brasil: o caso do gás natural comprimido e gás natural liquefeito**. Monografia de bacharelado. Rio de Janeiro: IE/UFRJ, agosto de 2005. Disponível em <<http://www.ie.ufrj.br>>. Acesso em maio/206.

PETROBRÁS [Petróleo Brasileiro S/A]. **Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro**. Apresentação em powerpoint, do Diretor de Abastecimento, Paulo Roberto da Costa. Março de 2006. Disponível em <http://www2.petrobras.com.br/portal/frame_ri.asp?pagina=/ri/port/ApresentacoesEventos/Apresentacoes/Apresentacoes.asp>. 2006.

_____. **Plano de Negócios 2006-2010**. Rio de Janeiro: Petrobrás, agosto de 2005.

_____. **Plano de Negócios 2007-2011**. Rio de Janeiro, 2006.

_____. **Plano Estratégico Petrobrás 2015**. maio de 2004.

- _____. **Quem te viu, Quem te vê.** In: *Revista Petrobrás*. n. 109. Rio de Janeiro: Petrobrás, novembro de 2005.
- PINELLI, M.S. e PERTUSIER, R.R.,. **Tendências de investimento e perspectivas para o refino mundial.** In: *Rio Oil and Gas Conference* . Rio de Janeiro, outubro de 2004.
- PINHEL, A. C. C. **Simulação de Uma Usina Térmica a Gás no Novo Contexto do Setor Elétrico Brasileiro: Uma Análise Risco X Retorno.** Tese de Mestrado. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2000.
- PORTO, L. **Energias Renováveis no Brasil: Perspectivas para o Setor.** Apresentação em powerpoint. Rio de Janeiro: MME, 2005.
- POU, M. S. **A Indústria de Papel no Brasil.** In: *Seminário Setorial Papel e Celulose*. Rio de Janeiro: BNDES, julho de 2003.
- PRATES, C.T., COSTA, R.C. e PASTORIZA, F.A. **Setor de Petróleo e Gás Natural: Perfil dos Investimentos.** In: *BNDES Setorial*, n. 22 (pp. 3-28). Rio de Janeiro: BNDES, setembro de 2005.
- PRATES, D. e ROCHA, G. **Estudo da indústria do gás natural e seu inter-relacionamento com o setor elétrico na Bahia: perspectivas e potencialidades.** In: *Revista Desenbahia*, n. 4, vol. 2, pp 137-157. Salvador, 2006.
- PREIB, A. **Renewables, Energies of the Future. The German Example.** Apresentação em powerpoint. Jönköpin: [s.n.], 2006.
- PROCEL [Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica]. **Catálogo Selo Procel 2005.** Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2006.
- _____. **Pesquisa de Posse de Eletrodomésticos e Hábitos de Uso. Segmento Residencial BT.** Relatórios Técnicos. Rio de Janeiro: Eletrobrás/PUC-RJ, 2006.
- PRUNES, C. **Demografia e Emprego.** In: XVIII Fórum da Liberdade. Porto Alegre: [s.n.], maio de 2005.
- RAHMIN, I. I. **Stranded gas, diesel needs push GTL work.** In: *Oil & Gas Journal*. Pp. 18-26, ed. de 14 de março de 2005.
- RAMAGE, J. **Hydroelectricity.** In: BOYLE, G. (Ed.). *Renewable Energy: power for a sustainable future*. Oxford: Oxford University Press, 1996.
- RAZAVI, H. **Innovative Approaches to Financing Environmentally Sustainable Energy Development in Northeast Asia.** Pequim: [s.n.], 1997. Disponível em <<http://www.nautilus.org/archives>>. Acesso em abril de 2006.
- REAL, R. V. **Fatores Condicionantes ao Desenvolvimento de Projeto de GNL para o Cone Sul: Uma Alternativa para a Monetização das Reservas de Gás da Região.** Tese de mestrado. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2005.
- REGAUKAS, A. J. et al. **The path forward for biofuels and biomaterials.** In: *Science*, vol. 311, pp 484-489, edição de janeiro de 2006.
- REIS, M. M. **Custos Ambientais Associados a Geração Elétrica: Hidrelétricas x Termelétricas à Gás Natural.** Tese de mestrado. Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ, 2001.
- RESENDE, I. **Carvão Mineral no Brasil.** Apresentação em powerpoint. Rio de Janeiro: [s.n.], 2006.
- RESENDE, A. L. **A Moeda Indexada: uma proposta para eliminar a inflação inercial.** In: José M.Rego (org.) *Inflação e Hiperinflação: Interpretações e Retórica*. São Paulo: Bienal, 1986.

RESNICH, S. **Integración Regional**. In: *Seminario Internacional de Interconexiones Regionales*. Apresentação em powerpoint. Santiago, Chile: [s.n], 2003.

RETHORE, T. **The changing role of the government in the international natural gas industry**. Industry discussion paper. In: *Interscience*, vol. 12, pp 28-31, janeiro de 1998.

RIBEIRO, C. M. **Universalização do Serviço de Energia Elétrica, Eletrificação Rural e o Papel da Energia Solar Fotovoltaica**. In: Tolamsquim, M. T. (coord.) *Alternativas Energéticas Sustentáveis no Brasil*. Rio de Janeiro: Relume-Dumará, 2004.

RIBEIRO, L.B. **O Transporte de Petróleo e Derivados como um dos Fatores de Decisão para a Localização de Refinarias**. Monografia.. Rio de Janeiro: MBP/COPPE/UFRJ, 2003.

RIBEIRO, L.S. **O Impacto do Gás Natural nas Emissões de Gases de Efeito Estufa: O Caso do Município do Rio de Janeiro**. Tese de Mestrado. Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ, 2003.

RIBEIRO, M.A. **Ecologizar – Pensando o Ambiente Humano**. 2003. Disponível em <<http://www.ecologizar.com.br>>.

RICHARDS, G. **Asia's refining surplus typifies bad choices in decisions to add capacity**. Oil & Gas Journal, pp 17-20, edição de 15 de março de 1999.

RODRIGUES, B. **Gasoduto virtual: uma alternativa da expansão do uso**. Disponível em <<http://www.gasnet.com.br>>. Acesso em maio/2006.

RODRIGUES, L. C. E. **Tópicos de Economia Florestal**. Documentos Florestais, pp 1-19. Piracicaba: ESALQ/USP, fevereiro de 1991.

RODRIGUES FILHO, J. P. **Trash Recovery Cost**. In: HASSUANI, S. J., LEAL, M. R. L. V., MACEDO, I. C., *Biomass Power Generation: Sugar Cane Bagasse and Trash, Série Caminhos para Sustentabilidade*, nº 01, cap. 12. Piracicaba: PNUD/CTC, 2005.

ROCHA, A.G., **Comercialização de Energia Elétrica e Formação de Preços**. In: *Fórum Continuado de Energia*. Rio de Janeiro, 2003. Apresentação em PowerPoint. Disponível em <<http://www.ebape.fgv.br/novidades>>. Acesso em fevereiro de 2006.

ROSA, L. P. **Aspectos da Segurança dos Reatores Relacionados à Transferência de Angra I e II de Furnas para a Nuclen**. 1997. Disponível em <<http://www.ivig.coppe.ufrj.br>>. Acesso em março de 2006.

ROSA, L.P. (org). **Energia e Crise**. Petrópolis: Ed Vozes, 1984.

ROSA, L. P. e SCHECHTMAN, R. **Avaliação de Custos Ambientais da Geração Termelétrica: inserção de variáveis ambientais no planejamento da expansão do setor elétrico**. In: *Caderno de Energia*, n. 9, pp. 159-256. Rio de Janeiro: [s.n.], março de 1996.

ROSA, L. P., SCHECHTMAN, R. e RIBEIRO, K. S. **Emissões de Dióxido de Carbono por Queima de Combustíveis: Abordagem Top-Down**. Primeiro Inventário Brasileiro de Emissões Antrópicas de Gases de Efeitos Estufa. Brasília: MCT, 2002.

ROSA, R. N. **Combustíveis Fosseis – O Problema do Peak Oil**. Centro de Geofísica de Évora, Universidade de Évora, Instituto Superior Técnico, Association for the Study of Peak Oil. Apresentação Power Point. Rio de Janeiro, 2005.

ROSILLO-CALLE, F., BAJAY, S. V. e ROTHMAN, H. **Uso da biomassa para produção de energia na indústria brasileira**. Campinas: Editora Unicamp, 2005.

RUDIN, M. **Russian refiners slowly building new units, upgrading refined product quality.** Oil & Gas Journal, pp 40-47, edição de 2 de agosto de 2004.

SAMUELSON, R.D. e TAYLOR, M.S. **Oil Price Assumptions for Energy Outlook – Discussion Paper.** Wellington, NZ: Ministry of Economic Development, 2005.

SANIÈRE, A. **Gas reserves, discoveries and production. Panorama 2006.** Paris: IFP, 2006.

SANTOS, C. M. P.; COELHO, J.; DIAS, A. **Uma Contribuição Metodológica para a Modernização de Unidades Hidrogeradoras.** In: *XV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 1999.* Foz do Iguaçu. Anais... Foz do Iguaçu: XV SNPTEE, 1999.

SANTOS, M. F. M. **A Importância da Complementaridade Térmica,** In: *Soluções BR Mercado Consumidor*, n.12, pp 42-46, março-abril de 2004.

SAUER, I. L. e VIEIRA, J. P. **COPEL [Companhia Paranaense de Energia]: Observações quanto à avaliação e preço mínimo.** Relatório de avaliação. Monografia disponível em <<http://www.ieee.usp.br/biblioteca/producao/2001/monografias>>.

SCHAEFFER, R. et al. **Energia e pobreza: problemas de desenvolvimento energético e grupos sociais marginais em áreas rurais e urbanas do Brasil.** Technical report prepared for División de Recursos Naturales e Infraestructura – CEPAL. Santiago do Chile: [s.n.], 2003.

SCHAEFFER, R. e SZKLO, A. S. **Future electric power technology choices of Brazil: a possible conflict between local pollution and global climate change.** In: *Energy Policy* (29) 5, pp 335-369, 2001.

SCHAEFFER, R. (Coord.). **Evolução do Mercado Brasileiro de Derivados de Petróleo e Perspectivas de Expansão do Parque de Refino Nacional até 2015.** Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ, 2004.

SCHAFFER, R., SZKLO, A. S. e MACHADO, G. V. (coords.). **A Matriz Energética Brasileira 2003-2023.** Relatório final. Rio de Janeiro: MME, 2004.

SCHAEFFER, R., SZKLO, A. e SCHULLER, M. **Climate Change Mitigation in Brazil.** In: Chander, W (org). *climate Change mitigation in Developing Countries – Brazil, India, Mexico, South Africa and Turkey.* Viorgia / USA: Pew Center on Global climate Change, 2002.

SEBRAE/RJ [Serviço de Apoio às Micro e Pequenas Empresas do Estado do Rio de Janeiro]. Setor fiação e tecelagem. Projeto: **Conservação de energia nas pequenas e médias indústrias do estado do Rio de Janeiro.** Relatório final. Rio de Janeiro: SEBRAE, 1997.

SECRETARIA DE ENERGÍA DA ARGENTINA. **Informe del Sector Electrico. Año 2004.** Buenos Aires: SEA, 2004.

SEVA FILHO, A. O., SANTI, A.M.M. e ROSA, A.C. **Licenciando Termelétricas de Grande Porte em Áreas Poluídas: Avaliação de um Caso na Região Metropolitana de Belo horizonte, MG e Comparação com casos em São Paulo e Paraná.** In: *IX Congresso Brasileiro de Energia*, 2001. Rio de janeiro. Anais... Rio de Janeiro: IX CBE, 2001.

SHEL GROUP. **Energy Needs, Choices and Possibilities – Scenarios to 2050.** [s.l.]: Shell, 2006.

SHIMIZU, J. Y. et al. **Cultivo do Pinus - Sistemas de Produção 5.** Versão Eletrônica. Embrapa Florestas, 2005. Disponível em <<http://sistemasdeproducao.cnptia.embrapa.br/FontesHTML/Pinus/CultivodoPinus/index.htm>>. Acesso em julho de 2006.

SHUHUA, Gu; WENQIANG, Liu. **The Role of Renewable Energy Options in China's Present and Future Energy System.** Disponível em <<http://www.nautilus.org>>. Pequim: ITEESA, 2000.

SILVEIRA, J.P. **A abertura de mercado abastecimento de combustíveis: a nova estrutura tributária e a evolução da desregulamentação de preços.** Nota Técnica. Rio de Janeiro: ANP, 2002.

_____. **Regulação de monopólios e defesa da concorrência: um estudo sobre a indústria de gás natural no Brasil.** Tese de Mestrado. Rio de Janeiro: IE/UFRJ, 2000.

SIMONSEN, M. H. **A Inflação Brasileira: lições e perspectivas.** In: *Revista de Economia Política*, vol. 5, pp. 15-30, outubro-dezembro de 1985.

_____. **Inflação: Gradualismo x Tratamento de Choque.** Rio de Janeiro: APEC Editora, 1970.

SIQUEIRA, M. M. et al. **Características Físicas, Químicas e Anatômicas da Madeira de Pinus merkusii.** Comunicado Técnico Embrapa Florestas, n. 65, novembro de 2001. Disponível em <http://www.cnpf.embrapa.br/publica/comun tec/com_tec65.pdf>. Acesso em julho de 2006.

SIVIERI, R. **Perspectivas de oferta e demanda de gás natural no Brasil.** In: *Expo GNV 2005*. Apresentação em PowerPoint. Rio de Janeiro: [s.n.], outubro de 2005.

SOARES, J. B. **Formação do mercado de gás natural no Brasil: impacto de incentivos econômicos na substituição interenergéticos e na cogeração em regime “topping”.** Tese de Doutorado. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2004.

_____. **Potencial de conservação de energia e de mitigação das emissões de gases de efeito estufa para a indústria brasileira de cimento Portland.** Tese de Mestrado. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 1998.

