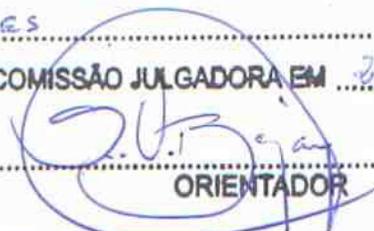


ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL DA
TESE DEFENDIDA POR ALEXANDRA LÚCIO
SALES E APROVADA
PELA COMISSÃO JULGADORA EM 26 / 02 / 2007


.....
ORIENTADOR

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

Perspectivas de evolução, a médio e longo prazos, do parque gerador de energia elétrica no Brasil

Autor: Alexandra Lúcio Sales
Orientador: Prof. Dr. Sérgio Valdir Bajay

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

Perspectivas de evolução, a médio e longo prazos, do parque gerador de energia elétrica no Brasil

Autor: Alexandra Lúcio Sales
Orientador: Sérgio Valdir Bajay

Curso: Planejamento de Sistemas Energéticos.

Dissertação de mestrado acadêmico apresentada à comissão de Pós Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Campinas, 2007
S.P. – Brasil

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

Sa32p Sales, Alexandra Lúcio
Perspectivas de evolução, a médio e longo prazos, do
parque gerador de energia elétrica no Brasil / Alexandra
Lúcio Sales. --Campinas, SP: [s.n.], 2007.

Orientador: Sérgio Valdir Bajay.
Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Sistema de energia elétrica hidrotérmica. 2.
Energia - Planejamento. 3. Política energética. I. Bajay,
Sérgio Valdir. II. Universidade Estadual de Campinas.
Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

Título em inglês: Perspectives of evolution, in the medium and long-terms, of
electricity generation in Brazil

Palavras-chave em inglês: Hydrothermal electric power systems, Energy
planning, Energy policy

Titulação: Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos

Banca examinadora: Paulo de Barros Correia, Paulo Sérgio Franco Barbosa

Data da defesa: 26/02/2007

Programa de Pós Graduação: Planejamento de Sistemas Energéticos

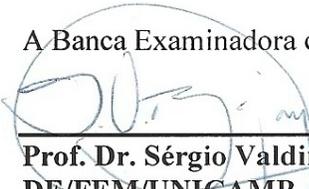
**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADEMICO

**Perspectivas de evolução, a médio e longo
prazos, do parque gerador de energia elétrica
no Brasil**

Autor: Alexandra Lúcio Sales
Orientador: Sérgio Valdir Bajay

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:



Prof. Dr. Sérgio Valdir Bajay, Presidente
DE/FEM/UNICAMP



Prof. Dr. Paulo de Barros Correia
DE/FEM/UNICAMP



Prof. Dr. Paulo Sérgio Franco Barbosa
FEC/UNICAMP

Campinas, 26 de fevereiro de 2007.

Dedicatória:

Dedico este trabalho aos meus pais.

Agradecimentos

Agradeço a Deus, por mais uma etapa de vida conquistada.

Aos meus pais e irmãos, pelo amor e apoio incondicional.

Ao meu orientador, por todas as contribuições e por acreditar na minha capacidade.

Aos meus amigos, por me darem força sempre.

A todos os professores que contribuíram na minha formação durante este trabalho.

À CAPES pelo apoio financeiro durante a execução do trabalho.

*“Tudo posso naquele que me fortalece”
Filipenses 4:13*

Resumo

SALES, Alexandra Lúcio, *Perspectivas de Evolução, a Médio e Longo Prazos, do Parque Gerador de Energia Elétrica do Brasil*, Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2007. 132 p. Dissertação (Mestrado)

Neste trabalho é feita uma análise do planejamento da expansão do parque gerador de energia elétrica do Brasil, a partir da caracterização do cenário atual do setor elétrico brasileiro. Procurou-se resgatar o histórico dos estudos de médio e de longo prazos, realizados desde a década de 1960 e que serviram de premissas para expansão do setor. O planejamento de sistemas hidrotérmicos de potência pode ser representado matematicamente por uma função objetivo, que, sujeito à certas restrições, sinalize uma operação ótima desses sistemas e suas necessidades de expansão. Diversos tipos de modelos computacionais podem ser utilizados como valiosas ferramentas de auxílio à tomada de decisão na solução deste problema. Este trabalho discute as principais estratégias de solução que vêm sendo aplicadas neste contexto. Em uma outra parte deste trabalho, foram analisadas diversas bases de dados, nacionais e internacionais, que disponibilizam informações a respeito de custos e de tendências tecnológicas para a geração de energia elétrica. A partir destas análises, foi feito um levantamento dos parâmetros que formam o custo unitário de geração, que permitiu a formulação de três cenários: “baixo”, “referência” e “alto”, que simulam, através de planilhas econômico-financeiras, condições de formação de baixos custos unitários de geração, custos mais prováveis e altos custos unitários de geração, respectivamente. Por fim, são analisados os resultados obtidos da planilha sob o aspecto da competitividade das tecnologias que complementam o parque hidráulico brasileiro. O estudo desenvolvido neste trabalho mostra a importância dos parâmetros econômico-financeiros e das políticas energéticas adotadas para o setor, dado que estes afetam diretamente o custo de geração e, conseqüentemente, os preços praticados no mercado de energia elétrica.

Palavras Chave:

Planejamento da Expansão, Custos de Geração, Sistema Hidrotérmico.

Abstract

SALES, Alexandra Lúcio, *Perspectives of evolution, in the medium and long-terms, of electricity generation in Brazil.*, Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2007. 132 p. M.Sc. Thesis.

An evaluation is carried out in this thesis about medium and long-term generation planning in the Brazilian electric power system, since the 1960's. Planning of hydrothermal power systems can be represented mathematically by an objective function, which, subject to certain constraints, indicates an optimal operation of these systems and their expansion needs. Several types of computer models can be used as valuable tools in the decisions making process involved in the solution of this problem. The main solution strategies which have been applied so far are discussed here. In another part of this thesis, several data basis, both national and international, providing information about electricity generation costs and technological trends, have been assessed. From these analysis, the main parameters that form the generation unit cost were identified, allowing the formulation of three scenarios – “low”, “reference” and “high”, which simulate, through economic-financial data sheets, low, more likely and high unit costs, respectively. The results obtained from the data sheets provide valuable insights about the competitive positions of the technologies that complement hydro power in Brazil. This thesis highlights the importance of economic-financial parameters and the public policies adopted for the power sector, since they affect directly generation unit cost and, consequently, the prices practiced in the electricity market.

Key words:

Expansion Planning, Generation Costs, Hydrothermal System

Conteúdo

Lista de Figuras	xiii
Lista de Tabelas.....	xiii
Capítulo 1.....	1
Introdução.....	1
1.1 Objetivos da Dissertação.....	2
1.2 Estrutura do Trabalho.....	2
Capítulo 2.....	4
Planejamento da Expansão do Parque Gerador de Energia Elétrica no Brasil.....	4
2.1 Principais Características do Parque Gerador de Energia Elétrica Brasileiro.....	4
2.2 Evolução da Composição deste Parque nas Últimas Décadas.....	6
2.3 Atual Competitividade das Tecnologias que Compõem o Parque Gerador Nacional.....	11
2.4 Plano Decenal do Setor Elétrico Brasileiro.....	17
2.5 Planos de Longo Prazo.....	23
Capítulo 3.....	29
Planejamento de Sistemas Hidrotérmicos de Potência	29
3.1 Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Potência.....	29
3.2 Planejamento da Expansão de Sistemas Hidrotérmicos de Potência, no Médio Prazo.....	39
3.3 Planejamento da Expansão de Sistemas Hidrotérmicos de Potência, no Longo Prazo.....	43
Capítulo 4.....	46
As Várias Estratégias de Solução do Problema de Planejamento	46
4.1 Otimização Conjunta da Expansão e da Operação.....	46
4.2 Decomposição em Dois Subproblemas e sua Coordenação.....	50
Capítulo 5.....	61
Bases de Dados Disponíveis.....	61
5.1 Informações Nacionais.....	61
5.1.1 Atlas de Energia Elétrica do Brasil.....	63

5.1.2 Banco de Informações da Geração	64
5.1.3 Diagramas Topológicos dos Aproveitamentos Hidrelétricos	65
5.1.4 Relatório de Acompanhamento de Estudos e Projetos de Usinas Hidrelétricas	66
5.1.5 Estudos e Pesquisas Prospectivas do CGEE	66
5.1.6 Bases de Dados do Operador Nacional do Sistema	67
5.1.7 Informações da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	68
5.1.8 Institutos e Associações dos Agentes do Setor Elétrico	68
5.2 Estudos Internacionais	69
5.2.1 International Energy Agency	70
5.2.2 The Royal Academy of Engineering	72
5.2.3 Department of Energy	73
5.2.4 Riso National Laboratory	74
5.2.5 Estudos Prospectivos na Espanha	75
Capítulo 6.....	77
Evolução Esperada dos Custos Unitários de Geração das Principais Tecnologias Utilizadas no País	77
6.1 Tecnologias de Geração de Energia Elétrica	77
6.1.1 Hidreletricidade	77
6.1.2 Termeletricidade	79
6.1.2.1 Termelétricas a Gás Natural	84
6.1.2.2 Térmicas a Carvão	85
6.1.2.3 Térmicas à Biomassa	86
6.1.3 Usinas Eólicas	88
6.1.4 Pequenas Centrais Hidrelétricas	88
6.2 Valores Históricos e Evolução Prevista dos Custos Unitários e da Eficiência de Geração, Segundo a Literatura Consultada	90
6.2.1 Custo Unitário de Geração	91
6.2.2 Custo Unitário de Investimento	92
6.2.3 Custo Unitário de Operação e Manutenção	95
6.2.4 Custo Unitário de Combustível	96

6.2.5 Fator de Capacidade	98
6.2.6 Eficiência	99
6.3 Cálculo dos Custos Unitários de Geração, a partir de Planilhas e Incorporando Condições e Custos Locais	100
6.3.1 Os Dados de Entrada da Planilha Adotada	100
6.3.2 Valores Assumidos para os Elementos da Planilha	100
6.3.2.1 Valores Variáveis com a Tecnologia Analisada	100
6.3.2.2 Premissas Adotadas para os Impostos, Taxas e financiamento	105
6.4 Cenários	107
6.4.1 Cenário de Referência	108
6.4.2 Cenário Baixo	109
6.4.3 Cenário Alto	111
6.4.4 Uma Análise Comparativa dos Resultados dos Cenários	112
Capítulo 7	114
Competitividade das Várias Tecnologias de Geração e Aspectos Estratégicos a Médio Prazo – Plano Decenal do Setor Elétrico	114
7.1 Premissas e Metodologia Adotadas no PDEE 2006-2015	114
7.2 Cenários Alternativos de Custos Unitários de Operação e de Fatores de Capacidade	117
Capítulo 8	122
Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros	122
Referências Bibliográficas	126

Lista de Figuras

2.1	Distribuição Regional do Potencial Hidrelétrico	05
2.2	Evolução da Capacidade Instalada de Usinas de Potência Elétrica no Brasil	11
3.1	Curvas de Custo Total, Custo Futuro e Custo Imediato	32
3.2	Função Custo Futuro e sua Derivada, Representando o Valor da Água	38
3.3	Comercialização de Energia nos Ambientes de Contratação	39
6.1	Processos de Produção de Energia Elétrica a partir da Biomassa	87
6.2	Custos Unitários de Geração no Cenário de Referência	109
6.3	Custos Unitários de Geração no Cenário Baixo	110
6.4	Custos Unitários de Geração no Cenário Alto	111
6.5	Custos Unitários de Geração das Diversas Tecnologias nos Três Cenários	113

Lista de Tabelas

2.1	Total de Empreendimentos do Proinfa em Operação e em Construção, em 31/12/2006	18
6.1	Classificação das PCH's	89
6.2	Custos Unitários de Geração, em US\$/MWh, base 2003	93
6.3	Custos Unitários de Investimento, em US\$/MWh, base 2003	93
6.4	Custos Unitários de O&M Fixos, em US\$/MWh, base 2003	96
6.5	Custos Unitários de O&M Variáveis, em US\$/MWh, base 2003	96
6.6	Custos Unitários Totais de O&M , em US\$/MWh, base 2003	97
6.7	Custos Unitários de Combustível, em US\$/MWh, base 2003	97
6.8	Fatores de Capacidade, em %, Associados aos Custos Unitários	98
6.9	Eficiências de Conversão de Energia Térmica em Energia Elétrica, em %	99
6.10	Unidades das Informações Básicas Processadas, dos Parâmetros Adotados e do Resultado Obtido na Planilha Construída nesta Dissertação	101
6.11	Valores Mínimos e Máximos Adotados para o Custo Unitário de Investimento das Tecnologias de Geração de Energia Elétrica Analisadas	102
6.12	Valores Mínimos e Máximos Adotados para o Custo Unitário de O&M das Tecnologias de Geração de Energia Elétrica Analisadas	102
6.13	Valores Mínimos e Máximos Adotados para o Custo Unitário de Combustível das Tecnologias de Geração de Energia Elétrica Analisadas	103
6.14	Valores Mínimos e Máximos Adotados para os Fatores de Capacidade das Tecnologias de Geração de Energia Elétrica Analisadas	103

6.15	Valores Mínimos e Máximos Adotados para a Eficiência das Tecnologias de Geração de Energia Elétrica Analisadas	104
6.16	Custos Unitários de Geração para os Parâmetros do Cenário de Referência	108
6.17	Custos Unitários de Geração para os Parâmetros do Cenário Baixo	110
6.18	Custos Unitários de Geração para os Parâmetros do Cenário Alto	111
6.19	Comparação dos Custos Unitários de Geração Obtidos nos Três Cenários	112
7.1	Custos Unitários de Operação, em R\$/MWh, e Fatores de Capacidade, em %, das Usinas Termelétricas do PDEE 2006-2015 Simuladas neste Capítulo	118
7.2	Custo Total de Operação do Plano Decenal, em Milhões de Reais, para o Caso Base de Custos Unitários e para os Cenários Alternativos	119
7.3	Médias de Risco de Déficit, em %, por Subsistema	119
7.4	Custos Marginais de Operação Médios, em R\$/MWh, por Subsistema	119
7.5	Custos Marginais de Operação, em R\$/MWh, de 2006 a 2015, por Subsistema	121

Capítulo 1

Introdução

A expansão do parque gerador de energia elétrica no novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro envolve agentes privados e públicos que decidem o montante de energia elétrica a contratar e os investimentos a realizar, a partir da participação em leilões de usinas geradoras e sistemas de transmissão, para atender a demanda dos agentes econômicos e da sociedade em geral. Desta forma, é fundamental a existência de um processo de planejamento que possa orientar futuras ações governamentais e fornecer uma correta sinalização aos demais agentes do setor elétrico brasileiro, propiciando uma alocação eficiente dos investimentos.

Enquanto o planejamento da expansão fornece sinais para minimizar os custos totais futuros da energia elétrica para a sociedade como um todo, o objetivo de cada um dos agentes é, principalmente, a maximização de seus resultados. No modelo atual do setor elétrico brasileiro a construção de novos empreendimentos é balizada pela lista de aproveitamentos oferecidos em leilão. Isto restringe o espaço de decisão dos agentes privados e garante um nível elevado de coordenação centralizada.

O desafio é, portanto, alinhar as expectativas dos investidores do setor elétrico com uma política energética bem definida e regulamentada, que propicie um planejamento adequado às condições de crescimento sustentável do País.

1.1. Objetivos da Dissertação

Este trabalho trata das perspectivas de evolução do parque gerador de energia elétrica brasileiro, nos horizontes de médio e longo prazo, focando dois objetivos principais: fazer uma análise das ferramentas que envolvem o planejamento da expansão de sistemas hidrotérmicos de potência, desde a formulação do problema, passando pela abordagem das várias técnicas de solução, até as bases de dados disponíveis para obtenção de parâmetros envolvidos no planejamento da expansão; e, dentro do contexto da competitividade das principais tecnologias de geração, estimar a evolução esperada dos custos unitários destas tecnologias e seus aspectos estratégicos a médio e longo prazo.

1.2. A Estrutura do Trabalho

Esta dissertação é composta por oito capítulos. Este primeiro capítulo, introdutório, contextualiza o planejamento da expansão da geração feito no Brasil, mostra os objetivos da dissertação e a forma em que a mesma está estruturada. No Capítulo 2 é feita uma descrição das principais características do parque gerador de energia elétrica brasileiro, e se aborda a evolução da composição deste parque nas últimas décadas. Analisa-se a atual competitividade das tecnologias que compõem o parque gerador nacional. Por conseguinte, é feito um levantamento dos Planos Decenais de Expansão e dos Planos de Longo Prazo do setor elétrico brasileiro elaborados até os dias atuais.

O Capítulo 3 traz a formulação do problema de planejamento de sistemas hidrotérmicos de potência, nos horizontes de curto, médio e longo prazo. É mostrada a composição do problema do planejamento da operação, no horizonte de curto prazo e, em seguida, o problema do planejamento de expansão dos sistemas hidrotérmicos, aplicado ao caso brasileiro.

O Capítulo 4 aborda as várias estratégias de solução do problema formulado, divididas em duas categorias: a primeira trata da otimização conjunta da operação e da expansão, enquanto a

segunda decompõe o problema original em dois subproblemas, devidamente coordenados entre si.

No Capítulo 5 são apresentadas as bases de dados disponíveis para se calcular os parâmetros requeridos na formulação do problema de planejamento da expansão do sistema hidrotérmico de potência brasileiro.

O Capítulo 6 traz a evolução esperada dos rendimentos de conversão e dos custos unitários das principais tecnologias de geração de energia elétrica no País, através de simulações em planilhas econômico-financeiras, levando em consideração as condições de investimentos no Brasil, bem como os encargos tributários em vigor.

O Capítulo 7 trata da competitividade das várias tecnologias de geração e os aspectos estratégicos no médio prazo - no âmbito do Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico (PDEE). Nele são feitas simulações, com o auxílio do modelo Newave, utilizando os resultados de custo de geração obtidos nas planilhas do Capítulo 6, a fim de analisar o impacto das simulações no PDEE 2006-2015. Finalmente, no Capítulo 8 são apresentadas as conclusões e recomendações do trabalho.

Capítulo 2

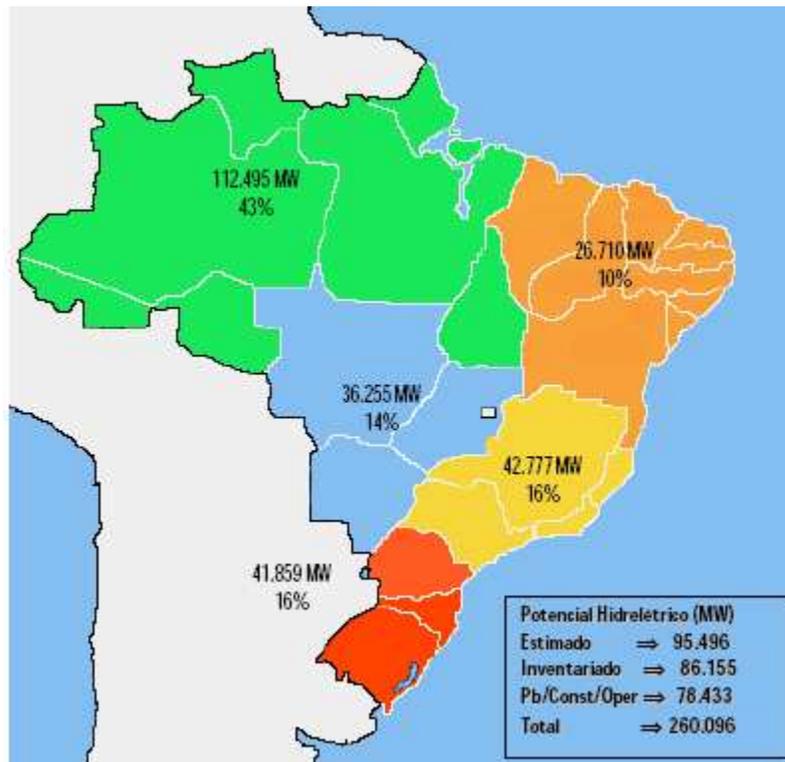
Planejamento da Expansão do Parque Gerador de Energia Elétrica no Brasil

2.1 Principais Características do Parque Gerador de Energia Elétrica Brasileiro

O parque gerador de energia elétrica no Brasil é constituído pelas seguintes fontes de geração de energia elétrica: hidráulica, térmica, eólica e solar. As características físicas e geográficas do Brasil foram determinantes para que sua base de geração de energia elétrica fosse constituída de um sistema hidrotérmico de potência com predominância hidráulica, respondendo por cerca de 93% do total da geração, em um ano hidrológico médio. A parte restante é composta por geração termelétrica, destinada à complementação do atendimento do mercado do Sistema Interligado nos períodos hidrologicamente desfavoráveis, e para atendimento localizado quando ocorrem restrições de transmissão e ao atendimento dos Sistemas Isolados. Além disso, o parque conta ainda com unidades geradoras distribuídas, compostas por fontes renováveis de energia e por plantas de co-geração. Os geradores de energia elétrica no Brasil são atualmente classificados como pertencentes a empresas concessionárias de geração, produtores independentes e autoprodutores.

O potencial hidráulico do parque gerador brasileiro é de cerca de 260 GW, envolvendo 15% das reservas mundiais de água doce disponível. No entanto, apenas um quarto do potencial é utilizado atualmente. Seu potencial remanescente está concentrado na região Amazônica (43%),

que possui diversas restrições ambientais. A Figura 2.1 ilustra a distribuição deste potencial pelas regiões do País.



Fonte: Plano Decenal de Expansão 2001/2010 (MME, 2001).

Figura 2.1: Distribuição Regional do Potencial Hidrelétrico

Os potenciais dos rios são explorados através da construção de reservatórios e de usinas de grande (UHEs) e pequeno porte (Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs), isolados ou em cascata. Esta grande cadeia de reservatórios tem importante significado econômico, ecológico, hidrológico e social. Em muitas regiões do País, esses ecossistemas são utilizados como base para o desenvolvimento regional. Em alguns projetos houve planejamento inicial e uma preocupação com a inserção regional; em outros casos, este planejamento foi pouco desenvolvido. Entretanto, devido às pressões por usos múltiplos, estudos intensivos têm sido realizados com a finalidade de ampliar as informações existentes e promover uma base de dados adequada que sirva como plataforma para futuros desenvolvimentos de projetos que explorem este potencial hidráulico.

Complementando a hidreletricidade estão as fontes térmicas de geração de energia elétrica, que, segundo dados do Banco de Informação de Geração da Agência Nacional de Energia Elétrica

- ANEEL (www.aneel.gov.br consultado em 12/05/2006), são divididas por tipos de combustíveis - fóssil, biomassa e outros, e energia nuclear. Dentre os combustíveis fósseis estão o óleo combustível, o óleo diesel, o óleo ultraviscoso, o gás de refinaria, o gás natural e o carvão mineral; a capacidade instalada das usinas que consomem estes combustíveis representava 78,23% da capacidade total das usinas termelétricas operando no País em maio de 2006. As centrais termelétricas em operação que utilizam biomassa correspondiam, naquele mês, a 16,47% da capacidade instalada total de termelétricas, consumindo carvão vegetal, resíduo de madeira, bagaço de cana-de-açúcar, casca de arroz, licor negro e biogás. Os demais combustíveis, classificados como “outros”, totalizavam 3,17% da capacidade instalada total das usinas termelétricas e são constituídos por: gás de alto forno, gás de processo, enxofre, efluente gasoso e gás siderúrgico. A energia nuclear tinha uma participação de 2,13%, que corresponde a 2.007 MW instalados nas usinas de Angra I e Angra II.

Apesar do expressivo potencial eólico, divulgado no Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (ANEEL, 2005), o País ainda explora pouco este potencial, representando hoje apenas 0,18% da capacidade instalada total, com 186,85 MW, agindo na complementaridade sazonal entre regimes de vento e hidrológico, em especial no Nordeste.

2.2 Evolução da Composição deste Parque nas Últimas Décadas

A partir do início da década de 1960, houve um grande esforço de investimento, realizado pelo setor público. Foram implantadas usinas de grande porte e extensas linhas de transmissão, que visaram à interligação de diversos sistemas elétricos, para um aproveitamento mais racional da energia gerada. Houve, também, um considerável avanço no processo de unificação de frequências, no padrão de 60 Hz.

Entre 1961 e 1970, foram adicionados à capacidade geradora do País cerca de 8.300 MW, caracterizando um crescimento médio anual de potência de 9,1% no período. Os investimentos mais expressivos foram realizados na região Sudeste, correspondendo a 76% do total nacional, soma próxima de 6.600 MW de potência (ELETROBRÁS, 2002a).

Em 1970, a potência instalada de energia elétrica no Brasil atingiu o montante de 11.233 MW, incluindo a contribuição das empresas autoprodutoras. As usinas hidrelétricas somavam 8.828 MW, equivalentes a 78% da capacidade geradora do parque elétrico nacional. Tratava-se de uma participação quase três pontos percentuais superior à registrada em 1960. A potência instalada de origem térmica era de 2.405 MW, cabendo destacar que apenas três usinas termelétricas figuravam no quadro das 24 usinas com potência igual ou superior a 100 MW. (ELETROBRÁS, 2002a).

As usinas pertencentes às empresas federais, estaduais, privadas e algumas prefeituras municipais, que cuidavam diretamente dos serviços públicos de eletricidade, eram responsáveis por 96% da capacidade geradora do País, que correspondia a 9.942 MW, restando 835 MW às usinas de autoprodutores.

A partir da promulgação da Lei nº 5.899, conhecida como a Lei de Itaipu, de 05 de julho de 1973, o Brasil passou a ser dividido em quatro regiões geoeletricas, correspondentes aos espaços de atuação da CHESF (região Nordeste), Furnas (região Sudeste e mais o Distrito Federal e parte dos Estados de Goiás e Mato Grosso), Eletrosul (região Sul) e Eletronorte (região Norte e parte dos estados de Goiás e Mato Grosso). Ainda no escopo desta lei, foram padronizadas as tensões de transmissão e subtransmissão em todo o País, estabelecendo-se em 500 kV o nível de tensão nominal seguinte a 230 kV e admitindo-se a possibilidade de expansão das redes existentes de 345 kV e 440 kV apenas quando técnica e economicamente justificadas.

Já em 1980, a potência instalada no País atingiu 33.365 MW, estimando-se a participação das empresas autoprodutoras em 2.907 MW. As concessionárias dispunham de 26.931 MW instalados de usinas hidrelétricas, que contribuía, assim, com 88% do montante de sua capacidade geradora total. Com relação ao ano de 1970, o peso relativo destas usinas tornou-se mais significativo; já quanto aos autoprodutores, observou-se uma tendência inversa, com uma maior dependência de fontes térmicas de geração no mesmo período (ELETROBRÁS, 2002a).

Cerca de 20.000 MW foram adicionados à capacidade instalada das concessionárias entre 1971 e 1980, em decorrência, principalmente, da execução de empreendimentos de grande porte que demandaram a implantação de extensa rede de transmissão em extra-alta tensão, modificando, de uma forma notável, a configuração dos sistemas elétricos no território nacional. O crescimento médio anual de potência instalada na década de 1970 alcançou o expressivo índice de 11,2%, correspondendo à entrada em operação de uma usina de 2.000 MW a cada ano.

Em 1980, o Brasil apresentava três sistemas elétricos interligados, além de um considerável número de sistemas isolados de pequeno porte, em sua maioria localizados na região Norte. Segundo estatísticas do Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI), a capacidade geradora efetiva dos sistemas interligados alcançou a marca de 29.683 MW, correspondendo a 90,5 % da geração bruta de energia elétrica do País; os sistemas isolados contribuíram com apenas 3,3%, cabendo o restante aos autoprodutores (ELETROBRÁS, 2002a).

O sistema interligado Sudeste/Centro-Oeste contava com 21.512 MW, atendendo aos mais importantes parques industriais do País e cerca da metade da população nacional na época. O sistema elétrico interligado Nordeste era formado basicamente pela Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF), que possuía uma capacidade instalada de 4.091 MW. Já o sistema interligado da região Sul contava com 4.029 MW, pertencentes às empresas Eletrosul, CEEE, COPEL e Celesc, além dos 50 MW da hidrelétrica paraguaia de Acaray.

Em 1990, o sistema elétrico brasileiro atingiu a marca de 48.942 MW de capacidade geradora instalada, incluindo a parcela de potência de Itaipu pertencente ao País e excluindo a pequena contribuição de autoprodutores com venda de excedente às concessionárias públicas. As hidrelétricas somavam 44.234 MW de potência instalada, correspondentes a 90,4% do total das concessionárias. Essa participação foi de quase dois pontos percentuais superior à registrada em 1980, caracterizando o avanço e o predomínio incontestado das fontes hidráulicas no sistema elétrico brasileiro.

As termelétricas convencionais, alimentadas com óleo combustível, carvão e óleo diesel, nessa ordem de importância, somavam 4.012 MW, sendo utilizadas basicamente para o abastecimento de localidades isoladas e para complementação dos sistemas interligados nos períodos hidrológicos desfavoráveis, ou quando da ocorrência de problemas de atendimento em função de restrições de transmissão. Devido às mudanças ocorridas no programa nuclear brasileiro, o País contava com apenas uma usina nuclear, Angra I.

Aproximadamente 18.000 MW foram incorporados ao sistema entre 1981 e 1990, representando um crescimento médio anual de 4,8% da capacidade geradora, bastante inferior ao registrado na década anterior. Ainda assim, a expansão do parque gerador e da rede de transmissão associada a grandes empreendimentos hidrelétricos, notadamente Itaipu e Tucuruí, mudaram a configuração do sistema elétrico nacional. Com o avanço do processo de interligação, o País passou a contar com dois grandes sistemas elétricos interligados, um dos quais reunindo as regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste, e o outro, de menor porte, abrangendo o Nordeste e parte da região Norte.

A usina hidrelétrica (UHE) binacional – Brasil e Paraguai - de Itaipu foi uma das principais responsáveis pelo aumento da potência instalada no período. Inaugurada em 1984, Itaipu operou inicialmente com unidades geradoras de 50 Hz, a frequência adotada no sistema elétrico paraguaio. A partir de 1987, unidades geradoras de 60 Hz começaram a operar, com a inauguração da primeira linha do tronco de transmissão de 750 kV; a segunda linha deste tronco entrou em funcionamento em 1989. Após alguns incrementos de capacidade nos anos seguintes, finalmente, em 1991, a usina atingiu a capacidade final de 12.600 MW , prevista originalmente no projeto.

Tal como Itaipu, a usina de Tucuruí foi motorizada de forma progressiva, atingindo a marca de 3.550 MW, em 1990. Dois anos mais tarde, mais duas máquinas entraram em operação, concluindo a primeira etapa do empreendimento.

De acordo com o Plano Decenal de Expansão 2001-2010, em 2001 o sistema interligado elétrico brasileiro possuía uma capacidade instalada de 66.694 MW, dividido nos quatro subsistemas elétricos: Subsistema Sudeste/ Centro-Oeste, Subsistema Sul, Subsistema Nordeste e Subsistema Norte.

O Subsistema Sudeste/ Centro-Oeste possuía uma capacidade instalada total de 39.875 MW, considerando 50% da capacidade instalada da UHE Itaipu (6.300 MW), sendo 36.152 MW em usinas hidrelétricas, 1.757 MW em usinas termelétricas a óleo combustível e gás natural, além das usinas nucleares Angra I e Angra II, que totalizam 1.966 MW.

O Subsistema Sul tinha uma capacidade instalada de 12.103 MW em 2001, sendo 9.918 MW em usinas hidrelétricas e 2.185 MW em usinas termelétricas. Esse sistema possuía usinas termelétricas a carvão, que totalizavam 1.415 MW instalados. Possuía, também, termelétricas a óleo combustível, com 170 MW instalados, e uma usina a gás natural, com 600 MW.

O Subsistema Nordeste possuía uma capacidade instalada de 10.435 MW, sendo 10.145 MW em usinas hidrelétricas e 290 MW em usinas termelétricas. Já o Subsistema Norte apresentava uma capacidade instalada, em agosto de 2001, de 4.281 MW, exclusivamente de usinas hidrelétricas, sendo 99% desse montante correspondente à usina hidrelétrica de Tucuruí.

