



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA MECÂNICA

**“A REMOTORIZAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS
COMO ALTERNATIVA DE AUMENTO DA OFERTA
DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL”**

JÚLIO CÉSAR EZEQUIEL DA COSTA

Belo Horizonte, 26 de fevereiro de 2010

Livros Grátis

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

Júlio César Ezequiel da Costa

**“A REMOTORIZAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS
COMO ALTERNATIVA DE AUMENTO DA OFERTA
DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL”**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito parcial à obtenção do título de Doutor em Engenharia Mecânica.

Área de concentração: Calor e Fluidos

Orientador: Prof. Dr. Carlos Barreira Martinez

Dep. de Engenharia Civil da UFMG

Co-orientador: Prof. Dr. Bruno Rabelo Versiani

Dep. de Engenharia Civil da UFMG

Belo Horizonte

Escola de Engenharia da UFMG

2010



Universidade Federal de Minas Gerais
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica
Av. Antônio Carlos, 6627 – Pampulha – 31.270-901 – Belo Horizonte (MG)
tel. +55 31 3409 5145 – fax: +55 3409 3526
www.demec.ufmg.br – email: cpgmec@demec.ufmg.br

**“A REMOTORIZAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS
COMO ALTERNATIVA DE AUMENTO DA OFERTA
DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL”**

JÚLIO CÉSAR EZEQUIEL DA COSTA

Tese defendida e aprovada em 26 de fevereiro de 2010 pela Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Minas Gerais, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de “**Doutor em Engenharia Mecânica**”, na área de concentração de “**Calor e Fluidos**”.

Prof. Dr. Carlos B. Martínez – Dep. de Engenharia Civil, UFMG – Orientador

Prof. Dr. Bruno R. Versiani – Dep. de Engenharia Civil, UFMG – Co-orientador

Prof. Dr. José A. P. Balestieri – Faculdade de Engenharia, UNESP – Examinador

Prof. Dr. Selênio R. Silva – Dep. de Engenharia Elétrica, UFMG – Examinador

Prof. Dr. Márcio F.-B. Cortez – Dep. de Engenharia Mecânica, UFMG – Examinador

Dr. Aymoré de Castro Alvim Filho – ANEEL – Examinador

Dedico este trabalho a meus amados pais, Wilson e Deloína, exemplos de bondade, sabedoria e dignidade, doutores na arte de viver e conviver, e irmãos, João Domingos (*in memoriam*), José Wilson, Jorge Fernando, Jésus Eduardo e Juber, amigos de uma vida inteira.

AGRADECIMENTOS

Esta tese é um trabalho coletivo e são muitos a quem devo agradecimentos e reverências.

A Deus, pela vida, nosso bem maior, e porque Ele é e está.

Ao Prof. Carlos Barreira Martinez e ao Prof. Bruno Rabelo Versiani, pela orientação da tese, pela amizade e dedicação e pelo encorajamento no desenvolvimento deste projeto.

Aos colegas e amigos da Gerência de Planejamento Energético da CEMIG, em especial Greice Bastos Federmann, José Ricardo Mendes e Aloísio Chaves de Carvalho, por sua ajuda e contribuições fundamentais para que este trabalho progredisse, e aos gerentes Fernando Antônio Polcaro (*in memoriam*), Aelton Marques de Faria e Nelson Benício Marques Araújo, que me possibilitaram, com sua compreensão e incentivo, dar continuidade a meus estudos de pós-graduação.

Aos demais colegas e amigos da CEMIG, em especial Luiz César Mendes Botelho, Guilherme Rodrigues de Paula Chiari, André Cavallari, Rodrigo Pereira Urçulino, Marcos Luiz Vasconcellos, Fátima Travessoni Furst Bittencourt, Inês Maria Café de Castro, Osvaldo Costa Ramos, Marcos Liberato do Nascimento e Flávio Fernandes Novaes, pelo apoio e pelas valiosas contribuições, assim como Maria Izabel Moreira Couto e Karina Vasconcelos, da Biblioteca da empresa.

Ao Dr. Marco Aurélio Baggio, meu médico e guru, por cuidar de mim.