SORIANO, S. **Atendendo a demanda através do GNL e do GNC.** In: *Expo GNV 2005*. Apresentação em PowerPoint. Rio de Janeiro: [s.n.], outubro de 2005.

SOUZA, W. L. **Impacto Ambiental de Hidrelétricas: Uma Análise Comparativa de Duas Abordagens.** Dissertação de Mestrado. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2000.

SOUZA, Z. et al. **Centrais Hidrelétricas – Estudos para Implantação.** Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1999.

SPATHELF, P., SELING, I. e BORGES, R. Z. **Avaliação Econômica da Recuperação de Áreas Mineradas na Empresa Copelmi Mineração S.A. - Butiá, RS, Brasil.** In: *Ciência Rural*, nº 5, vol. 31. Santa Maria: 2001.

STAVINS, R., WAGNER, A.F. e WAGNER, G. **Interpreting Sustainability in Economic Terms: Dynamic Efficiency plus Intergenerational Equity.** USA: Harvard University, 2002.

STCP Engenharia de Projetos Ltda. **O Apagão e o Brasil Florestal 2020.** Informativo STCP, nº 8, pp 04-09, Curitiba: STCP, 2005.

STELL, J. **Worldwide construction update.** Oil & Gas Journal, vol. 44, pp 56-93, 2000.

STOSUR, G. **Energy in the XXIst century- unconventional oil and gas.** In: *Revue Geologues*, nº 127, 2000.. Disponível em <<http://www.cifeg.org/print.php?lang=en&page=technical&rub=energy>>. Acesso em julho de 2006.

SÜFFERT, R. L., BAJAY, S. V. e LIMA, C.R. **Energia, Sociedade e Desenvolvimento Sustentável: O Caso da Reposição de Florestas Plantadas no Rio Grande do Sul.** Disponível em <<http://www.aondevamos.eng.br/verdade/artigos/enersoc.htm>>. Acesso em dezembro de 2005.

SZKLO, A.S. **Especificação de Qualidade, Consumo de Energia e Emissões de CO₂ em Refinarias de Petróleo.** In: *XI Congresso Brasileiro de Energia*, 2006. Rio de Janeiro. Anais... Rio de Janeiro: IX CBE, 2006.

_____. **Fundamentos do Refino de Petróleo.** Rio de Janeiro: Ed Interciência, 2005.

- _____. **Notas sobre conceitos de exploração e produção de petróleo.** Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ, 2005.
- _____. **Tendências de desenvolvimento da cogeração a gás natural no Brasil.** Tese de Doutorado. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2001.
- SZKLO, A. S. e SCHAEFFER, R. **Alternative energy sources or integrated alternative energy systems? Oil as a modern lance of Peleus for the energy transition.** In: *Energy*, n. 14, vol. 31, pp 2177-2186, 2006.
- (S&T)2 CONSULTANTS Inc. **Liquid Fuels from Biomass: North America; Impact of Non-Technical Barriers on Implementation**, prepared for the IEA Bioenergy Implementing Agreement, Task 27, Final Report. [s.l.]: S&T, 2000.
- TAVARES, M.E.E. **Análise do Refino no Brasil: Estado e Perspectivas – Uma Análise “Cross-Section”.** Tese de Doutorado. Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ, 2005.
- TESKE, S. **Energy Revolution: A Sustainable Pathway to a Clean Energy Future for Europe.** [s.l.]: Greenpeace International, 2005.
- TIBA, C. **Atlas Solarimétrico do Brasil.** Recife: UFPE/CHESF, 2000.
- THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia do Petróleo.** Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2001.
- TOLMASQUIM, M. T. **Adaptações aos choques do petróleo e estilo de desenvolvimento 1973/85.** In: La Rovere, E. L. e Robert, M. (ed) (1989). *Capacitação para a tomada de decisões na área de energia. Planejamento Energético: elementos para um novo enfoque*. Projeto FINEP/PNUD/UNESCO – BRA 82/004. Rio de Janeiro: FINEP, 1989.
- TOLMASQUIM, M. T. (coord.). **Geração de Energia Elétrica no Brasil.** Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2005.
- TOLMASQUIM, M.T, et al. **Liberação da Importação de Derivados no Brasil.** Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2000.
- _____. **Análise da competição entre gás natural e eletricidade em setores selecionados: indústria de alimentos e bebidas, editorial e gráfica e shopping centers.** Relatório parcial. Projeto P&D - Convênio ANEEL/LIGHT/COPPE. Rio de Janeiro: [s.n.], 2001.
- _____. **Alternativas Energéticas Sustentáveis no Brasil.** Rio de Janeiro: Editora Relume Dumará., 2004.
- _____. **Análise da Viabilidade da Introdução do Gás Natural em Setores Selecionados.** Relatório Técnico. Convênio FINEP-CTPetro. Rio de Janeiro: FINEP, 2001.
- _____. **Mercado de gás natural na indústria química e no setor hospitalar do Brasil.** Rio de Janeiro: E-papers serviços editoriais, 2003.
- TOLMASQUIM, M. T. e SZKLO, A. S. (coords.). **A Matriz Energética Brasileira na Virada do Milênio.** Rio de Janeiro: ENERGE, 2000.
- _____. **Manual descritivo do modelo MIPE.** Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 1997.
- TOLMASQUIM, M. T. e SZKLO, A. S. **Como atender as necessidades energéticas do país de forma sustentável? Energia, fontes alternativas e sustentabilidade.** Disponível em <<http://www.ebape.fgv.br/cids/NOVO%20DEBATE%20EnergiaSzclo.html>>. Acesso em dezembro de 2005.
- TOMASELLI, I. **Informe Nacional Brasil.** In.: *Estudio de Tendencias y Perspectivas del Sector Forestal en América Latina* - Documento de Trabajo ESFAL/N/6, Ministerio de Medio Ambiente de Brasil, Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación, Roma: FAO/ONU, 2004.

TORQUATO, S. A. **Álcool: projeção da produção e exportação no período 2005/06 a 2015/16.** Instituto de Economia Agrícola. Agência Paulista de Tecnologia dos Agronegócios. Secretaria de Agricultura e Abastecimento do Estado de São Paulo, 2005. Disponível em <<http://www.iea.sp.gov.br/out/verTexto.php?codTexto=4010>>. Acesso em agosto de 2006.

TRACTEBEL ENERGIA. **Carvão Mineral. Visão Estratégica Mundial.** Apresentação em PowerPoint. [s.l.], 2006.

_____. **Carvão, usinas termelétricas e meio ambiente.** Apresentação em PowerPoint. [s.l.], 2006.

TRUE, W. **Pipeline economics. More construction, higher costs.** Oil & Gas Journal, edição de 4 de setembro de 2000.

TRUGILHO, P. F., et al., **Rendimentos e Características do Carvão Vegetal em Função da Posição Radial de Amostragem em Clones de Eucalyptus.** In: *Revista Cerne*, n. 2, vol. 11, pp. 178-186, abril-junho de 2005. Lavras: Cerne - Centro de Estudos em Recursos Naturais Renováveis. Departamento de Ciências Florestais da Universidade Federal de Lavras, 2005.

TURNER, R. K. D. Pearce; BATEMAN, I. **Sustainable Environmental Economics: An Elementary Introduction.** Hemel Hempsted, England: Harvester Wheatsheaf, 1994.

TVA [Tennessee Valley Association]. **TVA Environmental Report: Reservoir Ratings 2003.** Disponível em <<http://www.tva.gov/environment/ecohealth/>>. Acesso em agosto de 2006.

UNDP [United Nations Development Program]. **World Energy Assessment – Energy and the Challenge of Sustainability.** 2000. Disponível em <<http://www.undp.org/seed/eap/activities/wea/drafts-frame.html>>.

UNFCCC [United Nations Framework Convention on Climate Change]. **Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas Relatório do Comitê Executivo (EB 23).** Anexo 5. Disponível em <<http://cdm.unfccc.int/EB/Meetings/index.html>>.

UNIDO [United Nations Industrial Development Organization]. **Hydropower: World Water Assessment Programme.** Disponível em <<http://wwap.unesco.org>>. Acesso em abril de 2006.

UNIVERSITY OF CHICAGO. **The Economic Future of Nuclear Power.** Agosto de 2004. Disponível em <<http://nuclear.gov/reports>>. Acesso em março 2006.

U.S. ARMY CORPS OF ENGINEERS. **Civil Works Construction Cost Index System.** Washington: US DoA, 31 de março de 2000.

USGS [United States Geological Survey]. **Informações sobre recursos não descobertos de hidrocarbonetos no Brasil.** Disponível em <<http://www.usgs.gov>>. Acesso em janeiro e junho de 2006.

USDE. **The Biomass Program, Office of the Biomass Program Energy Efficiency and Renewable Energy.** 2006

VALOR ECONÔMICO. **A Indústria de Celulose e Papel.** In: *Valor Análise Setorial*, pp 8-11. São Paulo: Valor Econômico S.A., 2006.

VELÁZQUEZ, S.M.S.G. **A Cogeração de Energia no Segmento de Papel e Celulose: Contribuição à Matriz Energética do Brasil.** Tese de Mestrado. São Paulo: IEE/USP, 2000.

VÉLEZ, J. A. O. **Condições econômicas e institucionais para integração energética na América do Sul.** Dissertação de Mestrado. Rio de Janeiro: IE/UFRJ, 2005.

VENTURA FILHO, A. **Geração Hídrica no Brasil.** Apresentação em PowerPoint. Rio de Janeiro: EPE, fevereiro de 2006.

VERBUND. **Austrian Hydro Power AG.** AHP folder, brochura disponível em <<http://www.verbund.at/en/AHP/>>. Acesso em março de 2006

VIEIRA, L., **Setor Florestal em Minas Gerais: Caracterização e Dimensionamento.** Belo Horizonte: Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG, 2004.

WARTSILA. **Oil Power Plants.** Disponível em <<http://www.wartsila.com>>. Acesso em junho de 2006.

WBCSD [World Business Council for Sustainable Development]. **Exploring Sustainable Development, 2005.** Disponível em <<http://www.wbcsd.ch>>. Acesso em junho de 2006.

_____. **Pathways to Energy and Climate Change 2050.** Geneva: WBCSC, 2005.

WCI [World Coal Institute]. **Clean Coal-Building a future through technology.** Disponível on-line desde 2005 em <<http://www.wci-coal.com>>. Acesso em julho de 2006.

_____. **Informações sobre carvão.** Disponível em <http://www.worldcoal.org>. Acesso em julho/2006.

_____. **The Coal Resource: A Comprehensive Overview of Coal.** Disponível em <<http://www.worldcoal.org/pages/contents>>. Acesso em junho de 2006.

WHITEMAN, A. **Recent Trends and Developments in Global Markets for Pulp and Paper.** Forestry Department Food and Agriculture Organization of the United Nations – FAO Forestry. Paperex'2005. International Technical Conference on Pulp and Paper Industry. Nova Delhi, Índia: FAO/ONU, dezembro de 2005.

WILLIAMS B. **Refiner's future survival hinges on adapting to changing feedstocks, product specs.** Oil & Gas Journal, pp. 13-18, edição de 11 de agosto de 2003.

WISDOM, L.I., PEER, E.D. e BONNIFAY, P. 1997. **H-Oil versus Coking for the turn of the century.** IFP Industrial Division. 1997.

XAVIER, E. E. **Termeletricidade no Brasil - Proposta Metodológica para Inventário das Emissões Aéreas e sua Aplicação para o Caso do CO₂.** Tese de Doutorado. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2004.

YAMAMOTO, J. K. e ROCHA, M. M. **Revisão e Recomendações para o Cálculo e Classificação de Reservas Mineiros.** In: *Revista Brasileira de Geociências*, nº 4, vol. 26, pp 243-254. Rio de Janeiro: dezembro de 1996.

ZANCAN, F. L. **Carvão.** In: *Seminário de Tecnologias Energéticas do Futuro*. Apresentação em PowerPoint. Curitiba: [s.n.], 2006.

_____. **Carvão Mineral no Brasil.** In: *Reuniões temáticas na EPE*. Apresentação powerpoint. Rio de janeiro: [s.n.], 2006.

ZILLES, R. **Energia Solar Fotovoltaica.** Disponível em: <<http://www.riosvivos.org.br/arquivos/1242925239.PDF>>. Acesso em outubro de 2006.

Sites consultados

Além dos websites já citados na bibliografia, em razão do acesso a um documento específico, ao longo da elaboração do PNE 2030, no período entre dezembro de 2005 e novembro de 2006, foram consultados diversos outros sites, alguns visitados diversas vezes, na busca de informações gerais sobre temas específicos. A lista dos principais sites consultados é apresentada a seguir.

ABEGÁS [Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado]. <<http://www.abegas.org.br>>.