A malha da Rede Básica de transmissão, que interliga os subsistemas Sudeste/ Centro-Oeste e Sul permite um intercâmbio de energia com característica sazonal, com fluxos no sentido Sudeste/ Centro-Oeste no período seco deste subsistema, que ocorre entre maio e novembro, e no sentido Sul durante o período chuvoso, de dezembro a abril. Da mesma forma, a interligação dos subsistemas Norte e Nordeste permite o fluxo de energia na direção Nordeste no primeiro semestre do ano, invertendo-se o fluxo no segundo semestre. O subsistema Norte também se conecta com o subsistema Sudeste/ Centro-Oeste através da interligação Norte/ Sul, o que permite uma maior confiabilidade ao sistema interligado brasileiro.

A capacidade instalada do parque gerador em novembro de 2006 era de 96.296 MW de potência, divididos em 1.596 empreendimentos. Segundo o Banco de Informação da Geração da ANEEL (<http://www.aneel.gov.br>, consultado em 28/11/2006) estava prevista a adição de 27.167 MW na capacidade de geração do País, proveniente dos empreendimentos em construção e em outorga, sendo 3.206 MW deste montante já em construção, divididos em 65 empreendimentos, e o restante, 23.961 MW em 517 empreendimentos outorgados.

Do montante em operação, 73.362,5 MW são provenientes de fontes hidráulicas, empreendimentos de fonte térmica somam 22.747,2 MW, a energia eólica soma 186,85 MW e a energia solar contribui apenas com 20 kW, vindo de um único empreendimento. A Figura 2.2 ilustra a evolução da capacidade instalada para geração elétrica no País.

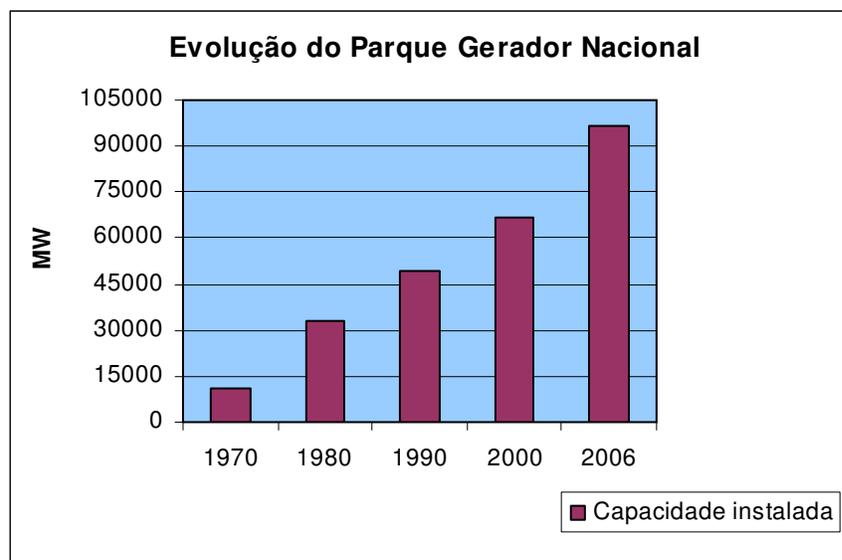


Figura 2.2: Evolução da Capacidade Instalada de Usinas de Potência Elétrica no Brasil.

2.3 Atual Competitividade das Tecnologias que Compõem o Parque Gerador Nacional

Ao longo do século XX, os sistemas elétricos tornaram-se cada vez mais centralizados, especialmente no que concerne à geração, com o incremento das capacidades unitárias das centrais e a estruturação dos sistemas de transmissão à longa distância.

Até recentemente, grandes centrais de produção de eletricidade justificavam-se pelo caráter determinante do fator de escala sobre os custos de geração, à inexistência de grandes restrições com relação aos impactos ambientais das usinas e, também, por conta do modelo de organização empresarial que imperou no setor durante décadas.

A partir dos anos de 1970, o setor elétrico entrou em uma nova fase em vários países. A elevação dos custos de geração elétrica, segundo tecnologias convencionais, por questões tecnológicas e ambientais, e processos recessivos nos países industrializados, associados aos sucessivos choques do petróleo, aceleraram reformas institucionais no setor.

Estas reformas, de caráter eminentemente descentralizador, levaram à definição de um maior espaço para a produção elétrica em pequena escala, a produção independente das concessionárias, a autoprodução energética e a geração distribuída, a partir de fontes renováveis e plantas de co-geração.

As usinas termelétricas consumindo gás natural e carvão mineral representavam, em novembro de 2006, respectivamente, 9,48% e 1,36% da capacidade dos empreendimentos em operação no parque gerador nacional. Quanto à geração de eletricidade a partir de gás natural, o Programa Prioritário de Termelétricas, apesar de seus altos e baixos, e enormes dificuldades para a sua implementação, possibilitou uma participação significativa destas usinas no parque gerador, requerendo a necessidade de pesados investimentos na infra-estrutura de transporte e distribuição de gás no País.

As usinas termelétricas a ciclo combinado que consomem gás proporcionam a produção de energia elétrica com custos menores, por apresentarem rendimentos térmicos (55-60%) bem superiores às usinas que operam segundo os ciclos a vapor (35-40%), ou a gás (30-35%). Turbinas a gás, no entanto, ainda não são fabricadas no Brasil.

Como vetor energético, o gás natural é facilmente intercambiado entre regiões vizinhas, podendo ser um importante fator de integração energética. No Cone Sul, Brasil, Bolívia, Argentina e Uruguai caminham para a criação de uma malha de gasodutos que permitirá fluxos entre regiões de produção/ consumo e entre regiões de consumo, criando novas oportunidades de otimização da exploração e comercialização deste produto (MME, 2001). No entanto, o preço deste energético é um fator limitante na expansão do seu uso para termeletricidade no Brasil, tendo em vista que os contratos de compra e venda carregam um ônus elevado da tarifa de transporte, devido à infra-estrutura de transporte ainda em formação, exigindo grandes investimentos. Há ainda a preocupação com relação à disponibilidade do gás boliviano, cujo cenário político atual apresenta incerteza quanto à continuidade do fornecimento do combustível para o Brasil.

Um dos desafios deste trabalho é mensurar o valor competitivo deste combustível a médio e longo prazo, a partir de premissas de evolução das tecnologias envolvidas e das políticas energéticas adotadas no País.

No caso do Brasil, há uma crescente utilização dos gases gerados nos processos siderúrgicos (coqueria e alto forno); estes combustíveis deverão beneficiar-se dos avanços nas turbinas a gás, e do uso de ciclos combinados.

A participação do carvão mineral na geração de energia elétrica é de apenas 1,42%, concentrados na região Sul do Brasil. Apesar do grande potencial, estimado em 31,7 bilhões de toneladas, e de programas de incentivo do governo feitos no passado, não se observam grandes perspectivas de aumento no consumo deste combustível para geração de eletricidade, dado a baixa qualidade do carvão brasileiro e a atual tecnologia usada (MME, 2001).

Hoje, há tecnologias, ainda em estágio de demonstração, que gaseificam o carvão mineral ou a biomassa, para consumi-los, na forma de gases de baixo poder calorífico, em usinas de ciclo combinado. As turbinas a gás empregadas nestas tecnologias ainda possuem rendimentos bem inferiores aos das turbinas que consomem gás natural. No médio e longo prazos, os ciclos de

gaseificação de carvão integrados com ciclos combinados e/ou co-geração deverão produzir energia de uma forma competitiva com ciclos convencionais a vapor, e com emissões equivalentes às de plantas a gás natural (CGEE, 2003).

As usinas termelétricas com geração de energia a partir de combustível nuclear em operação hoje no Brasil são duas: Angra I e Angra II, que somam 2.007 MW de capacidade instalada. A usina Angra 3 encontra-se, desde 2001, em processo de avaliação por parte dos órgãos competentes, quanto ao início da sua construção. Já foram adquiridos 70% dos equipamentos importados, suas fundações estão prontas e foram desenvolvidos cerca de 75% do seu projeto, estimando-se o investimento realizado em US\$ 750 milhões, faltando ainda cerca de US\$ 1,7 bilhão para sua complementação. Sob uma ótica puramente econômica, o investimento que ainda falta realizar é competitivo com outras alternativas de geração (Tolmasquim, 2005). O grande debate gira em torno dos riscos de segurança associados a este tipo de geração, como, aliás, tem ocorrido em muitos outros países.

Do ponto de vista tecnológico, com a construção e operação das Usinas Angra 1 e Angra 2, o País adquiriu conhecimentos e experiência para a eventual continuidade do aproveitamento dessa energia, dentro dos padrões internacionais exigidos. Atualmente, os índices de nacionalização do setor de geração eletrônica são expressivos. Sem considerar a possível instalação de Angra 3, a engenharia destas usinas apresenta uma nacionalização de 75%, enquanto os equipamentos utilizados possuem um índice de nacionalização de 36% (MME, 2001).

Com o desafio de se diversificar o parque gerador brasileiro - sem perder o foco nas fontes renováveis de energia, na diminuição do risco hidrológico e na abertura de maiores perspectivas de ampliação no atendimento dos serviços de energia elétrica a comunidades isoladas (em regiões onde a extensão de rede ainda é inviável) - soluções de cunho regional, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis, são utilizadas na geração distribuída de eletricidade, a partir de fontes como biomassa, eólica, solar e pequenas centrais hidrelétricas.

Dentro deste contexto foi criado, em abril de 2002, a partir da Lei nº 10.438, o Programa de Incentivos às Fontes Renováveis de Energia - Proinfa, com o intuito de introduzir no Sistema Interligado Nacional -SIN, em sua primeira fase, 3.300 MW de potência até 2006. Desse montante, a Lei previa que 1.100 MW deveriam ser de fontes eólicas, 1.100 MW de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's) e 1.100 MW de projetos de biomassa. Na prática, as licitações realizadas em 2004 não atingiram 1.100 MW de projetos de biomassa, sendo a diferença complementada com projetos de geradores eólicos. A energia produzida pelas unidades geradoras selecionadas pelo programa será adquirida pela Eletrobrás. Os contratos dos geradores com a Eletrobrás terão duração de 20 anos, contados a partir da entrada em operação.

A produção de 3,3 mil MW a partir de fontes alternativas renováveis ampliaria a participação, na matriz de energia elétrica brasileira, das fontes eólica, biomassa e PCH, que, no ano de 2003, representavam apenas 3,1% do total produzido, para 5,9% de participação em 2006. Isto vem a reforçar a condição do Brasil, em que 41% da matriz energética é renovável, enquanto que a média mundial é de 14% e, nos países desenvolvidos, de apenas 6%, segundo dados do Balanço Energético Nacional (MME, 2003). A entrada de novas fontes renováveis evitará a emissão de 2,5 milhões de toneladas de gás carbônico/ano, ampliando as possibilidades de negócios de Certificação de Redução de Emissão de Carbono, nos termos do Protocolo de Kyoto (MME, 2004).

O Proinfa foi revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, que assegurou a participação de um maior número de estados no Programa, o incentivo à indústria nacional e a exclusão dos consumidores de baixa renda do pagamento do rateio da compra da nova energia. Uma das exigências da Lei nº 10.762 é a obrigatoriedade de um índice mínimo de nacionalização de 60% do custo total de construção dos projetos. O Brasil detém as tecnologias de produção de maquinário para uso em PCH e usinas de biomassa e está avançando na tecnologia eólica, com duas fábricas instaladas, uma no Sudeste e outra no Nordeste (MME, 2004).

Uma das principais vantagens da biomassa é o seu aproveitamento direto por meio da combustão da matéria orgânica em fornos ou caldeiras. Atualmente, a biomassa vem sendo bastante utilizada na geração de eletricidade, principalmente em sistemas de co-geração, como complemento à geração hidráulica nas regiões Sul e Sudeste, onde a colheita de safras propícias à geração de energia elétrica (cana-de-açúcar e arroz, por exemplo) ocorre em período diferente do chuvoso.

Segundo dados do Balanço Energético Nacional de 2003, a participação da biomassa na matriz energética brasileira é de 27%, a partir da utilização de lenha e de carvão vegetal (11,9%), produtos da cana-de-açúcar (12,6%) e outros (2,5%). O potencial autorizado para empreendimentos de geração de energia elétrica, de acordo com a ANEEL, é de 1.376,5 MW, dividido entre centrais geradoras que utilizam bagaço de cana-de-açúcar (1.198,2 MW), resíduos da madeira (41,2 MW), biogás ou gás de aterro (20 MW) e licor negro (117,1 MW). Em 2004, três novas centrais geradoras a biomassa (bagaço de cana) entraram em operação comercial no País, inserindo 59,44 MW à matriz de energia elétrica nacional.

Um importante projeto nesta área é denominado WBP (Brazilian Wood Big-GT Demonstration Project) / SIGAME (Sistema Integrado de Gaseificação de Madeira para Geração de Eletricidade). O projeto foi concebido para ser executado em cinco etapas. A primeira, envolvendo estudos preliminares, encerrou-se em março de 1992 e a segunda, referente a desenvolvimento de equipamentos e engenharia básica, teve sua conclusão no final de 1997. A fase 3, concernente à implantação e comissionamento, foi até o terceiro trimestre de 2003. As demais fases compreendem a operação em regime de demonstração (de 2003 a 2006) e a operação comercial, a partir de 2006 (www.mct.gov.br, consultado em 25/11/2006).

Dados do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro apontam para um potencial eólico indicativo de 143.000 MW, sendo que 7.694,05 MW já foram autorizados pela ANEEL. Atualmente, as usinas em operação têm capacidade instalada para gerar 187 MW. As áreas com maior potencial eólico encontram-se nas regiões Nordeste, Sul e Sudeste.

O desenvolvimento de fazendas eólicas com elevados fatores de capacidade permitiria alcançar custos de geração próximos da competitividade. Na região Nordeste este tipo de geração serviria como complemento ao abastecimento hidráulico, já que o período de chuvas é complementar ao de ventos.

As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's) são empreendimentos que, em geral, procuram atender demandas próximas aos centros de carga, em áreas periféricas ao sistema de transmissão; neste sentido, elas têm tido um papel cada vez mais relevante na promoção do desenvolvimento da geração distribuída no País. Segundo dados da ANEEL, um total de 3.669,30 MW em PCH's estão autorizados para funcionamento, sendo que, destes, 403,8 MW já iniciaram suas obras. A maioria dos pequenos aproveitamentos hidrelétricos em operação localiza-se nas regiões Sul e Sudeste, nas bacias do Paraná e do Atlântico Sudeste, próximos dos grandes centros consumidores de energia elétrica. A região Centro-Oeste, onde se encontra a maioria dos demais aproveitamentos, concentra o maior potencial de novos projetos. O Brasil possui um potencial inventariado de 9.800 MW em pequenos aproveitamentos hidráulicos.

Desde a sua criação, em abril de 2002, até 31 de dezembro de 2006, o Proinfa havia implantado no sistema elétrico brasileiro 755,08 MW de capacidade instalada, distribuídos em 28 empreendimentos, o que representa 23% do total pretendido com o programa. Deste percentual, 60% são centrais geradoras à biomassa, 15% são centrais eólicas e 11% são pequenas centrais hidrelétricas. Até esta mesma data, 47 empreendimentos encontravam-se em construção, somando uma potência de 932,90 MW (28% do total), sendo 42 PCH's (833,0 MW) e 5 centrais eólicas (99,90 MW). Com isso, a soma dos empreendimentos em operação e construção compõe a Tabela 2.3.

2.4 O Plano Decenal do Setor Elétrico Brasileiro

Em virtude das peculiaridades e do tempo requerido para a maturação dos empreendimentos hidrelétricos, que constituem a base da oferta de energia no País, o planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro vem sendo feito através de uma seqüência de estudos que considera horizontes temporais abrangentes e aproximações sucessivas até a tomada de decisão efetiva. Tais

estudos dividem-se em duas etapas: Plano de Longo Prazo e Plano Decenal da Expansão, em função dos horizontes temporais e das decisões envolvidas (Pires, 2001).

Tabela 2.1: Total de Empreendimentos do Proinfa em Operação e em Construção, em 31/12/2006

	Nº de empreendimentos	Potência Proinfa MW	Nº de empreendimentos %	Potência Proinfa %
PCH	50	965,34	79%	81%
Eólica	5	208,30	9%	15%
Biomassa	20	514,34	74%	75%
Total	75	1687,98	52%	51%

Fonte: Eletrobrás, 2007

A elaboração dos planos decenais obedeceu, em linhas gerais, às diretrizes do Decreto nº 96.652, de 1988. Além de aprovar o “Plano 2010” como balizador do atendimento ao mercado de energia elétrica no longo prazo, o decreto dispôs que o Plano Decenal de Expansão deveria redirecionar anualmente a expansão do setor no curto prazo. De acordo com esta orientação, foi elaborado um único documento, incluindo os programas decenais de geração, transmissão e distribuição, até então apresentados de forma separada (Eletrobrás, 2002).

O primeiro Plano Decenal de Expansão foi concluído em dezembro de 1989 e abrangeu o período de 1990 a 1999. O relatório do plano apresentou, de uma forma detalhada, os principais aspectos dos estudos de mercado e de expansão dos grandes sistemas de suprimento, permitindo ao setor e ao público em geral conhecer melhor as modificações introduzidas no “Plano 2010”.

Durante os anos de 1990 a 1994, o Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS), juntamente com a Eletrobrás, deu continuidade ao processo de atualização do horizonte decenal de expansão do setor de energia elétrica, elaborando quatro planos decenais de expansão. Esses planos representaram um dos principais produtos do ciclo anual de planejamento da Eletrobrás, contendo uma composição consensual das empresas para a expansão da geração, da

transmissão e da distribuição de energia elétrica, e correspondentes investimentos para os diversos sistemas elétricos do País.

O Plano Decenal de Expansão 1991-2000 considerou as prioridades estabelecidas no “Plano 2010”, as limitações plurianuais de investimentos admitidas para o setor de energia elétrica e as diretrizes e hipóteses macroeconômicas oriundas do Ministério da Infra-Estrutura, que deram origem a novas estimativas de crescimento do mercado.

O Plano Decenal 1993-2002 foi elaborado em meio a um quadro ainda mais severo de insuficiência de recursos financeiros para os investimentos no setor de energia elétrica. Na apresentação do plano, alertou-se que a indisponibilidade de recursos já se refletia no grau crescente de deterioração dos sistemas elétricos, podendo implicar em conseqüências graves para o bom funcionamento das atividades econômicas do País. Além disso, o sistema interligado nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste mostrava uma perspectiva elevada de risco de déficit a partir de 1996, mesmo com um crescimento moderado do mercado. Para o sistema Norte/Nordeste, o plano apontou uma elevação do risco a partir de 1999, o que permitia um prazo mais adequado para as providências relativas à superação das possíveis dificuldades.

O Plano Decenal de Expansão 1994-2003 foi concluído pouco depois da finalização dos trabalhos de elaboração do “Plano 2015” e, por isso mesmo, levou em conta as prioridades estabelecidas pelo novo instrumento de planejamento da expansão no longo prazo do setor de energia elétrica. Distinguiu-se, também, dos planos anteriores, por definir os intercâmbios de energia entre as diversas empresas interligadas, de forma a permitir o aditamento, a cada ano, dos contratos de suprimento para o horizonte decenal.

O novo plano decenal previu condições de atendimento satisfatórias aos mercados dos dois grandes sistemas elétricos interligados do País, diferente do plano anterior, que identificara condições críticas de suprimento. Essa inversão de expectativa ocorreu em função de duas razões básicas: a redução da taxa anual média de crescimento do mercado e o reexame das prioridades

das obras em andamento, com o objetivo de minimizar os custos de um possível racionamento de energia.

O Plano Decenal de Expansão 1995-2004 foi elaborado no decorrer do último ano do governo Itamar Franco, paralelamente à implantação do programa de estabilização econômica conhecido com “Plano Real”. A estabilização dos preços a partir da introdução da nova moeda, em julho de 1994, causou um profundo impacto em todos os setores da vida econômica, provocando, entre outros efeitos, uma sensível elevação do crescimento do consumo de eletricidade.

No período de 1995 a 1999, as atividades do GCPS foram condicionadas, em ampla medida, pelas transformações institucionais ocorridas no setor de energia elétrica. As mudanças do quadro regulador setorial nesse período foram notáveis, caracterizando a transição de um modelo centralizado e coordenado pelo Estado para um modelo mais aberto e competitivo.

O processo de reformas obrigou o GCPS a mudar o enfoque dos estudos de planejamento de curto prazo, tendo em conta o papel predominante então reservado ao capital privado na futura expansão do setor. Seguindo essa perspectiva, os planos decenais assumiram, a partir de 1995, um caráter indicativo e não determinativo, como anteriormente. Devia-se, então, orientar a expansão do setor, levando em conta a possibilidade de novos agentes proporem investimentos alternativos à seqüência indicada de obras.

O Plano Decenal de Expansão 1996-2005 foi o primeiro a assumir o caráter indicativo, refletindo as mudanças do quadro institucional do setor de energia elétrica e conferindo maior ênfase à participação da iniciativa privada na expansão do sistema elétrico do País sob a forma de produção independente de energia, autoprodução e consórcios para a construção de hidrelétricas e termelétricas.

O Plano Decenal de Expansão 1997-2006 refletiu os resultados dos estudos realizados durante o ciclo de planejamento do GCPS e as diretrizes de política energética do governo

federal, no momento em que o processo de reforma do setor de energia elétrica estava em andamento, com o início das privatizações e a contratação da consultoria da empresa Coopers & Lybrand na definição do novo modelo institucional do setor.

O sétimo Plano Decenal de Expansão elaborado foi o que abrangeu o período de 1998 a 2007. Nele atualizaram-se as projeções de mercado e o cenário de oferta de energia elétrica nos sistemas interligados e isolados do País. A expansão recomendada no plano previu a utilização do potencial hidrelétrico concomitantemente com a construção de novas usinas térmicas mediante a realização de investimentos com forte participação do capital privado. A expansão termelétrica seria apoiada fundamentalmente no aproveitamento do gás natural, do carvão mineral e, no caso dos sistemas isolados, dos derivados de petróleo.

O Plano Decenal de Expansão 1999-2008 foi aprovado na mesma data, 10 de maio de 1999, em que se instituiu o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão (CCPE) como órgão coordenador do planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro, no lugar do GCPS, que era dirigido pela Eletrobrás. Este penúltimo trabalho realizado pela Eletrobrás reiterou a importância da participação do capital privado na expansão do sistema elétrico brasileiro, pressupondo a continuidade das reformas em curso no setor.

A aprovação do Plano Decenal de Expansão 2000-2009 marcou a extinção do GCPS como organismo responsável pelo planejamento da expansão dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica em todo o País. O último Plano Decenal do GCPS previu a construção emergencial de 49 usinas termelétricas, em sua maioria direcionadas para o consumo de gás natural como combustível, tendo em vista a iminência de problemas no fornecimento de energia nos sistemas interligados, devido a atrasos no programa de expansão tanto de base hidrelétrica quanto termelétrica.

O Plano Decenal de Expansão 2001-2010 foi o primeiro elaborado pelo CCPE. Dentro da nova conjuntura do setor, o plano teve caráter indicativo para a expansão dos sistemas de geração e determinativo para a transmissão, nos primeiros cinco anos, e indicativo após este período.

No âmbito do Plano Indicativo da Expansão, são efetuados estudos para subsidiar as decisões de médio prazo, com o objetivo de programar a melhor seqüência de obras para os primeiros 10 anos do horizonte de longo prazo, em função de seu custo mais competitivo, ou do aporte de energia firme em locais estratégicos do ponto de vista do sistema interligado (Pires, 2001). Para isso, segue-se o critério da igualdade entre os valores esperados dos custos marginais de expansão e dos custos marginais de operação no longo prazo.

Em 7 de novembro de 2002, o CCPE apresentou os principais resultados do Plano Decenal de Expansão 2002-2011. O Comitê buscou fazer uma atualização do Plano 2001-2010, re-programando o cronograma de entradas de obras do Programa Prioritário de Termelétricas (PPT), além de incluir, no plano, as termelétricas emergenciais e as fontes renováveis previstas pelo Proinfa. Neste plano utilizou-se um único cenário de referência para as projeções de mercado, sem a participação das empresas concessionárias do setor.

O Plano Decenal de Expansão 2003-2012 foi lançado em dezembro de 2002, na forma de um Sumário Executivo. Elaborado pelo CCPE, buscou ajustar o cronograma de entrada em operação das usinas e linhas de transmissão, prejudicado em 2001, devido ao racionamento ocorrido naquele ano.

Além da atualização de alguns dados pelo lado da oferta, a principal diferença do PDE 2003-2012 em relação ao PDE 2002-2011 é a utilização de três cenários de mercado, definidos pelo Comitê Técnico de Estudos de Mercado (CTEM), do CCPE, em conjunto com as empresas concessionárias.

Logo após a posse do novo governo federal, em 2003, abriu-se um processo de discussão, que deu origem a um novo modelo institucional do setor elétrico, posteriormente criado através das Leis nº 10.847 e nº 10.848, em março de 2004.

Dentro do novo modelo, entre outras medidas, criou-se um novo agente institucional, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), responsável pelos estudos de planejamento energético e

que vai assessorar tecnicamente o Ministério de Minas e Energia (MME). Este órgão substituiu o CCPE em suas atividades e, com isso, fica responsável pela elaboração dos planos decenais e de longo prazo. Estava prevista, para o fim de 2005, a publicação do Plano Decenal de Expansão 2005-2014, que, no entanto, acabou não acontecendo.

No segundo semestre de 2006, após consulta pública, a EPE lançou o Plano Decenal de Energia Elétrica 2006-2015 (PDEE 2006-2015). Nele foram criados dois macro-cenários: o de crescimento sustentado e o de crescimento desigual, com o primeiro sendo subdividido em: i) integração competitiva e ii) orientação de mercado. O segundo macro-cenário foi subdividido em: i) modernização seletiva e ii) crise administrada. A partir destes cenários foram criadas três trajetórias: alta, de referência e baixa. Com relação ao critério de expansão, permaneceu o de Custo Marginal de Operação (CMO) igual ao Custo Marginal de Expansão (CME), com risco de déficit em 5%. No entanto, a metodologia anterior para cálculo do CME baseava-se nos custos dos novos projetos, dados considerados estratégicos pelos investidores. A partir deste PDEE, a EPE se propôs a estabelecer o CME com base no preço médio dos leilões de “energia nova”, incorporando, desta forma, elementos do novo modelo do setor.

2.5 Planos de Longo Prazo

Em dezembro de 1974, a Eletrobrás lançou o estudo denominado *Plano de atendimento dos requisitos de energia elétrica até 1990 das regiões Sudeste e Sul*, mais conhecido como “Plano 90”. O trabalho abrangeu uma série de estudos sobre o mercado de energia elétrica, as ordens de grandeza das diversas fontes de geração e transmissão associada e dos custos envolvidos, além de estudos de otimização dos custos, visando à obtenção do máximo de economias globais e a definição da programação básica de geração e transmissão para as regiões Sudeste e Sul até 1990.

O “Plano 95”, publicado em 1979 pela Eletrobrás com o título de *Plano de atendimento aos requisitos de energia elétrica até 1995*, analisou as possibilidades de expansão dos sistemas elétricos de todo o País e propôs um conjunto de medidas para o atendimento do mercado de energia elétrica dos sistemas interligados e isolados, nos 15 anos seguintes.

O *Plano de Suprimento aos Requisitos de Energia Elétrica até o ano 2000*, conhecido como “Plano 2000”, foi uma revisão do “Plano 95”, levando em conta especialmente as diretrizes governamentais de intensificação da utilização do carvão nacional e o alongamento do prazo de construção de algumas obras, em decorrência da desaceleração do mercado e da limitação de investimentos do setor de energia elétrica (Eletrobrás, 2002b).

A revisão do “Plano 2000” resultou na elaboração do *Plano Nacional de Energia Elétrica 1987-2010*, conhecido como “Plano 2010”. Este plano ampliou o escopo do planejamento tradicional do setor de energia elétrica, abordando de forma inovadora uma série de questões, como a preservação do meio ambiente, a inserção regional dos empreendimentos de energia elétrica, o problema da incerteza no planejamento de longo prazo e a alternativa de exploração da região Amazônica como uma opção de atendimento ao sistema elétrico brasileiro.

O “Plano 2010” foi o primeiro plano de longo prazo elaborado pela Eletrobrás com participação das empresas concessionárias do setor. Em relação aos planos anteriores, foi um documento muito mais discutido e mais bem fundamentado do ponto de vista técnico, representando um grande avanço, pelo fato das questões da expansão do sistema terem sido amplamente discutidas, em comitês técnicos. Apesar desse avanço, o plano não alcançou o nível de abertura, discussão e divulgação do plano seguinte, o “Plano 2015” (Eletrobrás, 2002b).

O “Plano 2015”, lançado em abril de 1994 após alguns anos de atraso, incorporou a metodologia de planejamento sob incertezas de uma forma mais radical que os planos anteriores, especialmente nas análises sobre o comportamento da economia e da demanda de energia elétrica, os custos de geração e transmissão, as restrições sócio-ambientais e o aproveitamento do potencial hidrelétrico na região Amazônica. A Eletrobrás e outras empresas participantes do GCPS já vinham se empenhando no aprimoramento dessa metodologia, tendo em vista, inclusive, sua aplicação em diversos países da América Latina.

Em consequência do tratamento mais explícito dos fatores de incerteza, o conceito de programa de expansão evoluiu, no “Plano 2015”, para o de estratégia de expansão. Sob esse aspecto, o novo plano incorporou um importante avanço metodológico, pois tradicionalmente as incertezas não eram levadas em conta no planejamento da expansão da geração no Brasil, com exceção da consideração do caráter probabilístico dos regimes hidrológicos e, no caso do suprimento de potência, da aleatoriedade das paradas forçadas de máquinas.

O “Plano 2015” adotou, também, o conceito da viabilidade do empreendimento, que passa por uma discussão com a comunidade atingida, via audiências públicas, e abordou a interligação com os países vizinhos. O programa termelétrico também foi tratado de uma forma mais adequada ao longo do tempo, encarado como uma transição da hidreletricidade à termelétricidade (Eletrobrás, 2002b).

Após a extinção do GCPS, a elaboração de planos de longo prazo para o setor elétrico ficou sob responsabilidade do CCPE, que não chegou a realizá-los. Por outro lado, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) elaborou, em 2001, e em 2002, projeções da matriz energética brasileira.

As projeções de 2001 foram para os anos de 2005, 2010 e 2020, usando a mesma estrutura do Balanço Energético Nacional, publicado pelo Ministério de Minas e Energia (MME). Esta estrutura compreende três módulos: oferta interna bruta de energia (soma da produção doméstica de energia primária, das importações de energia (primária e secundária) efetuadas pelo País e das variações de estoques (positivas ou negativas), deduzindo-se as exportações de energia e as parcelas de energia não-aproveitada e de re-injeção); demanda intermediária dos centros de transformação (nos quais, as fontes primárias de energia são transformadas em fontes secundárias, ou, então, são colocadas sob a especificação requerida ao uso final); e demanda ou consumo final (pelas famílias e atividades da economia).

Não houve concatenação, em 2001, entre o trabalho de projeção da matriz energética brasileira, pelo CNPE, e o trabalho de elaboração do Plano Decenal do Setor Elétrico 2001-2010, pelo CCPE (Bajay, 2003).

A metodologia empregada para as projeções de 2002 seguiu a mesma seqüência de etapas das projeções de 2001, mantendo-se, também, a mesma formatação da matriz energética, qual seja a do balanço energético. Nestas projeções se utilizou o modelo MIPE, desenvolvido pela COPPE/UFRJ, para realizar as previsões de demanda, mantidas boa parte das premissas e valores dos parâmetros do modelo empregado nas projeções de 2001. No lado da oferta, o modelo MELP, com seu módulo de investimento na versão linear, foi de grande valia para o Centro de Pesquisas em Energia Elétrica (CEPEL) fornecer ao MME os possíveis planos de expansão do setor elétrico nos próximos vinte anos, associados aos cenários de demanda adotados, embora tenham faltado dados sobre projetos hidrelétricos candidatos nos últimos anos do horizonte de planejamento, devido à atual insuficiência de estudos de inventário e viabilidade para estes projetos. Simulou-se, com o auxílio de planilhas eletrônicas, a possível evolução da geração de eletricidade através de usinas eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e unidades termelétricas ou de co-geração consumindo biomassa (Proinfa), além de centrais à carvão, obedecendo os condicionantes estabelecidos para a expansão destas fontes subsidiadas, na Lei nº 10.438, de 2001.