Aos amigos Andréa Chierici Avelar, Mary Elma Ferreira Costa, Lourdes Aparecida Rodrigues da Silva, Estela Cristina de Jesus, Denise Ferreira dos Santos, Marta Cristina de Araújo, Rui Bran Januário dos Reis, Eugênio Pacelli Mourão Fernandes, Pasquale Tedesco (*Ad maiora semper!*), Howard Michael Williams, Jesús García Palacios, José Aníbal Raffaelli, Marco Aurélio Dumont Porto, Ramiro da Silva Martins, José Eduardo Glueck e Julio Martínez Arinas "*Aitatxo Julen*", pelo estímulo e carinho no decorrer deste trabalho.

A São Jorge e São Sebastião, de quem sou devoto, por sua intercessão.

A todos que direta ou diretamente contribuíram para que esta meta fosse alcançada, o meu *Muito Obrigado*, do fundo do coração.

*“Não sejas o de hoje.
Não suspires por ontens...
Não queiras ser o de amanhã.
Faze-te sem limites no tempo.
Vê a tua vida em todas as origens.
Em todas as existências.
Em todas as mortes.
E sabe que serás assim para sempre.
Não queiras marcar a tua passagem.
Ela prossegue:
É a passagem que se continua.
É a tua eternidade...
É a eternidade.
És tu.”*

Cecília Meirelles *in* Cânticos II

*“É melhor tentar e falhar
que se preocupar e ver a vida passar.
É melhor tentar, ainda que em vão,
que se sentar, fazendo nada até o final.
Eu prefiro na chuva caminhar
que em dias tristes em casa me esconder.
Prefiro ser feliz, embora louco,
que em conformidade viver.”*
Martin Luther King *in* Discursos

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	9
LISTA DE TABELAS	11
LISTA DE GRÁFICOS	12
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	13
LISTA DE SÍMBOLOS	16
RESUMO	19
1 INTRODUÇÃO	20
1.2 Objetivo do trabalho	21
1.3 Descrição dos capítulos	21
2 PANORAMA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	24
2.1 A atual política de expansão do parque gerador brasileiro	24
2.2 Dificuldades de ampliação do parque gerador brasileiro	29
2.3 Regras de remuneração e impostos	35
2.3.1 Comercialização de energia no Sistema Interligado Nacional	35
2.3.2 Ambiente de contratação	41
2.3.3 Tarifa final de energia para o consumidor	43
2.4 Repotenciação, modernização e remotorização	46
2.5 Outras fontes energéticas	49
2.5.1 Fontes renováveis	50
2.5.1.1 Biomassa	51
2.5.1.2 Energia eólica	52
2.5.1.3 Energia solar	55
2.5.1.4 Biogás	59
2.5.1.5 Geotérmica	61
2.5.1.6 Mar	61
2.5.2 Fontes não renováveis	63
2.5.2.1 Gás natural	63
2.5.2.2 Derivados de petróleo	67
2.5.2.3 Energia nuclear	70
2.5.2.4 Carvão mineral	72
3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	76
3.1 O setor elétrico nacional	76
3.2 A repotenciação de usinas hidrelétricas como alternativa energética	83
3.2.1 Fontes de ganho provenientes da repotenciação	86

3.2.2 Níveis de avaliação de ganhos com a repotenciação	92
3.2.2.1 Ganho estimado máximo teórico com a repotenciação	92
3.2.2.2 Ganho estimado de potência e energia com a repotenciação	93
3.2.2.3 Ganho econômico real com a repotenciação	93
3.3 A repotenciação de usinas hidrelétricas no Brasil	94
4 USINAS HIDRELÉTRICAS	97
4.1 Reservatórios	102
5 O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL E SUA FORMA GERENCIAL	110
5.1 O princípio da interligação	110
5.2 O Operador Nacional do Sistema Elétrico	114
5.3 A capacidade atual de geração	117
6 METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DA REMOTORIZAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS	122
6.1 O modelo NEWAVE	122
6.1.1. A estrutura do modelo NEWAVE	131
6.1.1.1 Sistema equivalente de energia	132
6.1.1.2 Sistema termelétrico	134
6.1.1.3 Carga	135
6.1.1.4 Submercados	135
6.1.1.5 Sistema de transmissão	135
6.1.1.6 Curva de Aversão ao Risco	136
6.1.1.7 Dados de entrada do NEWAVE	136
6.1.1.8 Resultados da simulação final	137
6.2 O modelo MSUI	139
6.3 Métodos de análise de investimentos	144
6.3.1 Método do <i>Payback</i>	144
6.3.2 Método do Valor Presente Líquido (VPL)	145
6.3.3 Método da Taxa Interna de Retorno (TIR)	146
7 ESTUDO DE CASO	148
7.1 O sistema energético da CEMIG	153
7.2 A usina hidrelétrica de Jaguara	160
7.3 Avaliação da remotorização da usina hidrelétrica de Jaguara	153
8 CONCLUSÕES	172
ABSTRACT	174
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	175
ANEXO A	192
GLOSSÁRIO	197