- ANA [Agência Nacional de Águas]. <<http://www.ana.gov.br>>.
- ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica]. <www.aneel.gov.br>.
- ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. <<http://www.anp.gov.br>>.
- BC [Banco Central do Brasil]. <<http://www.bcb.gov.br>>.
- BP [British Petroleum]. <<http://www.bp.com>>.
- BRACELPA [Associação Brasileira de Celulose e Papel]. <<http://www.bracelpa.org.br>>.
- BR DISTRIBUIDORA. <<http://www.br.com.br>>.
- CAVEINEL [Câmara Venezolana de la Industria Eléctrica] <<http://www.caveinel.org.ve>>.
- CCEE [Câmara de Comercialização de Energia Elétrica]. <<http://www.ccee.org.br>>.
- CEMIG [Companhia Energética de Minas Gerais]. <<http://www.cemig.com.br>>.
- CERPCH [Centro de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas]. <<http://www.cerpch.efeи.br>>.
- CIER [Comisión de Integración Energética Regional]. <<http://www.cier.org.uy>>.
- CONAB [Companhia Nacional de Abastecimento] <<http://www.conab.gov.br>>.
- CONPET [Programa Nacional de Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural]. <<http://www.conpet.gov.br>>.
- CNEN [Comissão Nacional de Energia Nuclear]. <<http://www.cnen.gov.br>>.
- CTGÁS [Centro de Tecnologias de Gás]. <<http://www.ctgas.com.br>>.
- EIA [Energy Information Administration]. <<http://www.eia.doe.gov>>.
- ELETROBRAS [Centrais Elétricas Brasileiras S.A.] <<http://www.eletrobras.com>>
- ELETRONUCLEAR [Eletrobrás Termonuclear S.A.] <<http://www.eletronuclear.gov.br>>.
- EMAE [Empresa Metropolitana de Águas e Energia do Estado de São Paulo]. <<http://www.emae.com.br>>.
- ENAGAS [Ente Nacional del Gas]. <<http://www.enagas.gob.ve>>.
- EPA. [U.S. Environmental Protection Agency] <<http://www.epa.gov>>.
- FURNAS [Furnas Centrais Elétricas S.A.]. <<http://www.furnas.com.br>>.
- GASNET. <<http://www.gasnet.com.br>>.
- IAEA [International Atomic Energy Agency]. <<http://www.iaea.org>>
- IBGE [Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística]. <<http://www.ibge.gov.br>>.
- IEA [International Energy Agency]. <<http://www.iea.org>>.
- IFP [Institute Français du Pétrole]. <<http://www.ifp.fr>>.
- INMETRO [Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial]. <<http://www.inmetro.gov.br>>.
- IBGE [Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística]. <<http://www.ibge.gov.br>>.
- INB [Indústrias Nucleares do Brasil S.A.]. <<http://www.inb.gov.br>>.

- IPEN [Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares]. <<http://www.ipen.br>>.
- ITAIPU [Itaipu Binacional]. <<http://www.itaipu.gov.br>>.
- MAPA [Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento]. <<http://www.agricultura.gov.br>>.
- MCT [Ministério da Ciência e Tecnologia]. <<http://www.mct.gov.br>>.
- MINEM [Ministerio de Energia y Minas]. <<http://www.minen.gob.pe>>.
- Ministerio de Hidrocarburos da Bolívia. <<http://www.hidrocarburos.gov.bo>>.
- MMA [Ministério do Meio Ambiente]. <<http://www.mma.gov.br>>.
- MME [Ministério das Minas e Energia]. <<http://www.mme.gov.br>>.
- NEA [Nuclear Energy Agency]. <<http://www.nei.org>>.
- NREL [National Renewable Energy Laboratory]. <<http://www.nrel.gov>>.
- NUCLEP [Nuclebrás Equipamentos Pesados S.A.] <<http://www.nuclep.gov.br>>.
- ONS [Operador Nacional do Sistema Elétrico]. <<http://www.ons.org.br>>.
- PETROBRÁS [Petróleo Brasileiro S/A]. <<http://www.Petrobras.com.br>>.
- Portal Gás Energia. <<http://www.gasenergia.com.br>>.
- PROCELINFO [Centro Brasileiro de Informação de Eficiência Energética]. <<http://www.eletrobras.com/pci>>.
- PROCEL [Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica]. <<http://www.eletrobras.com>>.
- SINDICOM [Sindicato Nacional das Empresas Distribuidoras de Combustíveis e de Lubrificantes]. <<http://www.sindicom.com.br>>.
- SUPERINTENDENCIA DE ELETRICIDAD DE BOLIVIA. <<http://www.superel.gov.bo>>.
- SUPERINTENDENCIA DE HIDROCARBUROS. <<http://www.superhid.gov.bo>>.
- TVA [Tennessee Valley Association]. <<http://www.tva.gov>>.
- TBG [Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A.]. <<http://www.tbg.com.br>>.
- TRADE TECH, LLC. <<http://www.uranium.info/index.html>>.
- TRANSPETRO [...]. Disponível em <<http://www.transpetro.com.br>>.
- UNIDO [United Nations Industrial Development Organization]. <<http://wwap.unesco.org>>.
- USGS [United States Geological Survey]. <<http://www.usgs.gov>>.
- WBCSD [World Business Council for Sustainable Development]. <<http://www.wbcsd.ch>>.
- WCI [World Coal Institute]. <<http://www.wci-coal.com>>.
- WCI [World Coal Institute]. <<http://www.worldcoal.org>>.



MME/SPE
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético

**TERMO DE REFERÊNCIA
PLANO NACIONAL DE ENERGIA 2030
PNE 2030**

AGOSTO DE 2005



SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	295
2	OBJETIVOS E JUSTIFICATIVA	295
3	CONTEÚDO DO TRABALHO	295
3.1	Estudos de Fundamentação sobre Economia e Energia	296
	Produto 01 – A Economia Brasileira e as Perspectivas de Evolução a Longo Prazo	296
	Produto 02 – Síntese do Balanço Energético Nacional – Indicadores de Energia	296
	Produto 03 – A Evolução Histórica da Oferta e do Consumo de Energia	297
	Produto 04 – Evolução do Mercado de Energia Elétrica a Longo Prazo	298
3.2	Estudos dos Recursos Energéticos E Prioridades de Usos	298
	Produto 05 – Recursos Hídricos e seus Usos	298
	Produto 06 – Petróleo e Derivados – Recursos, Reservas e Usos	299
	Produto 07 – Gás Natural – Recursos, Reservas e Usos	299
	Produto 08 – Carvão Mineral – Recursos, Reservas e Usos	300
	Produto 09 – Material Físsil – Recursos, Reservas e Usos	301
	Produto 10 – Biomassa – Recursos e Oferta e Usos	302
	Produto 11 – Outras Fontes de Energia – Recursos, Reservas e Usos	302
3.3	Síntese da Matriz Energética – Integração Energética, Competitividade e Aspectos Socioambientais	303
	Produto 12 – Importação, Exportação e Intercâmbios de Energia	303
	Produto 13 – Análise de Competitividade entre os Recursos Energéticos	303
	Produto 14 – Condicionantes Socioambientais da Energia no Brasil	304
	Produto 15 – Síntese da Matriz Energética Nacional	305
3.4	Energia Elétrica 2030 – Plano de Oferta	306
	Produto 16 – Geração Hidroelétrica	306
	Produto 17 – Geração Termoelétrica a partir do Petróleo e Derivados	307
	Produto 18 – Geração Termoelétrica a partir do Gás Natural	308
	Produto 19 – Geração Termoelétrica a partir do Carvão Mineral	310
	Produto 20 – Geração Termoelétrica a partir da Energia Nuclear	311
	Produto 21 – Geração Termoelétrica a partir da Biomassa	312
	Produto 22 – Geração de Energia Elétrica a partir de Outras Fontes de Energia	312
	Produto 23 – Importação, Exportação e Intercâmbios de Energia Elétrica	313



MME/SPE
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Produto 24 – Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica	313
Produto 25 – Prospecção Tecnológica no Setor Elétrico e Capacitação da Indústria Nacional.	314
Produto 26 – A Estratégia de Expansão do Setor Elétrico	315
4 CRONOGRAMA	317
5 EQUIPE E DEFINIÇÃO DE RESPONSABILIDADES.....	320
6 FORMA DE REALIZAÇÃO DO TRABALHO	320
7 DISPOSIÇÕES FINAIS	320



MME/SPE
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético

1 INTRODUÇÃO

A Lei 10.847, de 15/03/2004, regulamentada pelo Decreto nº 5.184, de 16/09/2004, criou e definiu as atribuições da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, com a finalidade de prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, que pela Constituição Federal é função de governo, de forma indelegável.

O Decreto nº 5.267, de 09/11/2004, no artigo 9º do seu Anexo I, definiu as competências da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético - SPE do Ministério de Minas e Energia -MME, o qual compete assegurar a integração intersetorial no âmbito do Ministério e coordenar os estudos de planejamento energético setorial.

Os produtos priorizados pelo MME para serem desenvolvidos no biênio 2005/2006 possuem uma forte ligação entre si, o que é inerente ao processo de planejamento, pois o grau de detalhamento dos modelos diminui à medida que o horizonte de planejamento avança, contudo, algumas atividades são comuns a todos os trabalhos.

A elaboração de projeções da Matriz Energética Nacional (MEN) é a base para a formulação de políticas energéticas, que por sua vez são as bases para o Planejamento Energético Nacional.

O Plano Nacional de Energia (PNE) é um instrumento fundamental para o planejamento de longo prazo do Setor Energético do país, orientando tendências e balizando as alternativas de expansão do sistema nas próximas décadas, através da orientação estratégica da expansão.

O Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica (PDEE), além de subsidiar a elaboração de vários produtos, principalmente a elaboração do Programa de licitações de usinas e de linhas de transmissão, fornece ao mercado uma referência para a expansão setorial, permitindo minimizar as incertezas na elaboração do planejamento estratégico pelos agentes, bem como fornecer indicadores, como a evolução das tarifas, custos marginais, demandas para a indústria, etc.

Destaca-se que a atividade de elaboração de cenários macroeconômicos é comum à MEN 2030, ao PNE 2030 e ao PDEE 2006/2015. As atividades não comuns devem também manter coerência com os resultados de cada Produto. No caso do PDEE, o horizonte restringe-se aos próximos dez anos e o mercado de energia elétrica precisa ser detalhado por centros de carga, representando-se a parte ativa e reativa da carga.

2 OBJETIVOS E JUSTIFICATIVA

Este Termo de Referência define o escopo, as diretrizes e os condicionantes dos estudos a serem desenvolvidos, no âmbito do PNE 2030, que servirão de subsídios para a elaboração do mesmo, pelo MME com o apoio da EPE, no biênio 2005/2006.

3 CONTEÚDO DO TRABALHO

A seguir apresentam-se objetivos e detalhamentos dos produtos a serem desenvolvidos pela EPE:



3.1 Estudos de Fundamentação sobre Economia e Energia

Produto 01 – A Economia Brasileira e as Perspectivas de Evolução a Longo Prazo

Objetivo – Analisar a evolução histórica da população e da economia brasileira, no período 1970/2005. Apresentar cenários econômicos de evolução da economia brasileira a longo prazo, para cada cinco anos, até 2030, com o seu desdobramento setorial e regional, considerando as projeções demográficas do IBGE.

Detalhamento – Caracterização dos cenários de população (urbano e rural) e de domicílios. Cenários econômicos nacional e sua inserção internacional, incluindo quantificação dos principais indicadores macroeconômicos para cada cenário. Deverão ser analisados, tanto o período histórico 1970/2005, como apresentadas as projeções, para cada cinco anos do horizonte temporal até 2030. Serão apresentados três cenários de expansão da economia, sendo um deles considerado o de referência.

Nota Técnica 01 – Histórico Demográfico e de Domicílios (1970-2005)

Descrição e análise do desenvolvimento histórico da população brasileira e dos domicílios nas áreas urbana e rural.

Nota Técnica 02 – Histórico da Economia Brasileira (1970-2005)

Descrição e análise do desenvolvimento histórico da economia brasileira.

Nota Técnica 03 – Cenários Demográficos e de Domicílios (2005-2030)

Descrição, análise e quantificação dos cenários de desenvolvimento da população brasileira e dos domicílios nas áreas urbana e rural no período 2005 a 2030.

Nota Técnica 04 – Cenários Econômicos Nacionais (2005-2030)

Apresentação dos cenários de desenvolvimento da economia brasileira no período 2005 a 2030.

Produto 02 – Síntese do Balanço Energético Nacional – Indicadores de Energia

Objetivo – Apresentar uma síntese da oferta e do consumo de energia no Brasil no período entre 1970 e 2005, através da sumarização de estatísticas, estabelecendo parâmetros e correlações para os indicadores energéticos, extraídos do Balanço Energético Nacional. Evidenciar os parâmetros e indicadores relacionados às reservas de fontes energéticas primárias nacionais, à produção de energia primária, à oferta interna de energia, ao consumo final, ao consumo final energético e ao comércio internacional de energia.

Detalhamento – Descrição e análise da evolução da oferta e do consumo de energia no Brasil, desagregado por região quando possível, através da consolidação e análise dos dados das reservas de fontes energéticas primárias nacionais, da produção de energia primária e secundária, da oferta interna de energia, do consumo final, do consumo final energético e do comércio internacional de energia e a sumarização destas estatísticas.

Nota Técnica 05 – Síntese do Balanço Energético Nacional (1970-2005)

Síntese da evolução da oferta e do consumo de energia no Brasil no período entre 1970 e 2005, com a consolidação e sumarização das estatísticas, parâmetros e correlações para os indicadores das diversas



fontes e usos energéticos, para as décadas de 70, 80 e 90 e para o quinquênio 2000/2005, explicitando comparações com os principais países e blocos econômicos desenvolvidos e em desenvolvimento.

Nota Técnica 06 – Consumo Final e Conservação de Energia Elétrica (1970-2005)

Síntese da evolução do consumo de energia elétrica no Brasil, no período entre 1970 e 2005, desagregado-o pelas regiões geoelétricas, destacando-se as perdas elétricas totais, as perdas na distribuição, na subtransmissão e na transmissão, obtendo-se os valores de energia (MWh) e as respectivas demandas máximas (MWh/h) nos barramentos das usinas, computando-se as parcelas correspondentes de autoprodução e produção independente. Apresentação de considerações sobre a conservação de energia elétrica e descrevendo a experiência internacional.

Nota Técnica 07 – Consumo Final e Conservação de Petróleo e Gás Natural

Síntese da evolução do consumo de petróleo e gás natural no Brasil, no período entre 1970 e 2005, desagregado por regiões – Sul, Sudeste, Centro-Oeste e Norte, desmembrado por seus principais segmentos – industrial, residencial, comercial, transporte (veicular) e geração elétrica, considerando, inclusive, os consumos nos campos de produção de petróleo e gás natural e nas refinarias.

Produto 03 – A Evolução Histórica da Oferta e do Consumo de Energia

Objetivo – Apresentar uma análise descritiva da evolução da oferta e do consumo de energia no Brasil no período entre 1970 e 2005, conforme evidenciado pelos parâmetros do Produto 02 – Síntese do Balanço Energético Nacional – Indicadores de Energia, estabelecendo parâmetros e correlações para os indicadores energéticos e os indicadores socioeconômicos e setoriais no Brasil no período.