Não foram empregados modelos de otimização ou de simulação nos estudos de expansão da oferta de petróleo e gás, incluindo a expansão da capacidade das refinarias no País, e o equilíbrio entre demanda e oferta de energia, tal qual ocorreu em 2001, foi alcançado por um processo de “tentativas e erros” (Bajay, 2003).

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

Em 2004, a COPPE/UFRJ foi contratada pelo MME para realizar as próximas projeções da matriz energética nacional. No ano anterior, a instituição estava aplicando os modelos MAED (*Model for Analysis of Energy Demand*) e Message, desenvolvidos pela Agência Internacional de Energia Atômica da Organização das Nações Unidas (UN-IAEA), na formulação de dois cenários de desenvolvimento alternativos para o Brasil com as respectivas projeções da demanda e da oferta de energia. A COPPE/UFRJ propôs, então, adaptar os cenários feitos para a UN-IAEA às necessidades específicas do Ministério, utilizando os dois modelos da IAEA (Carvalho, 2005).

O MAED é um clássico modelo de simulação, que projeta as demandas de energia por usos finais nos vários setores da economia, a partir da definição de um extenso banco de dados sobre população, renda, produção, intensidades energéticas, consumos energéticos específicos, rendimentos de conversão, etc. em um ano base e hipóteses sobre a evolução destes parâmetros ao longo do horizonte de projeção. O modelo Message, que utiliza um algoritmo de programação linear, seleciona os meios de produção de energia para abastecer a demanda de energia útil, de forma a minimizar os custos da expansão, operação e manutenção de todo o sistema energético durante o período de planejamento. O modelo analisa as substituições possíveis entre fontes energéticas nos diferentes centros de transformação, através do nível de consumo final, sob restrições de potencial disponível (reservas e capacidade de geração e transmissão elétrica) e níveis de impacto ambiental (padrões máximos de emissões atmosféricas, por exemplo) (Schaeffer, Szklo E Machado, 2004). A convergência entre a demanda e a oferta de energia, em termos de preços relativos, foi feita *ad hoc*, através de ajustes subjetivos dos parâmetros dos modelos, tais como os rendimentos de conversão e as hipóteses de preços relativos adotadas nos cenários (Carvalho, 2005).

O Plano Nacional de Energia - PNE 2030, desenvolvido pelo MME/EPE, foi lançado no final de 2006. Neste plano de longo prazo procurou-se partir das premissas adotadas nos estudos do PDEE 2006-2015. O PNE aborda três aspectos fundamentais: a estratégia de expansão da oferta de energia, baseada no desenvolvimento sustentável para o atendimento dos cenários de consumo a longo prazo; a evolução das interligações inter-regionais e com países vizinhos; e os subsídios à definição de políticas energéticas e de desenvolvimento tecnológico e industrial. Com

relação à metodologia, foi feita uma análise do ambiente atual (mundial e nacional), a partir da atualização de estudos desenvolvidos em 2005 para a elaboração do PDEE 2006-2015. Realizou-se uma coleta de percepções e expectativas baseada numa pesquisa qualitativa entre especialistas da área e em estudos internacionais, onde, a partir desta pesquisa, foram identificadas as tendências e incertezas, e selecionadas as variáveis centrais a serem tratadas. Utilizou-se a técnica de cenários para a definição e quantificação das alternativas. Os cenários mundiais elaborados no Plano foram aferidos com base nos estudos internacionais consultados; já os cenários nacionais tiveram sua aferição por meio de um modelo de consistência macroeconômica.

Capítulo 3

Planejamento de Sistemas Hidrotérmicos de Potência

O planejamento do sistema hidrotérmico brasileiro pode ser dividido em três fases: planejamento da operação, que envolve desde a programação e a operação diária do Sistema Interligado Nacional (SIN) até os estudos de planejamento dos próximos 5 anos; o planejamento da expansão de médio prazo, que leva em consideração o período a partir dos 5 anos até os 10 anos de planejamento, onde são desenvolvidos os estudos mais estruturais, considerando novas políticas do setor, perspectivas sócio-econômicas do País e construção de grandes empreendimentos; e os estudos de expansão de longo prazo, que consideram o horizonte acima dos 10 anos de planejamento, envolvendo não apenas o setor elétrico, e sim todo o setor energético. Este tipo de estudo leva em consideração as tendências mundiais, tanto no desenvolvimento econômico, como nas evoluções tecnológicas do abastecimento de energia.

As seções seguintes fazem uma descrição das três fases do planejamento de sistemas hidrotérmicos de potência, caracterizando a abordagem aplicada no sistema elétrico brasileiro.

3.1 Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Potência

Os sistemas hidrotérmicos de potência são compostos por usinas hidrelétricas e usinas termelétricas convencionais ou nucleares, conectados a centros de carga através de um sistema de transmissão, que permite, ainda, a importação e exportação de energia elétrica com sistemas vizinhos.

O problema do planejamento de operação da geração de sistemas hidrotérmicos de potência consiste em calcular, para cada estágio de tempo, uma estratégia de operação, do despacho

hidrelétrico e térmico, e seus intercâmbios, de forma a minimizar o valor esperado do custo de operação, que envolve a geração térmica e uma penalidade pelo não atendimento da demanda (CEPEL, 2003).

O planejamento da operação se inicia com o levantamento dos recursos e requisitos necessários para o bom funcionamento do sistema hidrotérmico, como a previsão de vazões, a previsão de carga e as condições físicas do sistema (restrições elétricas), a partir dos quais é feita a otimização do uso dos recursos, através de uma eficiente coordenação dos volumes de água dos reservatórios no estágio presente, para que a disponibilidade de energia hidráulica em estágios futuros não seja afetada.

Devido à impossibilidade de se ter um conhecimento perfeito das futuras afluências aos aproveitamentos e, de certa forma, da curva de carga do sistema, sua operação torna-se um problema probabilístico. Essa incerteza afeta alguns aspectos como a capacidade de produção de energia, o uso múltiplo da água nos reservatórios (navegação, irrigação, saneamento, etc), além das regras de segurança para controle de cheias nas bacias.

Com isso, o planejamento da operação de um sistema hidrotérmico tem que levar em conta um amplo espectro de atividades, abrangendo desde a otimização plurianual dos reservatórios até o despacho das usinas. Atualmente, tais atividades estão divididas em diferentes horizontes de estudo no Brasil, que correspondem a diferentes tipos de análise do desempenho do sistema, tais como efeitos de médio prazo, curto prazo e programação diária, todas realizadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

No médio prazo, é feito o Planejamento Anual da Operação Energética, que tem como objetivo apresentar a análise das condições de atendimento ao mercado de energia elétrica do SIN, em um horizonte de cinco anos, no qual se analisa a possibilidade de déficits futuros e o valor esperado de gerações térmicas no futuro, entre outros parâmetros. Este estudo é realizado em ciclos anuais, nos quais, ao longo do ano, são realizadas duas revisões quadrimestrais, a fim de atualizar as premissas utilizadas, principalmente as referentes à oferta, demanda, limites de

intercâmbios entre subsistemas e níveis de armazenamento dos reservatórios. O modelo computacional usado pelo ONS neste estágio de planejamento é o NEWAVE, desenvolvido pelo CEPEL.

Já no curto prazo, com horizonte de planejamento de dois a seis meses e discretização em etapas semanais, simula-se em detalhes a operação das usinas e dos principais troncos de transmissão. O modelo computacional que dá suporte a esta etapa é o DECOMP (ONS, 2005).

Na programação diária, o sistema é simulado em intervalos de meia hora, no horizonte de uma semana e com o detalhamento do sistema incluindo todos os barramentos elétricos de interesse, restrições hidráulicas e uma representação detalhada das unidades geradoras. Desta etapa, origina-se a determinação do despacho por usina no próximo dia. A expectativa é de se utilizar o modelo computacional DESSEM-PAT como ferramenta de otimização, cujo desenvolvimento está sendo finalizado pelo CEPEL/ ONS.

O objetivo da operação de um sistema hidrotérmico de potência é determinar uma estratégia de geração em cada usina, que minimize o valor esperado dos custos operativos no período de planejamento (Fortunato, 1990). Incluem-se nestes custos os gastos com os combustíveis das usinas termelétricas, eventuais compras de energia de sistemas vizinhos e os custos de não atendimento à carga. Logo, de uma forma geral, a função objetivo da operação pode ser expressa como:

Minimizar [Custo Total = Valor Esperado (Custo imediato + Custo futuro)],

sujeito às seguintes restrições:

- a) Atendimento da carga;*
- b) Balanço hídrico;*
- c) Restrições relativas ao uso múltiplo das águas;*
- d) Restrições elétricas;*

e) *Função de custo futuro.*

No planejamento de médio prazo do sistema hidrotérmico brasileiro se tem utilizado o conceito de reservatório energeticamente equivalente a um conjunto de reservatórios de usinas hidrelétricas.

A Figura 3.1 ilustra as variações do custo imediato, do custo futuro e da soma dos dois (custo total) em função do volume de água em um reservatório. A soma das inclinações se anula no ponto de menor custo total. Isto significa que, neste ponto o valor da água se iguala ao custo de geração térmica mais custo de déficit. Estas curvas também podem ser traçadas para o “reservatório equivalente” mencionado anteriormente, com “energia armazenada” no eixo das abscissas.

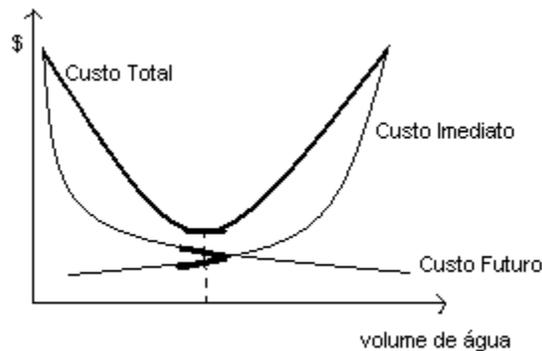


Figura 3.1: Curvas de custo total, custo futuro e custo imediato

A formulação matemática do problema de planejamento da operação a médio prazo pode ser expressa, segundo as abordagens de Fortunato (1990) e Silva (2001), utilizando o conceito de reservatório equivalente, da seguinte maneira:

$$\alpha_t(X_t) = E_{y_t|X_t} \left(\text{Min} \left[C_t(U_t) + \frac{1}{\beta} \alpha_{t+1}^*(X_{t+1}) \right] \right) \quad (3.1)$$

onde

- t - índice que define o estágio onde se encontra o problema;
 T - total de estágios do planejamento;
 X_t - armazenamento de energia no reservatório equivalente, no estágio t ;
 $\alpha_t(X_t)$ - valor do custo total esperado de operação do estágio t até o final do horizonte do período de planejamento;
 y_t - vetor de afluições ao sistema durante o estágio t ;
 $E_{y_t|X_t}$ - valor esperado do custo total de operação em relação ao conjunto de valores possíveis de afluições no estágio t , condicionadas pelo estado de armazenamento X_t , considerado conhecido no início do estágio t ;
 U_t - vetor que engloba as decisões em um determinado estágio t ;
 $C_t(U_t)$ - custo operativo relacionado com a decisão U_t (custo imediato);
 β - valor do fator de atualização monetária; e
 $\alpha_{t+1}^*(X_{t+1})$ - valor do custo futuro no estágio seguinte.

A função objetivo é composta pelo menor valor possível da soma dos custos imediatos, $C_t(U_t)$, mais o valor do custo futuro a partir do estágio seguinte, $\alpha_{t+1}^*(X_{t+1})$. O vetor de decisões U_t engloba o turbinamento, u_t , e o vertimento, s_t , das usinas hidrelétricas. Os valores são calculados de $t = T$ até $t = 1$, garantindo, assim, que $\alpha_{t+1}(X_{t+1})$ tenha sido previamente calculado.

O custo imediato e o custo futuro estão condicionados à distribuição de probabilidades das afluições y_t , cujo somatório deve ser o mínimo possível. O custo imediato de operação, $C_t(U_t)$, é representado pelo gasto com os combustíveis utilizados pelas termelétricas mais o custo pelo não atendimento da demanda no estágio t (déficit). A variável $C_t(U_t)$ pode ser obtida em dois passos (Silva, 2001):

1º passo:

Cálculo da geração hidrelétrica no sistema

$$GH_t(U_t) = \sum_{i=1}^{NUH} \rho_i \cdot u_t(i) \quad (3.2)$$

onde:

- NUH - número de usinas hidrelétricas no sistema;
 $u_i(i)$ - vazão turbinada na usina i no estágio t ; e
 ρ_i - produtividade da usina i .

2º passo:

Cálculo da geração termelétrica necessária e mais o déficit para complementar o atendimento à demanda não coberta pela parte hidráulica do sistema. O custo $C_i(U_t)$ pode ser obtido resolvendo-se:

$$C_i(U_t) = \text{Min} \left\{ \left[\sum_{j=1}^{NUT} CT_j (GT_{t,j}) \right] + CD \cdot D_t \right\} \quad (3.3)$$

onde:

- NUT - número de usinas termelétricas no sistema;
 $GT_{t,j}$ - geração termelétrica da usina j , durante o estágio t ;
 CT_j - custo unitário de geração da usina termelétrica j ;
 CD - custo de penalização pelo não atendimento à demanda (custo de déficit); e
 D_t - demanda não suprida no sistema durante o estágio t .

A expressão (3.3) determina que os recursos de geração termelétrica sejam despachados por ordem de mérito, de modo a complementar a geração hidráulica e atender à carga. Se a capacidade termelétrica não for suficiente, como último recurso, recorre-se ao déficit (Silva, 2001).

O custo de déficit (CD) é uma variável bastante importante na formulação do problema de operação, tendo em vista que cortes de carga trazem prejuízos econômicos e sociais ao mercado que é atendido pelo sistema. Com o intuito de amenizar os efeitos pelo não suprimento, no caso do setor elétrico brasileiro, a ANEEL estabelece valores crescentes (em R\$/MWh) para diferentes níveis percentuais de corte de carga, atualmente divididos em quatro patamares:

- cortes de carga de até 5%;
- cortes de carga entre 5% e 10%;
- cortes de carga entre 10% e 20%;
- cortes de carga acima de 20%.

A equação (3.4) representa a primeira restrição do problema de operação, que é o atendimento da carga ligada ao sistema. Nela, observam-se as parcelas referentes à geração hidráulica, geração térmica, a importação e a exportação de sistemas vizinhos, e a demanda não suprida no sistema (usualmente este corte de carga é representado por uma termelétrica fictícia de elevado custo unitário e com capacidade de geração infinita).

$$\sum_{i=1}^{NUH} \rho_i \cdot u_t(i) + \sum_{j=1}^{NUT} GT_j + I - Exp + D_t = M_t \quad (3.4)$$

onde:

- I - importação de energia elétrica de sistemas vizinhos durante o estágio t ;
- Exp - exportação de energia elétrica para sistemas vizinhos durante o estágio t ; e
- M_t - demanda de energia durante o estágio t ;

O balanço dinâmico dos reservatórios é representado pela expressão (3.5), que traduz a lei de conservação de massa para os reservatórios do sistema, onde o volume de um reservatório i ao final do estágio $t+1$ é igual ao volume inicial, mais o volume de água recebido de vazões não regularizadas e de usinas a montante, menos o volume defluído - turbinado e vertido. Matematicamente, tem-se:

$$x_{t+1,i} = x_{t,i} + y_{t,i} + \sum_{k \in UHM_i} (u_{t,k} + s_{t,k}) - (u_{t,i} + s_{t,i}) \quad (3.5)$$

onde:

- i - índice das usinas hidrelétricas do sistema;
- UHM_i - representa o conjunto de usinas imediatamente a montante da usina i .

- $x_{t,i}$ - volume inicial do reservatório;
- $u_{t,k} + s_{t,k}$ - volume de água recebido a montante: turbinado e não-regularizado; e
- $u_{t,i} + s_{t,i}$ - volume defluído: turbinado e vertido.

Os níveis mínimos de armazenamento requeridos nos reservatórios das usinas hidrelétricas, $\underline{x}_{t,i}$, conforme indicado na expressão (3.6), garantem uma tomada d'água adequada para turbinamento nas usinas, assim como um eventual calado mínimo para navegação. Por outro lado, níveis máximos ($\bar{x}_{t,i}$), além de representarem a capacidade de armazenamento dos reservatórios, podem modelar volumes de espera nestes reservatórios, para controle de cheias.

$$\underline{x}_{t+1,i} \leq x_{t+1,i} \leq \bar{x}_{t+1,i} \quad (3.6)$$

Já os limites mínimos no turbinamento das usinas, $\underline{u}_{t,i}$, garantem sua operação sem a ocorrência de cavitação, enquanto que limites máximos representam a capacidade de engolimento das turbinas. Estes limites estão indicados na expressão (3.7).

Certos usos da água à jusante das usinas hidrelétricas, como suprimento de água para fins domésticos, industriais, irrigação ou saneamento, podem requerer vazões defluentes mínimas ($\underline{L}_{t,i}$) nas usinas, conforme representado na equação (3.8).

$$\underline{u}_{t,i} \leq u_{t,i} \leq \bar{u}_{t,i} \quad (3.7)$$

$$\underline{L}_{t,i} \leq u_{t,i} + s_{t,i} \leq \bar{L}_{t,i} \quad (3.8)$$

Restrições elétricas podem ser impostas na formulação do problema, definindo limites de geração para usinas ou conjuntos de usinas, ou limites nos fluxos de intercâmbio entre os sistemas vizinhos (importação e exportação de energia elétrica). As expressões (3.9), (3.10) e (3.11) representam os limites de geração hidráulica, geração térmica e intercâmbios de energia elétrica suportados pelo sistema, respectivamente.

$$\underline{GH}_i \leq GH_i \leq \overline{GH}_i \quad (3.9)$$

$$\underline{GT}_j \leq GT_j \leq \overline{GT}_j \quad (3.10)$$

$$\text{Intercâmbio } (A \rightarrow B) \leq \text{Fluxo Máximo } (A \rightarrow B) \quad (3.11)$$

onde:

\underline{GH}_i e \overline{GH}_i - Limites inferior e superior, respectivamente, na geração da usina hidrelétrica i .

\underline{GT}_j e \overline{GT}_j - Limites inferior e superior, respectivamente, na geração da usina termelétrica j .

A função de custo futuro, $\alpha^*_{t+1}(X_{t+1})$, é um importante parâmetro calculado no planejamento da operação de médio prazo. É ele que sinaliza os níveis de geração hidráulica e térmica do sistema.

A inclinação da curva representada na Figura 3.2 indica a variação do custo futuro em relação ao volume armazenado, onde a derivada é o valor da água. Observe-se que, no limite de mínimo volume armazenado, o valor da água tende ao custo de déficit, enquanto que no limite máximo de armazenamento o valor da água tende a zero. Tem-se, com isso, que o custo futuro depende das afluições dos rios, que, por seu turno, dependem do clima, ou seja, trata-se de um parâmetro carregado de incertezas. Para se estimar a hidrologia futura, faz-se, então, um estudo estatístico do histórico de afluições do sistema. O NEWAVE utiliza a Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) para a obtenção desta função.

Na cadeia dos sistemas energéticos utilizados pelo ONS, a função de custo futuro, calculada pelo NEWAVE, é utilizada como dado de entrada para o Planejamento Mensal da Operação (PMO), que é simulado através do DECOMP.

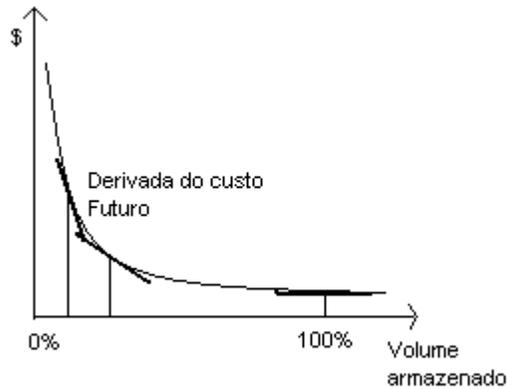


Figura 3.2: Função Custo Futuro e sua derivada, representando o valor da água

O Custo Marginal de Operação (CMO), resultado obtido no planejamento mensal da operação, calculado pelo ONS, serve de insumo para o cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que é calculado semanalmente pela Câmara de Comercialização de Energia (CCEE).

O procedimento adotado pela CCEE é o cálculo do CMO, a partir dos mesmos modelos e dados, exceto as restrições de transmissão internas aos submercados e as unidades térmicas em teste. Desta forma, permite-se que a energia comercializada seja tratada como igualmente disponível em todos os seus pontos de consumo. O modelo fornece para este sistema sem restrições, níveis de produção para todas as usinas e o CMO correspondente. Como na prática a disponibilidade de energia varia nos pontos do submercado, a diferença de custo entre o despacho sem restrições e o despacho real é capturada nos Encargos de Serviços do Sistema (ESS). O PLD é um valor determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no CMO, limitado por um preço máximo e um mínimo, determinado pela ANEEL e vigente para cada período de apuração e para cada submercado, pelo qual é valorada a energia comercializada no mercado de curto prazo (CCEE, 2006).

A comercialização ocorre em dois ambientes de contratação: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). A contratação no ACR é formalizada através de contratos bilaterais regulados, denominados Contratos de Comercialização

de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), celebrados entre agentes vendedores (comercializadores, geradores, produtores independentes ou autoprodutores) e compradores (distribuidores) que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica.

Já no ACL há a livre negociação entre os agentes geradores, comercializadores, consumidores livres, importadores e exportadores de energia, sendo que os acordos de compra e venda de energia são pactuados por meio de contratos bilaterais.

Os agentes de geração, sejam concessionários de serviço público de geração, produtores independentes de energia ou autoprodutores, assim como os comercializadores, podem vender energia elétrica nos dois ambientes, mantendo o caráter competitivo da geração, e todos os contratos, sejam do ACR ou do ACL, são registrados na CCEE e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo.

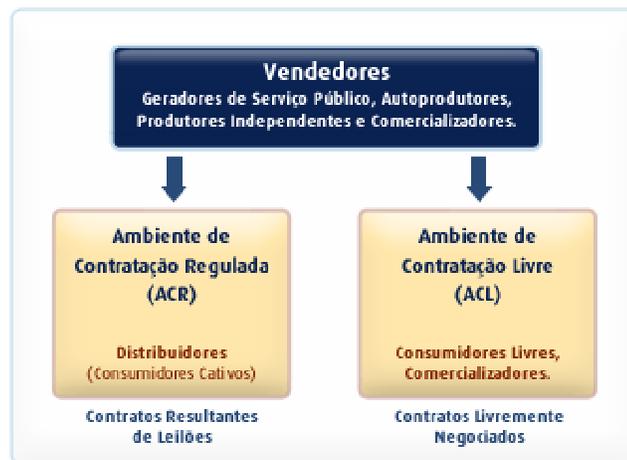


Figura 3.3: Comercialização de Energia nos Ambientes de Contratação

3.2 Planejamento da Expansão de Sistemas Hidrotérmicos de Potência, no Médio Prazo

Os estudos de planejamento da expansão de médio prazo analisam o atendimento do mercado nos próximos dez anos, indicando as estratégias de expansão e fazendo ajustes, frente às

variações conjunturais, como mudanças de previsões de mercado, atrasos nos cronogramas das obras e restrições nos recursos financeiros. Além disso, nestes estudos também se calculam limites de intercâmbio entre subsistemas, custos marginais atualizados de expansão, custo do déficit e despachos típicos de geração, que servem como balizadores no planejamento empresarial dos investidores.

Nos estudos do sistema elétrico brasileiro esta etapa consiste na simulação da operação do parque gerador existente e previsto ao longo do horizonte de planejamento, onde atualmente é utilizado o modelo computacional NEWAVE.

Os estudos de planejamento da expansão de sistemas de geração de energia elétrica baseiam-se em premissas que, na medida do possível, são as mesmas do planejamento da operação. Há, no entanto, algumas diferenças. Neste tipo de planejamento, são tratadas as principais características físico-operativas e econômicas das fontes de geração, e as previsões de consumo do mercado. As decisões a serem tomadas envolvem a alocação temporal e espacial das capacidades de geração necessárias para atender ao crescimento da demanda ao longo do horizonte de estudo (Fortunato, 1990).

A complexidade do planejamento da expansão da geração do sistema hidrotérmico brasileiro se dá face às diversas possibilidades de interligação entre seus subsistemas elétricos, o que impõe a necessidade de uma análise integrada do sistema, além do tratamento das diversas fontes de incertezas como, por exemplo, variações hidrológicas, custos de combustíveis e saídas forçadas de máquinas, os prazos de construção das novas unidades geradoras, as taxas de juros futuros, as taxas de crescimento da demanda do mercado consumidor e a viabilidade econômica e ambiental dos empreendimentos. Tais elementos de incertezas estão relacionados à tomada de decisão dos investidores públicos e privados, que traçam a trajetória de expansão do parque gerador.

O problema do planejamento da expansão consiste em se determinar uma estratégia de construção de reforços ao sistema, através de usinas geradoras (hidrelétricas, termelétricas, etc.) e

de interligações, que minimize a soma dos custos de investimentos e o valor esperado dos custos de operação ao longo do período de planejamento, sujeitos às restrições de confiabilidade no atendimento ao mercado consumidor, ou seja:

$$\text{Min}_{x \in X} [CInv(x) + CO(x)] \quad (3.14)$$

sujeito a

$$R(x) \leq \varepsilon \quad (3.15)$$

onde:

x - vetor que representa o cronograma de construção das obras de geração e seus troncos de interligação;

X - conjuntos de opções de expansão;

$CInv$ - custos de investimentos;

CO - valor esperado dos custos de operação;

R - riscos de falha no atendimento à carga; e

ε - tolerância pré-especificada.

A função objetivo da equação (3.14) é uma representação estática em que o custo total mínimo do investimento representa a melhor alternativa no cronograma de expansão, dados o valor esperado do custo de operação e a entrada dos empreendimentos de menor custo de investimento para um determinado período do planejamento.

O problema da otimização da expansão de um sistema hidrotérmico de potência pode ser expresso dinamicamente através da seguinte função objetivo:

$$\text{Min} \sum_{t=1}^T \left(\sum_{i=1}^{NUH} (CInv_i \cdot Q_{t,i} + CO_i \cdot GH_{t,i}) + \sum_{j=1}^{NUT} (CInv_j \cdot Q_{t,j} + CO_j \cdot GT_{t,j}) \right) \quad (3.16)$$

Onde:

T - horizonte do planejamento;

$CInv_{i,j}$ - custo unitário anual de investimento da usina hidrelétrica (termelétrica) i (j).

$CO_{i,j}$ -custo unitário anual de operação de usina hidrelétrica (termelétrica) i (j); e
 $Q_{i,j}$ -capacidade instalada da usina hidrelétrica (termelétrica) i (j). Para as usinas hidrelétricas (termelétricas) já existentes no início do período de planejamento $CInv_i = 0$ ($CInv_j = 0$).

A parcela de investimento pode ser calculada da seguinte forma:

$$CInv_{i,j} = CI \cdot (1 + JDC) \cdot FRC(i, n) \quad (3.17)$$

$$FRC(i, n) = \frac{(1+i)^n \cdot i}{(1+i)^n - 1} \quad (3.18)$$

CI - custo unitário de investimento sem JDC, em \$/kW;

$FRC(i, n)$ - fator de recuperação de capital com uma taxa de desconto i e vida útil n ; e

JDC -juros durante a construção, referente ao capital não remunerado.

A equação (3.15) representa, genericamente, o conjunto de restrições relativas ao problema de expansão, que delineiam as condições de risco de falha do não atendimento ao mercado de energia elétrica. São elas:

- a) Atendimento das demandas de ponta do sistema e da curva de permanência de carga (atendimento à carga);
- b) Limites das capacidades instaladas das usinas candidatas (restrições operativas);
- c) Limites na geração e importação de energia (restrições operativas);
- d) Conservação de massa entre os reservatórios de água do sistema (balanços hídricos);
- e) Limites no armazenamento e na defluência dos reservatórios (restrições operativas das usinas e de uso múltiplo das águas).

Outras restrições, tais como taxas máximas de construção para certos tipos de usinas, ou políticas de uso de certos combustíveis podem ser incorporadas na formulação do problema

(Bajay, 1981), além de aspectos ambientais, tais como níveis máximos permitidos de emissões de gases poluentes em uma região, entre outros.

3.3 Planejamento da Expansão de Sistemas Hidrotérmicos de Potência, no Longo Prazo

Nos estudos de longo prazo realizados no Brasil, a principal característica é o aspecto estratégico. Nestes estudos são analisados cenários de evolução do mercado, de evolução das tecnologias de geração e transmissão, do aproveitamento de fontes energéticas (novas e tradicionais), das relações institucionais e dos aspectos sócio-ambientais. Diante destes cenários, são feitas propostas de ações que possibilitem o desenvolvimento setorial de uma forma sustentável.

Usualmente a prática do planejamento de expansão da geração ocorre em duas etapas. Na primeira etapa, envolvendo o longo prazo, 20 anos na prática recente do setor energético brasileiro, é traçada a trajetória de expansão do parque gerador de uma forma aproximada, sem se realizar uma simulação dinâmica de operação do sistema. Esta operação é simulada de uma forma estática, assumindo-se fatores de capacidade médios para as usinas. No caso das centrais hidrelétricas, adotam-se, também, fatores de capacidade que representam a energia garantida das usinas a fim de que o mercado possa ser atendido a cada intervalo de planejamento, por esta geração garantida.

Na segunda etapa, se refina a expansão do parque gerador nos dez primeiros anos do horizonte de longo prazo, através da simulação dinâmica de operação das usinas do sistema. Trata-se do planejamento da expansão de sistemas hidrotérmicos de potência no médio prazo, apresentado na seção 3.2.

No passado, o setor elétrico possuía estudos específicos de longo prazo, como os Planos 2010 e 2015, porém, com as diversas mudanças institucionais ocorridas ao longo da última década, o setor elétrico abandonou a prática de realização de estudos de longo prazo,

demonstrando o descaso que vinha ocorrendo quanto à importância do planejamento nesse contexto. Nos primeiros anos da atual década, estes estudos passaram a ser realizados no âmbito das projeções da Matriz Energética Nacional, contemplando não apenas o setor elétrico, mas também os setores de gás e petróleo, e demais setores energéticos que contribuem para a Matriz. Em 2006 foi elaborado o Plano Nacional de Energia, contemplando todo o setor energético, com horizonte até 2030.

As mudanças de políticas governamentais, no cenário mundial, e as ações no plano sócio-econômico do País influenciam significativamente o panorama de investimentos do mercado de energia elétrica. A prática dos preços no mercado de energia e a disponibilidade de investimentos estrangeiros em um país em desenvolvimento são questões que atingem diretamente o planejamento do setor, que está sujeito as constantes mudanças impostas por estas incertezas. Conta-se, ainda, com o risco regulatório, cuja indefinição de regras e do papel dos agentes no mercado, cada vez mais competitivo, torna-o crescente.

No Brasil, pela predominância do parque hidráulico, as condições hidrológicas definem a movimentação do mercado de energia elétrica, com preços em alta ou em baixa, dependendo do nível dos reservatórios. Esta volatilidade deve ser tratada de modo que em condições de grandes aflúncias não haja um “desaquecimento” do mercado e das perspectivas de expansão da oferta de energia elétrica. Aliadas a estas questões estão o desconhecimento dos custos, a disponibilidade de combustíveis, o eventual atraso das obras, os futuros encargos financeiros, a autoprodução, os possíveis resultados de programas de conservação de energia e as restrições sócio-ambientais crescentes, entre outras.

Mensurar tantas variáveis de incerteza necessita o uso de técnicas apropriadas no planejamento da expansão. Com isso, várias técnicas para o tratamento de tais incertezas têm sido utilizadas, como o equivalente determinístico, a análise de sensibilidade, a otimização estocástica/teoria da decisão e a abordagem de cenários. Nos planos de longo prazo, a principal abordagem metodológica que tem sido utilizada é a técnica de cenários, que procura varrer o espectro das trajetórias mais prováveis da conjuntura nacional.