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 2.1 Inter-relacionamento entre o Plano Decenal de Energia e o Plano Nacional de Energia.....	25
FIGURA 2.2 Custos de produção de energia elétrica no Brasil.....	29
FIGURA 2.3 Ciclo de planejamento de implantação de usinas hidrelétricas (a)	32
FIGURA 2.4 Ciclo de planejamento de implantação de usinas hidrelétricas (b)	33
FIGURA 2.5 Modelagem no cálculo do Custo Marginal de Operação.....	39
FIGURA 2.6 Mercado de curto prazo	40
FIGURA 2.7 Comercialização de energia no ACR e no ACL.....	43
FIGURA 2.8 Componentes da fatura de energia elétrica.....	45
FIGURA 2.9 Geração elétrica a partir da energia eólica.....	53
FIGURA 2.10 Turbina elétrica.....	54
FIGURA 2.11 Potencial eólico brasileiro.....	55
FIGURA 2.12 Sistema de geração fotovoltaica de energia elétrica	57
FIGURA 2.13 Variação de radiação solar no Brasil	58
FIGURA 2.14 Geração de energia elétrica a partir do biogás.....	60
FIGURA 2.15 Reservatório geotérmico de alta temperatura	62
FIGURA 2.16 Usina maremotriz de Islay, Escócia.....	62
FIGURA 2.17 Geração de energia elétrica a partir do gás natural.....	63
FIGURA 2.18 Geração de energia elétrica a partir do gás natural.....	65
FIGURA 2.19 Geração de energia elétrica a partir do petróleo	70
FIGURA 2.20 Perfil esquemático de uma usina nuclear.....	72
FIGURA 2.21 Geração de energia elétrica a partir do carvão mineral	75
FIGURA 3.1 Usina hidrelétrica de Marmelos Zero	76
FIGURA 3.2 Sistema energético da Light na Serra do Mar.....	77
FIGURA 3.3 Usina hidrelétrica de Itaipu.....	80
FIGURA 3.4 Estrutura institucional do setor elétrico brasileiro	82
FIGURA 4.1 Energia elétrica: da usina hidrelétrica até o consumidor	100
FIGURA 4.2 Usina de bombeamento	101
FIGURA 4.3 Níveis d'água notáveis de um reservatório.....	104
FIGURA 4.4 Aplicação do diagrama de Rippl	108
FIGURA 5.1 Principais instituições do atual modelo setorial energético.....	115
FIGURA 5.2 Diagrama esquemático das UHEs do SIN	119
FIGURA 5.3 Sistema de transmissão elétrica brasileiro	120
FIGURA 6.1 Processo de Planejamento da Operação	123

FIGURA 6.2 Tomada de decisão na programação energética	125
FIGURA 6.3 Curva de custo total	125
FIGURA 6.4 Custo futuro <i>versus</i> nível de armazenamento	128
FIGURA 6.5 Custo Futuro para o Estado V	128
FIGURA 6.6 Derivado do custo futuro pelo enfoque <i>pente</i>	130
FIGURA 6.7 Relacionamento entre os módulos do NEWAVE	133
FIGURA 6.8 Subsistemas do Sistema Interligado Nacional	135
FIGURA 6.9 Usina hidrelétrica	141
FIGURA 7.1 Usina hidrelétrica de Três Marias	150
FIGURA 7.2 Sistema energético da CEMIG em Minas Gerais	154
FIGURA 7.3 Sistema elétrico da CEMIG em Minas Gerais	155
FIGURA 7.4 Usina hidrelétrica de Jaguará	155
FIGURA 7.5 Cascata do rio Grande, onde se localiza a UHE de Jaguará	156
FIGURA 7.6 UHE de Jaguará – vãos de ampliação – vista aérea	158
FIGURA 7.7 UHE de Jaguará – vãos de ampliação – detalhes	159