Detalhamento – Evidenciar e contextualizar os parâmetros e correlações para os indicadores energéticos de oferta e consumo e os indicadores socioeconômicos e setoriais no Brasil no período entre 1970 e 2005, segmentados por região, com destaque para o conteúdo energético do produto industrial e de sua parcela exportada, efetuando comparação com os indicadores dos principais países e blocos econômicos de países desenvolvidos e em desenvolvimento e considerando os aspectos de conservação de energia.

Nota Técnica 08 – Análise Histórica da Evolução da Oferta de Energia 1970-2005

Análise descritiva da evolução da oferta de energia no Brasil no período entre 1970 e 2005, através de parâmetros e correlações que evidenciam e contextualizam as relações entre condições socioeconômicas, setoriais e de oferta energética no Brasil.

Nota Técnica 09 – Análise Histórica da Evolução do Consumo de Energia 1970-2005

Análise descritiva da evolução do consumo de energia no Brasil no período entre 1970 e 2005, através de parâmetros e correlações que evidenciam e contextualizam as relações entre condições socioeconômicas, setoriais e de consumo de energia no Brasil, apresentando, por exemplo: elasticidades dos consumos finais energéticos, de derivados de petróleo e de energia elétrica com o PIB, intensidade energética dos setores e atividade econômica e exportadores (TEP e kWh por US\$ de PIB) e consumo per capita (TEP e kWh por habitante).



Produto 04 – Evolução do Mercado de Energia Elétrica a Longo Prazo.

Objetivo – Apresentar cenários de evolução do consumo de energia elétrica, a longo prazo, até o ano 2030, para o país, considerando seus subsistemas, compatíveis com as hipóteses demográficas, econômicas e de conservação e uso eficiente de energia. Desmembrar por subsistemas do país, bem como considerar as perdas elétricas totais, obtendo-se a carga (MWh/h) de energia, tendo como referência os barramentos das usinas geradoras e as respectivas demandas máximas (MWh/h) para permitir os estudos das estratégias de expansão da geração e transmissão desses subsistemas sinalizando inclusive a conveniência da adoção de novas tecnologias, quando for o caso, bem como das interligações elétricas inter-regionais.

Detalhamento – Considerar a parcela correspondente à auto-produção, em particular a cogeração. Os dados do consumo de energia elétrica deverão ser desmembrados por sub-sistema, devendo-se agregar as perdas na distribuição, na sub-transmissão e na transmissão, obtendo-se os valores de energia e as respectivas demandas máximas tendo como referências os barramentos das usinas. Apresentar considerações sobre a conservação de energia, incorporando a experiência internacional.

Nota Técnica 10 – O Mercado de Energia Elétrica - Evolução a Longo Prazo

Apresentar as projeções do mercado de energia elétrica para os subsistemas do país – Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Além da projeção da carga, tendo como referência os barramentos das usinas (MWh), bem como a demanda máxima correspondente (MWh/h). Deverão ser apresentados os agregados nos principais centros de carga, nas configurações de referência, elaboradas a partir de equivalentes de carga, tendo em vista que o sistema de transmissão será representado de forma simplificada, preservando-se apenas os grandes troncos de transmissão.

3.2 Estudos dos Recursos Energéticos E Prioridades de Usos

Produto 05 – Recursos Hídricos e seus Usos

Objetivo – Analisar a oferta de recursos hídricos e seus diferentes usos e aplicações no país, pelos principais usuários, considerando as bacias hidrográficas nacionais e de fronteira, no período histórico recente e numa perspectiva de longo prazo. Destacar as disponibilidades para utilização da energia hidráulica para geração de energia elétrica.

Detalhamento – Descrever o potencial de recursos hídricos no Brasil, através da coleta e compilação dos estudos e relatórios já realizados pelos diversos entes relacionados, destacando as parcelas já aproveitadas para energia hidráulica (em operação e em construção) e as diversas aplicações, como irrigação e abastecimento, e as parcelas correspondentes aos vários níveis de conhecimento do potencial ainda não explorado (inventário, estimado individualmente e estimado conjuntamente), com um exame das necessidades de regularização dos rios, com a construção de grandes reservatórios, e as alternativas de interligações entre bacias hidrográficas com diversidade hidrológica, nacionais e internacionais.

Nota Técnica 11 – Avaliação das Perspectivas de Aproveitamentos dos Recursos Hídricos Nacio-



nais, com ênfase na Região Amazônica

Elaborar uma atualização do potencial hidráulico por região geográfica e por bacias hidrográficas, analisando, inclusive, a perspectiva de uso múltiplo dos recursos hídricos.

Avaliar as perspectivas de aproveitamentos dos recursos hídricos nacionais com ênfase na região amazônica, com análise dos aproveitamentos hidráulicos, considerando os possíveis usos, aspectos de regularização dos rios e conflitos de uso dos recursos hídricos. Localizar principais conflitos potenciais com relação a unidades de conservação, terras indígenas, quilombos e reservas extrativistas. Identificar as peculiaridades e as políticas de desenvolvimento sustentável para a região.

Produto 06 – Petróleo e Derivados – Recursos, Reservas e Usos

Objetivo – Analisar a oferta e a demanda de petróleo e derivados no país, pelos principais usos, considerando a importação/exportação, os recursos nacionais e os custos, no período histórico recente e em uma perspectiva de longo prazo. Destacar as disponibilidades para utilização de derivados de petróleo para produção de energia elétrica, em particular o óleo combustível e os derivados pesados. Analisar as alternativas de abastecimento otimizado para petróleo e seus derivados, considerando diversos panoramas tecnológicos possíveis.

Detalhamento – Avaliação da disponibilidade de petróleo e derivados, com base nos recursos nacionais e na importação. Detalhar a oferta e o processamento, considerando a estrutura atual e futura de transporte e distribuição, os aspectos tecnológicos, ambientais e de custos. Identificar as principais prioridades para os futuros usos de petróleo e derivados no país.

Nota Técnica 12 – Inventário dos Recursos e Reservas de Petróleo no Brasil

Estudos e inventários de recursos e reservas de petróleo, avaliação da disponibilidade atual e futura, de fontes nacionais e importadas, deste recurso energético e os custos de oferta de petróleo. Incorporar a análise de restrições socioambientais.

Nota Técnica 13 – Centros de Transformação – Estrutura de Produção, Refino e Transporte de Petróleo e Derivados / Logística e Tecnologia

Estudos e inventários da estrutura de oferta e processamento, transporte e distribuição de petróleo e derivados no Brasil e no mundo, identificação e descrição do patamar tecnológico atual e da evolução futura.

Nota Técnica 14 – Perspectivas de Usos de Petróleo e Derivados no horizonte de Longo Prazo

Identificação dos principais usos do petróleo e derivados no país, indicando prioridades a longo prazo, inclusive para a produção de energia elétrica. Analisar cenários de emissões de gases de efeito estufa e contribuição na poluição atmosférica.

Produto 07 – Gás Natural – Recursos, Reservas e Usos

Objetivo – Analisar a oferta e a demanda de gás natural no país, pelos principais usos, considerando a



importação e exportação, os recursos nacionais e os custos, no período histórico recente e numa perspectiva de longo prazo. Destacar as disponibilidades para utilização de gás natural para produção de energia elétrica. Analisar cenários de emissões de gases de efeito estufa e a contribuição do gás natural na redução da poluição atmosférica.

Detalhamento – Avaliação da disponibilidade de gás natural, com base nos recursos nacionais e na importação. Detalhar a oferta e o processamento, considerando a estrutura atual e futura de transporte e distribuição, os aspectos tecnológicos, potenciais aspectos socioambientais restritivos e de custos. Identificar as principais prioridades para os futuros usos de gás natural no país.

Nota Técnica 15 – Inventário dos Recursos e Reservas de Gás Natural

Estudos e inventários de recursos e reservas de gás natural, associado e não associado, avaliação da disponibilidade atual e futura, de fontes nacionais e importadas, deste recurso energético e os custos de oferta.

Nota Técnica 16 – Oferta de Gás Natural – Estrutura de Produção, Transporte e Distribuição de Gás Natural / Logística e Tecnologia

Estudos e inventários da estrutura de oferta e processamento, transporte e distribuição de gás natural no Brasil e no mundo, com foco na América do Sul, identificação e descrição do patamar tecnológico atual e da evolução futura. Avaliar os diversos modais de logística de movimentação de gás natural, quais sejam liquefeito, comprimido ou por meio de gasodutos, e seus custos associados, de modo a qualificar as melhores alternativas para atendimento dos diversos segmentos de mercado. Avaliar as perspectivas de uso no Brasil das tecnologias de conversão Gás to Liquid (GTL) e de Gás Natural Liquefeito (GNL).

Nota Técnica 17 – Participação do Gás Natural

Estudos dos aspectos relevantes da elevação da participação do gás natural: estudo das alternativas de uso do gás natural como energético, análise do impacto desta participação em outras cadeias energéticas já estabelecidas, análise do padrão tecnológico de consumo energético no Brasil e a compatibilidade do energético gasoso de alta qualidade, identificação das carências tecnológicas para uso do gás natural – tecnologias de distribuição e de consumo final. Deverão ser analisados os principais usos e prioridades para o consumo de gás natural no horizonte de longo prazo. Deverá ser analisada os benefícios do uso do gás natural na redução de gases de efeito estufa.

Produto 08 – Carvão Mineral – Recursos, Reservas e Usos

Objetivo – Analisar a oferta e a demanda de carvão mineral no país, pelos principais usuários, considerando a importação/exportação, os recursos nacionais e os custos, no período histórico recente e numa perspectiva de longo prazo. Destacar as disponibilidades para utilização de carvão mineral nacional e importado para produção de energia elétrica, e os avanços tecnológicos, adotados a nível mundial, para a redução de emissão de SOx e de particulados.

Detalhamento – Avaliação da disponibilidade de carvão mineral, com base nos recursos nacionais e na



importação. Detalhar a oferta e o processamento, considerando a estrutura atual e futura de transporte e distribuição, os aspectos tecnológicos, ambientais e de custos. Identificar as prioridades para os futuros usos de carvão mineral no país.

Nota Técnica 18 – Inventário dos Recursos e Reservas de Carvão Mineral

Estudos e inventários de recursos e reservas de carvão mineral, avaliação da disponibilidade atual e futura, de fontes nacionais e importadas, deste recurso energético e os custos de oferta.

Nota Técnica 19 – Oferta de Carvão Mineral – Estrutura de Produção e Transporte / Logística e Tecnologia

Estudos e inventários da estrutura de oferta e processamento e transporte de carvão mineral no Brasil e no mundo, identificação e descrição do patamar tecnológico atual e da evolução futura.

Nota Técnica 20 – Carvão Mineral na Matriz Energética Brasileira – Estudos de Avaliação da Participação

Estudos e avaliação dos aspectos relevantes da participação do carvão mineral na matriz energética brasileira: estudo das alternativas de uso do carvão mineral como energético, análise do padrão tecnológico atual de utilização do energético e perspectivas da evolução tecnológica e da redução de poluentes. Deverão ser analisados os usos e prioridades para o consumo de carvão mineral no horizonte de longo prazo.

Produto 09 – Material Físsil – Recursos, Reservas e Usos

Objetivo – Analisar a oferta e a demanda de material físsil (urânio e outros) no país, pelos principais usuários, considerando a importação/exportação, os recursos nacionais e os custos, no período histórico recente e numa perspectiva de longo prazo. Destacar as disponibilidades para utilização de urânio, para produção de energia, em função da estrutura de oferta e processamento e do domínio da tecnologia do enriquecimento e da fabricação de elementos combustíveis no Brasil e no mundo, atualmente e no futuro.

Detalhamento – Avaliação da disponibilidade de material físsil (urânio e outros) para produção de energia, com base nos recursos nacionais e na importação. Detalhar a oferta e o processamento, considerando o domínio da tecnologia do enriquecimento e da fabricação de elementos combustíveis no Brasil e seus custos.

Nota Técnica 21 – Inventário dos Recursos e Reservas de Urânio

Estudos e inventários de recursos e reservas de urânio, avaliação da disponibilidade atual e futura, de fontes nacionais e importadas, deste recurso energético e os custos de oferta.

Nota Técnica 22 – Oferta de Combustível Nuclear – Estrutura de Produção e Tecnologia

Estudos e inventários da estrutura de oferta e processamento e do domínio da tecnologia do enriquecimento e da fabricação de elementos combustíveis no Brasil, identificação e descrição do patamar tecnológico atual e da evolução futura.

Nota Técnica 23 – Energia Nuclear na Matriz Energética Brasileira – Estudos de Avaliação da Participação



Estudos e avaliação dos aspectos relevantes da participação da energia nuclear na matriz energética brasileira: análise do padrão tecnológico atual de utilização do energético e perspectivas da evolução tecnológica.

Produto 10 – Biomassa – Recursos e Oferta e Usos

Objetivo – Analisar a oferta e a demanda de biomassa como energético no país, considerando os recursos nacionais e os custos, no período histórico recente e numa perspectiva de longo prazo. Destacar as disponibilidades e potencialidades para utilização de biomassa para produção de energia elétrica no país.

Detalhamento – Avaliação da disponibilidade de biomassa, com base nos recursos nacionais. Detalhar a oferta e o processamento, considerando a estrutura atual e futura de transporte e distribuição, os aspectos tecnológicos, ambientais e de custos. Identificar as prioridades para os futuros usos da biomassa como energético no país.

Nota Técnica 24 – Avaliação do Potencial da Biomassa como Recurso Energético

Estudos de avaliação do potencial da biomassa como recurso energético, atual e futuro, de sistemas integrados de produção considerando-se a cana de açúcar e seus derivados (álcool etílico, bagaço e outras), oleaginosas (biodiesel), resíduos agrícolas (arroz, milho, soja, etc), floresta natural com manejo sustentado, floresta energética (reflorestamento), entre outras, caracterização técnica das fontes energéticas combustíveis (poder calorífico, etc), considerando a experiência nacional e internacional, avaliando as tecnologias e os custos.