Como forma de modelagem, as principais restrições para o problema de expansão de longo prazo podem ser destacadas como:

- a) Restrições econômico-financeiras
- b) Restrições operativas
- c) Atendimento à demanda de energia

As restrições econômico-financeiras estabelecem limites orçamentários anuais para os investimentos, eventuais condições para a construção de projetos, etc. Já as restrições operativas estabelecem as condições hidrológicas, que, para o longo prazo, levam em consideração cenários médios de afluência e cenários críticos, ou seja, adotam-se fatores de capacidade que representam, a energia média e a energia garantida, e não a simulação cronológica das vazões; há, também, limites de capacidade de geração para as usinas, sejam elas hidrelétricas ou termelétricas. Por último, tem-se a restrição de atendimento à demanda de energia, que leva em consideração o déficit de energia e os intercâmbios com sistemas interligados.

No capítulo 4 são abordados os métodos de solução deste problema, onde se detalha a formulação utilizada no Modelo de Expansão de Longo Prazo – MELP, modelo computacional que tem sido empregado há alguns anos no setor elétrico brasileiro para elaborar o plano de expansão de longo prazo do parque gerador nacional.

Capítulo 4

As Várias Estratégias de Solução do Problema de Planejamento

4.1 Otimização Conjunta da Expansão e da Operação

Os modelos de planejamento da expansão de sistemas hidrotérmicos de potência elétrica podem ser concebidos de duas formas diferentes: tratando simultaneamente a expansão e a operação dos sistemas; e separando o problema original em dois subproblemas - operação e investimento - que interagem entre si. Nesta seção, discutem-se as estratégias de solução da primeira categoria, que incluem os modelos de otimização e os mistos: otimização-simulação, baseados em programação linear, programação mista linear-inteira e programação não-linear. Expõe-se, ainda, a experiência do setor elétrico brasileiro na utilização destas técnicas em modelos computacionais de planejamento da expansão, baseados em programação linear e mista.

A Programação Linear (PL) tem sido bastante utilizada no planejamento da expansão de sistemas de potência, quer na otimização simultânea da expansão e da operação, quer na resolução dos subproblemas de investimento ou de planejamento da operação. No primeiro caso, se divide o horizonte de planejamento em certo número de intervalos, em que a demanda de energia é representada por uma curva de carga discretizada em patamares. A função objetivo a ser minimizada é composta pelo custo de capital e encargos fixos das usinas candidatas ao plano de expansão, mais o custo de operação das usinas existentes e candidatas nos intervalos de planejamento.

Na década de 1970, Beglari e Laughton (1973) utilizaram esta técnica para sistemas termelétricos, fazendo a otimização simultânea dos subproblemas de investimento e de operação. Eles reduziram consideravelmente o número de restrições matemáticas do problema, após introduzirem uma troca de variáveis. A fim de facilitar tratamentos mais refinados destes dois subproblemas, estes mesmos autores propuseram a otimização separada de cada um dos subproblemas e a sua coordenação através de um processo iterativo, denominado “Método dos Custos Combinados”; este método, porém, não garante a convergência do processo iterativo. Bajay (1981) utilizou esta abordagem para sistemas hidrotérmicos de potência.

Uma aplicação de PL na resolução de problemas envolvendo a expansão conjunta de um parque gerador e de sistemas de transmissão, considerando a possibilidade de intercâmbios de energia elétrica entre regiões e o uso múltiplo da água dos reservatórios, é descrita por Anderson e Turvey (1977).

Um modelo de otimização simultânea da expansão e da operação do parque gerador de um sistema hidrotérmico de potência, baseado em programação mista linear-inteira (PMLI), foi desenvolvido e aplicado em exercícios de otimização multiobjetivo, envolvendo usos múltiplos da água dos reservatórios das usinas hidrelétricas, por Ricciulli (1990).

Nos anos sessenta, a *Electricité de France* – EDF, na França, e a *Central Electricity Generating Board* – CEGB, na Inglaterra, optaram por modelos de programação não-linear para o planejamento da expansão de seus sistemas de potência, devido ao grande número de variáveis que envolvem os modelos de PL e PMLI. No entanto, mesmo com um menor número de variáveis, ainda não existiam, na época, algoritmos de resolução eficientes para estes modelos (Anderson and Turvey, 1977).

Com o aprimoramento das rotinas computacionais, outros modelos baseados em programação não-linear foram desenvolvidos e usados no planejamento de sistemas predominantemente termelétricos, onde as primeiras usinas a serem operadas seguem um critério de Ordem de Mérito.

Recentemente, modelos multiobjetivos têm recebido mais atenção no planejamento energético, devido à sua capacidade de processar múltiplos objetivos conflitantes.

A programação multiobjetivo (PMO) é uma técnica de modelagem que permite analisar os problemas de alocação de recursos à luz de vários critérios de decisão, onde cada objetivo da PMO representa um destes critérios, que pode ser econômico, técnico, ambiental, social, etc. A análise concomitante de vários objetivos permite avaliar os conflitos existente entre eles. Neste caso, o conceito de solução ótima é substituído pelo conceito de solução eficiente (não dominada, ou Ótimo de Pareto), pois a solução ótima de um determinado objetivo pode não ser ótima para outros objetivos (Chan, 1996).

No planejamento da expansão de sistemas de energia elétrica tem-se observado a aplicação de técnicas de programação linear, ou de grafos, junto com a programação multiobjetivo.

Chan (1996) utilizou o método multiobjetivo STEM e um algoritmo de grafo conservativo, em um procedimento denominado STEM-G, no planejamento da expansão da geração do sistema interligado Sul-Sudeste brasileiro. Como critérios de seleção, ou funções objetivo, foram considerados: o custo econômico-financeiro, a conservação de energia, o nível de emissão de poluentes e a área da terra alagada. Os dois últimos são critérios ambientais, que procuram minimizar impactos ambientais negativos de usinas termelétricas e hidrelétricas, respectivamente.

O método utilizado por Chen é constituído por uma estrutura de três níveis hierárquicos, onde, no nível mais alto, localiza-se o STEM-G propriamente dito, que interage com o decisor a cada nova solução encontrada, e redireciona a busca para uma nova solução caso o decisor não esteja satisfeito com a solução encontrada.

Como a natureza modular das capacidades de expansão dos grupos de geração não pode ser representada somente com variáveis contínuas, Antunes, Martins e Brito (2004) empregam programação mista linear-inteira multiobjetiva (PMLIMO). Esta abordagem considera três

funções objetivas a serem minimizadas: o custo total da expansão, o impacto ambiental associado com a capacidade de geração instalada (uso de terras, efeitos no ecossistema, etc.); e o custo ambiental das externalidades associadas com a produção de energia elétrica para cada tipo de tecnologia de geração (emissão de poluentes/saúde pública, uso da água, etc.). O modelo se propõe a dar um suporte aos tomadores de decisão e planejadores, na seleção dos tipos e na capacidade total das unidades de geração a serem instaladas, e os níveis de operação das várias unidades de potência ao longo do período de planejamento.

No caso brasileiro, diversos modelos computacionais já foram propostos para a solução do problema de expansão. Até meados dos anos noventa, a Eletrobrás utilizou o modelo Deselp (Determinação da Expansão do Sistema Elétrico a Longo Prazo), desenvolvido por Trinkenreich e Pinheiro (1982), para os estudos de planejamento no longo prazo. Baseado em programação linear, este modelo tinha como objetivo determinar a composição ótima das diversas fontes geradoras, levando em conta, também, as necessidades de expansão de troncos de interligação entre os subsistemas. A solução minimizava o valor atual dos custos anuais de investimento, operação e manutenção, podendo indicar valores fracionários para os reforços de geração e transmissão (Lisboa *et alii*, 2003). Considerando um horizonte de planejamento de 30 anos, dividido em intervalos de 5 anos, o modelo Deselp caracterizava o sistema em regiões elétricas, interligadas por linhas de transmissão existentes ou planejadas, que possuíam valores prováveis de consumo de energia e demanda máxima a serem atendidas ao longo do horizonte de planejamento. Consideravam-se ainda, fatores de capacidades (FC) médios para as usinas e valores médios e críticos (vazões firmes) das vazões nos aproveitamentos hídricos. Dadas essas condições de operação, o modelo definia um plano de investimento ótimo, resultado da minimização da função objetivo (Bajay, 1997).

Nas projeções de longo prazo da Matriz Energética Nacional 2023, foram utilizados os modelos MAED e Message¹ para as simulações da evolução da demanda e da oferta de energia.

¹ Os modelos MAED e Message foram desenvolvidos pela Agência Internacional de Energia Atômica. Eles foram adaptados para o Brasil, em 2003, pela COPPE/UFRJ.

Especificamente, para a expansão do setor elétrico foi aplicado o modelo Message, para dois cenários macro-setoriais (base de mercado e alternativo).

O modelo Message é um modelo de programação mista linear-inteira, utilizado para a otimização de um sistema de suprimento de energia. Ele tem como função objetivo a minimização do custo global do sistema, sujeita à restrições de potenciais de produção, por fonte energética e tecnologia de conversão, margens de reserva, restrições ambientais e restrições operativas.

O modelo foi projetado para formular e avaliar alternativas de estratégias para o suprimento de energia, em consonância com restrições tais como limites de investimentos, disponibilidade e preço de combustíveis, regulação ambiental e taxas de penetração no mercado para novas tecnologias. As informações no modelo estão organizadas em variáveis (fluxos, capacidades de produção e estoques) e restrições (balanços de fluxos e limites para as atividades).

Tem-se, como entradas do modelo Message, as projeções de energia útil do modelo MAED, hipóteses sobre preços relativos e restrições técnico-ambientais. O resultado obtido é a energia final por fonte (Schaeffer, Szklo & Machado, 2004).

4.2 Decomposição em Dois Subproblemas e sua Coordenação

“Um elemento cuja importância vem crescendo cada vez mais para efeito de planejamento da expansão é o aumento das incertezas quanto ao comportamento da demanda, custos dos combustíveis, taxa de juros e legislação ambiental. A descentralização do setor aliada a esse crescimento das incertezas tem obrigado diversos países a rearranjarem as estruturas institucionais dos seus respectivos setores energéticos para ajustá-lo ao novo contexto, de forma a recuperar a dinâmica de melhoria de desempenho do setor. [...] Atualmente, o cenário descentralizado, onde a alocação de recursos passa a ser supostamente definida pelas leis de mercado, tende a favorecer uma modelagem mais dinâmica, com mais alternativas de expansão” (Kazay,2001).

Como alternativas metodológicas da segunda categoria no planejamento da expansão - ou seja, a decomposição do problema original em dois subproblemas - estão os Balanços Estático e Dinâmico, os algoritmos de expansão baseados em Programação Dinâmica, o Método dos Custos Combinados e a Decomposição de Benders. Os subproblemas de planejamento de investimentos na expansão e o planejamento da operação do sistema, nos dois últimos métodos, podem ser resolvidos através de diversas técnicas de simulação, de otimização e mistas, destacando-se o uso da programação mista: linear-inteira no subproblema da expansão, e dos métodos estocásticos ou probabilísticos no subproblema da operação. Estes métodos de resolução permitem a inserção de parâmetros para o tratamento das incertezas inerentes ao problema.

Segundo Kazay (2001) e Legey (1997), o uso de técnicas de inteligência artificial no planejamento, controle e monitoramento de sistemas de potência vem merecendo cada vez mais atenção. Especificamente em relação à aplicação ao problema da expansão da geração, as técnicas mais proeminentes são: redes neurais, sistemas especialistas, algoritmos genéticos e lógica nebulosa, ou *fuzzy*. Zhu & Chow (1997) apresentam um resumo destas técnicas e suas aplicações, basicamente em sistemas predominantemente termelétricos, nos quais se tem uma redução da dimensão do problema, quando comparado a sistemas hidrotérmicos predominantemente hidrelétricos, como no Brasil, não permitindo uma comparação direta.

Redes neurais do tipo *Hopfield* e máquinas *Boltzmann* têm sido empregadas para a classificação e solução de problemas de otimização combinatorial. O problema de planejamento da expansão da geração pode ser formulado como um problema de programação inteira ou de programação mista: linear-inteira, sujeito a um número de restrições de igualdade e desigualdade. Esta técnica é capaz de reconhecer, predizer e otimizar o modelo de modo rápido e eficiente, depois de um treinamento apropriado (Zhu and Chow, 1997).

Os sistemas especialistas requerem informações detalhadas sobre o domínio e as estratégias, para aplicação destas informações na solução do problema. O problema do planejamento da expansão da geração pode ser resolvido pela combinação do conhecimento heurístico desta área com análises numéricas e simulação. A especialidade é desenvolvida baseada na experiência

histórica do planejamento, no uso efetivo de métodos analíticos, no claro entendimento da inter-relação entre os parâmetros, e como integrar seus resultados de forma coerente. No entanto, mesmo com vantagens na performance e no baixo custo, especialistas humanos são mais criativos e inovadores do que os sistemas especialistas. Aplicações desta técnica são descritas por Zhu e Chow (1997).

Segundo Legey (1997), a principal vantagem de se utilizar técnicas de computação evolucionária, composta principalmente pelos algoritmos genéticos, pela programação evolucionária e pelas estratégias evolucionárias, está no ganho de flexibilidade e adaptabilidade ao problema, em combinação com um desempenho robusto e características de busca global. Por trabalharem com uma população de soluções candidatas, ao final da convergência, os algoritmos genéticos fornecem um leque de soluções com valores da função objetivo praticamente iguais e outras muito parecidas com o valor da melhor solução encontrada até então. Essa flexibilidade é compatível com o novo ambiente descentralizado, pois fornece um conjunto de opções de custo muito parecidas, caso seja adotado o critério econômico, ao invés de uma única solução. E ainda permite levar em consideração outros aspectos, além da minimização do custo, tais como aspectos ambientais e sociais, entre outros. Aplicações dos algoritmos genéticos são relatadas por Fukuyama e Chiang (1996), para sistemas termelétricos. Kazay (2001) aplica esta técnica para o subproblema de investimento, no planejamento da expansão do sistema hidrotérmico brasileiro.

A lógica nebulosa, ou *fuzzy*, proposta por Zadeh (1965), vem de encontro à necessidade de se equacionar melhor as incertezas relativas a restrições ambientais e de aceitação pública de fontes e tecnologias de geração, no planejamento da expansão da geração. A tomada de decisão em ambientes nebulosos (*fuzzy*) é um processo decisório no qual os objetivos e/ou as restrições, mas não necessariamente o sistema sob controle, são *fuzzy* por natureza (Kazay, 2001).

Satoh e Serizawa (1984) utilizam a programação linear *fuzzy* no planejamento da expansão da geração de um sistema termelétrico, em um horizonte de 10 anos; o problema é composto tanto por restrições rígidas como nebulosas, e por metas.

Legey (1997) propõe a aplicação da lógica *fuzzy* ao critério de Savage (Minimax), no problema da expansão da geração do setor elétrico. Segundo o autor, a vantagem desta abordagem híbrida refere-se à atenuação do esforço computacional, que ocorre devido à explosão combinatorial do problema, além de permitir a introdução de *insights* e experiência prévia dos diferentes agentes envolvidos com o problema em análise. O algoritmo de solução baseia-se na decomposição do problema da expansão nos subproblemas de investimento e de análises de desempenho financeiro e operativo, associadas a esse investimento, que podem ser eficientemente resolvidos através de técnicas de decomposição da programação matemática.

Balancos estáticos, sem envolver a simulação da operação do parque gerador, podem ser empregados para se definir preliminarmente a entrada de novas unidades geradoras através da comparação entre as projeções de demanda (firme e ponta) com as estimativas de energia firme (ou garantida) e da motorização das usinas. Balancos dinâmicos, que simulam ou otimizam a operação do parque gerador, podem ser usados, a seguir, para refinar a programação de instalação das novas usinas. Este uso seqüencial de balancos estáticos e dinâmicos foi bastante utilizado pela Eletrobrás e pelo GCPS durante a década de oitenta, na elaboração dos planos decenais de expansão (Bajay, 1997).

A utilização de técnicas de decomposição no planejamento da expansão do parque gerador, ao diminuir significativamente o porte do problema original, que é transformado na interação entre dois subproblemas – de investimento e de operação – bem menores, permite tratamentos bem mais elaborados das incertezas envolvidas nos dois subproblemas.

É dentro deste espírito que foi desenvolvido o Modelo de Planejamento sob Incertezas - Modpin, que utiliza a técnica de decomposição de Benders aliada à programação mista linear-inteira, otimização estocástica e análise de decisão. O Modpin compõe um dos módulos do modelo computacional para planejamento de parques geradores, denominado SUPER/OLADE – BID (OLADE, 1993). Apesar de ter sido utilizado na elaboração das estratégias de expansão do “Plano 2015”, este modelo foi pouco difundido no setor elétrico brasileiro.

Além do uso da lógica nebulosa, já comentada nesta seção, as incertezas inerentes ao problema de planejamento da expansão do parque gerador também podem ser abordadas através de alguma das seguintes técnicas: equivalente determinístico, análise de sensibilidade, cenários e otimização estocástica. A seguir, são descritas as principais características destas técnicas.

Ao se utilizar a técnica de equivalente determinístico, deve-se estabelecer o plano de expansão baseado nas melhores previsões disponíveis e tomar a decisão ótima de investimento associada ao primeiro estágio desse plano. No estágio seguinte, ocorre a atualização das previsões, a partir das novas informações disponíveis e obtém-se um novo plano de expansão ótimo para todo o horizonte de planejamento. Este processo é refeito a cada atualização. A técnica é interessante por permitir que as mudanças que estão ocorrendo sejam inseridas no plano de expansão; no entanto, ela torna-se limitada por apresentar uma solução ótima exclusivamente nas condições ali estabelecidas, ou seja, o custo mínimo estabelecido no estágio atual só é verdadeiro se todas as premissas futuras adotadas ocorrerem de fato.

Matematicamente, esta técnica de solução pode ser escrita como:

$$z = \text{Min} \sum_{t=1}^T \beta_t (\bar{c} \cdot x_t + \bar{d} \cdot y_t) \quad (4.1)$$

sujeito a

$$\bar{A}_t \cdot x_t \geq \bar{b}_t \quad (4.2)$$

$$\sum_{\sigma=1}^t \bar{E}_\sigma \cdot x_\sigma + \bar{F}_t \cdot y_t \geq \bar{h}_t \quad (4.3)$$

para $t=1, \dots, T$

onde:

- x_t - representa as opções de expansão no estágio t
- y_t - representa as variáveis de operação do sistema no estágio t
- β_t - fator de atualização para o estágio t
- \bar{c} - valor esperado do custo de construção
- \bar{d} - valor esperado do custo de operação

\bar{b}_t, \bar{h}_t - vetores de recursos (valores esperados)

$\bar{E}_\sigma, \bar{F}_t$ - matrizes de transformação (valores esperados)

As incertezas do problema de planejamento da expansão também podem ser abordadas através de uma análise de sensibilidade dos custos, dentro de um espectro de variação dos principais parâmetros do problema. Adotam-se limites inferiores e superiores para verificar a robustez do plano apresentado a partir da variação dos parâmetros. A limitação desta técnica está no fato de que, caso haja uma forte sensibilidade na variação dos parâmetros, não é possível se afirmar se o plano é adequado ou não, além da dificuldade de se examinar o efeito de diversas fontes de incertezas.

Quando se usa a técnica de cenários, são calculados vários planos para os vários cenários alternativos formulados para a evolução futura dos principais parâmetros do problema sujeitos a grandes incertezas. A partir do conjunto de soluções obtido, são feitas análises para se obter as opções de expansão mais robustas, que formam o plano de expansão ótimo. A dificuldade desta abordagem é justamente estabelecer um único plano, “ótimo”, para todos os cenários estabelecidos.

A abordagem que emprega a otimização estocástica procura representar explicitamente as incertezas e o processo de decisão associado, tendo por objetivo determinar um único plano de expansão, através da minimização da soma dos valores esperados do custo de investimento e do custo de operação, em todos os cenários. As decisões de construção são tomadas antes de se conhecer os valores dos parâmetros, como afluências e demandas futuras, por exemplo, enquanto que as decisões operativas são tomadas após estes valores serem observados. Apesar de ser um avanço, frente à abordagem determinística, a otimização estocástica não leva em consideração o fato de que, as decisões de investimento, em cada estágio, dependem dos valores de demanda, custos, etc., obtidos no estágio anterior. Em decorrência deste aspecto, foram criadas extensões da formulação estocástica, em que as estratégias de expansão podem ser tratadas de duas formas: a partir da minimização do valor esperado, onde as decisões são condicionadas aos valores observados; e utilizando o critério minimax (ou critério de Savage), onde a estratégia ótima não é

a melhor, isto é, a de menor arrependimento, para nenhum cenário em particular, mas uma que tenha um desempenho razoável em todos os cenários (CEPEL, 2003).

No início da atual década, o Centro de Pesquisas em Energia Elétrica - CEPEL, da Eletrobrás, desenvolveu o Modelo de Expansão de Longo Prazo - MELP, que, em seu módulo de operação, faz uma reformulação do modelo Deselp, utiliza programação inteira no módulo de investimento, e inclui um tratamento de incertezas baseado no modelo Modpin.

Inicialmente, este modelo de otimização foi desenvolvido empregando a técnica de decomposição de Benders para dividir o problema original em dois subproblemas. O módulo de investimento utilizava a programação mista linear-inteira, de múltiplos estágios, com resolução através do algoritmo *Branch and Bound*. No módulo de operação, baseado em programação linear, o objetivo é minimizar o custo de operação para a hidraulicidade média, garantindo o atendimento da demanda no período crítico.

Verificou-se, no entanto, que a aplicação do MELP, assim como a do Modpin, ao sistema brasileiro mostrou-se inviável, apresentando problemas de convergência. Analisando a formulação matemática do MELP, constatou-se que a solução do problema com base na decomposição de Benders era inadequada, sendo necessária a introdução de um fator de penalidade para o custo de déficit em períodos de hidrologia crítica, para dar continuidade ao processo iterativo de Benders.

Como uma solução alternativa, optou-se por calcular os custos de operação de forma simplificada, eliminando-se a decomposição de Benders. Com esta modificação, foi possível se satisfazer a restrição de déficit nulo no período crítico sem a necessidade de introduzir um fator de penalidade. Os resultados obtidos com a aplicação desta versão ao sistema brasileiro são apresentados e discutidos por Lisboa *et alli* (2003).

O problema que se apresenta, após estas modificações, é de programação mista linear-inteira, onde se verifica o acoplamento de variáveis contínuas e binárias, nas equações de limites

operativos e de demanda, respectivamente, tornando o esforço computacional maior. No entanto, quando não se consideram as incertezas associadas às projeções de demanda, atrasos de obras, entre outros fatores, o problema se torna determinístico, e sua solução pode ser feita sem o uso de técnicas de decomposição. Existem dois métodos de resolução: relaxação lagrangeana e inteiro determinístico.

A formulação geral do problema de minimização dos custos atendendo restrições financeiras e operativas, adotada por Lisboa *et alli* (2003), é dada por:

$$\text{Min} \quad d_x^T + e_m^T y_m + f^T w_m \quad (4.4)$$

$$\{x, y_m, y_c, w_m, w_c\}$$

sujeito a

$$A[y_m, y_c, w_m, w_c]^T \leq g \quad (4.5)$$

$$B \cdot x \leq h \quad (4.6)$$

$$C \cdot x + J[y_m, y_c] \leq 1 \quad (4.7)$$

$$w_c = 0 \quad (4.8)$$

$$x \in \{0,1\}^p$$

onde:

x - variáveis binárias, que indicam a inclusão, ou não, de um projeto no plano de expansão

y_m, y_c - variáveis de decisão contínuas, que indicam a geração e o intercâmbio entre subsistemas, sob hidrologias média (m) e crítica (c)

w_m, w_c - variáveis de decisão contínuas, que indicam o déficit de energia, sob hidrologias média (m) e crítica (c)

O objetivo do MELP é minimizar os custos de investimento em novas usinas geradoras, somados aos custos de reforços das interligações e aos custos de operação, conforme indicado na equação (4.4).

A restrição (4.5) representa a necessidade de atendimento à demanda de energia: para cada estágio de tempo, tanto no regime hidrológico médio como no crítico, a geração total do sistema, considerando déficit e intercâmbios, deve satisfazer à demanda.

As restrições econômico-financeiras são representadas pela desigualdade (4.6), através da qual se estabelecem os limites orçamentários anuais para os investimentos, condições de construção de projetos, etc.

A desigualdade (4.7) diz respeito às restrições operativas do sistema, que consideram limites mínimos e máximos para geração e intercâmbios de energia, além da capacidade instalada das usinas. No caso das centrais termelétricas, estes limites são função de seu fator de capacidade; já para as usinas hidrelétricas, estes limites dependem da sua capacidade de base e da motorização adicional. Estas restrições são relevantes tanto para usinas existentes, quanto para usinas candidatas ao plano de expansão.

A última restrição (equação 4.8) representa o déficit nulo para a condição de hidrologia crítica, que é o objetivo do modelo MELP, ou seja, determinar um plano ótimo que atenda aos requisitos de demanda em condições críticas.

Esta versão do modelo MELP foi aplicada na obtenção das projeções da Matriz Energética Brasileira para 2022, na parte referente à expansão do setor elétrico. *“Embora tenha sido um avanço, o processo deve ser refinado no futuro, de modo a melhorar a sua aderência com a realidade”* (MME, 2002).

Os planos decenais de expansão elaborados pelo CCPE, no início da atual década, e pela EPE, nos últimos anos, empregaram o modelo Newave no planejamento da operação e no cálculo dos custos operacionais dos parques geradores simulados durante o processo de tentativas e erros que define o cronograma de instalação das novas usinas do parque gerador nacional interligado.

Desenvolvido pelo CEPEL, este modelo também é utilizado como ferramenta no planejamento da operação do sistema interligado nacional, pelo ONS.

Baseado na programação dinâmica dual estocástica (PDDE), o modelo representa os reservatórios dos subsistemas interligados na forma de reservatórios energeticamente equivalentes. Alguns autores, como Bajay (2003), recomendam que esta representação por reservatórios equivalentes seja feita só para usinas de uma mesma bacia hidrográfica, com regimes hidrológicos semelhantes e com reservatórios operando em paralelo.

A PDDE permite considerar o intercâmbio entre os subsistemas como uma variável de decisão e evita a discretização do espaço de estados (os estados são determinados pela energia armazenada e tendência tecnológica). Simulações tipo Monte Carlo são usadas para construir, iterativamente, uma função de custo futuro esperado associada a cada estado analisado (CEPEL, 2003).

Com o objetivo principal de evitar a explosão combinatória decorrente de um algoritmo baseado em programação dinâmica estocástica², a PDDE se apresenta como uma alternativa viável para resolver o problema, com um esforço computacional moderado. Neste método de solução, a função custo futuro é construída analiticamente através da decomposição de Benders.

O modelo Newave é constituído por quatro módulos básicos: construção dos sistemas equivalentes; geração de séries sintéticas de energia; cálculo da política de operação; e simulação da operação do sistema. O primeiro deles desagrega os reservatórios de cada subsistema em um único reservatório equivalente de energia e as vazões são agregadas em afluências equivalentes de energia. No segundo módulo, denominado Gevazp, se geram as séries sintéticas de afluências de energia com o emprego do modelo de afluências multivariado PAR(p), em que a afluência em um período (t) é função das afluências nos períodos anteriores ($t-1$), ($t-2$),... e a estrutura de dependência temporal é sazonal. O terceiro módulo calcula a política de operação mais econômica, representando as incertezas das afluências futuras. O quarto módulo simula a

² Ver formulação matemática em (Silva, 2001).

operação do sistema e calcula índices probabilísticos para mensurar o seu desempenho: o valor esperado de energia não suprida, o risco de déficit, a distribuição de frequências de custos marginais, os intercâmbios, etc. (CEPEL, 2003).

Capítulo 5

Bases de Dados Disponíveis

5.1 Informações Nacionais

Atualmente, no Brasil, têm-se encontrado grandes dificuldades na obtenção de informações para o planejamento da expansão do parque gerador. Tais barreiras podem ser atribuídas, principalmente, à descontinuidade na rotina de obtenção da base de dados do potencial hidrelétrico, do grande intervalo de tempo transcorrido desde a elaboração do último plano de longo prazo (Plano 2015) e da desregulamentação do setor de energia elétrica, com a conseqüente incerteza associada às informações, muitas delas consideradas como estratégicas e pertencentes ao mercado e não mais ao “planejador central”. No esforço de suprir estas necessidades, foram realizados alguns estudos por parte do CNPE e MME; no entanto, estes não possuíam periodicidades fixas, tornando o desenvolvimento de trabalhos nos centros de pesquisa e universidades ligadas ao planejamento energético uma tarefa árdua.

Com o atual modelo do setor elétrico, e depois de criada a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) faz-se necessário um esforço para dar continuidade aos estudos de médio e longo prazo do setor elétrico, retomar os estudos de inventário e viabilidade, econômica e ambiental, de usinas hidrelétricas e de se criar um sistema de informações energéticas, como proposto em Bajay (2003), atualizando as bases de dados existentes e promovendo o levantamento dos parâmetros que compõem o planejamento e servem de balizadores na formação de políticas públicas para o setor energético. Como exemplo, têm-se os custos marginais oriundos das simulações realizadas

durante a elaboração dos planos, que são balizadores fundamentais para a formulação de políticas públicas e para a prática da regulação dos mercados de energia, por parte do governo, e para a realização de planejamento estratégico, por parte dos agentes que atuam no setor, além de influenciar na formação dos preços dos energéticos.

Em 2005, a ANEEL publicou a segunda edição do Atlas de Energia Elétrica do Brasil; a primeira edição foi lançada em 2002. Com a proposta de suprir uma deficiência, já constatada no setor elétrico, o Atlas reúne informações sobre as fontes e tecnologias de geração, além de aspectos relativos ao setor de energia elétrica.

As seções seguintes apresentam as principais bases de dados e levantamentos que provêm informações para o planejamento da expansão do parque gerador nacional. Dentre eles, destacam-se as informações sobre a geração hidrelétrica no Brasil (estudos, projetos, potencial, etc.), além das outras tecnologias que compõem o parque gerador. Os trabalhos discutidos nesta primeira parte do capítulo incluem estudos sobre prospecção tecnológica, perspectivas de evolução do mercado e custos de geração, no âmbito nacional.

O Brasil já dispõe de várias fontes de dados de interesse para o planejamento e a gestão de recursos energéticos. Diversas instituições e empresas possuem, em meio magnético ou analógico, informações sobre tecnologias e sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como o perfil dos consumidores nas diferentes regiões e setores de atividade. Contudo, é preciso melhorar a articulação entre os agentes do setor, a fim de reduzir a assimetria de informações, evitar a duplicação de recursos e facilitar o acesso a dados e informações consistentes e atualizadas (ANEEL, 2005).

As bases de dados e levantamentos mencionados na seção 5.1 deste capítulo fornecem informações essenciais para os estudos desenvolvidos pelos órgãos responsáveis pelo planejamento da expansão da geração de energia elétrica no País. Como principais produtos têm-se os planos decenais e os planos de longo prazo, conforme mencionados nas seções 2.6 e 2.7, respectivamente.

5.1.1 Atlas de Energia Elétrica do Brasil

Uma forma, crescente em todo o mundo, de sistematização, análise e representação de dados é o geoprocessamento. Através do cruzamento e superposição de dados espaciais, de diferentes origens e formatos, previamente selecionados, essa ferramenta permite agilizar procedimentos temáticos antes onerosos e demorados (ANEEL, 2002). A partir desta ferramenta foi criado o Atlas de Energia Elétrica do Brasil, desenvolvido pela ANEEL, com sua primeira versão publicada em 2002. Disponível em meio digital, através do *portal* da Agência, e na versão impressa, o Atlas consolida uma série de informações existentes, relevantes para o diagnóstico e a gestão de energia no Brasil. Tais informações foram levantadas em empresas governamentais, privadas e de economia mista, além de diversas instituições de pesquisa.

Segundo a ANEEL, o desenvolvimento de um Sistema de Informações Geográficas (SIG) para o setor elétrico permite a análise dos dados em diferentes níveis de agregação. De um modo geral, procurou-se trabalhar com informações atualizadas, abrangentes e com o maior nível de desagregação possível. Contudo, há casos em que as informações não são muito recentes, não cobrem a totalidade do território brasileiro, ou são pouco desagregadas. Parte da defasagem presente no Atlas e em diversos sistemas de informação deve-se à periodicidade com que muitos dados são coletados, como aqueles do censo demográfico, realizado a cada dez anos (ANEEL, 2002).

Em relação à estrutura, o Atlas é composto por 11 capítulos, segundo as fontes e tecnologias de geração, a configuração do sistema elétrico brasileiro e os aspectos demográficos e socioeconômicos mais diretamente relacionados ao setor de eletricidade.

A energia hidráulica foi configurada com base nas suas sub-bacias hidrográficas. Dessa forma, foram mapeados: os potenciais inventariados, a capacidade instalada e as usinas hidrelétricas por faixa de potência, área alagada, situação do empreendimento (em operação, re-potenciação ou ampliação, em construção ou análise e projeto outorgado) e ano de instalação.

Quanto às usinas termelétricas, elas foram mapeadas por tipo de combustível, faixa de potência e situação do empreendimento.

A ANEEL, com o apoio da Organização Mundial de Meteorologia (OMM), do Programa para as Nações Unidas (PNUD) e de outras instituições, publicou, em 2005, a segunda edição do Atlas de Energia Elétrica do Brasil, revisado, atualizado e ampliado, em relação à edição lançada em 2002. A continuidade deste trabalho decorre da competência atribuída à ANEEL de organizar e manter atualizado o acervo de informações e dados técnicos relativos às atividades estratégicas dos serviços de energia elétrica no Brasil.

5.1.2 Banco de Informações da Geração

Na tentativa de universalizar e uniformizar as informações referentes à geração de eletricidade no País foi criado o Banco de Informações da Geração (BIG) sobre as usinas regularizadas em operação, construção e as outorgadas a partir de 1998, pela ANEEL. São contempladas todas as tecnologias existentes no parque gerador brasileiro, tais como usinas hidrelétricas de médio e grande porte, usinas termelétricas, usinas nucleares, pequenas centrais hidrelétricas, eólicas e solares.

O BIG é constituído por três módulos de consulta: capacidade de geração, resumo estadual e agentes de geração. Tais informações são atualizadas *on line*, na página da Agência na Internet.

O módulo de capacidade de geração é constituído por quadros demonstrativos e gráficos baseados em informações das usinas em operação, construção e outorgadas (aproveitamentos com outorga do governo, mas sem o início da construção). Os aproveitamentos são separados pelo tipo de geração: central geradora elioelétrica - EOL, central geradora hidrelétrica - CGH, pequena central hidrelétrica - PCH, usina hidrelétrica - UHE, usina termelétrica - UTE, usina termonuclear - UTN e central geradora solar fotovoltaica - SOL. Para cada um destes tipos, o módulo fornece o

número de usinas existentes e a potência total, fiscalizada no caso das usinas em operação e outorgada nos demais casos.

Para cada tipo de usina, em operação, em construção ou outorgada, o módulo fornece tabelas com o nome das usinas, sua potência (outorgada e fiscalizada, no caso de usinas em operação), o destino da energia (serviço público - SP, produção independente de energia - PIE, ou autoprodução de energia - APE), os proprietários das centrais, seus municípios, rios (no caso de usinas hidrelétricas) e classes de combustíveis (no caso de usinas termelétricas).

O resumo estadual apresenta as mesmas informações do módulo de capacidade de geração, só que separadas por estado da Federação, e um quadro síntese da capacidade instalada por Estado. As usinas localizadas em divisas entre estados constam, em sua totalização de capacidade instalada, na listagem de ambos os estados; no entanto, quando se obtém a capacidade instalada do Brasil, a potência é individualizada.

O último módulo também é constituído por quadros demonstrativos e gráficos que identificam cada agente gerador e suas usinas. Especifica-se o nome da usina, sua potência, o tipo de geração, o Estado em que se localiza, o destino da energia gerada e o estágio em que se encontra (em operação, em construção, ou outorgada). É possível, também, visualizar os percentuais dos 10 maiores agentes de maior capacidade instalada no País.

5.1.3 Diagramas Topológicos dos Aproveitamentos Hidrelétricos

Os diagramas topológicos dos aproveitamentos hidrelétricos, elaborados pelo Grupo de Trabalho de Informações Básicas para o Desenvolvimento da Oferta (GTIB), vinculado ao extinto CCPE, representam graficamente às posições relativas dos aproveitamentos hidrelétricos, facilitando a identificação, a localização e a recuperação das principais características dos aproveitamentos. A responsabilidade de atualização deste documento é da Eletrobrás, onde sua versão mais recente considera todos os aproveitamentos aprovados pela ANEEL até junho de 2003.

Os dados são separados de acordo com os estágios de desenvolvimento dos estudos/implantação dos empreendimentos, tendo a mesma classificação, acrescido da categoria “desativado”, em que o aproveitamento ora classificado em operação, atualmente se encontra paralisado por motivo técnico, devendo voltar à categoria de operação quando for sanado o problema.

5.1.4 Relatório de Acompanhamento de Estudos e Projetos de Usinas Hidrelétricas

O objetivo deste relatório é apresentar a situação dos processos referentes às diversas fases de estudos e projetos de empreendimentos hidrelétricos em trâmite na Superintendência de Gestão e Estudos Hidroenergéticos – SGH da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

O relatório é dividido em três partes. A primeira relaciona os estudos de inventários dos rios nacionais, em elaboração, em análise e aprovados a partir de 1990, fornecendo informações como: agente interessado, potência inventariada, datas notáveis, etc.

A segunda parte do relatório apresenta informações sobre projetos básicos de Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH (potência entre 1 e 30 MW), classificadas em: projetos em elaboração com registros ativos, projetos em análise para aprovação, projetos em fase de outorga de autorização condicionada, estudos com outorga de autorização condicionada sem projeto aprovado, projetos aprovados a partir de 1995 sem outorga de autorização, e projetos aprovados a partir de 1995 com outorga de autorização.

A terceira parte descreve a situação dos estudos de viabilidade e projeto básico de usinas hidrelétricas com potência maior que 30 MW, classificadas em estudos e projetos em elaboração, em análise e aprovadas a partir de 1995 (Pereira e Bajay, 2004).

5.1.5 Estudos e Pesquisas Prospectivas do CGEE

O Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT) criou o Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE) como uma associação civil, sem fins lucrativos, que tem como finalidade promover o desenvolvimento científico e tecnológico através da realização de estudos e pesquisas prospectivas. A CGEE, perante o governo, é uma organização social que atua como uma secretaria técnica junto aos fundos setoriais e aos programas e projetos especiais do MCT.

Em 2003, foi lançado um documento denominado “Estado da arte e tendências das tecnologias para energia”, que traz informações esparsas sobre o atual estágio e tendências das principais tecnologias de energia, através de informações sobre o desenvolvimento tecnológico, custos e projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) no Brasil e no mundo.

O relatório tem dois objetivos principais: identificar prioridades de P&D no setor e atender a demanda feita pelo MME como uma das fontes de informação para o planejamento energético. Para identificar as tendências, são considerados estudos internacionais, que trazem cenários futuros para o longo prazo, em média, 20 anos. Foram reunidos, também, dados sobre tecnologias para o suprimento de energia elétrica e de combustíveis, e tecnologias de interface e complementares. As informações apresentadas compreendem: estágio atual das tecnologias (sua utilização, desenvolvimento, custos, limitações) no mundo; evolução prevista destes aspectos nos próximos 20 – 30 anos, no mundo; estágio atual, no Brasil, de especificidades, potenciais, uso, custos e nível de desenvolvimento; e principais ações necessárias para o desenvolvimento de P&D, para evolução destas tecnologias.

5.1.6 Base de Dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) dispõe de diversos dados sobre a operação do sistema elétrico nacional, com informações disponíveis no portal da empresa na Internet. Dentre elas, consta uma base de dados com o histórico da operação, onde é possível consultar dados sobre geração de energia, com histórico a partir do ano 2000, por tipo de geração (hidráulica, térmica convencional e termo-nuclear), por região (S, SE/CO, N, NE, Itaipu e SIN) e

por unidade de medida (MWmed, GWh), sendo possível, ainda, fazer comparações entre os períodos.

Como responsável pelo planejamento e a coordenação da operação do sistema hidrotérmico brasileiro, o ONS possui diversas outras informações a respeito do sistema, que são mais relevantes no horizonte de curto prazo do planejamento energético.

5.1.7 Informações da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) sucedeu o Mercado Atacadista de Energia (MAE) a partir de 10 de novembro de 2004. Sua implantação foi regulamentada pelo Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004. Associação civil integrada pelos agentes das categorias de geração, de distribuição e de comercialização, a instituição desempenha um papel estratégico para viabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica no SIN, registrando e administrando contratos firmados entre geradores, comercializadores, distribuidores e consumidores livres, ou seja, nos Ambientes de Contratação Regulada e Contratação Livre, além de efetuar a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo. Também é de responsabilidade da CCEE promover os leilões de compra e venda de energia elétrica, conforme determinação da ANEEL.

As informações de preços e de montantes de energia comercializados estão disponíveis no portal da CCEE na Internet, a partir do histórico de preços utilizados no modelo Decomp, além das regras de comercialização e toda a regulamentação vigente envolvida.

5.1.8 Institutos e Associações dos Agentes do Setor Elétrico

O setor elétrico brasileiro é composto por diversos tipos de agentes, como os agentes de geração, transmissão e distribuição, comercializadores, consumidores livres, produtores independentes e autoprodutores. Estes, em sua maioria, possuem associações e/ou institutos que

os representam perante o governo e a sociedade. Em suas visões sobre o setor elétrico, algumas destas associações elaboram estudos que contribuem na formação da opinião pública e nas perspectivas do setor.

O Instituto Acende Brasil surgiu em 2006 como uma evolução das ações empreendidas pela Câmara Brasileira de Investidores em Energia Elétrica (CBIEE), entidade atuante desde o ano 2000. Segundo o Instituto, seus projetos visam conscientizar a sociedade brasileira da contribuição e do papel do empreendedor privado no processo de construção e crescimento do setor elétrico. No portal da entidade na Internet (www.acendebrasil.com.br) estão disponíveis estudos e artigos que avaliam a cenarização do setor elétrico do ponto de vista dos investidores, a partir de ações governamentais, representadas pelo MME, ANEEL, CMSE e CNPE.

A Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (ABRACE) também apresenta em sua página eletrônica (www.abrace.org.br) estudos e artigos à respeito das condições socioeconômicas encontradas no País. A Associação lançou o Projeto Energia Competitiva, que tem como meta apresentar aos governantes medidas corretivas de curto, médio e longo prazos para resgatar e preservar as virtudes da competitividade energética, que tem sido um importante fator diferencial do País. No projeto são recomendados três tipos de medidas governamentais: redução dos encargos, desoneração dos investimentos e apoio à expansão do sistema hídrico no Brasil.

A Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee) disponibiliza, em seu portal na Internet, informações sobre o mercado de distribuição, as tarifas e a legislação vigente. Estas, entre outras informações disponibilizadas por estes representantes do setor elétrico, servem de subsídios na consolidação de cenários de planejamento da expansão do setor elétrico como um todo, incluindo tanto oferta como demanda.

5.2 Estudos Internacionais

A importância de estudos internacionais no planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro se dá devido às incertezas inerentes ao se traçar metas para dez ou vinte anos à frente. Resultados destes estudos permitem diminuir as incertezas relativas aos avanços das tecnologias de geração, sobretudo no que diz respeito a melhorias de seus rendimentos e diminuição de seus custos unitários.

Algumas instituições internacionais já possuem tradição na realização deste tipo de estudos. Nesta seção, são mencionadas algumas delas, como a *International Energy Agency* (IEA); *Department of Energy* (DoE); *The Royal Academy of Engineering*, *Riso Energy Laboratory*; além de um estudo de prospecção tecnológica realizado na Espanha.

No capítulo 6, dados de custos unitários e de eficiências das tecnologias de geração mais proeminentes nos próximos 10 e 20 anos, segundo estes estudos internacionais, são analisados em detalhes.

5.2.1 International Energy Agency

A Agência Internacional de Energia (IEA) publicou, em 2005, o sexto estudo sobre custos de geração de eletricidade, denominado “*Projected Costs of Generating Electricity*”. Nele estão incluídas as usinas com tecnologias disponíveis hoje e consideradas, pelos participantes do estudo, como principais candidatas a serem construídas nos países membros da Agência, entre 2010 e 2015. O estudo foi conduzido por um grupo de especialistas de dezenove países membros (países da OECD e três países que não pertencem a OECD), e dois especialistas de organizações internacionais (Agência Internacional de Energia Atômica - AIEA e Comissão Europeia - CE).

O relatório apresenta e analisa os custos de geração de eletricidade calculados com dados de entrada fornecidos pelos especialistas. Foram estimados os custos unitários de geração de mais de 130 usinas, sendo 27 usinas a carvão, 23 usinas a gás natural, 13 usinas nucleares, 19 usinas eólicas e 6 solares, além de 24 usinas de ciclo combinado, usando vários combustíveis e tecnologias, e 10 usinas baseadas em outros combustíveis ou tecnologias. Os dados fornecidos

para o estudo revelam o aumento do interesse dos países participantes em fontes renováveis para geração de eletricidade, em particular usinas eólicas e de ciclo combinado.

Os custos unitários de geração foram calculados como valores uniformes ao longo da vida econômica estipulada para as centrais, que, em geral, foi de 40 anos. Foram adotados um fator de capacidade médio de 85% para as usinas que operam na base da curva de carga, e taxas de desconto de 5% a.a. e 10% a.a.

Os custos unitários foram calculados na barra da estação, não incluindo, por conseguinte, custos de transmissão e distribuição. O custo associado com emissões residuais – incluindo gases de efeito estufa – também não foi considerado nos cálculos.

Como resultados, foram apresentados, para cada tecnologia: o custo unitário de geração e o custo unitário de construção, além dos percentuais de participação, no custo total, dos investimentos, dos custos de operação e manutenção e dos custos com o combustível (quando foi possível mensurar). Estes cálculos foram feitos para todos os países que participaram do estudo e apontam as tecnologias mais promissoras e competitivas no período analisado.

Com o intuito de conhecer as tecnologias que melhor se adequam aos novos desafios, como segurança no suprimento, proteção ambiental, crescimento econômico e a necessidade por tecnologias menos poluidoras, a cooperação internacional, na busca de soluções para estes desafios, torna-se fundamental. Neste sentido, a IEA publicou, em 2005, o “*Energy Technologies at the Cutting Edge*”, que aborda as principais tecnologias de energia.

Acordos implementados pela IEA promovem fóruns para esta cooperação, reunindo diversos pesquisadores e especialistas, de vários países, desenvolvidos e em desenvolvimento, membros ou não da IEA, além de órgãos governamentais e não governamentais. Estes fóruns provêm as principais informações utilizadas no programa internacional de tecnologia da energia, mantido pela agência.

Existem 40 acordos implantados, cobrindo todas as novas tecnologias de suprimento energético e de uso final, exceto a tecnologia nuclear, que é de responsabilidade da *Nuclear Energy Agency* (NEA), onde são realizados todos os estudos referentes a esta tecnologia. Os acordos contemplam tecnologias de combustíveis fósseis mais avançados e limpos, energias renováveis, incluindo biocombustíveis, hidrogênio e células combustíveis, além de abordar tecnologias de uso final para as áreas de transportes, construção e indústria, entre outros. Tais informações estão disponibilizadas neste relatório de prospecção tecnológica da IEA.

5.2.2 The Royal Academy of Engineering

A *Royal Academy of Engineering* desenvolve, no Reino Unido, estudos na área de energia, que têm influenciado as políticas energéticas daquele país. Dentre estes estudos destaca-se “*The Cost of Generating Electricity*” (The Royal Academy of Engineering, 2004), que trata dos custos de geração de eletricidade das várias tecnologias de usinas que compõem o parque gerador britânico.

O objetivo do estudo é examinar os custos de geração de eletricidade das diversas tecnologias para o Reino Unido nos próximos 15 a 20 anos, comparando-os de forma imparcial. São considerados apenas os custos de novas usinas, apropriadas ao sistema britânico, e que estão de acordo com a legislação ambiental vigente naquele país, ou seja, não se consideram as possibilidades de re-capacitação e re-potenciação das usinas existentes.

Hoje em dia há diversas e complexas maneiras de se financiar a construção de usinas de potência. Para efeito da comparação pretendida neste estudo, adotou-se o modelo de financiamento mais comum naquele país e uma taxa nominal de desconto de 7,5% a.a. As análises efetuadas levaram em conta os seguintes critérios: segurança de suprimento, impactos ambientais, competitividade nacional e interesses sociais. Foram feitas análises de sensibilidade do custo das usinas em relação ao preço dos combustíveis e ao custo de controle das emissões (The Royal Academy of Engineering, 2004).

Cada tecnologia examinada no estudo tem seu conjunto próprio de características, que são valoradas para mais ou para menos dependendo do critério sendo analisado.

O estudo recomenda que o *mix* de tecnologias de geração não deve ser determinado somente pelo custo unitário das usinas, mas um rigoroso entendimento destes custos propicia aos decisores o conhecimento necessário para se definir níveis de subsídios, ou mudanças no funcionamento dos mercados, de forma a fomentar a viabilização de certas tecnologias. Segundo a Royal Academy of Technology (2004), subsídios, quando necessários, devem ser diretos e não cruzados, permitindo se conhecer, e se re-avaliar, a qualquer momento, o grau de subsídio concedido a cada tecnologia que se deseja fomentar.

5.2.3 Department of Energy

O *Department of Energy* (DoE), do governo americano, publica anualmente o *International Energy Outlook*, em que são feitas projeções para o setor energético mundial para um horizonte de vinte anos. A versão mais recente (IEO2025), publicada em 2005, apresenta projeções até 2025. Estes relatórios são preparados pela *Energy Information Administration*, uma divisão do DoE.

As projeções do IEO2005 incluem países com economias de mercado “maduras”, como os Estados Unidos, Canadá, países da União Européia, Japão, Austrália e Nova Zelândia, países que antes possuíam economias centralmente planejadas, como os do Leste Europeu, e países emergentes como a China, Índia, Coréia do Sul, Brasil e Rússia.

O relatório considera uma série histórica de dados que vai de 1970 até 2002, totalizando 32 anos de histórico de demanda energética, que é projetada até 2025, em dois cenários alternativos de crescimento (alto e baixo) do Produto Interno Bruto (PIB). O resultado das projeções são apresentados e as incertezas associadas são discutidos no primeiro capítulo do relatório. Os capítulos seguintes trazem projeções detalhadas do: (i) consumo de energia nos setores residencial, comercial, industrial e de transportes; (ii) consumo de combustíveis, como petróleo,

gás natural e carvão; (iii) mercado de eletricidade, incluindo previsões do aumento de capacidade de geração instalada no mundo com usinas consumindo combustíveis fósseis (carvão mineral, gás natural e óleo combustível), usinas nucleares e centrais utilizando fontes renováveis de energia. Finalizando, são feitas considerações sobre as emissões de dióxido de carbono, em nível mundial, incluindo um cenário com a vigência do Protocolo de Kyoto.

5.2.4 Riso National Laboratory

Em todo o mundo, o aumento do consumo de energia, a liberalização do mercado de energia e a necessidade de se definir ações em relação às mudanças climáticas estão produzindo novos desafios para o setor de energia, que exigem maiores incentivos para que a pesquisa, as novas tecnologias e os produtos industriais sejam socialmente aceitáveis e gerem prosperidade. O resultado é um complexo e dinâmico conjunto de condições que afetam decisões de investimento em pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias de energia.

Este é o pano de fundo para o primeiro relatório sobre energia do *Riso National Laboratory* (RNL), que contempla vários cenários energéticos, para a Europa e para a Dinamarca, em que são analisadas as tendências em desenvolvimento e as perspectivas das tecnologias emergentes.

O desenvolvimento energético global é apresentado com base nas últimas informações disponíveis em fontes como a *IEA*, *World Energy Council (WEC)*, *World Energy Assessment*, etc. Alguns dos maiores desafios residem nas mudanças do mercado de energia em todas as regiões, por conta de preocupações ambientais nos países industrializados e no forte incremento do consumo de energia nos países em desenvolvimento. Os status das principais tecnologias de suprimento de energia são avaliados em termos de tendências, perspectivas e programas de P&D, tanto na Dinamarca como no mundo.

Uma grande variedade de novas opções de suprimento energético, em vários estágios de desenvolvimento, é discutida no relatório. Hoje é impossível prever quais das opções serão dominantes no mercado. Isto será determinado pelo desenvolvimento econômico dos diversos

países e pelas suas preferências políticas. No entanto, pode-se prever, com segurança, que os sistemas futuros de suprimento energético serão mais distribuídos do que são hoje, e serão baseados em diversas combinações de tecnologias, refletindo condições locais de recursos energéticos disponíveis, seus custos e preferências políticas.

5.2.5 Estudos Prospectivos na Espanha

O *Observatório de Prospectiva Tecnológica Industrial* (OPTI), juntamente com o *Ministério de Ciência y Tecnología* (MCT), *Centro de Investigaciones Medioambientales y Tecnología* (CIEMAT) e o *Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía* (IDAE), realizaram um estudo prospectivo denominado “*Energía: Tendencias Tecnológicas en medio y largo plazos en la España*”, que teve como principal objetivo prover ao setor industrial da Espanha informações sobre o futuro tecnológico do País e sua competitividade no contexto da União Européia.

O projeto foi desenvolvido durante três anos (2002 a 2004), tendo-se por base resultados de estudos desenvolvidos entre os anos de 1998 e 2001, e rebatendo-os sobre novas premissas de mercado para novas tecnologias e meio ambiente, identificando as tendências tecnológicas para o futuro e determinando quais seriam seus impactos sobre a economia e a sociedade espanhola e da União Européia.

Os resultados obtidos no estudo prospectivo identificaram as tendências para um grupo de tecnologias consideradas como críticas, devido à sua importância para o desenvolvimento do setor energético e industrial espanhol. Para captar estas tendências, foram realizadas pesquisas Delphi com especialistas nas áreas de energias renováveis, tecnologias avançadas de conversão de combustíveis fósseis, e transporte, armazenamento e uso final de energia. A identificação dos tecnologias mais relevantes foi dividida em dois períodos, o primeiro entre 2005 e 2010, e o segundo a partir de 2010.

Foram detectadas, através desta pesquisa Delphi, novas tendências e tecnologias como, por exemplo: (i) a diversificação da matriz energética espanhola a partir de fontes renováveis, com, por exemplo, a diminuição dos custos de painéis fotovoltaicos, através do aumento no seu rendimento; (ii) desenvolvimento de tecnologias menos poluentes consumindo combustíveis fósseis para a geração de eletricidade, através da gaseificação do carvão em plantas de ciclo combinado, a partir de 2010, além de outras medidas para redução das emissões de gases que causam o efeito estufa, como a combustão em leito fluidizado, que diminui a emissão de NO_x; (iii) uso de sistemas inteligentes para gestão automatizada de processos em plantas, levando a melhorias em sua eficiência; (iv) repotenciação de centrais via ciclo combinado e uso de gás natural; (v) difusão de sistemas distribuídos de energia elétrica; entre outros casos citados no estudo.

Capítulo 6

Evolução Esperada dos Custos Unitários de Geração das Principais Tecnologias Utilizadas no País

6.1 Tecnologias de Geração de Energia Elétrica

A escolha das tecnologias para análise nesta dissertação está diretamente ligada à atual composição do parque gerador nacional e, também, às expectativas de evolução do mesmo. A seguir, são apresentadas as principais características das tecnologias que utilizam as energias hidráulica, térmica e eólica para gerar eletricidade.

6.1.1 Hidreletricidade

A energia elétrica de origem hidráulica está entre as mais utilizadas em todo o mundo, representando cerca de 20% de toda a eletricidade gerada no planeta. Em termos absolutos, os cinco maiores produtores de energia hidrelétrica no mundo são Canadá, China, Brasil, Estados Unidos e Rússia, respectivamente. Em 2001, esses países foram responsáveis por quase 50% de toda a produção mundial de energia hidrelétrica (IEA, 2003).

Segundo o Atlas de Energia Elétrica, da ANEEL, o potencial hidrelétrico brasileiro está estimado em 260 GW, concentrados, principalmente, nas bacias do Rio Amazonas e do Rio Paraná. No entanto, apenas 68% do potencial total estão inventariados.

A energia hidrelétrica é produzida a partir do aproveitamento do potencial hidráulico de um curso de água, combinando a utilização da vazão do rio com os seus desníveis, sejam os naturalmente formados, como as quedas de água, sejam os criados com a construção de barragens.

Uma usina hidrelétrica é composta, basicamente, de barragem, sistemas de captação e adução de água, casa de força e comportas. A barragem interrompe o curso normal do rio, formando o reservatório; com isso é possível armazenar água nos períodos de cheias e formar a queda de água em um nível adequado. Ao acumular água para ser usada na geração de energia nos períodos de estiagem, o reservatório proporciona controle das vazões naturais do rio. Trata-se, nesse caso, de reservatórios de regularização, de grande importância estratégica (ANEEL, 2005).

A água captada no reservatório é levada até a casa de força através de túneis, canais ou condutos metálicos. A casa de força abriga as turbinas, que convertem a energia cinética em mecânica, e os geradores, que convertem a energia mecânica em eletricidade. A água conduzida à turbina faz com que esta gire juntamente com um gerador acoplado mecanicamente, realizando as transformações nas diversas formas de energia. Depois de passar pela turbina, a água é restituída ao leito natural do rio, através do canal de fuga.

Uma vantagem das usinas hidrelétricas, em relação a outras tecnologias, reside no fato destas usinas poderem iniciar sua geração, ou alterar seu nível de produção, muito rapidamente. Isso as qualifica como uma alternativa especialmente adequada para atender ao repentino aumento diário na demanda de eletricidade dos consumidores (ponta do consumo). Além disso, elas apresentam um baixo custo de produção, por não terem custo de combustível e por terem um reduzido custo de operação e manutenção. No entanto, seu custo de investimento inicial é, em geral, elevado, e gradativamente, os impactos ambientais estão sendo incorporados nos custos de produção.

Apesar da tendência de aumento na participação de outras fontes, devido a restrições socioeconômicas e ambientais dos projetos hidrelétricos e aos avanços tecnológicos no aproveitamento de fontes não-convencionais, espera-se que a energia hidráulica continue sendo, por muitos anos, a principal fonte geradora de energia elétrica do Brasil. Embora os maiores potenciais remanescentes estejam localizados em regiões com fortes restrições ambientais e distantes dos principais centros consumidores, estima-se que, nos próximos anos, pelo menos 50% da necessidade de expansão da capacidade de geração seja de origem hídrica.

6.1.2 Termelétricidade

Em uma usina termelétrica ocorre, primeiro, a conversão de energia química, através de uma reação de combustão, ou de energia nuclear, através de uma reação de fissão nuclear, em energia térmica. Esta última é, então, convertida, em energia mecânica, em turbinas térmicas, que, estando acopladas, através de seu eixo, com geradores elétricos, propiciam a última das conversões neste tipo de usina, que é em energia elétrica.

As usinas termelétricas podem operar segundo um ciclo a vapor, tendo como referência o ciclo Rankine, um ciclo a gás, cuja referência é o ciclo Brayton, ou um ciclo combinado, que é uma combinação entre os ciclos anteriores.

No ciclo a vapor, o fluido de trabalho é o vapor de água, que se expande em turbinas a vapor. Já no ciclo a gás, o fluido de trabalho são gases resultantes da reação de combustão, que expandem diretamente em uma turbina a gás; esta, por seu turno, aciona compressores do ar de combustão e um gerador elétrico. O ciclo combinado consiste no acoplamento dos sistemas a vapor e a gás, que, trabalhando juntos no mesmo ciclo, garantem que a energia associada à descarga a alta temperatura dos gases de combustão na turbina a gás seja aproveitado para geração de vapor, aumentando significativamente o rendimento do ciclo.

Em um ciclo a vapor, o calor necessário à produção do vapor, nas condições de temperatura e pressão requeridas, pode ser fornecido por uma caldeira convencional, queimando qualquer tipo

de combustível, ou por um reator nuclear. Nas usinas que operam segundo o ciclo combinado, a geração de vapor ocorre em caldeiras de recuperação, que podem possuir, quando necessário, queima suplementar de combustíveis. Atualmente, não são todos os tipos de combustíveis que podem ser queimados nas câmaras de combustão das turbinas a gás, seja em ciclos simples, também conhecidos como ciclos abertos, ou em ciclos combinados, também denominados ciclos fechados. Há, atualmente, grandes expectativas sobre a economicidade futura da gaseificação de combustíveis sólidos, como o carvão mineral e o bagaço da cana, e a queima posterior dos gases resultantes nas câmaras de combustão de turbinas a gás operando segundo o eficiente ciclo combinado.

As usinas que operam segundo o ciclo a gás possuem um custo unitário de investimento menor do que as usinas que operam segundo o ciclo a vapor. Por outro lado, por requererem combustíveis mais “nobres”, o custo unitário de combustível das primeiras é, em geral, mais elevado do que o das usinas a vapor. Como o despacho de usinas termelétricas usualmente segue o critério da “ordem de mérito”, ou seja, despacha-se primeiro as usinas de menor custo operacional, e as turbinas a gás possuem partida rápida e acompanham facilmente variações bruscas de carga, elas normalmente são empregadas para atender a ponta da curva de carga. Esta flexibilidade operacional das turbinas a gás faz também com que elas sejam despachadas por “razões elétricas”, ou seja, para atender eventuais restrições na rede de transmissão.

Em parques geradores puramente termelétricos, ou em parques hidrotérmicos com predominância termelétrica, a maioria das usinas que operam segundo um ciclo a vapor atende a base ou a região intermediária da curva de carga, enquanto as turbinas a gás atendem a ponta desta curva. Nestes sistemas, as usinas de ciclo combinado usualmente operam na base da curva de carga, de forma a se aproveitar ao máximo o elevado rendimento destas usinas.

Já em parques geradores hidrotérmicos com predominância hidrelétrica, como no Brasil, as usinas termelétricas operam em regime de “complementação térmica”, no qual elas só são despachadas, em ordem de mérito, quando não há geração hidrelétrica suficiente para atender a carga, i.e., em anos de baixa hidraulicidade e na estação seca. Em anos de elevada hidraulicidade

e na estação de chuvas elas permanecem desligadas, ou, então, operando com uma geração mínima obrigatória, denominada “geração inflexível”, por conta de contratos de suprimento de combustível do tipo “*take or pay*”, que prevêm a aquisição de uma quantidade mínima obrigatória do combustível; este tipo de contrato obriga as usinas que a adotarem a terem um fator de capacidade mínimo obrigatório, independente de seu eventual despacho por ordem de mérito, produzindo a chamada “geração flexível”.

Logo, uma usina termelétrica no sistema hidrotérmico brasileiro pode ser: (i) 0% flexível, ou seja, ela tem que ser despachada obrigatoriamente o tempo todo; (ii) 100% flexível, i.e., ela só é despachada, por ordem de mérito, quando não houver geração hidrelétrica suficiente e nem disponibilidade de geração termelétrica mais barata; e (iii) possuir um “grau de flexibilidade” entre 0 e 100%, em que só sua parcela flexível é despachada por ordem de mérito.

É importante destacar que uma usina termelétrica a gás inicialmente construída para operar em ciclo simples, por razões referentes à necessidade de rápida implantação da usina, pode fechar o ciclo depois de alguns anos para se adaptar às novas características na “região elétrica” em que está inserida para, por exemplo, operar na base.

Ao invés de utilizar uma turbina a gás, ou uma turbina a vapor como máquina motriz, uma usina termelétrica pode, também, empregar, para esta finalidade, um motor de combustão interna alternativo³. Este motor segue o ciclo Diesel, que, em geral, é mais eficiente do que o ciclo Otto, e pode consumir óleo diesel, óleo combustível não muito viscoso, gás natural, ou “gás pobre”, que é um gás de baixo poder calorífico oriundo da gaseificação de combustíveis sólidos, de processos industriais, de aterros sanitários, ou da biodigestão de resíduos da biomassa.

Usinas termelétricas que utilizam motores Diesel possuem custos unitários de investimento em geral menores do que centrais termelétricas a vapor, mas, em compensação, seus custos unitários de operação e manutenção, incluindo o custo do combustível, são mais elevados,

³ As turbinas a gás também são motores de combustão interna, só que rotativos. As turbinas a vapor são motores de combustão externa, que ocorre na caldeira; o vapor gerado nesta última, graças a esta combustão, expande nas turbinas produzindo potência motriz.

quando se requer fatores de capacidade altos. Nestes casos e para capacidades instaladas de várias dezenas, ou centenas de MW, o custo unitário de geração das centrais termelétricas a vapor é inferior ao das usinas termelétricas que empregam motores Diesel.