Nota Técnica 25 – Biomassa na Matriz Energética Brasileira – Estudos de Avaliação da Participação

Estudos e avaliação dos aspectos relevantes da participação da biomassa na matriz energética brasileira: estudo das alternativas de uso da biomassa como energético, análise do padrão tecnológico atual de utilização do energético e perspectivas da evolução tecnológica e da redução de poluentes. Deverão ser analisados os usos e prioridades para o consumo da biomassa no horizonte de longo prazo e a sua competitividade com as demais fontes primárias no Brasil. Avaliar a viabilidade de utilização da biomassa para produção de energia elétrica no horizonte de longo prazo. Avaliar as potencialidades para a utilização de benefícios dos Mecanismos de Desenvolvimento Limpo.

Produto 11 – Outras Fontes de Energia – Recursos, Reservas e Usos

Objetivo – Analisar a oferta e a demanda de outras fontes no país, considerando os recursos nacionais e os custos, no período histórico recente e numa perspectiva de longo prazo. Destacar as disponibilidades para utilização de outras fontes para produção de energia elétrica.

Detalhamento – Avaliação da disponibilidade de outras fontes, com base nos recursos nacionais. Detalhar a oferta e o processamento, considerando os aspectos tecnológicos, ambientais e de custos. Identificar as prioridades para os futuros usos das outras fontes na produção de energia no país.



Nota Técnica 26 – Avaliação do Potencial das Outras Fontes de Energia como Recurso Energético

Estudos de avaliação do potencial das outras fontes de energia como recurso energético, atual e futuro, de sistemas integrados de produção considerando-se a energia solar, a energia eólica, os resíduos orgânicos urbanos, a energia oceânica, o hidrogênio, o xisto, a turfa, o linhito, entre outras, caracterização técnica das fontes energéticas combustíveis (poder calorífico, etc), considerando a experiência nacional e internacional, avaliando as tecnologias e os custos e a sua competitividade com as demais fontes primárias no Brasil no horizonte de longo prazo. Destacar as vantagens e restrições socioambientais associadas ao uso de cada fonte.

Nota Técnica 27 – Outras Fontes na Matriz Energética Brasileira – Estudos de Avaliação da Participação

Estudos e avaliação dos aspectos relevantes da participação de outras fontes na matriz energética brasileira: estudo das alternativas de uso de outras fontes como energético, análise do padrão tecnológico atual de utilização do energético e perspectivas da evolução tecnológica e da redução de poluentes. Deverão ser analisados os usos e prioridades para o consumo de outras fontes no horizonte de longo prazo e a sua competitividade com as demais fontes primárias no Brasil.

3.3 Síntese da Matriz Energética – Integração Energética, Competitividade e Aspectos Socioambientais

Produto 12 – Importação, Exportação e Intercâmbios de Energia

Objetivo - Apresentar a situação atual da integração energética do Brasil com o mercado internacional, em particular com os países limítrofes (importação, exportação de energéticos).

Detalhamento – Contextualizar as condições e possibilidades, a longo prazo, de uma evolução da importação e exportação, de energia, descrevendo o panorama atual de integração, o intercâmbio e a dependência energética do Brasil.

Nota Técnica 28 – Evolução de importação e exportação de energia no Brasil e a Integração Energética Sul Americana.

Apresentar uma análise da situação atual de integração, de intercâmbio e dependência de energéticos com o mercado internacional, em particular com os países da América do Sul.

Produto 13 – Análise de Competitividade entre os Recursos Energéticos

Objetivo – Apresentar a análise da competitividade entre os recursos energéticos na matriz energética brasileira como função dos padrões tecnológicos atuais e futuros de produção e consumo de energia e a análise da influência das condições regulatórias e dos aspectos econômicos e ambientais dos recursos energéticos na competitividade entre estes.



Detalhamento – Realizar estudos e análises que permitam estabelecer as relações de competitividade entre os recursos energéticos, através da descrição detalhada do padrão tecnológico de consumo energético e no atendimento do serviço final (aquecimento, trabalho mecânico, refrigeração, iluminação, etc) no Brasil, comparando-se eficiências de conversão em energia útil, a racionalidade da seleção do energético em função da aplicação e a substituição interenergéticos e da análise dos aspectos econômicos e regulatórios e ambientais que condicionam a competitividade dos energéticos, com ênfase nas relações de competitividade entre a energia elétrica, o gás natural (incluindo a sua infraestrutura de transporte), o GLP, o óleo combustível, o óleo Diesel, a gasolina e o álcool, nas aplicações com fins térmicos, mecânicos e elétricos.

Nota Técnica 29 – Os Padrões Tecnológicos de Uso da Energia e seu Impacto na Competitividade e Participação dos Recursos Energéticos

Estudos e análise do padrão tecnológico de consumo energético no Brasil e comparação da competitividade dos recursos energéticos no atendimento do serviço final (aquecimento, trabalho mecânico, refrigeração, iluminação, etc) em função dos padrões tecnológicos atuais e futuros de conversão nos equipamentos de uso final. Comparação das eficiências de conversão dos recursos energéticos em energia útil, e da racionalidade energética em função das características físicas e químicas e do número de transformações da energia. Avaliação dos impactos das alterações dos padrões tecnológicos de consumo na participação dos recursos energéticos e no deslocamento de outras cadeias energéticas já estabelecidas e identificação das carências tecnológicas para participação dos recursos energéticos analisados, com ênfase na competitividade da energia elétrica como o gás natural e o GLP para fins térmicos, da energia elétrica com o gás natural para fins térmicos e mecânicos / elétricos (cogeração), do gás natural com o óleo combustível para fins térmicos e na geração termoelétrica, e do gás natural com os combustíveis tradicionais do setor de transportes (óleo diesel, gasolina e álcool);

Nota Técnica 30 – A Estrutura Regulatória, os Aspectos Econômicos da Competitividade seu Impacto na Penetração dos Recursos Energéticos

Analizar os aspectos econômicos e regulatórios que condicionam a competitividade dos energéticos. Apresentar análise sobre os custos das cadeias energéticas (extração / produção, logística, estocagem, etc.) incluindo os custos diretos, tributos e encargos; análise sobre a formação de preço / tarifa de cada recurso energético; análise sobre o efeito da organização industrial sobre a competitividade dos energéticos; análise das condições de investimento / financiamento ao usuário final, com ênfase na competitividade da energia elétrica como o gás natural e o GLP (inclusive cogeração), do gás natural com o óleo combustível, e do gás natural com os combustíveis tradicionais do setor de transportes (óleo Diesel, gasolina e álcool);

Produto 14 – Condicionantes Socioambientais da Energia no Brasil

Objetivo – Apresentar uma análise genérica dos aspectos ambientais da oferta e consumo de energia no Brasil através da identificação dos aspectos gerais relevantes para a sustentabilidade do setor energético



brasileiro no longo prazo e a apresentação das condições de contorno globais da dimensão ambiental para o setor energético.

Detalhamento – Relacionar, analisar e descrever os aspectos relevantes para a construção de um arcabouço conceitual que permita a avaliação da sustentabilidade do setor energético brasileiro no longo prazo, através da descrição de temas e condições dos parâmetros sociais, econômicos, energéticos e ambientais e da análise de suas interações e complexidades. Apresentar uma descrição analítica das condições globais e restrições ao setor energético decorrentes dos crescentes impactos resultantes da elevação da concentração de gases de efeito estufa na atmosfera, concentração de dióxido de carbono, mudanças climáticas e as oportunidades representadas pelas medidas de mitigação, como o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), e sua importância para o Brasil.

Nota Técnica 31 – Aspectos Relevantes para a Sustentabilidade do Setor Energético Brasileiro no Longo Prazo

Identificação e descrição dos temas e aspectos sociais, econômicos, energéticos e ambientais relevantes para a seleção de parâmetros e construção de uma estrutura de análise e avaliação da sustentabilidade do setor energético brasileiro no longo prazo, e de suas interações e complexidades.

Nota Técnica 32 – Análise das Condicionantes Ambientais Globais

Descrição das condicionantes ambientais globais, de suas implicações para o setor energético, e dos mecanismos que estão sendo desenvolvidos para mitigar os efeitos decorrentes dos crescentes impactos ambientais de origem antropogênica, e sua importância para o Brasil.

Produto 15 – Síntese da Matriz Energética Nacional

Objetivo – Apresentar uma síntese da matriz energética nacional de longo Prazo, a ser fornecida pelo MME.

Detalhamento – Apresentação sintetizada da descrição e análise da evolução da oferta e do consumo de energia no Brasil para o período de longo prazo, desagregado por região geográfica, através da consolidação dos indicadores de produção de energia primária e secundária, de oferta interna de energia, de consumo final, de consumo final energético e do comércio internacional de energia, nas suas várias formas, com ênfase mais destacada para o consumo de energia elétrica e de petróleo e gás natural com fins de geração elétrica;

Nota Técnica 33 – Síntese dos Estudos Complementares da MEN 2023

Síntese dos estudos complementares da **MEN 2023**, elaborados pelo MME com a participação da EPE, incorporando os aspectos relativos à variáveis ambientais, hidreletricidade da Amazônia, geração termelétrica a carvão, energia nuclear e compatibilização com os novos cenários macroeconômicos.



3.4 Energia Elétrica 2030 – Plano de Oferta

Produto 16 – Geração Hidroelétrica

Objetivo – Descrever o potencial hidrelétrico brasileiro e a caracterização técnica e econômica das tecnologias de geração hidroelétrica, destacando a parcela já aproveitada (em operação e em construção) e as correspondentes aos vários níveis de conhecimento do potencial ainda não explorado (inventário, estimado individualmente e estimado conjuntamente). Apresentar o potencial hidrelétrico, indicando as metodologias empregadas para sua avaliação incluindo o desenvolvimento de metodologia para a integração dos aspectos socioambientais visando a indicação de um potencial hidrelétrico sustentável, a distribuição dos aproveitamentos identificados, as tecnologias a serem empregadas, os custos e as questões ambientais envolvidas com a implantação daqueles aproveitamentos.

Detalhamento – Apresentar as perspectivas de aproveitamento do potencial hidrelétrico nacional para produção de energia elétrica, com a consideração dos usos múltiplos dos recursos hídricos e da inserção regional dos empreendimentos. Perspectivas do aproveitamento das grandes usinas hidrelétricas da Região Amazônica, particularmente nos rios Xingu, Tapajós e Madeira, com as respectivas integrações ao sistema interligado nacional e sua inserção no suprimento de energia elétrica à própria Região Amazônica. Perspectivas do aproveitamento das pequenas centrais hidrelétricas. Caracterização técnica e econômica das tecnologias de conversão da energia hidráulica em energia mecânica, e aspectos tecnológicos associados ao aproveitamento do potencial para geração hidrelétrica no Brasil. Otimização do potencial hidrelétrico disponível, particularmente na Região Amazônia, com um reexame da necessidade ou não da regularização dos rios diante da alternativa de interligações entre bacias hidrográficas com diversidade hidrológica, via sistemas de transmissão. Análise das perspectivas de utilização de usinas reversíveis no sistema gerador brasileiro, considerando os problemas relacionados com a alocação da geração hidroelétrica na curva de carga.

Nota Técnica 34 – Potencial Hidroelétrico Brasileiro – Metodologia de Avaliação

Elaborar uma atualização do potencial hidroelétrico por região geográfica e por bacias hidrográficas. Tal atualização deverá estar discriminada em potencial estimado, com descrição da metodologia, inventariado (utilizando o Manual do Inventário), projetos de viabilidade e básico, em construção e em operação. Relacionar os aproveitamentos de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs).

Nota Técnica 35 – Avaliação das Perspectivas de Aproveitamentos Hidroelétricos Brasileiro com ênfase na Região Amazônica

Avaliar as perspectivas de aproveitamentos hidroelétricos brasileiros com ênfase na região amazônica. Análise dos aproveitamentos hidroelétricos na região amazônica considerando: integrações com o sistema interligado nacional, inserção dos empreendimentos no suprimento da energia elétrica na região amazônica, aspectos de regularização dos rios, conflitos de usos, potenciais impactos socioambientais e estimativas de custos de geração, políticas de preservação da biodiversidade e de desenvolvimento sustentável para a região.



Nota Técnica 36 – Caracterização técnica e econômica de Usinas Hidrelétricas, inclusive das Usinas Reversíveis

Apresentar a caracterização técnica e econômica das tecnologias de geração hidroelétrica. Descrição e quantificação do parque de geração hidroelétrico atual e planejado, integrantes dos sistemas interligados e isolados. Avaliação dos custos de investimento e de operação, considerando os aspectos ambientais. Analisar a viabilidade de incorporação, no futuro, de usinas hidrelétricas reversíveis no sistema gerador brasileiro, considerando as transferências de grandes blocos de energia entre as regiões geográficas e eventuais dificuldades de alocação da geração na curva de carga, a longo prazo.

Nota Técnica 37 – Avaliações dos Impactos Socioambientais da Geração Hidroelétrica

Descrever e quantificar os impactos ambientais das tecnologias de geração hidroelétrica, com reservatório e a fio d'água. Analisar as alternativas de mitigação dos impactos ambientais e as tecnologias disponíveis.

Produto 17 – Geração Termoelétrica a partir do Petróleo e Derivados

Objetivo – Caracterizar as alternativas tecnológicas para geração de energia elétrica, a partir de derivados de petróleo, analisando a viabilidade da utilização desses energéticos na expansão e na segurança energética da geração do sistema elétrico brasileiro, ao longo do horizonte até o ano 2030. Apresentar estimativas de custos, considerando os aspectos ambientais dos empreendimentos, avaliando a disponibilidade do combustível (estudos de reservas, recursos e oferta) – tanto nacional quanto importado – dentro de uma visão de planejamento integrado e otimizado dos setores de produção de energia elétrica e de produção e oferta de petróleo e derivados. Analisar os principais aspectos da produção de energia elétrica, utilizando o petróleo e derivados como fonte primária de energia, principalmente em complementação energética em hidrologias desfavoráveis, e nos sistemas isolados, destacando as novas tecnologias, as questões ambientais, os custos e a logística de produção, transporte e armazenamento do combustível.