Apesar dos motores Diesel alcançarem rendimentos superiores aos das turbinas a gás, estas últimas possuem, em geral, custos unitários de geração inferiores aos motores Diesel quando sua potência instalada é superior a algumas dezenas de MW.

As principais aplicações estacionárias dos motores Diesel, para geração de energia elétrica, ocorrem: (i) quando se requer fatores de capacidade e potências instaladas relativamente baixas, ou atuação como unidades de reserva⁴, em sistemas elétricos interligados; (ii) para atendimento da carga em sistemas elétricos isolados, quando não se dispõe de alternativas de geração mais baratas; (iii) como unidades de reserva (“*stand by*”) em instalações de médios ou grandes consumidores industriais ou comerciais; e (iv) como unidades de atendimento da carga no período de ponta, ou como máquinas motrizes de plantas de cogeração, em instalações de autoprodutores.

Quando não dispõem de usinas hidrelétricas com baixos custos de geração, as instalações de cogeração são as preferidas pelos autoprodutores de energia elétrica, no setor industrial e, de uma forma crescente, também no grande comércio (*shopping centers*) e serviços (grandes hotéis e hospitais).

A cogeração é definida como a geração seqüencial de energia mecânica e/ou elétrica e energia térmica, a partir da queima de um ou mais combustíveis. A situação economicamente mais favorável é quando este combustível é um resíduo disponível no processo industrial, como são os casos do bagaço de cana, nas usinas de açúcar e álcool, da lixívia, ou licor negro, nas plantas de celulose e dos gases de coqueria, alto-forno e aciaria, em uma siderúrgica integrada. As usinas de cogeração, no entanto, também podem consumir combustíveis fósseis, como o gás natural, óleo combustível e carvão mineral, além de resíduos agrícolas, florestais, ou urbanos. As

plantas de cogeração podem seguir os ciclos a vapor, a gás ou combinado, tal qual as centrais termelétricas convencionais e, como nestas, as máquinas motrizes podem ser turbinas a vapor, turbinas a gás, ou motores Diesel, e as caldeiras podem ser convencionais, ou de recuperação e, neste último caso, envolvendo, ou não, queima suplementar. A energia térmica pode ser usada para aquecimento direto em fornos ou secadores, para gerar vapor de processo, ou para produzir frio em instalações de refrigeração por absorção. A potência mecânica produzida nos eixos das turbinas pode ser completamente utilizada para gerar energia elétrica em geradores acoplados às turbinas, ou, então, parte dela pode ser usada para acionar diretamente compressores, ventiladores, bombas, moendas, etc. As turbinas a vapor de unidades de cogeração podem ser de contra-pressão, ou de extração-condensação.

As plantas de cogeração operam segundo um ciclo “*topping*” quando a geração de energia elétrica precede a produção de energia térmica e segundo um ciclo “*bottoming*” quando ocorre o contrário. A maior parte das plantas, no Brasil e no mundo, segue um ciclo “*topping*”, pois no ciclo “*bottoming*”, em geral, a temperatura do fluido de trabalho da turbina não é muito elevada, acarretando, como consequência, rendimentos relativamente baixos durante sua expansão, para produzir potência elétrica.

Como é quase impossível uma unidade de cogeração atender simultaneamente às cargas elétrica e térmica da instalação do autoprodutor, deve-se escolher entre: (i) atender à carga térmica e se adquirir da rede (ou vender para ela) a demanda de eletricidade não suprida pela unidade (o excedente de geração da planta); ou (ii) suprir toda a demanda de eletricidade da instalação e satisfazer, através de outros equipamentos (caldeiras, por exemplo), a demanda térmica não atendida pela unidade de cogeração, ou, vender⁵ o excedente de energia térmica produzida na cogeração. Na primeira destas situações diz-se que a unidade de cogeração opera em “paridade térmica” e, na segunda, em “parida elétrica”. A operação em paridade térmica é a mais usual no Brasil.

⁴ Neste caso, o custo unitário de geração dos motores Diesel se torna bastante elevado, vis-à-vis as alternativas usuais de suprimento do mercado, se os motores tiverem que operar por períodos longos.

⁵ Se não for possível vender, este excedente será desperdiçado.

A escolha da melhor configuração de ciclo e equipamentos constituintes de uma planta de cogeração para uma dada instalação consumidora depende de vários fatores. Pode-se destacar, entre eles, a relação (energia térmica/energia elétrica) tanto da instalação consumidora como da configuração de cogeração sendo analisada, os preços/tarifas de compra e de venda de energia elétrica, o preço do combustível a ser utilizado em cada configuração, o atual custo de suprimento da demanda de energia térmica da instalação consumidora, e eventuais facilidades de financiamento, ou incentivos fiscais, diferenciados para as configurações.

6.1.2.1 Termelétricas a Gás Natural

Apesar de o Balanço Energético Nacional informar a utilização de quantidades de gás natural muito pequenas para geração de energia elétrica a partir de 1988, seu consumo somente começou a ganhar relevância a partir de 1999.

Em 24 de fevereiro de 2000, o governo federal instituiu o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), através do Decreto nº 3.371. As metas deste programa eram:

- (i) complementar a oferta de energia elétrica no país;
- (ii) propiciar ganhos de confiabilidade e eficiência ao sistema gerador;
- (iii) aumentar a participação da iniciativa privada na geração de energia elétrica;
- (iv) permitir a regularização dos níveis de armazenamento de reservatórios; e
- (v) atingir, até 2009, um perfil hidrotérmico na proporção 82% e 18%, respectivamente.

O PPT contemplava a construção de 47 termelétricas a gás natural, operando segundo o ciclo combinado, com potência total de 17.577 MW (Portaria MME nº 43, de 25 de fevereiro de 2000).

Houve grandes atrasos em função da dificuldade de obtenção de licenças ambientais e de financiamentos. O Programa também foi prejudicado por um impasse com relação ao risco cambial associado ao preço do gás natural importado.

Vinte usinas termelétricas a gás natural, com uma potência total de 8.195 MW, entraram em operação até 31 de dezembro de 2004, correspondendo a 47% da meta traçada pelo governo no PPT.

6.1.2.2 Térmicas a Carvão

A indústria de carvão mineral no País começou há cerca de 140 anos. As características dos carvões brasileiros, de baixo poder calorífico, muita cinza e alto teor de enxofre, exigem processos de beneficiamento que oneram seus custos e os tornam pouco competitivos vis-à-vis outros energéticos. Estas limitações perdem importância na medida em que são introduzidas novas tecnologias, mais apropriadas à queima direta, dispensando as etapas de beneficiamento, que foram utilizadas no passado quando o carvão utilizado na geração térmica era subsidiário da produção de carvão metalúrgico.

O carvão mineral brasileiro concentra suas reservas na região sul do País, principalmente no Rio Grande do Sul e Santa Catarina, assim como as usinas térmicas, que ficam próximas da matéria-prima. Apesar de existir uma reserva considerável no País, o carvão brasileiro não é de boa qualidade, apresentando elevados teores de cinzas, fazendo com que este tipo de tecnologia de geração de energia elétrica seja pouco competitivo.

Apesar da reserva mundial estimada de carvão mineral ser capaz de suprir a demanda por muitos anos, é necessário um esforço no desenvolvimento de novas tecnologias, com o intuito de diminuir a emissão de poluentes provenientes deste combustível, que, entre os combustíveis fósseis, é o mais poluente. Neste sentido, duas rotas tecnológicas vêm sendo desenvolvidas: a Gaseificação Integrada com Ciclo Combinado – GICC e a Combustão em Caldeiras de Leito Fluidizado Pressurizado – CLFP.

Em uma central termelétrica de ciclo combinado a partir de carvão mineral, com a tecnologia GICC, o gás combustível obtido do carvão é fornecido a uma turbina a gás. No gaseificador, a produção do gás combustível ocorre a partir da reação química do carvão com o ar

extraído do compressor da turbina, sendo, também, usado vapor nesse processo. Em alguns casos, no lugar do ar pode-se usar o oxigênio para a gaseificação, mas a viabilidade econômica desta alternativa depende do custo da produção do oxigênio. Na saída do gaseificador, um sistema de limpeza de gases elimina os particulados, os álcalis e outros compostos gasosos indesejáveis para a operação confiável da turbina a gás, da caldeira de recuperação e do ciclo a vapor.

Em uma central de ciclo combinado com a tecnologia CLFP, o vapor é gerado tanto em uma caldeira de leito fluidizado pressurizado, como em uma caldeira de recuperação. Os gases quentes à alta pressão são expandidos diretamente na turbina, a qual aciona o compressor que fornece o ar para a combustão na caldeira, ao mesmo tempo em que viabiliza a geração de eletricidade (Lora e Nascimento, 2004).

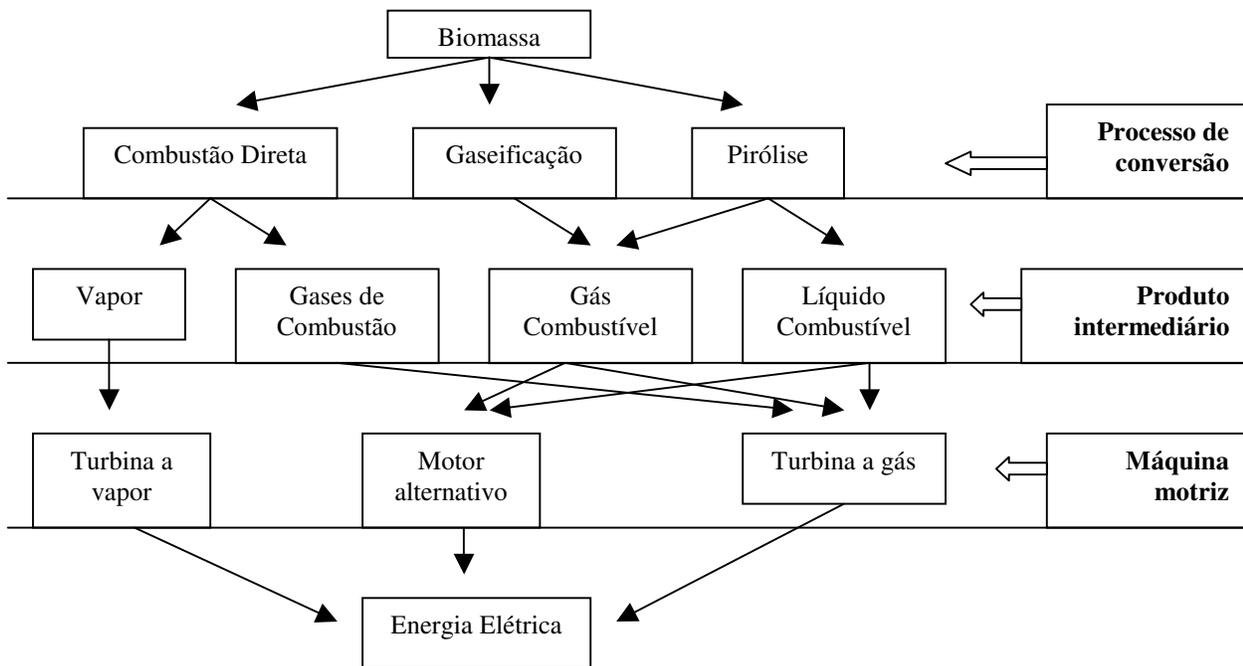
6.1.2.3 Térmicas à Biomassa

A indústria sucroalcooleira brasileira é uma das mais tradicionais e antigas indústrias não extrativas de manipulação e processamento da biomassa no Brasil. Para atender às suas necessidades energéticas, em termos de vapor de processo, energia mecânica e energia elétrica, esta indústria utiliza a biomassa residual do processamento da cana-de-açúcar nas usinas – o bagaço da cana.

A indústria sucroalcooleira é a maior autoproductora de energia elétrica do País, além de vender para a rede pública montantes significativos de eletricidade excedente gerada em suas plantas de cogeração, que operam segundo o ciclo a vapor e empregam, em sua maioria, turbinas de contra-pressão, mas, de uma forma crescente, também utilizam turbinas de extração-condensação, que possibilitam uma maior produção de energia elétrica excedente.

Segundo Tolmasquim (2005), são várias as vias tecnológicas para a geração de energia elétrica a partir da biomassa e, em todas elas, há um processo de conversão da biomassa em um produto intermediário, utilizado em uma máquina motriz para produzir energia mecânica, que aciona um gerador de energia elétrica. Na Figura 6.1 são mostradas as possíveis etapas de

transformação da biomassa, desde o processo de conversão em um produto intermediário, até o uso final em uma máquina motriz, resultando, em seguida, na geração de eletricidade.



Fonte: WALTER, 1997

Figura 6.1 Processos de Produção de Energia Elétrica a partir da Biomassa

A gaseificação da biomassa para geração de eletricidade pode ser feita através de leito fluidizado borbulhante, leito fluidizado circulante e leito fluidizado com aquecimento indireto.

As usinas termelétricas que operam com gaseificação da biomassa integrada com turbinas a gás dispõem das seguintes tecnologias:

- *Biomass Integrated Gasification Gas Turbine (BIG-GT)*;
- *Biomass Integrated Gasification Steam Injected Gas Turbine (BIG-STIG)*;
- *Biomass Integrated Gasification Intercooled Steam Injected Gas Turbine (BIG-ISTIG)*; e
- *Biomass Integrated Gasification Gas Turbine Combined Cycle (BIG-GTCC)*.

6.1.3 Usinas Eólicas

A utilização da energia eólica no mundo para produção de eletricidade em larga escala vem sendo cada vez mais difundida em diversos países de todos os continentes, por se tratar de uma geração livre de emissões e de custos de implantação progressivamente baixos, com o aprimoramento tecnológico.

A Alemanha destaca-se como líder mundial em potência instalada e na fabricação de turbinas. O País superou a marca de 14.500 MW em capacidade instalada, capaz de abastecer cerca de 4,7% da demanda alemã.

No Brasil, a região Nordeste é que possui maiores potenciais para instalações de usinas eólicas. Até 2004, o potencial instalado no parque gerador de energia elétrica brasileiro equivalia a 28,55 MW. Com o Programa Proinfa será injetado no sistema elétrico cerca de 1.422,92 MW, com empreendimentos selecionados pelo programa.

Atualmente, o País avança na tecnologia eólica com dois fabricantes instalados e, segundo Tolmasquim (2005), mais duas fábricas devem se instalar no Brasil. Com relação a investimentos em empreendimentos de fontes renováveis, o BNDES criou um programa de financiamento que disponibiliza até 80% do valor do empreendimento, sendo os 20% restantes de capital próprio do investidor.

Na comercialização da energia disponível através do Proinfa está a Eletrobrás, que garante a compra da energia contratada durante 20 anos.

6.1.4 Pequenas Centrais Hidrelétricas

As usinas hidrelétricas de pequeno porte surgiram no Brasil da necessidade de fornecimento de eletricidade para serviços públicos e indústrias em desenvolvimento no fim do século XIX.

O termo Pequena Central Hidrelétrica (PCH) foi definido, legalmente, pela Portaria DNAEE 109, de 24 de novembro de 1982, que determinou serem PCH's aquelas centrais hidrelétricas que possuíssem uma potência instalada total de, no máximo, 10 MW e atendessem a determinadas características. No entanto, ao longo dos anos, houve modificações legais para melhor ajustar a definição, até que, em 04 de dezembro de 1998, através da resolução ANEEL nº 394, estabeleceu-se que os aproveitamentos com características de PCH são aqueles que têm potência entre 1 e 30 MW e área inundada até 3,0 km², delimitada pela cota de água associada à vazão de cheia com tempo de recorrência de 100 anos. Sendo assim, todas as limitações anteriores foram eliminadas. Em 09 de dezembro de 2003, a Resolução ANEEL nº 652 definiu diretrizes para os casos em que a área do reservatório fosse superior aos 3,0 km² e determinou novas condições de atendimento às características. O aproveitamento hidrelétrico com potência superior a 1MW e igual ou inferior a 30 MW, destinado a produção independente de energia, autoprodução ou produção independente autônoma se caracteriza como Pequena Central Hidrelétrica.

Com relação às características das PCH's, elas podem ser classificadas quanto à capacidade de regularização do reservatório em três tipos: a fio d'água; de acumulação, com regularização diária do reservatório; e de acumulação, com regularização mensal do reservatório. Uma segunda característica refere-se ao sistema de adução, que pode ser de dois tipos: adução em baixa pressão com escoamento livre em canal/ alta pressão em conduto forçado; ou adução em baixa pressão por meio de tubulação/ alta pressão em conduto forçado. Uma terceira característica trata da potência instalada e da queda de projeto, cujas especificações estão indicadas na Tabela 6.1.

Tabela 6.1 Classificação das PCH's

Classificação	Potência - P (kW)	Queda de projeto - H		
		Baixa	Média	Alta
Micro	P<100	H<15	15<H<50	H>50
Mini	100<P<1000	H<20	20<H<100	H>100
Pequenas	1000<P<30000	H<25	25<H<130	H>130

Fonte: (Eletrobrás, 2000) - Extraído de (Tolmasquim, 2005).

As Pequenas Centrais Hidrelétricas também são contempladas no Programa de Incentivo às Fontes de Energias Alternativas (Proinfa). Segundo o Banco de Informações da Geração – BIG da ANEEL (www.aneel.gov.br, consultado em 12/01/2006), há 259 empreendimentos em operação, somando 1.347,91 MW de potência, que representa 1,43% do total. Há, ainda, 39 empreendimentos em construção, o que representa um acréscimo no sistema de 549,26 MW de potência. Estes valores já contemplam a demanda do Proinfa, que totaliza 1.191,39 MW.

Por ser uma fonte alternativa renovável de energia, as PCH's possuem alguns incentivos legais, como financiamentos no BNDES, permissões para venda de sua energia assegurada diretamente às concessionárias de serviço público ou a consumidores finais com demanda acima de 500 kW, além de se beneficiarem das facilidades do Proinfa.

As políticas de estímulo à geração descentralizada de energia elétrica promovem uma crescente participação de fontes alternativas na matriz energética nacional, e nesse contexto, as pequenas centrais hidrelétricas terão certamente um papel importante a desempenhar (ANEEL, 2005).

6.2 Valores Históricos e Evolução Prevista dos Custos Unitários e da Eficiência de Geração, Segundo a Literatura Consultada

Nesta seção são apresentados os dados levantados por estudos nacionais e internacionais, mencionados no capítulo 5, a respeito do custo unitário de geração de energia elétrica. Tal custo é composto, basicamente, por três parcelas: custos de investimento, custos de operação e manutenção e custos de combustíveis (quando aplicável). Outros parâmetros também são bastante relevantes na formação do custo total, como os fatores de capacidade e as eficiências dos empreendimentos, além das taxas e impostos, que representam os encargos econômico-financeiros do investimento.

Os dados estão dispostos por tipo de tecnologia e por referência bibliográfica consultada; além disso, as tabelas elaboradas nesta dissertação também mostram o período de tempo adotado

por cada referência bibliográfica para suas estimativas de custo e as taxas de desconto utilizadas nos cálculos correspondentes. Como estes períodos de tempo são diferentes nas diversas referências bibliográficas consultadas, a fim de permitir uma comparação entre todas estas estimativas de custos unitários, elas foram convertidas para dólares constantes de 2003. A taxa de câmbio média utilizada para 2003 foi de 2,88 R\$/US\$ e como índice de correção utilizou-se o IGP-M.

6.2.1 Custo Unitário de Geração

Os custos unitários de geração apresentados na Tabela 6.2 são os valores levantados nas referências bibliográficas nacionais e internacionais consultadas neste trabalho, convertidos para dólares de 2003. No cálculo destes custos foram utilizadas diferentes taxas de desconto, que variaram de 7,5 a 15%.

É interessante observar que os dados obtidos para as usinas hidrelétricas provém apenas de referências nacionais, na medida em que esta fonte não tem grandes perspectivas de crescimento no âmbito mundial, devido ao esgotamento do seu potencial, já explorado, em muitos países. Seu custo unitário de geração varia de 14 a 52 dólares por MWh.

Com relação às usinas termelétricas, pode-se comparar valores encontrados em referências internacionais com as oriundas de referências nacionais.

Os custos unitários de geração de usinas a gás natural variam na faixa de 21 a 63 US\$/MWh. Boa parte desta variação é ocasionada pelo custo do combustível, que varia bastante de um país para outro, e, em menor parte, pelas diferentes taxas de desconto utilizadas no cálculo destes custos. Ainda assim, é interessante destacar que os valores encontrados nas referências nacionais não estão muito distantes dos demais valores, apesar de utilizarem as maiores taxas de desconto (15%).

Para as usinas termelétricas a carvão foram apurados custos unitários de geração variando entre 25 e 66 US\$/MWh. Os valores provenientes de referências nacionais estão no meio desta faixa.

No caso de centrais termelétricas a biomassa, o custo unitário de geração nacional é de 18 US\$/MWh, enquanto que a estimativa da referência do Reino Unido é de 11,6 US\$/MWh.

As estimativas do custo unitário de geração da energia eólica variam bastante, de 35 a 140 US\$/MWh, para parques *onshore*, e de 123 e 109 US\$/MWh, em 2005 e 2020, respectivamente, para parques *offshore*, segundo o estudo da *Royal Academy of Engineering*. Este custo é bastante influenciado pela taxa de desconto utilizada e pelo grau de desenvolvimento da tecnologia dos aerogeradores em cada país. O valor estimado para o Brasil é de 57 dólares por MWh, segundo a referência consultada.

O custo unitário de geração das pequenas centrais hidrelétricas varia de 40 a 100 US\$/MWh no âmbito internacional, enquanto que, no Brasil, estima-se, para esta alternativa de geração, um custo médio de 29 US\$/MWh.

A produção de eletricidade a partir da energia nuclear apresenta custos unitários de geração variando de 21 a 50 US\$/MWh. No caso brasileiro, foi estimado o valor de 32 US\$/MWh, no ano de 2005.

A publicação da IEA apresenta custos unitários de geração para a energia solar variando entre 150 e 200 US\$/MWh, que, hoje em dia, só justificam sua utilização para atendimento de pequenas comunidades, em sistemas isolados e de difícil acesso.

6.2.2 Custo Unitário de Investimento

A Tabela 6.3 apresenta os valores dos custos unitários de investimento, em US\$ de 2003/kW, encontrados na literatura consultada durante o desenvolvimento desta dissertação.

Tabela 6.2 Custos Unitários de Geração, em US\$/MWh, base 2003

	<i>Referência consultada</i>	Eletrobrás		Tolmasquim	Plano Decenal	IEA		Royal Academy	
	<i>Período de estimativa dos custos</i>	2003/2012	2008/2012	2005	2004/2013	2005	2005	2005	2020
	<i>Taxa de desconto utilizada (%)</i>	15	15	15	12	5	10	7,5	7,5
Tecnologias	UHE	37	38	28	14 – 52	-	-	-	-
	UTE consumindo gás natural	-	-	39	-	37 - 60	40 - 63	44	43
	UTE consumindo carvão (GICC)	-	-	32	-	25 - 50	35 - 60	66	65
	UTE consumindo óleo diesel	30	21	-	34 – 54	-	-	-	-
	UTE consumindo biomassa			18		-	-	11,6	
	Geração eólica	-	-	57	-	35 - 95	45 - 140	92 – 123*	82 – 109*
	PCH	-	-	29	-	40 - 80	65 - 100	-	-
	Nuclear	-	-	32	-	21 – 31	30 – 50	39	42
	Solar	-	-	-	-	150	200	-	-

* offshore

Tabela 6.3 Custos Unitários de Investimento, em US\$/kW, base 2003

	<i>Referência consultada</i>	Tolmasquim	Plano Decenal	IEA	Royal Academy		Matriz Energética Brasileira				CGEE
	<i>Período de estimativa</i>	2005	2004/2013	2005	2005	2020	2005	2010	2015	2020	1999
	<i>Taxa de desconto (%)</i>	15	12	5	7,5	7,5	<i>dado não explícito</i>				-
Tecnologias	UHE	854	-	-	-	-	898	1235	1291	1291	-
	UTE gás natural	625	-	400 - 800	566	-	556	528	505	471	-
	UTE carvão (GICC)	850	-	1000-1500	1715	-	1347	1291	1235	1179	-
	UTE óleo diesel	-	282 - 682	-	-	-	1123	1123	1123	1123	-
	UTE óleo combustível	-	-	-	-	-	1201	1201	1201	1201	-
	UTE biomassa	749	-	1000-1200	3156	-	1179	1123	1068	1067	900 - 3000
	Geração eólica	892	-	870 - 1740	1269 – 1578*	1082 – 1338*	1123	1066	1010	898	-
	PCH	916	-	1000-2000	-	-	1763	1763	1763	1763	-
	Nuclear	1770	-	1000-2000	1972		1723	1549	1379	1379	-
	Célula combustível	-	-	-			1572	1403	1347	1235	-

* offshore

Os custos unitários de investimento para usinas hidrelétricas só foram encontrados em duas referências nacionais, como observado na Tabela 6.3. Os valores variam de 854 e 898 US\$/kW, dependendo da referência, em 2005, a 1291 US\$/kW, em 2015 e 2020. Este incremento de custo é justificado pelo fato de que os novos empreendimentos hidrelétricos, no futuro, irão se localizar cada vez mais longe dos grandes centros de carga e com custos de compensação ambiental crescentes.

As usinas termelétricas a gás natural são as que apresentam menores custos unitários de investimento na Tabela 6.3: entre 400 e 800 US\$/kW. No futuro, se espera uma redução deste custo. Não se pode esquecer, por outro lado, que estas usinas possuem um elevado custo unitário de combustível.

Os custos unitários de investimento das usinas termelétricas a carvão, incluindo o uso da tecnologia GICC, são bem superiores aos custos unitários correspondentes das usinas a gás natural, situando-se na faixa de 850 a 1715 US\$/kW.

Para as usinas termelétricas que consomem óleo combustível foi encontrado um valor de custo unitário de investimento intermediário aos valores médios das usinas a gás natural e os das usinas a carvão: 1201 US\$/kW. Já este custo unitário varia muito, em função da capacidade instalada, para as centrais que consomem óleo diesel e utilizam motores de combustão interna: de 282 a 1123 US\$/kW.

Segundo a literatura técnica consultada, o custo unitário de investimento das centrais termelétricas a biomassa, que, em geral, são plantas de cogeração, varia bastante, de 749 a 3156 US\$/kW; o investimento por unidade de insumo cai e as eficiências de conversão aumentam com a capacidade instalada. Os valores mais típicos estão entre 1000 e 1220 US\$/kW e tendem a diminuir um pouco no futuro.

Os custos unitários de investimento das usinas eólicas têm diminuído bastante nos últimos anos, devido a economias de escala tanto no porte das centrais como no número delas. Isto deve continuar acontecendo no futuro, provavelmente a taxas menores do que no passado. A faixa de custos unitários observada na literatura consultada é ampla, de 870 a 1740 US\$/kW.

As PCH's têm custos unitários de investimento, na Tabela 6.3, que variam de 916 a 2000 US\$/kW. Os valores apresentados para a realidade brasileira nesta tabela são menores do que alguns valores apontados nos estudos internacionais, sinalizando uma vantagem competitiva do País neste tipo de central.

Os custos unitários de investimento de usinas nucleares variam bastante e são elevados na maioria dos países, inclusive o Brasil, mas tendem a cair no futuro. Os valores encontrados na literatura consultada compreendem a faixa de 1000 a 2000 US\$/kW.

A geração de energia elétrica a partir de células combustíveis ainda não é explorada em grande escala, sendo utilizada, atualmente, sobretudo no atendimento a comunidades isoladas. O custo desta tecnologia ainda é bastante elevado - 1572 US\$/kW. Prevê-se, no entanto, sua redução para 1235 US\$/kW até 2020.

6.2.3 Custo Unitário de Operação e Manutenção

O custo unitário de operação e manutenção (O&M), excluído o combustível, em um empreendimento de geração pode ser dividido em duas parcelas: fixo e variável. O componente fixo de O&M representa o custo existente mesmo quando a usina não está em operação; por sua vez, o componente variável de O&M é diretamente proporcional à geração da usina.

As Tabelas 6.4 e 6.5 apresentam estes custos, que são considerados como parâmetros nas simulações do custo unitário de geração, na seção 6.3.

Tabela 6.4 Custos Unitários de O&M Fixos, em US\$/kW, base 2003

	<i>Fonte</i>	Tolmasquim	Royal Academy
	<i>Ano</i>	2005	2005
	<i>Taxa de desconto</i>	15%	7,50%
Tecnologias	UHE	3,9	-
	UTE gás natural	22,6	58,3
	UTE carvão (GICC)	31,2	82,3
	UTE biomassa	29,1	385,9
	Geração eólica	16	41,2
	PCH	0	-
	Nuclear	68,4	70,3

Tabela 6.5 Custos Unitários de O&M Variáveis, em US\$/MWh, base 2003

	<i>Fonte</i>	Tolmasquim	Royal Academy	
	<i>Ano</i>	2005	2005	2020
	<i>Taxa de Desconto</i>	15%	7,50%	7,50%
Tecnologias	UHE	0,52	-	-
	UTE gás natural	0,87	0,62	0,62
	UTE carvão (GICC)	0,52	-	-
	UTE biomassa	0	0	0
	Geração eólica	0	0,84	0,72
	PCH	2,43	-	-
	Nuclear	-	0,86	-

Na análise dos custos de O&M fixos, observe-se que os dados nacionais pesquisados se apresentam menores do que os dados da Royal Academy.

A Tabela 6.6 apresenta os custos totais de O&M, ou seja, ela agrega os componentes fixo e variável.

6.2.4 Custo Unitário de Combustível

Dados sobre o custo unitário de combustível são de difícil obtenção, tendo em vista que o uso, a disponibilidade, o nível tecnológico empregado e a política de fomento adotada para cada fonte em cada país são bastante variáveis.

Tabela 6.6 Custos Unitários Totais de O&M, em US\$/MWh, base 2003

Tecnologias	Fonte	IEA		Matriz Energética			
	Ano	2005	2005	2005	2010	2015	2020
	Taxa de Desconto	5%	10%	dado não explícito			
	UHE	-	-	1,5	1,5	1,5	1,5
UTE gás natural	3,7 - 6	2,8 - 4,4	8	8	8	8	
UTE carvão (GICC)	5 - 10	5,3 - 9	11	11	11	11	
UTE óleo diesel	-	-	9	9	9	9	
UTE óleo combustível	-	-	12	12	12	12	
UTE biomassa	-	-	11	11	11	11	
Geração eólica	4,6 - 12,4	5,9 - 18,2	11	11	11	11	
PCH	-	-	5	5	5	5	
Nuclear	6,3 - 9,3	6 - 10	-	-	-	-	
Célula combustível	-	-	7,3	6,2	6,2	5,6	

Do que se pode observar na Tabela 6.7, o custo unitário de combustível para usinas termelétricas que operam com gás natural varia entre 21,6 e 48 US\$/MWh. Para estas usinas, a parcela referente ao custo de combustível representa algo em torno de 50% do seu custo total de geração, parcela bastante significativa e decisiva na competitividade do empreendimento. No Brasil, a disponibilidade, os preços e as práticas regulatórias do mercado de gás natural ainda não estão totalmente definidas, tornando esta alternativa de geração aquém do que poderia ser no mercado de energia, e servindo apenas como uma fonte complementar da geração hidráulica.

Tabela 6.7 Custo Unitário de Combustível, em US\$/MWh, base 2003.

Tecnologias	Fonte	Tolmasquim	IEA	
	Ano	2005	2005	2005
	Taxa de Desconto	15%	5%	10%
UTE gás natural		21,6	29,6 - 48	29,2 - 46
UTE carvão		3,5	11,3 - 22,5	12,3 - 21
UTE biomassa		11,7	-	-
Nuclear		4,9	4,2 - 6,2	3 - 5

O custo unitário de combustível de usinas a carvão mineral varia de 3,5 a 22,5 US\$/MWh, sendo que os valores mínimo e máximo apresentados são de fontes nacional e internacional, respectivamente. A princípio, poder-se-ia deduzir, equivocadamente, que, no Brasil, esta seria uma opção de geração de energia elétrica competitiva; no entanto, quando contextualizado,

percebe-se que esta não é a melhor opção, dado que tem sido necessários subsídios para viabilizar esta forma de geração no País.

O único parâmetro levantado para o custo unitário de combustível de plantas de cogeração que operam com biomassa de cana-de-açúcar foi de 11,7 US\$/MWh, conforme indicado na Tabela 6.7.

Entre as usinas termelétricas indicadas na Tabela 6.7, as centrais nucleares são as que apresentam os menores custos unitários de combustível: 3 a 6,2 US\$/MWh.

6.2.5 Fator de Capacidade

O custo unitário de geração é fortemente influenciado pelo fator de capacidade das usinas. Logo, ao se analisar a competitividade das diversas tecnologias de geração de eletricidade, é fundamental se especificar com bastante clareza os fatores de capacidade sendo considerados. A Tabela 6.8 apresenta os fatores de capacidade associados aos diversos custos unitários de geração encontrados na pesquisa bibliográfica efetuada neste trabalho.

Tabela 6.8 Fatores de Capacidade, em %, Associados aos Custos Unitários

Fonte	Tolmasquim	Plano Decenal	IEA		Royal Academy		Matriz Energética				CCEE
			5%	10%			2005	2010	2015	2020	
Ano	2005	2004/2013	2005	2005	2005	2020	2005	2010	2015	2020	1999
UHE	56						54	54	54	54	
UTE gás natural			85				80	80	80	80	
UTE carvão (GICC)			85				85	85	85	85	
UTE óleo diesel							30	30	30	30	
UTE óleo combustível							20	20	20	20	
UTE biomassa	58						80	80	80	80	25 - 80
Geração eólica	34		17 - 38	40 - 45	35	35	35	35	35	35	
PCH	55		50				64	64	64	64	
Nuclear		84	85		90		75	75	75	75	
Célula combustível							85	85	85	85	

6.2.6 Eficiência

A eficiência de uma usina representa a capacidade de uma unidade térmica transformar combustível em eletricidade. O *Heat Rate* (HR) é definido como o número de unidades térmicas britânicas (Btu) do combustível necessário para gerar um quilowatt-hora (kWh) de eletricidade. Assim, pode-se calcular a eficiência de uma usina termelétrica a partir da seguinte relação (Tolmasquim, 2005):

$$\eta = \frac{1000}{0,2933.HR} \quad (6.1)$$

onde:

HR – *Hate Rate* (Btu/KWh)

η - eficiência

Quanto maior for o rendimento energético do combustível de uma usina termelétrica, maior será a sua produção.

Os dados de eficiência encontrados no levantamento bibliográfico sobre custos unitários de geração efetuado neste trabalho estão indicados na Tabela 6.9.

Tabela 6.9 Eficiências de Conversão de Energia Térmica em Energia Elétrica, em %

	<i>Fonte</i>	Tolmasquim	Royal Academy		Matriz Energética			
	<i>Ano</i>	2005	2005	2020	2005	2010	2015	2020
<i>Tecnologias</i>	UTE gás natural (OCGT)	34	39	43				
	UTE gás natural (CCGT)	49	58	60	45	45	45	45
	UTE carvão (GICC)		48	50				
	UTE carvão		39	43	39	39	39	40
	UTE óleo diesel				30	30	30	30
	UTE óleo combustível				30	30	30	30
	UTE biomassa	36,3	24		25	25	25	25
	Nuclear				33	33	33	33
	Célula combustível				45	45	50	53

6.3 Cálculo dos Custos Unitários de Geração, a partir de Planilhas e Incorporando Condições e Custos Locais

6.3.1 Os Dados de Entrada da Planilha Adotada

As informações básicas utilizadas nas análises econômico-financeiras descritas nesta seção estão baseadas nas perspectivas atuais e futuras levantadas nos estudos nacionais e internacionais pesquisados na dissertação. Além destas informações, também foram considerados, como parâmetros, impostos, taxas específicas do setor e condições de financiamento adotadas no País. As informações básicas e parâmetros e suas unidades estão indicadas na Tabela 6.10. Esta tabela também mostra os valores assumidos para os parâmetros adotados nas análises.

Os parâmetros mencionados acima foram adotados para quase todos os tipos de tecnologias avaliadas. Para algumas destas tecnologias, como as envolvidas no Proinfa, certas taxas são diferenciadas. Estes casos são especificados mais adiante.

6.3.2 Valores Assumidos para os Elementos da Planilha

Nesta seção são apresentados os valores mínimos e máximos dos parâmetros que foram utilizados nas simulações das planilhas de análise econômico-financeira. Estes valores fazem parte dos cenários Baixo e Alto, respectivamente, definidos mais adiante.

6.3.2.1 Valores Variáveis com a Tecnologia Analisada

6.3.2.1.1 *Custo Unitário de Investimento*

A Tabela 6.11 mostra os valores mínimo e máximo adotados para os custos unitários de investimento das tecnologias de geração de energia elétrica analisadas nesta dissertação.

Tabela 6.10 Unidades das Informações Básicas Processadas, dos Parâmetros Adotados e do Resultado Obtido na Planilha Construída nesta Dissertação

Grandezas	Unidade	Valores adotados
Informações básicas		
Produção de energia elétrica	MWh	
Potência instalada	MW	
Demanda própria	MW	
Potência líquida	MW	
Fator de capacidade	%	
Fator de disponibilidade	%	
Potência de referência	MW médios	
Energia comercializada	GWh/ano	
Tempo de vida útil	anos	
Tempo de construção	anos	
Investimento unitário	US\$/kW	
Investimento c/ juros durante a construção (JDC)	US\$	
Custo de operação e manutenção (O&M)	US\$	
Custo unitário fixo de O & M	US\$/kW	
Custo unitário variável de O & M	US\$/MWh	
Custo unitário de combustível	US\$/MWh	
<i>Heat Hate</i>	MMBtu/MWh	
Eficiência de conversão de energia térmica em eletricidade	%	
Custo unitário de transmissão	US\$/MW	
Parâmetros adotados		
PIS	%	1,65
Cofins	%	7,60
CPMF	%	0,38
Imposto sobre importações (II)	%	14,00
IPI	%	7,50
ICMS	%	12,00
Seguro	%	0,50
Depreciação anual	%	5,00
Taxa de fiscalização da ANEEL	% da receita	0,5
Contribuição Social	%	9,0
IRPJ	%	25,00
Taxa de juros do financiamento	%	12,00
% do custo de capital financiado pelo BNDES	%	70
Custo do capital próprio (Taxa de desconto)	% ao ano	12 – 15
Taxa de câmbio	R\$/US\$	2,88
Tarifa venda da energia (=1,15*custo de geração)	US\$/MWh	
Resultado		
Custo unitário de geração	US\$/MWh	

Tabela 6.11 Valores Mínimos e Máximos Adotados para o Custo Unitário de Investimento das Tecnologias de Geração de Energia Elétrica Analisadas

<i>Tecnologia</i>	Custo unitário de investimento (US\$/kW)	
	Mínimo	Máximo
UHE	854	1291
UTE gás natural (CCTG)	400	800
UTE carvão (GICC)	1000	1715
UTE óleo diesel	1123	1201
UTE óleo combustível	1123	1201
UTE biomassa	749	3156
Geração eólica	870	1740
PCH	916	2000
Nuclear	1000	2000

6.3.2.1.2 *Custo Unitário de Operação e Manutenção*

Os valores mínimos e máximos dos componentes fixo e variável do custo unitário de O&M considerados nas análises são aqueles apresentados nas tabelas 6.4 e 6.5, respectivamente. A Tabela 6.12 mostra os custos unitários de operação e manutenção totais, ou seja, após a agregação dos dois componentes.

Tabela 6.12 Valores Mínimos e Máximos Adotados para o Custo Unitário de O&M das Tecnologias de Geração de Energia Elétrica Analisadas

<i>Tecnologia</i>	Custo unitário de O&M (US\$/MWh)	
	Mínimo	Máximo
UHE	1,5	-
UTE gás natural (CCTG)	2,8	8
UTE carvão (GICC)	5	11
UTE biomassa	11	-
Geração eólica (<i>onshore</i>)	4,6	5,9
PCH	5	-
Nuclear	6	10

6.3.2.1.3 Custo Unitário de Combustível, em US\$/MWh

A Tabela 6.13 mostra os valores mínimos e máximos do custo unitário de combustível adotados para as simulações efetuadas nesta dissertação.

Tabela 6.13 Valores Mínimos e Máximos Adotados para o Custo Unitário de Combustível das Tecnologias de Geração de Energia Elétrica Analisadas

<i>Tecnologia</i>	Custo unitário de combustível (US\$/MWh)	
	Mínimo	Máximo
UTE gás natural	21,6	48
UTE carvão	3,5	22,5
UTE biomassa	11,7	-
Nuclear	3	6,2

6.3.2.1.4 Fator de Capacidade

Os fatores de capacidade mínimos e máximos adotados para as simulações das tecnologias de geração de eletricidade analisadas nesta dissertação estão indicados na Tabela 6.14.

Tabela 6.14 Valores Mínimos e Máximos Adotados para os Fatores de Capacidade das Tecnologias de Geração de Energia Elétrica Analisadas

<i>Tecnologia</i>	Fator de Capacidade (%)	
	Mínimo	Máximo
UHE	54	56
UTE gás natural (CCTG)	80	92
UTE carvão (GICC)	85	-
UTE biomassa	58	80
Geração eólica	34	45
PCH	50	64
Nuclear	75	90

6.3.2.1.5 Eficiência

A Tabela 6.15 mostra os valores mínimos e máximos adotados nas simulações para as eficiências de conversão de energia térmica em eletricidade, das tecnologias de geração termelétrica analisadas neste capítulo.

Tabela 6.15 Valores Mínimos e Máximos Adotados para a Eficiência das Tecnologias de Geração de Energia Elétrica Analisadas

<i>Tecnologia</i>	Eficiência (%)	
	Mínima	Máxima
UTE gás natural (OCGT)	34	43
UTE gás natural (CCGT)	45	60
UTE carvão (inclui GICC)	39	50
UTE biomassa	24	80
Nuclear	33	-

6.3.2.1.6 *Custo Unitário de Transmissão*

O valor adotado para o custo unitário de transmissão equivale à parcela selo da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST, que representa, em média, 80% da tarifa total. A parcela restante (20%) corresponde à parcela locacional, que varia de acordo com a localização da planta. Sendo assim, considerando que o estudo tem uma visão de longo prazo, foi representada apenas a parcela fixa. A parcela selo do custo de transmissão para a geração, $T_{GERAÇÃO}$, em R\$/MW, é calculada através da equação (6.2):

$$\frac{RAP/2}{GER} = T_{GERAÇÃO} \quad (6.2)$$

onde:

RAP – Receita anual permitida, em R\$, calculada por ciclo tarifário, que vai de julho do ano atual a junho do ano seguinte. Ela é rateada igualmente entre geração e carga, para o cálculo das suas respectivas tarifas de transmissão; e

GER – Representa a capacidade de geração contratada naquele ciclo tarifário em todo o Sistema Interligado Nacional, em MW.

A planilha faz a conversão da tarifa para US\$/MW.

Esta tarifa representa o gasto com transmissão nas tecnologias simuladas, com a exceção dos empreendimentos de geração a partir de biomassa, PCH e eólica, que possuem incentivos, dados pelo Proinfa, de redução de 50% da sua tarifa de transmissão.

6.3.2.2 Premissas Adotadas para os Impostos, Taxas e Financiamento

6.3.2.2.1 Impostos e Taxas

A alíquota utilizada do PIS (Programa de Integração Social) para todas as tecnologias simuladas foi de 1,65%. Para o Cofins (Contribuição para Financiamento da Seguridade Social), a alíquota adotada foi de 7,6%. A taxa de CSLL (Contribuição Social sobre o Lucro Líquido) sobre o lucro tributável é de 9%.

A alíquota praticada de IR (Imposto de Renda) sobre o lucro tributável é de 15% até R\$ 240.000,00 e, a partir deste valor, 25% sobre o restante. Considerou-se uma alíquota de 0,38% de CPMF (Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira) sobre a venda de energia. A alíquota praticada de II (Imposto de Importação) sobre os produtos importados é de 14%.

O IPI (Imposto sobre Produtos Industrializados) incide sobre equipamentos nacionais e importados, com uma alíquota de 7,5%. O ICMS (Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços) pode variar, dependendo do Estado em que for implantado o empreendimento; adotou-se uma alíquota média de 12% para as simulações. Foi considerada uma taxa de seguro de 0,5% sobre o ativo não depreciado da planta.

6.3.2.2.2 Financiamento

As condições de financiamento mais atrativas, atualmente praticadas, são provenientes do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES. Para as fontes alternativas renováveis de energia elétrica, criou-se um programa de apoio a investimentos que prevê uma linha de crédito com financiamento de até 80% do investimento, excluindo apenas bens e serviços importados e a aquisição de terrenos, e os 20% restante deverão ser garantidos com o capital próprio do investidor.

As condições de financiamento do BNDES incluem a Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP e um *spread* básico e de risco, ou seja, o custo financeiro é dado pela TJLP acrescida de um *spread* básico (que varia de acordo com o estabelecido nas Políticas Operacionais do Sistema BNDES) e de um *spread* de risco (que varia de acordo com a classificação de risco do cliente). Nas operações indiretas, o *spread* de risco é substituído pela comissão do Agente Financeiro, e acrescido do *spread* de intermediação financeira de 0,8% a.a. (BNDES, 2006). De um modo geral, a composição dos juros adotada neste trabalho é:

$$TJLP = \text{Custo financeiro (9,5\%)} + \text{Spread (2,5\%)} = 12\% \quad (6.3)$$

No caso dos empreendimentos contemplados no Proinfa, a Eletrobrás firmou contratos de compra de energia de longo prazo, onde assegurará por 20 anos uma receita mínima de 70% da energia contratada durante o período de financiamento e proteção integral quanto aos riscos de exposição no mercado de curto prazo. Esta é mais uma das formas de incentivo do programa, que prevê o desenvolvimento de tecnologias ainda incipientes no Brasil, e que, por este motivo, trazem consigo riscos e incertezas, requerendo ao investidor uma taxa de atratividade mínima acima do observado em outros países, onde tais tecnologias já estão mais sedimentadas.

Os juros durante a construção – JDC são contabilizados nos cálculos das planilhas de acordo com o tempo de construção de cada empreendimento e da taxa de retorno.

6.3.2.2.3 Custo do capital próprio

O custo de capital próprio é uma das variáveis mais importantes nas finanças empresariais, tendo um papel central em grande parte das decisões financeiras, por ser um padrão de referência e ligação entre as decisões de investimento e financiamento.

No Brasil, a taxa mínima de atratividade, também chamada de taxa de desconto, de um investimento no setor elétrico, varia de 12 a 20 % a.a., de acordo com o observado no mercado. Foi assumida uma variação de 12 e 15% nas simulações realizadas nesta dissertação para todos os tipos de tecnologias.

6.4 Cenários

A análise da necessidade futura de energia elétrica vem de encontro às expectativas de crescimento social e econômico do País, de tal forma que é necessário contextualizar o cenário em que se vislumbra o horizonte de planejamento. Baseado no estudo oficial do governo federal para o setor elétrico (PDEE 2006-2015), parte-se da premissa que a trajetória econômica de referência adotada neste estudo seja a mais provável e a partir deste pano de fundo são traçados três cenários, que analisam a sensibilidade dos parâmetros que compõem o custo unitário de geração deste trabalho.

O mercado de energia elétrica é fortemente influenciado pela evolução da economia, pela estrutura da renda nacional, pelo crescimento da população e número de domicílios, além dos aspectos que envolvem a consolidação das regras de mercado e definição da política energética. O cenário de referência admite que há um processo de avanço das mudanças estruturais que leva do quadro atual para um processo de consolidação das regras nos âmbitos macro e microeconômico. Assumiu-se que o Produto Interno Bruto (PIB) terá um incremento médio de 4% ao ano, enquanto a população e domicílios terão um índice de crescimento de 2,65% a.a.; considerou-se, também, que o potencial de conservação de energia médio ao longo dos dez anos de planejamento estudado será de 10% no SIN. Já o consumo de energia elétrica previsto terá um crescimento de 5,1% ao ano. Com esse panorama, acredita-se em um reflexo positivo nos indicadores de risco e

no grau de confiança dos investidores; as condições de financiamento, no entanto, devem continuar as mesmas aplicadas no mercado atualmente.

As seções 6.4.1 a 6.4.3 apresentam as simulações sobre os custos unitários das tecnologias candidatas à expansão do parque gerador nacional, utilizando a planilha e os dados apresentados nas seções anteriores. Foram elaborados três cenários - cenário de referência, cenário baixo e cenário alto, representando variações dos parâmetros escolhidos para uma análise de sensibilidade em relação ao seu impacto no custo unitário de geração das tecnologias analisadas nesta dissertação. Os parâmetros escolhidos foram: custo unitário de investimento; custo unitário de O&M (componentes fixo e variável); custo unitário de combustível; fator de capacidade; eficiência; incidência de impostos; e taxa de desconto.

6.4.1 Cenário de Referência

O cenário de referência considera os valores mais prováveis para os parâmetros associados aos vários tipos de tecnologias analisadas, além das condições de financiamento e a incidência de impostos descritos na seção 6.3.2 e uma taxa de desconto de 12%. Com estas hipóteses, obtêm-se os valores para o custo unitário de geração, em US\$/MWh, indicados na Tabela 6.10 e Figura .

Tabela 6.16 Custos Unitários de Geração para os Parâmetros do Cenário de Referência

Variáveis de entrada	FC	Custo unitário de investimento	Custo unitário de O&M fixo	Custo unitário de O&M variável	Custo unitário de combustível	Eficiência	Taxa de desconto	Custo unitário de geração
Unidade	%	US\$/kW	US\$/kW	US\$/MWh	US\$/MMBtu	%	%	US\$/MWh
UHE	55	1.050	3,90	0,52	0	-	12	35,43
Gás natural	85	550	22,6	0,87	5,34	55	12	98,25
Carvão mineral	85	1291	31,2	0,52	2,57	39	12	105,11
Biomassa	58	1000	0	11	2	36,3	12	54,76
Eólica	34	930	0	11	0	-	12	63,25
PCH	55	1500	0	3,5	0	-	12	48,74

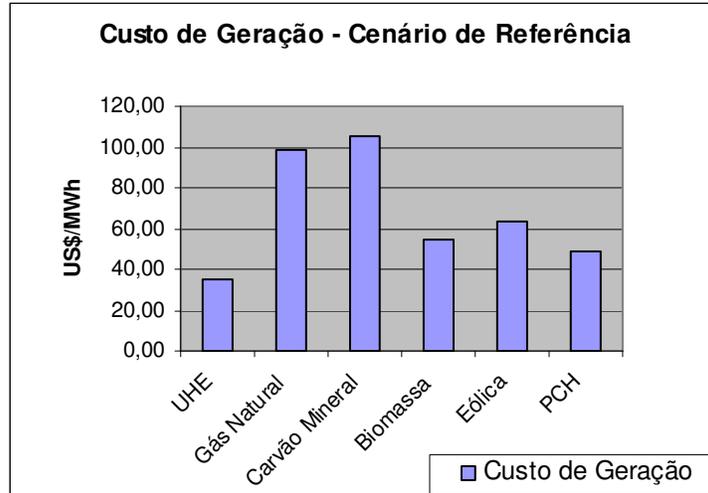


Figura 6.2 Custos Unitários de Geração no Cenário de Referência

Nesta simulação, pode-se observar que os empreendimentos térmicos a carvão mineral e gás natural, respectivamente, são as opções mais caras de expansão. As usinas a carvão mineral possuem um custo unitário de investimento elevado, associado a um rendimento relativamente baixo, tornando-as aproximadamente três vezes mais caras do que a geração de energia elétrica a partir de UHE's. Entre as opções do Proinfa, as PCH's se apresentam com maior competitividade econômica, estando próximas da opção mais viável, a expansão de hidrelétricas de grande porte, que gerariam energia elétrica a um custo de 35,43 US\$/MWh, frente a um custo de 48,74 US\$/MWh das PCH's.

Analisando a complementação térmica do parque gerador nacional, observa-se que, nas condições deste cenário, é importante incentivar investimentos em usinas a biomassa, que se apresenta como uma tecnologia competitiva.

6.4.2 Cenário Baixo

O cenário baixo representa condições em que os custos unitários de investimento, custos unitários de O&M e custos unitários de combustível são os mínimos para cada tecnologia de geração, e suas eficiências e fatores de capacidade são máximos. Com estas hipóteses, se obtém os custos unitários de geração mínimos para cada tecnologia. Neste cenário, as pequenas centrais

hidrelétricas alcançam um patamar de custo unitário de geração menor do que as UHE's. As usinas a biomassa e centrais eólicas apresentam custos menores do que as termelétricas a gás natural e carvão mineral, nesta ordem crescente de custos de geração. Os custos das primeiras tecnologias foram calculados com os incentivos estabelecidos pelo Proinfa. O impacto do custo de combustível no custo total de geração nas últimas tecnologias (GN e carvão) é bastante significativo. A Tabela 6.11 mostra os parâmetros simulados e os respectivos custos unitários de geração (CUG's) para cada tecnologia. Os CUG's também estão ilustrados na Tabela 6.17.

Tabela 6.17 Custos Unitários de Geração para os Parâmetros do Cenário Baixo

Variáveis de entrada	FC	Custo unitário de investimento	Custo unitário de O&M fixo	Custo unitário de O&M variável	Custo unitário de combustível	Eficiência	Taxa de desconto	Custo unitário de geração
Unidade	%	US\$/kW	US\$/kW	US\$/MWh	US\$/MMBtu	%	%	US\$/MWh
UHE	56	854	0	1,50	0	-	12	27,67
Gás natural	85	400	22,6	0,62	3,17	60	12	64,52
Carvão mineral	85	850	31,2	0,52	1,41	50	12	73,44
Biomassa	80	749	0	11	0,86	36,3	12	34,34
Eólica	45	870	0	5,9	0	-	12	42,82
PCH	64	916	0	2,43	0	-	12	26,18

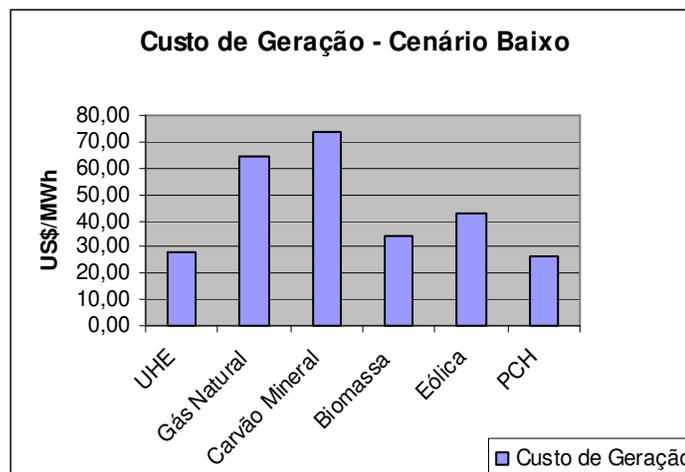


Figura 6.3 Custos Unitários de Geração no Cenário Baixo

6.4.3 Cenário Alto

O cenário alto contempla os limites superiores dos custos unitários e os limites inferiores das eficiências encontradas na literatura técnica consultada, além de uma taxa de desconto de 15%. Os custos unitários de geração resultantes da aplicação destas hipóteses estão indicados na Tabela 6.18 e na Figura 6.4.

Tabela 6.18 Custos Unitários de Geração para os Parâmetros do Cenário Alto.

Variáveis de entrada	FC	Custo unitário de investimento	Custo unitário de O&M fixo	Custo unitário de O&M variável	Custo unitário de combustível	Eficiência	Taxa de desconto	Custo unitário de geração
Unidade	%	US\$/kW	US\$/kW	US\$/MWh	US\$/MMBtu	%	%	US\$/MWh
UHE	54	1.291	3,90	0,52	0	-	15	45,83
Gás Natural	85	800	58,3	0,87	7,04	45	15	177,09
Carvão Mineral	85	1715	82,3	0	4	39	15	127,41
Biomassa	58	3156	0	11	3,65	25	15	159,79
Eólica	17	1740	0	18,2	0	-	15	218,50
PCH	50	2000	0	5	0	-	15	74,87

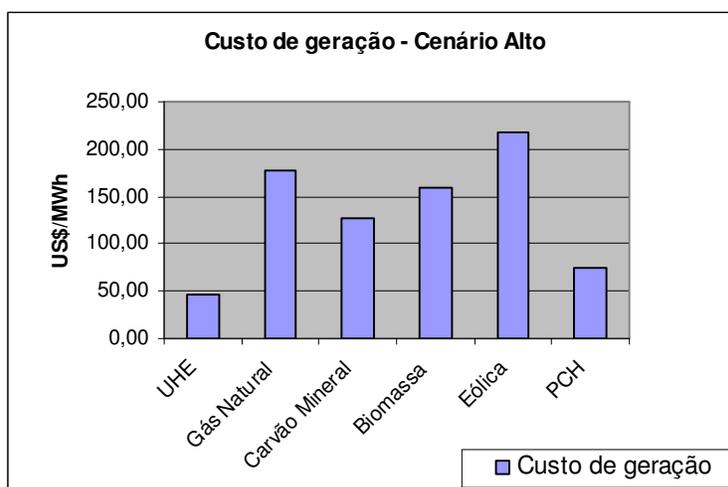


Figura 6.4 Custos Unitários de Geração no Cenário Alto

Os resultados encontrados para os custos unitários de geração são bastante elevados, devido aos custos unitários de investimento altos, associado aos baixos rendimentos. Sob estas condições, a fonte hidráulica permanece como a alternativa de geração mais barata no País, com um patamar de custo de 45,83 US\$/MWh para UHE's e 74,87 US\$/MWh para as PCH's. A alternativa térmica mais competitiva neste cenário é a usina a carvão mineral, com um valor de 127,41 US\$/MWh. Já o custo de geração da termelétrica à biomassa cresce consideravelmente, em relação aos outros cenários, dado o seu custo unitário de investimento bastante elevado neste caso. A geração eólica se apresenta como a fonte de geração de energia elétrica menos viável neste cenário, dado seu alto custo de investimento e baixo fator de capacidade.

6.4.4 Uma Análise Comparativa dos Resultados dos Cenários

Tem-se uma variação negativa de 22% a 46% entre os valores de custo unitário de geração do cenário baixo e os do cenário de referência. Já os custos unitários no cenário alto apresentam percentuais bem mais elevados em relação aos do cenário de referência, variando positivamente de 21% até 245% acima dos custos unitários encontrados como mais prováveis (Tabela 6.19).

Tabela 6.19 Comparação dos custos unitários de geração obtidos nos três cenários

	Cenário baixo	Cenário de referência	Cenário alto	Canário baixo/ Canário de referencia	Canário alto/ Cenário de referencia
Unidade	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	%	%
UHE	27,67	35,43	45,83	-22	29
Gás natural	64,52	98,25	177,09	-34	80
Carvão mineral	73,44	105,11	127,41	-30	21
Biomassa	34,34	54,76	159,79	-37	192
Eólica	42,82	63,25	218,50	-32	245
PCH	26,18	48,74	74,87	-46	54

A Figura 6.5 ilustra os valores dos custos unitários de geração nos três cenários simulados. Pode-se concluir que o comportamento dos resultados dos cenários baixo e de referência é similar, apresentando o mesmo perfil de competitividade entre as tecnologias de geração de

eletricidade. Já o cenário alto mostra uma outra situação de competitividade entre as centrais termelétricas, com as usinas a carvão mineral se apresentando como a fonte de complementação térmica mais econômica, seguida das centrais a biomassa.

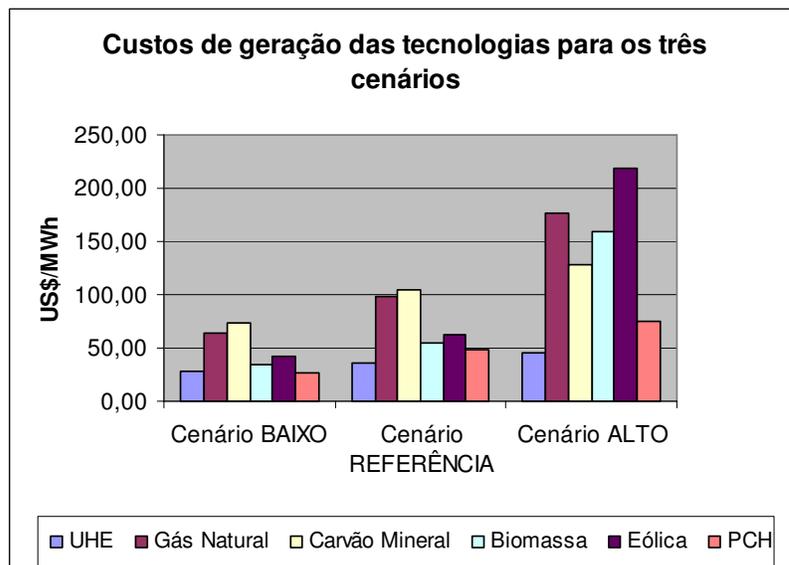


Figura 6.5 Custos unitários de geração das diversas tecnologias nos três cenários

Capítulo 7

Competitividade das Várias Tecnologias de Geração e Aspectos Estratégicos a Médio Prazo – Plano Decenal do Setor Elétrico

7.1 Premissas e Metodologia Adotadas no PDEE 2006-2015

Esta seção traz uma descrição sucinta das premissas e da metodologia adotadas no Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006 – 2015 (PDEE 2006-2015), que é o estudo mais recente publicado pela EPE/MME. Na seção seguinte é feita uma análise de sensibilidade com base nas premissas adotadas no estudo da EPE, criando novos cenários de custo unitário de operação e de fator de capacidade, com o intuito de identificar os impactos que tais parâmetros alterados têm no custo total de operação durante o horizonte do plano decenal, nos custos marginais de operação e nos riscos de déficit por subsistema. Faixas de variação dos custos unitários de operação e dos fatores de capacidade são estabelecidas, com base no levantamento de dados efetuado nesta dissertação, a fim de criar diretrizes para cenários alternativos, de custos unitários de operação, aos já estudados no planejamento da expansão da geração de energia elétrica no Brasil.

Para as projeções do consumo de energia elétrica no PDEE 2006-2015, foi adotada uma metodologia de análise e projeção de mercado, desagregado por classe de consumo e subsistema elétrico, que, tomando por base os cenários macroeconômicos e as premissas formuladas em relação a parâmetros característicos de determinados segmentos do mercado, permite compor e consolidar as projeções do mercado de energia elétrica.

Os critérios de expansão do parque gerador baseiam-se na igualdade dos custos marginais de operação (CMO) e de expansão (CME) e no limite do risco de déficit em 5%. Isto é, a opção de investimento em novos empreendimentos é viável a partir do momento em que o custo de expansão é menor do que operar com a capacidade do parque existente, além de se assumir o risco de não abastecimento da demanda em, no máximo, 5%. O custo de déficit foi estimado em 2.261 R\$/MWh.

Como premissa de expansão admitiu-se, no plano decenal, a interligação de dois sistemas isolados: Acre – Rondônia, que passa a compor o subsistema Sudeste/Centro-oeste a partir de janeiro de 2008; e Manaus- Macapá a partir de janeiro de 2012. Esta última interligação, no entanto, ainda possui pendências quanto à licitação de suas linhas de transmissão, devido a questões relativas à obtenção de licença ambiental prévia.

Está prevista para dezembro de 2007 a entrada em operação comercial do gasoduto Urucu – Porto Velho. Com isto, espera-se a conversão de 360 MW de usinas termelétricas em Porto Velho para o gás natural. Prevê-se, também, a operação do gasoduto Coari – Manaus a partir de julho de 2008, permitindo a operação de 1GW de centrais termelétricas com este combustível em Manaus, a partir da conversão de algumas usinas e de suas expansões previstas até 2012.

As tecnologias contempladas no plano decenal são as usinas hidrelétricas de grande porte, as pequenas centrais hidrelétricas, as usinas térmicas a gás natural e a carvão, a cogeração a gás natural, assim como as usinas eólicas. O Plano também considera a repotenciação e modernização de algumas usinas existentes no parque gerador.

As diretrizes para a expansão da geração são divididas em três cenários: alto, baixo e de referência..

No cenário de mercado de referência, em que o crescimento da carga do sistema é de 5,1% a.a., a evolução da capacidade instalada das usinas termelétricas mais importações totaliza 69%, resultando em 26 GW de capacidade instalada no final do período do Plano, com 50% do total correspondendo a usinas a gás natural, 13% a usinas nucleares, 10% a usinas que consomem carvão, 7% a centrais a biomassa, 8% a centrais a óleo diesel, 9% a energia importada e 3% a usinas a óleo combustível.