Detalhamento – Descrição do parque térmico atual (sistemas interligados e isolados) a derivados de petróleo, incluindo as usinas em construção. Considerações sobre a CCC, sua evolução histórica. Panorama atual da autoprodução e da cogeração, com indicações das possibilidades de considerar estas alternativas para a expansão do sistema gerador brasileiro, dentro do conceito de energia distribuída. Indicações da disponibilidade futura de derivados de petróleo para produção de energia elétrica, considerando outros usos mais nobres desses combustíveis, com informações de custos. Caracterização das tecnologias e tipos de usinas a serem consideradas para a expansão do sistema de geração nacional, para os diferentes tipos de combustíveis - óleo diesel, óleo combustível e resíduos pesados. Aspectos operacionais e capacitação da indústria nacional e possibilidades de importação. Determinação dos custos de investimento e de operação para cada tipo de usina térmica.

Nota Técnica 38 – Caracterização Técnica, Econômica das Tecnologias de Geração Termoelétrica a partir do Petróleo e Derivados



Apresentar a caracterização técnica e econômica das tecnologias de geração termoelétrica a partir do petróleo e seus derivados. Descrição e quantificação do parque de geração termoelétrica atual e planejado, integrante dos sistemas interligados e isolados, que utilizam, como combustível, o petróleo e seus derivados. Caracterização tecnológica e econômica da geração termoelétrica a partir do petróleo e seus derivados, atual e futura, aplicáveis à geração centralizada e descentralizada (autoprodução, cogeração e geração distribuída), complementar ao sistema de geração hidroelétrica. Avaliação dos custos de investimento e de operação, considerando os aspectos ambientais e a disponibilidade do combustível. Análise da capacitação tecnológica da indústria nacional para produção e possibilidades de importação.

Nota Técnica 39 – Potencial da Geração Termoelétrica a partir do Petróleo e Derivados na Matriz de Produção de Energia Elétrica

Analizar as condições de integração das tecnologias de geração termoelétrica a partir do petróleo e derivados na matriz elétrica nacional, a disponibilidade de recursos energéticos e a oferta de petróleo e derivados, nacionais e importados, sua disponibilidade atual e futura, seus custos de oferta e o planejamento integrado e otimizado da geração termoelétrica frente à produção e oferta de petróleo. Avaliação da participação de usinas termoelétricas para a expansão do sistema de geração nacional, para os diferentes tipos de combustíveis fósseis, nas modalidades de geração centralizada e descentralizada. Panorama atual e potencial da autoprodução e da cogeração, e sua participação na expansão do sistema gerador brasileiro através do conceito de geração distribuída. Análise das condições da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC e sua evolução histórica.

Nota Técnica 40 – Avaliações dos Impactos Ambientais das Tecnologias de Geração Termoelétrica a partir do Petróleo e Derivados

Descrever e quantificar os impactos ambientais das tecnologias de geração termoelétrica a partir do petróleo e derivados segundo a modalidade de geração, centralizada ou descentralizada, em base ou em ponta. Analisar as alternativas de mitigação dos impactos ambientais e as tecnologias disponíveis.

Produto 18 – Geração Termoelétrica a partir do Gás Natural

Objetivo – Caracterizar as alternativas tecnológicas para geração de energia elétrica, a partir do gás natural, analisando a viabilidade da utilização desse energético na expansão e na segurança da geração do sistema elétrico brasileiro, ao longo do horizonte até o ano 2030. Apresentar estimativas de custos, considerando os aspectos ambientais dos empreendimentos, avaliando a disponibilidade do combustível (estudos de reservas, recursos e oferta) – tanto nacional quanto importado – dentro de uma visão de planejamento integrado e otimizado dos setores de produção de energia elétrica e de produção e oferta de gás natural. Destacar as melhores alternativas de utilização do gás natural, como energético melhor direcionado para o uso na autoprodução, incluindo a cogeração. Analisar os principais aspectos da produção de energia elétrica, utilizando o gás natural como fonte primária de energia, destacando as novas tecnologias, as questões ambientais, os custos e a logística de produção e transporte, tanto nacional quanto importado.



Detalhamento – Descrição do parque térmico atual (sistemas interligados e isolados) a gás natural, incluindo as usinas em construção. Panorama atual da autoprodução e da cogeração, com indicações das possibilidades de considerar estas alternativas para a expansão do sistema gerador brasileiro, dentro do conceito de energia distribuída. Indicações da disponibilidade futura de gás natural para produção de energia elétrica, considerando outros usos mais nobres desses combustíveis, com informações de custos. Caracterização das tecnologias e tipos de usinas a serem consideradas para a expansão do sistema de geração nacional utilizando o gás natural como combustível. Aspectos operacionais e capacitação da indústria nacional e possibilidades de importação. Determinação dos custos de investimento e de operação para cada tipo de usina térmica. Caracterização dos requisitos de infra-estrutura e logística de gás associado ao parque gerador termoelétrico.

Nota Técnica 41 – Caracterização Técnica, Econômica das Tecnologias de Geração Termoelétrica a partir do Gás Natural

Apresentar a caracterização técnica e econômica das tecnologias de geração termoelétrica a partir do gás natural. Descrição e quantificação do parque de geração termoelétrica atual e planejado, integrantes dos sistemas interligados e isolados, que utilizam como combustível o gás natural. Caracterização tecnológica e econômica da geração termoelétrica a partir do gás natural, atuais e futuras, aplicáveis à geração centralizada e descentralizada (autoprodução, cogeração e geração distribuída). Avaliação dos custos de investimento e de operação, considerando os aspectos ambientais e a disponibilidade do combustível. Análise da capacitação tecnológica da indústria nacional para produção e possibilidades de importação.

Nota Técnica 42 – Potencial da Geração Termoelétrica a partir do Gás Natural na Matriz de Produção de Energia Elétrica

Analizar as condições de integração das tecnologias de geração termoelétrica a partir do gás natural na matriz elétrica nacional, a disponibilidade de recursos energéticos e a oferta de gás natural, nacional e importada, sua disponibilidade atual e futura, seus custos de oferta, sua infra-estrutura e logística e o planejamento integrado e otimizado da geração termoelétrica frente à produção e oferta de gás natural. Avaliação da participação de usinas termoelétricas a gás natural para a expansão do sistema de geração nacional, nas modalidades de geração centralizada e descentralizada. Panorama atual e potencial da autoprodução e da cogeração, e sua participação na expansão do sistema gerador brasileiro através do conceito de geração distribuída.

Nota Técnica 43 – Avaliações dos Impactos Ambientais das Tecnologias de Geração Termoelétrica a partir do Gás Natural

Descrever e quantificar os impactos ambientais das tecnologias de geração termoelétrica a gás natural segundo a modalidade de geração, centralizada ou descentralizada, em base ou em ponta. Analisar as alternativas de mitigação dos impactos ambientais e as tecnologias disponíveis.



Produto 19 – Geração Termoelétrica a partir do Carvão Mineral

Objetivo – Caracterizar as alternativas tecnológicas para geração de energia elétrica, a partir do carvão mineral, analisando a viabilidade da utilização desse energético na expansão e na segurança da geração do sistema elétrico brasileiro, ao longo do horizonte até o ano 2030. Apresentar estimativas de custos, considerando os aspectos ambientais dos empreendimentos, avaliando a disponibilidade do combustível, tanto nacional quanto importado, dentro de uma visão de planejamento integrado e otimizado dos setores de produção de energia elétrica e de carvão mineral. Analisar os principais aspectos da produção de energia elétrica, utilizando o carvão mineral como fonte primária de energia, destacando as novas tecnologias, as questões ambientais, os custos e a logística de produção, transporte e recebimento de carvão mineral, tanto nacional quanto importado (estudos de reservas, recursos e oferta).

Detalhamento – Descrição do parque térmico atual a carvão mineral, incluindo as usinas em construção, destacando os aspectos operativos, ambientais, de suprimento de combustível e de custos. Analisar as diversas opções tecnológicas – caldeira convencional a carvão pulverizado e dessulfuração pré-combustão, caldeira a carvão pulverizado com queimadores de baixo NOx, caldeira a carvão pulverizado com sistema de lavagem de gases FGD, combustão em leito fluidizado atmosférico, combustão em leito fluidizado pressurizado e ciclo combinado com gaseificação em leito fluidizado integrada a turbinas a gás e a vapor – indicando as mais adequadas para utilização do carvão mineral nacional e importado na expansão do sistema gerador de energia elétrica nacional, pelas diversas regiões geográficas do país. Analisar as questões ambientais, Resoluções dos órgãos ambientais, restrições e implicações na termeletricidade, restrições socioambientais e custos envolvidos.

Nota Técnica 44 – Caracterização Técnica, Econômica das Tecnologias de Geração Termoelétrica a partir do Carvão Mineral

Apresentar a caracterização técnica e econômica das tecnologias de geração termoelétrica a partir do carvão mineral. Descrição e quantificação do parque de geração termoelétrica atual e planejado, que utilizam como combustível o carvão mineral. Caracterização tecnológica e econômica da geração termoelétrica a partir do carvão mineral. Avaliação dos custos de investimento e de operação, considerando os aspectos ambientais e a disponibilidade do combustível. Análise da capacitação tecnológica da indústria nacional para produção e possibilidades de importação.

Nota Técnica 45 – Potencial da Geração Termoelétrica a partir do Carvão Mineral na Matriz de Produção de Energia Elétrica

Analizar as condições de integração das tecnologias de geração termoelétrica a partir do carvão mineral na matriz elétrica nacional, a disponibilidade e a oferta de carvão mineral, nacional e importado, sua disponibilidade atual e futura, seus custos de oferta e o planejamento integrado e otimizado da geração termoelétrica frente à produção e oferta de carvão mineral. Avaliação da participação de usinas termoelétricas a carvão mineral para a expansão do sistema de geração de energia elétrica nacional.

Nota Técnica 46 – Avaliações dos Impactos Ambientais das Tecnologias de Geração Termoelétrica



a partir do Carvão Mineral

Descrever e quantificar os impactos ambientais das tecnologias de geração termoelétrica a carvão mineral. Analisar as alternativas de mitigação dos impactos ambientais e as tecnologias disponíveis.

Produto 20 – Geração Termoelétrica a partir da Energia Nuclear

Objetivo – Detalhar as perspectivas da energia nuclear, como fonte de produção de energia elétrica, descrevendo as principais linhas tecnológicas. Custos de implantação, considerando os aspectos ambientais, experiência operativa e dificuldades de implantação dos projetos, tanto em nível mundial quanto nacional. Analisar o atual cenário mundial e nacional quanto à opção do uso da energia nuclear.

Detalhamento – Situação mundial: Tecnologia de centrais nucleares, principais linhas comerciais, sua evolução e perspectivas. Novas tecnologias propostas. Custos de investimentos e de operação. Tecnologia do combustível, reservas mundiais, custos e tendências. Tecnologia do enriquecimento, fabricação de elementos combustíveis e custos. Tratamento dos resíduos radioativos, legislação e experiência de diferentes países que adotam programas de usinas nucleares. Normas de segurança e experiência operativa de centrais nucleares. Situação Nacional: Reservas nacionais de urânio, domínio atual do enriquecimento e da fabricação de elementos combustíveis (estudos de reservas, recursos e oferta). Tratamento dos resíduos radioativos e medidas de proteção ambiental, com o impacto sobre os custos das unidades geradoras. Custos de investimento e de operação de centrais nucleares no Brasil. As perspectivas para o desenvolvimento da energia nuclear no Brasil e a questão da indústria nuclear nacional.

Nota Técnica 47 – Caracterização Técnica, Econômica das Tecnologias de Geração Termonuclear de Energia Elétrica

Apresentar a caracterização técnica e econômica das tecnologias de geração termonuclear de energia elétrica. Analisar as condições de incorporação das tecnologias de geração termonuclear de energia elétrica considerando os aspectos ambientais, a experiência operativa e as dificuldades de implantação dos projetos, tanto a nível mundial quanto nacional, e o atual cenário mundial e nacional quanto à opção do uso da energia nuclear.

Nota Técnica 48 – Potencial da Geração Termonuclear na Matriz de Produção de Energia Elétrica

Analizar as condições de integração das tecnologias de geração termonuclear de energia elétrica considerando os aspectos ambientais, a experiência operativa e as dificuldades de implantação dos projetos, tanto a nível mundial quanto nacional, e o atual cenário mundial e nacional quanto à opção do uso da energia nuclear.

Nota Técnica 49 – Avaliações dos Impactos Ambientais das Tecnologias de Geração Termonuclear

Descrever e quantificar os impactos ambientais das tecnologias de geração termonuclear de energia elétrica e analisar as alternativas de mitigação dos impactos ambientais e as tecnologias disponíveis, os tratamento dos resíduos radioativos, a legislação e experiência de diferentes países. Normas de segurança e experiência operativa de centrais nucleares.



Produto 21 – Geração Termoelétrica a partir da Biomassa

Objetivo – Analisar a opção de produção de energia elétrica a partir da biomassa, tanto o bagaço de cana quanto a florestal, natural com manejo sustentado ou a partir de reflorestamento (floresta energética). Considerar a experiência nacional e internacional, no que diz respeito às tecnologias e os custos de geração, incorporando a variável ambiental. Destacar o potencial da opção biomassa, avaliando sua competitividade com as demais fontes primárias para produção de energia elétrica e sua inserção no sistema gerador brasileiro.

Detalhamento – Histórico da utilização da biomassa como energético no Brasil. Características do combustível, poder calorífico, massa específica, nível de umidade, etc. Potencial de biomassa no Brasil, produção atual e perspectivas de ampliação. Analisar a experiência nacional e internacional, quanto à produção de energia elétrica, a partir da biomassa, considerando as tecnologias disponíveis (ciclo convencional a vapor) e em desenvolvimento (produção de gás da biomassa e queima em turbinas de alto rendimento). Custos de geração e impactos ambientais e socioeconômicos. Conclusões e recomendações quanto à viabilidade de utilização da biomassa para produção de energia elétrica no Brasil a longo prazo e quanto à estratégia para o desenvolvimento de um programa de unidades térmicas a biomassa, em particular, no caso do bagaço de cana, na cogeração, associada às indústrias de açúcar e de álcool.

Nota Técnica 50 – Caracterização Técnica, Econômica das Tecnologias de Geração Termoelétrica a partir da Biomassa

Apresentar a caracterização técnica e econômica das tecnologias de geração termoelétrica a partir da biomassa de diversas origens. Caracterizar técnica e economicamente as diversas fontes e sistemas de produção de biomassa para geração termoelétrica e seu potencial como fonte primária.

Nota Técnica 51 – Potencial da Geração Termoelétrica a partir da Biomassa na Matriz de Produção de Energia Elétrica

Analizar as condições de incorporação das tecnologias de geração termoelétrica a partir da biomassa considerando os aspectos socioambientais, a experiência nacional e internacional. Descrever e quantificar os impactos ambientais dos sistemas de produção de biomassa e das tecnologias de geração termoelétrica, e analisar as alternativas de mitigação dos impactos ambientais e as tecnologias disponíveis. Avaliação da participação das usinas térmicas da biomassa para expansão do sistema nacional de geração de energia elétrica.

Produto 22 – Geração de Energia Elétrica a partir de Outras Fontes de Energia

Objetivo – Analisar os principais aspectos relacionados com a produção de energia elétrica, a partir das denominadas outras fontes de energia, como a energia solar, a eólica, os resíduos orgânicos, a oceânica, o hidrogênio, o xisto, a turfa, o linhito, os óleos vegetais, etc, visando caracterizar a viabilidade de sua utilização no Brasil, a longo prazo.

Detalhamento – Características física-energéticas de cada uma das fontes alternativas, destacando os as-



pectos tecnológicos e ambientais, apresentando o histórico e a situação atual, a nível internacional e nacional. Potencial de produção de energia elétrica, a partir dessas fontes e custos de investimentos e de operação/manutenção. Conclusões e recomendações quanto à sua aplicação a longo prazo no Brasil e formulação de um eventual programa de inserção desta opção no sistema nacional de geração de energia elétrica.

Nota Técnica 52 – Caracterização Técnica e Econômica das Tecnologias de Geração de Energia Elétrica a partir das Outras Fontes

Apresentar a caracterização técnica e econômica das tecnologias de geração de energia elétrica a partir das fontes alternativas.

Nota Técnica 53 – Potencial e Viabilidade da Geração de Energia Elétrica a partir das Outras Fontes

Analizar as condições de incorporação das tecnologias de geração de energia elétrica a partir das fontes alternativas considerando os aspectos ambientais, a experiência nacional e internacional. Avaliação da participação das usinas térmicas das outras fontes para expansão do sistema de geração nacional.

Produto 23 – Importação, Exportação e Intercâmbios de Energia Elétrica .

Objetivo - Apresentar a situação atual da integração elétrica do Brasil com o mercado internacional, em particular com os países limítrofes (importação, exportação de energia elétrica).

Detalhamento – Contextualizar as condições e possibilidades, a longo prazo, de uma maior integração sul-americana, com ênfase em projetos elétricos, nos ganhos sinérgicos na área da hidroeletricidade, com interligações elétricas de bacias hidrográficas com diversidade hidrológicas.

Nota Técnica 54 – Análise das Condições de Intercâmbio e Dependência de Energia Elétrica no Brasil e Integração Energética Sul Americana

Apresentar uma análise da situação atual de integração, de intercâmbio e dependência de energia elétrica, em particular com os países da América do Sul. Indicar conflitos potenciais com relação aos aspectos sociais e ambientais.

Produto 24 – Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica

Objetivo – Apresentar a situação atual e as trajetórias futuras de evolução dos sistemas de transmissão do país, a longo prazo, caracterizando os grandes corredores de transmissão. Descrever o estado da arte do desenvolvimento tecnológico dos sistemas de transmissão, considerando em particular o transporte de grandes blocos de energia a longas distâncias, de forma a permitir a definição de eventuais novas linhas de pesquisas para o Setor Elétrico. Avaliar a integração e a localização das usinas térmicas no sistema elétrico, dentro de um contexto otimizado geração / transmissão, considerando as interligações regionais, com elevados suprimentos de hidrelétricas distantes, como os das usinas da Amazônia.

Detalhamento – Descrição do sistema de transmissão atual, enfocando a questão do envelhecimento, manutenção e reposição de equipamentos, dentro de uma visão de longo prazo. Custos de investimentos e



de manutenção e operação de sistemas de transmissão. Análise dos impactos das interligações nos sistemas receptores, cotejando com a localização das unidades térmicas. Aspectos de engenharia e desenvolvimento tecnológico para sistemas de transmissão em extra-alta tensão. Caracterização da importância dos novos troncos de transmissão no contexto do Sistema Interligado Nacional. Análise dos aspectos socioambientais dos sistemas de transmissão.

Nota Técnica 55 – Caracterização Técnica e Econômica das Tecnologias de Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica

Caracterização técnica e econômica das tecnologias de sistemas de transmissão de energia elétrica, para o transporte de grandes blocos de energia a longas distâncias, e identificação do desenvolvimento tecnológico futuro.

Nota Técnica 56 – Análise, Perspectivas e Otimização do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica no Brasil

Analizar a situação atual e as trajetórias futuras de evolução dos sistemas de transmissão do país, em longo prazo, avaliando a integração e a localização das novas usinas para otimizar o sistema elétrico, caracterizando os grandes corredores de transmissão, incluindo a análise dos custos incrementais das alternativas.

Produto 25 – Prospecção Tecnológica no Setor Elétrico e Capacitação da Indústria Nacional.

Objetivo: O objetivo desse produto é apresentar o estado da arte atual e perspectivas futuras para as principais inovações tecnológicas no setor elétrico, envolvendo as dimensões técnica, econômica e socioambiental das novas tecnologias, incluindo uma avaliação da capacitação da indústria nacional frente ao desenvolvimento tecnológico e o fornecimento de subsídios para nortear as necessidades de P&D, com ênfase em projetos estruturantes.

Detalhamento: Avaliação de novas fontes energéticas e novas tecnologias que ofereçam vantagens em relação às tecnologias adotadas atualmente e que podem influenciar o modo como a eletricidade será consumida e gerada no futuro. Levantamento preliminar das tecnologias em desenvolvimento conceitual ou em estágio de protótipos que poderiam ser desenvolvidas no horizonte de tempo até 2030, apresentando o histórico e a situação atual do desenvolvimento em nível internacional e nacional. Análise de viabilidade e dos condicionantes capazes de viabilizar as principais inovações tecnológicas no setor elétrico. Conclusões e recomendações quanto à sua aplicação no longo prazo no Brasil bem como formulação de um eventual programa de inserção das principais inovações tecnológicas no sistema elétrico brasileiro, considerando o desenvolvimento da capacitação da indústria nacional.

Nota Técnica 57 – Prospecção Tecnológica

Levantamento de tecnologias que se encontram em pesquisa e desenvolvimento e suas perspectivas de utilização no horizonte de tempo até 2030. Análise de barreiras tecnológicas e econômicas para viabilização destas inovações. Avaliação de questões como economias de escala e escopo das novas tecnolo-



gias, em que cenários elas se tornam competitivas frente às tecnologias existentes atualmente.

Proceder a prospecção tecnológica a respeito da geração de energia elétrica por fontes convencionais, incluindo o carvão mineral e a geração termonuclear. Apresentação de novas tecnologias que se adequariam ao propósito de geração distribuída, incluindo a utilização do hidrogênio como vetor energético e o emprego de células a combustível. Levantamento das perspectivas de desenvolvimento de novos materiais em equipamentos elétricos, incluindo materiais supercondutores e aplicação de nanotecnologias. Apresentação das perspectivas de avanços tecnológicos para armazenamento em larga escala de energia. Análise das possibilidades de aumento de eficiência das tecnologias renováveis. Avaliação do estado da arte das tecnologias de transmissão de energia elétrica com foco no setor elétrico brasileiro e ênfase em tecnologias tais como FACTS, LPNE, Corrente Contínua e UATCA.

Nota Técnica 58 – Capacitação da Indústria Nacional.

Avaliação da capacitação da indústria nacional para desenvolvimento e uso das inovações tecnológicas apresentadas. Analisar a viabilidade econômica para desenvolvimento tecnológico na indústria nacional. Apresentar as principais barreiras e oportunidades potenciais no horizonte até 2030.

Produto 26 – A Estratégia de Expansão do Setor Elétrico

Objetivo – Definir a estratégia de expansão da geração de energia elétrica a longo prazo, por região geoelétrica e das interligações elétricas, via sistemas de transmissão, entre estas regiões, a cada cinco anos do período de 2005 a 2030, considerando os cenários de mercado de energia elétrica. Identificar o horizonte temporal de esgotamento do potencial hidrelétrico nacional economicamente competitivo e ambientalmente viável e estabelecer as alternativas mais adequadas de evolução do mix hidrotérmico, ou seja, hidrelétrica, carvão mineral, nuclear, gás natural, fontes alternativas e cogeração, para a expansão da geração de energia elétrica do país, ao longo do horizonte de planejamento até 2030. Demonstrar a estratégia socioambiental ou a otimização possível em termos de sustentabilidade da expansão do setor elétrico. Apresentar a estratégia para lidar com os aspectos socioambientais ao longo do processo de planejamento da expansão.

Detalhamento – O sistema elétrico nacional será dividido em subsistemas, que são centros de carga e de geração. O modelo a ser utilizado será o MELP – Modelo de Expansão da Geração a Longo Prazo, desenvolvido pelo CEPEL, que permite escolher a melhor alternativa, do ponto de vista econômico, para a expansão conjunta da geração e de blocos de transmissão, considerando os cenários de mercados estabelecidos. Os dados da carga – de energia e de demanda máxima - serão nos barramentos das usinas, sendo consideradas as seguintes opções de geração, por subsistema:

1. Acre (térmicas a gás natural de Urucu ou Camisea e térmicas a derivados de petróleo);
2. Rondônia (hidrelétricas do rio Madeira e térmicas a gás natural de Urucu);
3. Manaus (geração hidrelétrica local, térmicas a gás natural de Urucu e suprimento da Venezuela);
4. Amapá (térmicas a derivados de petróleo e hidrelétricas locais);
5. Roraima (suprimento da Venezuela, hidrelétricas locais e térmicas a derivados de petróleo);



6. Usinas Hidrelétricas no Rio Tapajós;
7. Norte Interligado (hidrelétricas no Rio Tocantins e no Rio Xingu);
8. Nordeste (térmicas a gás natural nacional e importado, térmicas a carvão importado e nuclear);
9. Sudeste / Centro-Oeste (hidrelétricas locais, térmicas a carvão e a gás natural, ambos nacional e importado, nuclear, suprimento de energia elétrica de países vizinhos, como a Argentina, o Paraguai e a Bolívia);
10. Sul Interligado (hidrelétricas locais, térmicas a carvão nacional e a gás natural nacional e importado e suprimento de energia elétrica dos países vizinhos, como a Argentina e o Paraguai).

Nota Técnica 59 – Integração dos Sistemas Isolados.

O objetivo da presente estudo é avaliar as alternativas para as interligações dos sistemas isolados com o sistema interligado no horizonte do presente Plano. Serão avaliadas as condições de atendimento elétrico das respectivas regiões e também serão realizadas avaliações do mercado consumidor das localidades atendidas pelos sistemas isolados buscando uma discriminação por classes de consumo. Serão levantadas, também, informações que identifiquem as vocações econômicas dessas regiões de modo subsidiar as previsões de mercado das localidades em questão.

Nota Técnica 60 – Preparação de Dados para Alimentação do Modelo MELP para Quantificação da Expansão da Geração de Energia Elétrica em Longo Prazo

Consolidação e preparação dos dados para alimentação do modelo MELP.

Nota Técnica 61 – Proposta de Plano Estratégico de Expansão da Geração de Energia Elétrica em Longo Prazo - 2030

Apresentar a proposta de estratégia de expansão da geração de energia elétrica a longo prazo, por região geotelétrica e as interligações dos sistemas de transmissão, até 2030. A aplicação do modelo MELP propicia indicar as opções de geração para cada um dos subsistemas considerados e adicionalmente o dimensionamento ótimo das interligações elétricas entre eles, ao longo dos quinquênios até 2030. O horizonte temporal do aproveitamento do potencial hidrelétrico economicamente competitivo e ambientalmente viável será estabelecido, resultando a parcela não competitiva e portanto não aproveitável do potencial hidrelétrico nacional, mesmo a longo prazo, por razões econômicas e ambientais. Como resultado serão estabelecidas as alternativas de geração termelétrica, de diversos tipos e fontes, pelas diferentes regiões do país a longo prazo.

Nota Técnica 62 – Avaliação da capacitação da indústria nacional para atender a expansão do setor elétrico.

Avaliação da capacitação da indústria nacional para atender as estratégias de expansão do setor elétrico. Identificar as restrições e analisar as principais competências a serem adquiridas pela indústria nacional.

Nota Técnica 63 – Avaliação Econômica da Proposta de Estratégia de Expansão do Setor Elétrico



MME/SPE
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético

O objetivo da presente estudo é realizar uma avaliação econômica das alternativas identificadas de proposta de expansão do setor elétrico no horizonte estudado, quantificando o volume de recursos para investimentos demandados.