O cenário com mercado alto assume um crescimento 5,8% a.a. da carga. Os resultados das previsões, em termos de composição do parque gerador no final do horizonte de planejamento, são semelhante ao cenário com o mercado de referência. A diferença básica reside no montante total dos investimentos.

No cenário de mercado baixo, o crescimento da carga é de 4,1% a.a. e há uma redução na oferta de 9.000 MW, em relação ao mercado de referência. Mesmo assumindo este grau menor de crescimento do mercado, observa-se que as construções das usinas de Jirau e Santo Antonio, no rio Madeira, e de Belo Monte, no rio Xingu, são justificadas até neste cenário.

O Plano Decenal 2006-2015 mostra, ainda, os resultados de análises de sensibilidade considerando: i) a postergação da operação comercial da UTE Araucária, que não apresentou grandes impactos no sistema; ii) a redução em 20% da 1ª etapa do Proinfa, que também não apresentou efeito significativo na configuração do sistema planejado; iii) a redução da importação da Argentina e da geração da UTE Uruguaiana; neste caso, devido à competitividade dos preços e da inflexibilidade da usina, esta medida teria impacto significativo no SIN, principalmente nos custos marginais de operação; e iv) ao se considerar os três eventos simultaneamente, os impactos são ainda mais severos, tendo um custo marginal de operação maior do que 200 R\$/MWh e risco de déficit em torno de 5%, chegando a 5,5% na região Sul, em um dos períodos simulados.

7.2 Cenários Alternativos de Custos Unitários de Operação e de Fatores de Capacidade

Esta seção apresenta uma análise de três casos simulados com o auxílio do modelo Newwave (versão 12.3), utilizando os valores de custo unitário de operação e de fatores de capacidade encontrados na seção 6.4 para as usinas termoeletricas a gás natural, carvão mineral e biomassa, a partir do *deck* de dados utilizado no PDEE 2006-2015, disponibilizado no *site* da EPE. O objetivo das simulações é avaliar o impacto, no custo total de operação do plano decenal e nos custos marginais de operação e riscos de déficit dos subsistemas, dos custos unitários de operação e fatores de capacidade encontrados nos cenários de referência, baixo e alto definidos nesta dissertação.

O caso base representa os dados do PDEE 2006-2015. A partir das mesmas premissas de carga e de oferta do caso base, foram feitas modificações nos custos unitários de operação e fatores de capacidade das usinas supra-citadas para se definir os casos 1, 2 e 3, que representam, respectivamente, o cenário baixo, o cenário de referência e o cenário alto da dissertação. O caso 3 foi simulado com uma taxa de desconto de 15%, enquanto os demais foram simulados com 12%.

As usinas termoeletricas a gás natural, carvão mineral e biomassa simuladas estão indicadas na Tabela 7.1. Sua potência instalada, no total, é de 7.297,2 MW, um valor relativamente pequeno frente ao montante de expansão esperado para todo o período do Plano, que é de 26.000 MW.

A Tabela 7.2 mostra o custo total esperado de operação, em milhões de reais, para o caso base e para os cenários alternativos de custos – casos 1, 2 e 3.

Os custos totais de operação esperados dos casos 1, 2 e 3 são 3%, 4% e 49% superiores ao custo total do caso base, respectivamente. Note-se que o impacto dos altos custos de geração associados aos baixos fatores de capacidade, no caso 3, elevam bastante o custo total de operação do plano decenal.

Tabela 7.1 Custos Unitários de Operação, em R\$/MWh, e Fatores de Capacidade, em %, das Usinas Termelétricas do PDEE 2006-2015

Simuladas neste Capítulo

NUM	Nome	Tipo	Potência (MW)	SSIS	FCmax	Caso Base	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso Base	Caso 1	Caso 2	Caso 3
						FC baixo	FC ref	FC alto	Custo	Custo baixo	Custo referencia	Custo alto	
20	CUBATAO	Gás natural	216	1	100	85	85	85	159,31	66,87	67,59	170,41	
61	T.NORTE 2	Gás natural	360	1	100	85	85	85	98,24	66,87	67,59	170,41	
77	BIOMASS-IND-SE	Biomassa	1202,1	1	100	80	58	58	0,01	31,68	31,68	31,68	
78	BIOMASSA-SE	Biomassa	163,1	1	100	80	58	58	0,01	31,68	31,68	31,68	
98	ARAUCARIA	Gás natural	469	2	100	85	85	85	63,83	66,87	67,59	170,41	
99	CANDIOTA 3	Carvão	350	2	100	85	85	85	41,28	89,86	89,86	237,02	
101	JACUI	Carvão	350	2	93	85	85	85	97,00	89,86	89,86	237,02	
102	CARVAO IND. SUL	Carvão	500	2	93	85	85	85	65,00	89,86	89,86	237,02	
130	CAMACARI-G	Gás natural	350	3	97	85	85	85	130,50	66,87	67,59	170,41	
149	VALE ACU	Gás natural	340	3	100	85	85	85	135,00	66,87	67,59	170,41	
167	BIOM-IND-NE	Biomassa	200	3	100	80	58	58	0,01	31,68	31,68	31,68	
169	GAS INDIC-NE	Gás natural	2550	3	100	85	85	85	94,00	66,87	67,59	170,41	
171	APARECIDA G EXP MANAUS	Gás natural	72	4	100	85	85	85	92,93	66,87	67,59	170,41	
174	G	Gás natural	500	4	100	85	85	85	92,93	66,87	67,59	170,41	
178	EL PASO GDL	Gás natural	305	4	100	85	85	85	92,93	66,87	67,59	170,41	

NUM – Indica o número da usina;

SSIS – Indica o subsistema em que a usina está localizada;

Tabela 7.2 Custo Total de Operação do Plano Decenal, em Milhões de Reais, para o Caso Base de Custos Unitários e para os Cenários Alternativos

	Valor esperado total	Desvio padrão
Caso base (PDEE)	39.352,85	701,85
Caso 1 (Baixo)	40.708,64	743,19
Caso 2 (Referência)	41.050,25	751,02
Caso 3 (Alto)	58.810,89	732,33

A Tabela 7.3 apresentada as médias de risco de déficit para cada subsistema durante o período do plano decenal. Pode-se observar, nesta tabela, que em nenhum caso simulado o risco de déficit médio ultrapassa o limite de 5%. Analisando, agora, ano a ano, apenas em 2012 o subsistema Norte apresenta um risco de déficit de 5,2% e 5,7% nos casos 1 e 3, respectivamente, ultrapassando o limite. Nos demais casos, os riscos anuais são inferiores a este limite em todos os anos.

Tabela 7.3 Médias de Risco de Déficit, em %, por Subsistema

	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte	Itaipu	B.Monte	Madeira
	%	%	%	%	%	%	%
Caso base (PDEE)	1,84	1,04	2,0	2,57	0	0	0
Caso 1 (Baixo)	1,99	1,13	2,21	2,83	0	0	0
Caso 2 (Referência)	2,02	1,17	2,15	2,61	0	0	0
Caso 3 (Alto)	2,42	1,42	2,35	3,08	0	0	0

Os custos marginais de operação médios calculados para todo o período de planejamento, no caso 3, ultrapassam o custo marginal de expansão (CME), estabelecido em 118 R\$/MWh, nos Subsistemas Sudeste, Sul, Norte e Nordeste (Tabela 7.4).

Tabela 7.4 Custos Marginais de Operação Médios, em R\$/MWh, por Subsistema

	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte	Itaipu	B.Monte	Madeira
Caso Base (PDEE)	102,62	96,09	101,53	102,73	97,82	19,54	54,27
Caso 1 (Baixo)	112,21	104,94	111,34	112,49	106,88	22,71	61,58
Caso 2 (Referência)	114,35	106,72	112,66	113,83	108,89	23,47	63,39
Caso 3 (Alto)	132,26	124,06	131,54	132,33	125,9	28,75	76,06

A Tabela 7.5 mostra os CMO's calculados nas simulações ano a ano. Pode-se observar, nela, os valores crescentes do CMO a medida em que os custos de geração praticados em cada

cenário também são crescentes. Um fato de destaque são os patamares de CMO's encontrados no ano de 2008, que, em relação a 2007, se elevam acima de 200%; isto ocorre devido ao reduzido número de empreendimentos previstos para este período, combinado com uma série de vazões com tendência hidrológica desfavorável e uma maior utilização das unidades geradoras térmicas. Os anos seguintes, 2009 e 2010, já apresentam valores mais reduzidos, principalmente nas simulações do caso base (PDEE), caso 1 (Baixo) e caso 2 (Referência), indicando a necessidade de expansão a partir de 2011, dado o critério de CMO maior do que CME. No entanto, para o caso 3 (Alto) este critério é ultrapassado desde 2008, indicando que a disponibilidade de empreendimentos térmicos na faixa de custo estabelecido naquele cenário já indicaria a necessidade de expansão.

Tabela 7.5 Custos Marginais de Operação, em R\$/MWh, de 2006 a 2015, por Subsistema

		Sudeste	Sul	Nordeste	Norte	Itaipu	B.Monte	Madeira
2006	Caso base (PDEE)	25,48	25,77	16,56	19	24,38	0	0
	Caso 1 (Baixo)	25,92	26,21	16,75	19,27	24,8	0	0
	Caso 2 (Referência)	26,09	26,37	17,05	19,38	24,95	0	0
	Caso 3 (Alto)	26,11	26,4	17,27	19,53	24,98	0	0
2007	Caso base (PDEE)	69,63	70,04	70,27	71,85	66,79	0	0
	Caso 1 (Baixo)	70,95	71,22	71,66	73,38	68,03	0	0
	Caso 2 (Referência)	70,97	71,33	71,06	72,55	68,04	0	0
	Caso 3 (Alto)	73,3	73,67	76,48	77,24	70,28	0	0
2008	Caso base (PDEE)	164,19	162,61	153,42	157,42	157,3	0	0
	Caso 1 (Baixo)	168,85	167,29	157,91	161,87	161,79	0	0
	Caso 2 (Referência)	169,88	168,21	156,21	160,42	162,77	0	0
	Caso 3 (Alto)	181,9	180,1	172,61	175,46	174,21	0	0
2009	Caso base (PDEE)	105,06	99	106,45	106,04	100,16	0	0
	Caso 1 (Baixo)	110,07	103,84	109,81	109,7	104,88	0	0
	Caso 2 (Referência)	110,92	104,3	110,06	109,79	105,67	0	0
	Caso 3 (Alto)	125,7	118,49	125,03	124,06	119,69	0	0
2010	Caso base (PDEE)	95,53	84,73	98,31	97,97	90,55	0	0
	Caso 1 (Baixo)	103,88	92,15	104,22	103,85	98,49	0	0
	Caso 2 (Referência)	104,41	92,65	104,31	103,95	99,06	0	0
	Caso 3 (Alto)	122,41	109,8	123,83	123,32	116,15	0	0
2011	Caso base (PDEE)	123,71	110,64	122,18	124,28	117,89	0	113,35
	Caso 1 (Baixo)	134,95	121,19	133,89	135,4	128,59	0	123,54
	Caso 2 (Referência)	138,11	124,18	137,62	139,14	131,53	0	126,45
	Caso 3 (Alto)	161,43	146,21	159,28	160,68	153,72	0	147,88
2012	Caso base (PDEE)	122,37	112,57	127,61	128,43	116,68	0	118,69
	Caso 1 (Baixo)	136,34	126,68	145,09	145,96	129,76	0	132,25
	Caso 2 (Referência)	139,47	128,16	145,9	146,67	132,69	0	135,28
	Caso 3 (Alto)	165,25	152,85	172,81	173,42	157,32	0	160,29
2013	Caso base (PDEE)	114,66	105,31	115,02	115,68	109,12	0	111,22
	Caso 1 (Baixo)	131,88	120,34	135,38	135,45	125,38	0	127,92
	Caso 2 (Referência)	136,2	123,7	138,1	138,13	129,45	0	132,11
	Caso 3 (Alto)	163,79	150,32	165,42	165,9	155,58	0	158,87
2014	Caso base (PDEE)	121,91	111,39	118,81	118,72	115,83	114,61	118,24
	Caso 1 (Baixo)	142	129,58	139,04	139,2	134,73	133,62	137,73
	Caso 2 (Referência)	147,09	134,01	143,61	143,94	139,47	138,27	142,67
	Caso 3 (Alto)	178,89	165,76	176,29	175,77	169,65	168,71	173,52
2015	Caso base (PDEE)	83,67	78,9	86,7	87,9	79,54	80,8	81,16
	Caso 1 (Baixo)	97,27	90,94	99,68	100,79	92,4	93,48	94,34
	Caso 2 (Referência)	100,4	94,29	102,7	104,33	95,32	96,45	97,38
	Caso 3 (Alto)	123,8	116,96	126,42	127,88	117,4	118,8	120,08

Capítulo 8

Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros

Os estudos de planejamento da expansão de grandes sistemas hidrotérmicos, como o brasileiro, envolvem diversos fatores tecnológicos, econômicos e ambientais, em torno dos quais é necessário administrar diversos objetivos a um custo mínimo para a sociedade. A visão de planejamento sistêmico, a qual se dispõe hoje, utiliza-se de vários tipos de ferramentas computacionais que auxiliam os planejadores no processo de tomada de decisões.

A criação de um novo órgão como a Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE), que substitui o CCPE, veio com o objetivo de dar continuidade aos estudos de planejamento da expansão da geração de energia elétrica e da produção de outros energéticos, que compõem a matriz energética brasileira, impulsionando o desenvolvimento de programas computacionais que auxiliam a elaboração de planos de longo prazo, dando uma visão estratégica das possíveis evoluções desta matriz nas próximas décadas. Dentre as várias técnicas discutidas neste trabalho, destacam-se os desafios de um uso bem mais amplo, do que o feito até agora, da programação multiobjetivo, e de aprimoramentos necessários no emprego da programação mista: linear-inteira e das técnicas de decomposição na expansão do parque gerador interligado.

Uma boa integração entre os planos de expansão do setor elétrico e a expansão prevista para a área de combustíveis, destacando-se o gás natural, o carvão mineral e os combustíveis e resíduos oriundos da biomassa, constitui uma tarefa inovadora e muito importante para a EPE e para o MME. A inserção da expansão da geração distribuída de energia elétrica, com destaque para as unidades de cogeração e para as fontes renováveis alternativas, como a eólica

e a solar, e de novos programas de eficiência energética no planejamento setorial constituem outras inovações essenciais no planejamento dos próximos anos, que irão requerer, para seu sucesso, uma descentralização do processo de planejamento.

As propostas de avanços metodológicos e de modelagem aqui discutidos só se tornarão viáveis se forem acompanhadas da montagem de uma ampla e consistente base de dados. Um sistema nacional de informações energéticas, proposto pelo MME há vários anos e ainda não implementado, viria ao encontro desta necessidade.

O levantamento dos parâmetros que formam os custos unitários de geração, através de literatura técnica nacional e estrangeira, além das perspectivas de evolução das tecnologias que compõem o parque gerador nacional, serviram de insumo, nesta dissertação, para a análise das condições econômico-financeiras encontradas pelos investidores no setor elétrico brasileiro. Os resultados das simulações apontam as usinas hidrelétricas de grande porte como uma fonte de energia elétrica incontestavelmente mais barata, em relação às demais. No geral, os valores de custo unitário de geração calculados neste trabalho estão acima do praticado atualmente. Se for levado em consideração que os problemas sócio-ambientais envolvendo os empreendimentos de grande porte são cada vez maiores e contabilizando as dificuldades de se explorar um potencial hidráulico distante dos grandes centros consumidores, o que implica na construção de grandes trechos de linhas de transmissão, se conclui como é importante analisar alternativas de geração mais próximas dos centros de carga, que complementarão o parque gerador existente.

O estudo oficial do governo, o Plano Decenal de Expansão 2006-2015, aponta como as principais alternativas de expansão diversos empreendimentos hidroelétricos ainda em fase de estudos de viabilidade, como os empreendimentos de Belo Monte, no rio Xingu, Jirau e Santo Antônio, no rio Madeira, Serra Quebrada e Tupiratins, no rio Tocantins, entre outros, que formam um montante de aproximadamente 20GW de capacidade instalada (que representam algo em torno de 65% do total de expansão hidrelétrica); restrições ambientais e o tempo de execução podem ser impeditivos para a operação comercial destes empreendimentos no horizonte de planejamento do Plano. Uma vez que não se confirmem todos estes empreendimentos e que o crescimento da demanda de energia elétrica seja elevado, conforme

previsto no Plano, é necessário solidificar a complementaridade térmica do parque gerador nacional, a fim de garantir a oferta de energia de forma segura.

O cenário de referência para o custo unitário de geração das usinas, abordado no capítulo 6, aponta as centrais que consomem biomassa (sobretudo bagaço de cana) e as usinas eólicas como alternativas de geração mais competitivas para complementar à hidroeletricidade, do que as usinas a carvão mineral e a gás natural. O mesmo ocorre com o cenário de baixo custo de geração, que apresenta a mesma configuração das tecnologias, i.e., as UHE's e PCH's são as opções de baixo patamar de custo, seguidas das centrais a biomassa, geradores eólicos, usinas a gás natural e centrais a carvão mineral, com valores em US\$/MWh mais elevados.

O cenário alto combina elevados custos unitários de investimento com baixos rendimentos e uma taxa de capital próprio do investidor de 15% ao ano, levando a patamares de custos unitários de geração bastante elevados. Para esta configuração foi obtida a seguinte seqüência de custos unitários de geração crescentes: UHE's, PCH's, usinas a carvão mineral, centrais a biomassa, usinas a gás natural e geradores eólicos. Observou-se, neste cenário, a importância da eficiência dos equipamentos e do ganho na produtividade das usinas e o impacto da taxa de desconto na formação do custo total de energia, que traduz o risco financeiro associado ao empreendimento.

É importante ressaltar que as usinas termoeletricas a gás natural, que o governo brasileiro esperava se tornarem a principal fonte de complementação térmica à geração hidráulica, não aparecem, nas análises desta dissertação, como a opção mais proeminente. Este fato pode ser explicado pela parcela do custo de combustível na composição total do custo de geração, que, nos três cenários de custo avaliados, se mostrou mais caro do que os demais combustíveis. É visível a necessidade de definição de uma política mais coerente em relação ao preço do gás natural para a termoeletricidade e de investimentos vultosos na construção de gasodutos.

Constatou-se, nas análises de sensibilidade realizadas no capítulo 7, que o impacto dos valores simulados do custo unitário de operação das usinas térmicas pode ser bastante significativo nos custos marginais de operação e nos riscos de déficits, requerendo

antecipações de investimentos, no cenário de custos unitários mais elevados, para o sistema operar de forma otimizada e segura.

O momento que o Brasil atravessa, com o mais recente plano do governo Luís Inácio Lula da Silva, chamado de Plano de Aceleração do Crescimento, necessitará de uma atenção especial no setor elétrico brasileiro, uma vez que se pretende impulsionar o desenvolvimento econômico com taxas de crescimento bem acima do que vem sendo observado no País, o que demandará, também, uma crescente expansão da oferta de eletricidade, que dependerá não só de investimentos públicos, como, principalmente, do investimento privado no setor. Tem sido feitos questionamentos a respeito da crescente parcela tributária na tarifa de energia elétrica, o aumento dos custos de transmissão, o fortalecimento do órgão regulador e uma maior previsibilidade da solução das questões ambientais, aumentando a confiança dos investidores privados e reduzindo o risco de intervenções políticas no mercado de energia elétrica.

Os desafios estão lançados. A proposta do País é de um desenvolvimento sustentável em todos os aspectos da sociedade e a componente energia elétrica está intrinsecamente ligada a todos eles, tornando-se uma questão fundamental a ser discutida e tratada, onde o planejamento setorial é de caráter estratégico e sinaliza a tendência de desenvolvimento. Cabe a todos os agentes do setor contribuir com seus estudos e perspectivas para que o papel do planejamento energético retrate cada vez mais as oportunidades de melhorias.

As dificuldades encontradas durante o desenvolvimento deste trabalho servem como sugestões de continuidade do mesmo. A necessidade da criação de uma base de dados consistente para o planejamento energético é de suma importância no prosseguimento de novas pesquisas e na análise de novos enfoques de trabalho. A utilização de um modelo computacional elaborado especialmente para o planejamento de longo prazo, poderia explicitar mais claramente as incertezas encontradas em um planejamento com este horizonte. Um exemplo seria a aplicação do modelo MELP em estudos deste tipo. Um outro aspecto que poderia ser melhor explorado é a interface do planejamento da expansão da geração e a expansão dos sistemas de transmissão, a partir dos leilões de energia e dos empreendimentos de transmissão e os impactos dos preços da energia elétrica nos mercados de contratação regulada (ACR) e de contratação livre (ACL).

Referências Bibliográficas

Anderson, D. and Turvey, R. *Electricity Economics*. The John Hopkins University Press. 1977.

ANEEL. *Atlas de Energia Elétrica*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 1^a edição, 2002, 153p.

ANEEL. *Atlas de Energia Elétrica*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2^a edição, 2005, 243p.

Antunes, C. H., Martins, A. G., Brito, I. S. A multiple objective mixed integer linear programming model for power generation expansion planning. *Energy* (29), pp.613-627, 2004.

Bajay, S. V. Desafios metodológicos e organizacionais no planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro e na elaboração das projeções da matriz energética brasileira, In: Congresso Latino-Americano de Geração e Transmissão de Eletricidade, 5. *Anais* (na forma de CD). Escola de Engenharia de Guaratinguetá/UNESP. São Pedro, SP. Brasil, 2003.

Bajay, S. V. Planejamento da expansão de sistemas hidrotérmicos de potência: o estado da arte, a prática do setor elétrico brasileiro e novas necessidades. In: Congresso Latino-Americano de Geração e Transmissão de Eletricidade, 3. Campos do Jordão, SP. Brasil, 1997. *Anais*, vol.1, pp.56-61.

Bajay, S.V. *Analysis of Regional Development Alternatives for Large Power Generating Systems – A methodological Approach Concerning the Brazilian South Eastern Region*. England: Faculty of Engineering / University of Newcastle upon Tyne, 1981, Ph.D. thesis.

Beglari, F and Laughton, M.A. Model building with particular reference to power system planning: The improved Z - substitutes method, *Energy Modelling* (special *Energy Policy* issue): 57-70, 1973.

BNDES. Manual da TJLP. Publicado em 26/07/2006.

Carvalho, C. B. *Avaliação Crítica do Planejamento Energético de Longo Prazo no Brasil, com ênfase no tratamento das incertezas e descentralização do processo*. Campinas: Planejamento de Sistemas Energéticos, FEM/UNICAMP, 2005, Tese (Doutorado).

Carvalho, C. H. B. Relatório de Critérios da Metodologia a ser Utilizada para Análise Econômico-financeira de Projetos de Geração de Energia – Eólica, PCH e Biomassa. MME/ SEM, Projeto PNUD. Brasília, julho, 2002.

CCEE. Regras de Comercialização – Módulo I: Preço de Liquidação das Diferenças. Data de vigência: 01/01/2006.

CCPE/CTDO. *Plano Decenal de Expansão 2004-2013: Expansão da Oferta de Energia Elétrica do Sistema Interligado Nacional*. 2004.

CEPEL. Cadeia de modelos matemáticos e programas computacionais desenvolvidos pelo CEPEL para o planejamento da expansão e da operação energética do sistema brasileiro. Apresentação em *power point* para o Ministério de Minas e Energia em 10/07/2003. Brasília, DF. 2003.

CGEE. Estado da arte e tendências das tecnologias para energia, 2003, 76p.

CGEE/MCT. Geração de energia elétrica a partir de biomassa no Brasil: situação atual, oportunidades e desenvolvimento. 2001. 11p.

Chan C. Y. *Método STEM adaptado a grafos: expansão de geração de sistemas hidrotérmicos considerando objetivos econômicos e ambientais*. Campinas, SP: UNICAMP/ FEM.. 1996. Dissertação (Mestrado).

- Chuang A. S., Wu F. and Varaiya P. A Game-Theoric Model for Generation Expansion Planning: Problem Formulation and Numerical Comparisons. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.16, N° 4, 2001.
- Colpier U. C. and Cornland D. The economics of the combined cycle gas turbine-an experience curve analysis. *Energy Policy* (30), pp.309-316, 2002.
- DOE / EIA. *International Energy Outlook 2005*. Washington, DC: U. S. Departamento f Energy. 2005. 194p.
- Eletrobrás, CCPE/GTIB. Diagramas topológicos dos aproveitamentos hidrelétricos. 2003. 90p.
- Eletrobrás, CEPEL. Cadeia de modelos de matemáticos e programas computacionais desenvolvidos pelo CEPEL para o planejamento da expansão e da operação energética do sistema brasileiro. *Apresentação em Power Point*. Brasília, julho, 2003.
- Eletrobrás, DEG/DEGE. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – Situação em 31 de dezembro de 2006. *Apresentação em power point*. Janeiro, 2007.
- Eletrobrás, *O Planejamento da Expansão do Setor de Energia Elétrica: A Atuação da Eletrobrás e do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos*, Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, Rio de Janeiro, RJ, 540 p., 2002a.
- Eletrobrás, *O Planejamento da Expansão do Setor de Energia Elétrica: A Atuação da Eletrobrás e do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos - Entrevistas*, Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, Rio de Janeiro, RJ, 336 p., 2002b.
- Eletrobrás. Custo médio ponderado de geração: uma proxy para o custo marginal de expansão. Informe técnico DEM/ DEME 039/2003. Rio de Janeiro. 2003.

- Filho, A. V. Plano 2015: O plano nacional de energia elétrica 1993/2015, *Revista Brasileira de Energia*, v.5, Nº 2, 1994.
- Filho, Aymoré de Castro Alvim. Metodologia para avaliação da penetração de fontes renováveis alternativas para o fornecimento de energia elétrica. Belo Horizonte: Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, 2003, pp.48-54, 100-104. Tese (Doutorado).
- Fortunato, L.A.M., Neto, T.A.A., Albuquerque, J.C.R., Pereira, M.V.F., *Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica*, Rio de Janeiro: ELETROBRÁS/ Editora Universitária da UFF, 1990.
- Fukuyama, Y. and Chiang, H. A parallel genetic algorithm for generation expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, v.11, Nº2, 1996.
- IEA – International Energy Agency. *Energy technologies at the cutting edge*. 2005. 102p.
- Jaber, J. O. , Al-Sarkhi, A. , Akash, B. A. , Moceen, M. S. Medium-range planning economics of future electrical-power generation options. *Energy Policy* (32), pp.357-366, 2004.
- Kannan, S. , Slochanal, S. M. R. , Subbaraj, P. , Padhy, N. P. Application of particle swarm optimization technique and its variants to generation expansion planning problem. *Electric Power Systems Research* (70), pp.203-210, 2004.
- Karaki, S. H. , Chaaban, F. B. , Al-Nakhl, N. , Tarhini, K. A. Power Generation expansion planning with environmental consideration for Libanon. *Electrical Power and Energy Systems* (24), pp.611-619, 2002.
- Kazay, H. F. *O Planejamento da expansão da geração do setor elétrico brasileiro utilizando os algoritmos genéticos*. Rio de Janeiro: Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, 2001, Tese (Doutorado).

Legey L. F. L. Electricity Expansion Planning: A Fuzzy Approach to the Minimization of the Maximum Regret Criterion. Proceedings of the 5th EUFIT – European Congress on Intelligent Techniques and the Soft Computing, pp. 1625-1629, Aachen, Germany. September, 1997.

Lisboa, M. L. , Melo, A.C. G. , Maceira, M. E. P. , Sabóia, C. H. M. , Jusan, F. C. , Sagastizabal, C. , Daher, M. J. , Sales, P. R. H. MELP- Modelo de planejamento da expansão de longo prazo do sistema de geração e troncos de interligação de sistemas elétricos. In: Congresso Latino-Americano de Geração e Transmissão de Eletricidade, 5. *Anais* (na forma de CD). Escola de Engenharia de Guaratinguetá/UNESP. São Pedro, SP. Brasil, 2003.

Lora, E. E. S. , Nascimento, M. A. R. Geração Termelétrica: Planejamento, Projeto e Operação. Rio de Janeiro: Editora Interciência, v.1 e v.2, 2004.

MME. *Balanco Energético Nacional 2003*.

MME. *Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica PDEE 2006-2015*. Brasília. 2006.

MME/CCPE/CTDO. *Plano Decenal de Expansão 2004-2013: Expansão da Oferta de Energia Elétrica do Sistema Interligado Nacional*, 2004.

MME/COPPE. *Matriz Energética Nacional 2023*. 2003. Cap.6. 79p.

MME/SEN/CCPE. *Plano Decenal de Expansão 2001-2010*. Brasília. 2001. 300p.

MME/SEN/CCPE. *Plano Decenal da Expansão: Sumário Executivo 2002-2011*. Brasília. 2002. 64p.

MME/SEN/CCPE. *Plano Decenal da Expansão: Sumário Executivo 2003-2012*. Brasília. 2002. 77p.

- MME/SEN/CNPE. Plano de Longo Prazo: Projeção da Matriz 2022 (Sumário Executivo), dezembro, 2002, 77p.
- OECD / IEA. *Projected Costs of Generating Electricity. Update 2005*. Paris, 2005, 233p.
- OLADE, *Manual de Referência do Modelo SUPER / OLADE - BID*, Quito, Equador, 1993.
- ONS. *O sistema interligado nacional e os modelos para o planejamento da operação energética*. Maio, 2005.
- ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Planejamento anual da operação energética*. RE 3/036/2004. Rio de Janeiro, 2004, 163p.
- OPTI. Observatório de Prospectiva Tecnológica Industrial. *Energía: Tendencias tecnológicas a médio y largo plazo*. Madrid, 2005, 44p.
- Pereira, A. F. S. e Bajay, S. V. Bases de dados públicas sobre geração hidrelétrica no Brasil. In: Congresso Brasileiro de Energia, 10. Rio de Janeiro, 2004. *Anais*, v. 1. COPPE/UFRJ, Clube de Engenharia e SBPE, Rio de Janeiro, p. 472-80.
- Pires, S. H. M. Planejamento ambiental da expansão da oferta de energia elétrica: subsídios para a discussão de um modelo de desenvolvimento sustentável para a Amazônia. *Modelos e Cenários para a Amazônia: o papel da ciência, Parcerias Estratégicas*, Nº12, setembro, 2001.
- Ricciulli, D. L. S. *Planejamento da expansão da geração de sistemas hidrotérmicos de potência, utilizando os usos múltiplos da água dos reservatórios*. Campinas, SP: UNICAMP/ FEE.. 1990. Tese (Doutorado).
- Riso National Laboratory. *Riso energy Report 1: New and emerging technologies – options for the future*. Denmark, 2002, 55p.

Royal Academy of Engineering, The. *The Cost of Generating Electricity*, London, March, 2004, 56p.

Satoh, H. and Serizawa, Y. An application of fuzzy linear programming to expansion planning of electric power generation. *Proceedings of the Eight Power Systems Computation Conference*. Helsinki, 1984.

Schaeffer R., Szklo A.S. e Machado G. Relatório I – Descrição dos Modelos de Simulação Utilizados na Projeção de Matriz Energética. PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro. 2004.

Silva, E. L. *Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica*. Editora Sagra Luzzatto, 2001, Cap.4, Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos – Formulação do Problema, pp.58-63.

Tolmasquim, M. T (coordenador). *Geração de Energia Elétrica no Brasil*. Rio de Janeiro: Interciência: CENERGIA, 2005, 198p.

Trinkenreich, J. e Pinheiro S.F. Expansão a Longo Prazo do Sistema Elétrico Usando Programação Linear. *XV SEBRAPO*, v. I, págs. 243 – 258, 1982.

Walter, A., O setor sucro-alcooleiro e a produção de eletricidade a partir de sub-produtos da cana. In: Cenbio (Org.), *O Uso da Biomassa no Brasil – Potenciais para uma política de desenvolvimento regional*, Centro Nacional de Referência de Biomassa / Ministério de Ciência e Tecnologia, 1997.

www.aneel.gov.br. BIG – Banco de Informação da Geração.

Zadeh, L. A., Fuzzy Sets, *Information and Control*, v.8, New York, pp. 338 – 353, 1965.