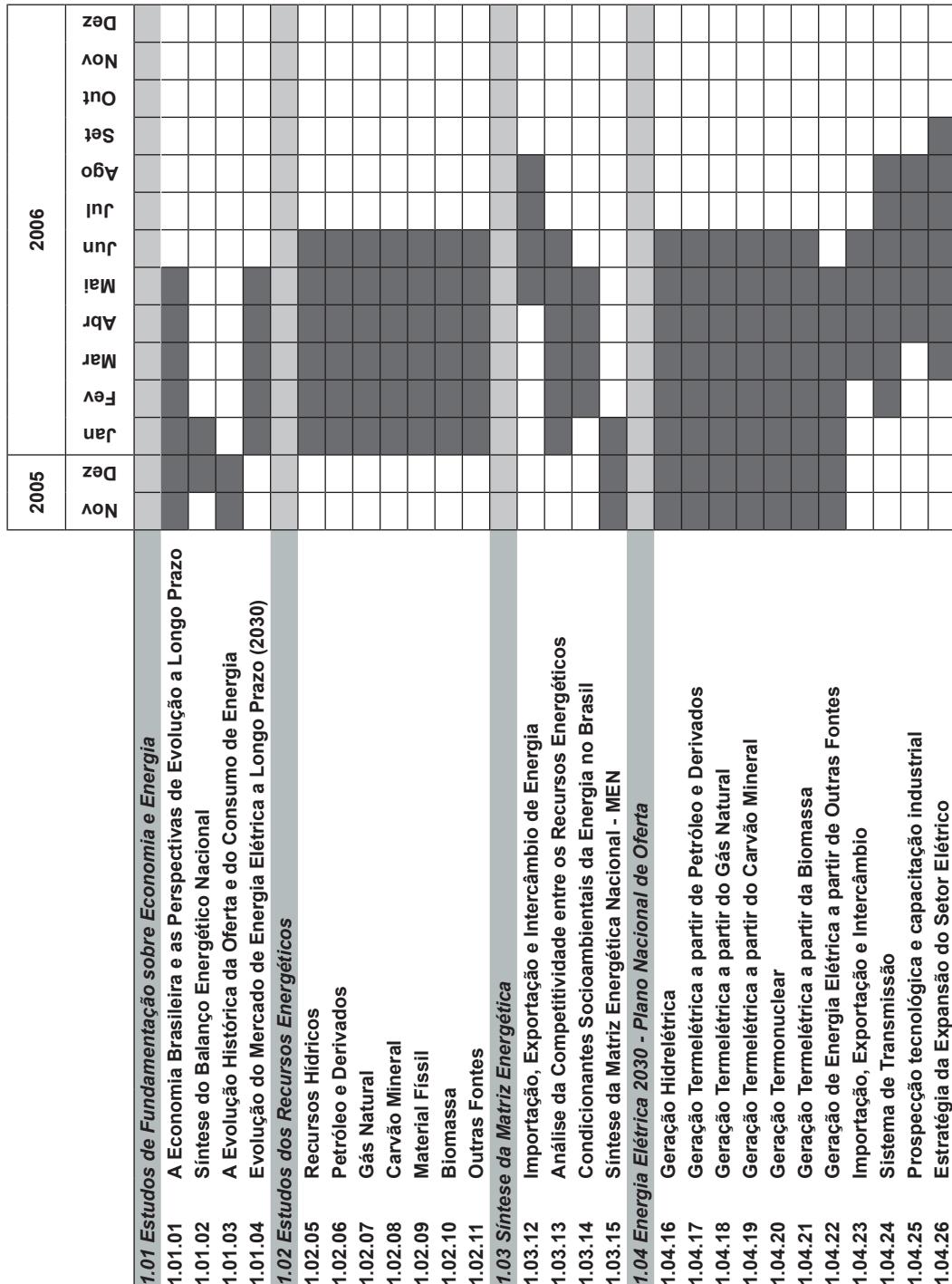
Serão analisados os custos de geração de energia elétrica dos empreendimentos abrangidos pelo plano estratégico de expansão de geração de energia elétrica nesse horizonte de longo prazo, que agregados aos custos de transmissão, permitam visualizar a projeção da evolução do custo de energia elétrica para o consumidor.

Nota Técnica 64 – Minuta do Relatório Consolidado da Expansão do Setor Elétrico.

Resultados da proposta de estratégia de expansão da geração de energia elétrica a longo prazo, por região geoelétrica, e das interligações elétricas, via sistemas de transmissão, entre estas regiões, a cada cinco anos até 2030, considerando os cenários de mercado de energia elétrica.

4 CRONOGRAMA

O cronograma orientativo do desenvolvimento dos trabalhos necessários à elaboração do PNE 2030, com as respectivas datas previstas para a realização dos eventos, encontra-se apresentado a seguir:





A seguir é mostrado o cronograma preliminar das reuniões técnicas a serem realizadas entre o MME e a EPE, com a finalidade de acompanhamento dos trabalhos. Observa-se que reuniões adicionais poderão ser agendadas, sempre que necessárias para a antecipação e discussão de resultados relevantes dos estudos.

	<i>0. Diretrizes e Plano de Trabalho</i>	<i>1. Estudos de Fundamentação sobre Economia e Energia</i>	<i>2. Estudos dos Recursos Energéticos</i>	<i>3. Síntese da Matriz Energética</i>	<i>4. Energia Elétrica 2030 - Plano Nacional de Oferta</i>
8/11/2005	Diretrizes para os estudos	Estabelecimento de premissas iniciais e diretrizes para os estudos			
9/11/2005					Estabelecimento de premissas iniciais e diretrizes para os estudos
4/1/2006			Estabelecimento de premissas iniciais e diretrizes para os estudos	Estabelecimento de premissas iniciais e diretrizes para os estudos	
5/1/2006					Reunião de acompanhamento dos resultados preliminares
15/2/2006		Reunião de acompanhamento dos resultados preliminares			
7/3/2006			Reunião de acompanhamento dos resultados preliminares		
30/3/2006					Reunião de acompanhamento dos resultados preliminares
18/4/2006				Reunião de acompanhamento dos resultados preliminares	
10/5/2006		Reunião de apresentação de resultados e de orientação para fechamento de relatório final			
30/5/2006					Reunião de acompanhamento dos resultados
28/6/2006				Reunião de apresentação de resultados e de orientação para fechamento de relatório final	
29/6/2006			Reunião de apresentação de resultados e de orientação para fechamento de relatório final		
30/7/2006					Reunião de fechamento - síntese dos resultados
30/8/2006					Apresentação minuta
28/9/2006					Apresentação de relatório final



MME/SPE
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético

5 EQUIPE E DEFINIÇÃO DE RESPONSABILIDADES

A coordenação geral do processo de elaboração do PNE 2030, será exercida pelo MME, devendo ser indicados gerentes por parte do MME e da EPE.

6 FORMA DE REALIZAÇÃO DO TRABALHO

Os trabalhos que resultarão nos relatórios consolidados dos diversos Projetos serão realizados pela equipe própria da EPE ou por consultores por ela contratados, podendo também vir ser usados consultores contratados diretamente pelo MME, para temas específicos.

7 DISPOSIÇÕES FINAIS

Destaca-se que em função dos resultados parciais dos trabalhos, o MME poderá introduzir ajustes e novas diretrizes no presente Termo de Referência.

Agradecimentos

Os colaboradores externos a seguir listados foram muito importantes para a realização dos estudos deste importante instrumento de planejamento energético. A todos os agradecimentos do MME e da EPE.

Colaboração Externa

Para desenvolver os trabalhos, a EPE consultou especialistas com vistas à formulação dos cenários econômicos e demográficos e organizou reuniões temáticas que tiveram como tema recursos energéticos. De todos aqueles a seguir citados foram colhidas importantes contribuições que vieram enriquecer sobremaneira o conteúdo deste trabalho. A todos eles cumpre registrar os agradecimentos de toda diretoria e da equipe de técnicos da EPE. Os depoimentos e os esclarecimentos colhidos nessas reuniões foram especialmente importantes, seja por sua relevância intrínseca, dada a qualificação dos profissionais convidados, seja por sua atualidade.

Cenários Econômicos e Demográfico. Antonio Licha, Caio Prates da Silveira e Francisco Eduardo de Souza, professores do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro – IE/UFRJ, Fábio Giambiagi, do Instituto de Pesquisas Econômicas e Aplicadas – IPEA, Fernando Roberto de Albuquerque, Gerente de projeto – Componentes da dinâmica demográfica do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, Ivan Braga Lins, Gerente de projeto – Projeções e estimativas populacionais do IBGE, Juarez de Castro Oliveira, Gerente de projeto – Estudos e análises da dinâmica demográfica do IBGE e Régis Bonelli, professor da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC-RJ.

Recursos Hídricos. Altino Ventura Filho, Consultor, ex-Presidente da Eletrobrás e ex-Diretor Técnico da Itaipu Binacional, José Luiz Alquéres, Diretor-Presidente da Light Serviços de Eletricidade S.A., Vice-presidente da Associação Brasileira da Indústrias de Base – ABDIB, ex-Presidente da Alstom do Brasil e ex-Presidente da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás, Joaquim Guedes C. Gondim Filho, Superintendente de Usos Múltiplos da Agência Nacional de Águas – ANA, José Antonio Muniz Aragão, Consultor e ex-Presidente da Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – Eletronorte, Norma Pinto Villela, Superintendente de Gestão Ambiental de Furnas Centrais Elétricas S.A. e Roberto Pereira d'Araujo, Consultor, ex-Diretor do Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Energético - ILUMINA e ex-Chefe do Departamento de Estudos de Mercado de Furnas.

Energia Nuclear. Alfredo Tranjan Filho, Diretor de Pesquisa e Desenvolvimento da Comissão Nacional de Energia Nuclear – CNEN, Anselmo Salles Paschoa, professor titular do Departamento de Física da PUC-RJ e ex-Diretor de Rádio-proteção, Segurança Nuclear e Salvaguarda da CNEN, Aquilino Senra Martinez, professor do Programa de Engenharia Nuclear da Coordenação dos Programas de Pós-graduação em Engenharia – COPPE, da UFRJ, Dráusio Lima Atalla, Superintendente da Usina Termonuclear de Angra II (Eletronuclear), Isaac José Obadia, Coordenador-geral de Ciência e Tecnologia Nuclear da CNEN, José Carlos Castro, Assessor de Planejamento e Comercialização da Indústrias Nucleares do Brasil – INB e 1º Secretário da Associação Brasileira de Energia Nuclear – ABEN, Olga C. R. L. Simbalista, Assessora da Presidência da Eletrobrás Termonuclear S.A. – Eletronuclear e Sergio G. Mathias, Assessor de Comercialização da Eletronuclear.

Carvão Mineral. Carlos Henrique Brasil de Carvalho, Assessor Econômico da Assessoria Especial do Gabi-

nete da Ministra-Chefe da Casa Civil da Presidência da República, Fernando Luis Zancan, Secretário-executivo do Sindicato das Empresas da Extração de Carvão de Santa Catarina (Siescesc) e pesquisador do Centro de Documentação do Carvão – CEDRIC, Ignácio Resende, Assessor da Presidência da COPELMI Mineração, Irineu Capeletti, Assessor Especial da Secretaria de Geologia, Mineração e Transformação Mineral do MME, José Lourival Magri, Gerente de Meio Ambiente da Tractebel Energia S.A. e João Eduardo Berbigier, Gerente de Combustíveis da Tractebel Energia S.A.

Cana-de-Açúcar e Fontes Alternativas Renováveis e Não Convencionais. Albert Cordeiro G. de Melo, Diretor de Pesquisa e Desenvolvimento do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL e ex-Coordenador do Comitê Técnico de Fontes Alternativas do GCPS/CCPE, Carlos Roberto Silvestrin, Vice-presidente Executivo da Associação Paulista de Cogeração de Energia – COGEN, Luciano Basto Oliveira, Doutor em Planejamento Energético e pesquisador da COPPE e do Instituto Virtual de Mudanças Globais – IVIG, Onório Kitayama, Consultor, Assessor da Presidência da União da Agroindústria Canavieira de São Paulo, Osvaldo Stella Martins, Doutor em Energia e Recursos Naturais, Pesquisador do Centro Nacional de Referência em Biomassa – CENBIO e Pedro Villalobos, Consultor, M.Sc. em Química, ex-pesquisador da COPPE/UFRJ.

Petróleo. Alexandre Salem Szklo, Doutor em Planejamento Energético pela COPPE/UFRJ, professor e pesquisador do Programa de Planejamento Energético da mesma instituição, Giovani Vitória Machado, Doutor em Planejamento Energético pela COPPE/UFRJ, professor colaborador e pesquisador do Programa de Planejamento Energético da mesma instituição, José Henrique Danember, Gerente da área de Estratégia e Desempenho Empresarial/ Estudos de Mercado e Negócios da Petrobrás, Rafael Resende, Economista pleno da Petrobrás e Roberto Schaeffer, Doutor pela University of Pennsylvania e professor do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ.

Gás Natural. Hélder Queiroz Pinto Jr., Doutor pela Université de Grenoble, professor e pesquisador do Grupo de Energia do Instituto de Economia da UFRJ, Luiz Augusto de Abreu Moreira, Coordenador da área de Integração de Mercados do Cone Sul, da Diretoria Internacional da Petrobrás, Marco Aurélio Tavares, Engenheiro químico com experiência profissional em petróleo, gás natural e indústria petroquímica, ex-diretor de Comercialização de Gás da Repsol-YPF e atual consultor da Gás Energy- Assessoria Empresarial, Mário Jorge da Silva, Coordenador da área de Planejamento Estratégico da Diretoria de Gás e Energia da Petrobrás e Renato Quaresma, Consultor da área de Planejamento da Produção de Gás da Petrobrás.

Eficiência Energética. Armando Bevilacqua de Godoy, Economista da Área de Desenvolvimento Energético da Petrobrás – Suporte ao CONPET, Frederico Augusto Varejão Marinho, Gerente de Suporte ao CONPET (Petrobrás), George Alves Soares, Chefe do Departamento de Desenvolvimento de Projetos Especiais da Eletrobrás (PROCEL), Jamil Haddad, professor Doutor da Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI, líder do Grupo de Estudos Energéticos e Marcos José Marques, Presidente do INEE – Instituto Nacional de Eficiência Energética, ex-Diretor da Eletrobrás e ex-Diretor Geral do CEPEL.