LISTA DE TABELAS

TABELA 2.1 Consumo de energia elétrica no Brasil (MW)	26
TABELA 2.2 Empreendimentos considerados no PDE 2008-2017.....	28
TABELA 2.3 Evolução da capacidade instalada por fonte de geração (MW).....	28
TABELA 2.4 Tempo para emissão do Termo de Referência de usinas hidrelétricas	37
TABELA 5.1 Capacidade de geração do Brasil: empreendimentos em operação	118
TABELA 5.2 Capacidade de geração do Brasil: empreendimentos em construção	118
TABELA 5.3 Capacidade de geração do Brasil: empreendimentos outorgados de 1998 a 2009	120
TABELA 5.4 Matriz de energia elétrica	121
TABELA 7.1 Evolução da capacidade instalada da CEMIG	153
TABELA 7.2 Principais UHEs da CEMIG	153
TABELA 7.3 Resultados obtidos com a remotorização da UHE de Jaguará.....	167
TABELA 7.4 Resultados do modelo NEWAVE para o estudo da UHE de Jaguará	168
TABELA 7.5 Receita para a remotorização de 212 MW da UHE de Jaguará.....	169

LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO 7.1 Histórico do vertimento da UHE de Jaguará	160
GRÁFICO 7.2 Potência instalada <i>versus</i> energia firme na UHE de Jaguará	165
GRÁFICO 7.3 Ganho de energia assegurada absoluta em Jaguará (MW médios).....	166
GRÁFICO 7.4 Ganho de energia assegurada percentual em Jaguará	166
GRÁFICO 7.5 Potência adicional <i>versus</i> custo unitário de remotorização de Jaguará ...	170
GRÁFICO 7.6 Potência adicional <i>versus</i> custo total de remotorização de Jaguará.....	170

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABCM: Associação Brasileira do Carvão Mineral
ACL: Ambiente de Contratação Livre
ACR: Ambiente de Contratação Regulada
ALCOA: Aluminium Company of America
ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica
BIG: Banco de Informações de Geração
CCC: Conta de Consumo de Combustíveis
CCEAR: Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCPE: Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão
CDE: Conta de Desenvolvimento Energético
CEA: Companhia de Eletricidade do Amapá
CEAL: Companhia Energética de Alagoas
CEEE: Companhia Estadual de Energia Elétrica
CELESC: Centrais Elétricas de Santa Catarina
CELG: Centrais Elétricas de Goiás
CELTINS: Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins
CEMAR: Centrais Elétricas (hoje, Companhia Energética) do Maranhão
CEMAT: Centrais Elétricas Matogrossenses
CEMIG: Companhia Energética de Minas Gerais
CERH: Conselho Estadual de Recursos Hídricos
CFURH: Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
CGH: central geradora hidrelétrica
CNPE: Conselho Nacional de Política Energética
COELBA: Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
COFINS: Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONAMA: Conselho Nacional de Meio Ambiente
COPAM: Conselho Estadual de Política Ambiental
COPEL: Companhia Paranaense de Energia
COSERN: Companhia Energética do Rio Grande do Norte

DECOMP: Modelo de Despacho Hidrotérmico de Médio Prazo

DER: derivada

DNAEE: Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica

EBASCO: Electric Bond and Share Company

EFE: Empresa Fluminense de Energia Elétrica

EIA: Estudo de Impacto Ambiental

ELETROBRÁS: Centrais Elétricas Brasileiras

ELETRONORTE: Centrais Elétricas do Norte do Brasil

ELETRONUCLEAR: Eletrobrás Termonuclear

ELETROSUL: Centrais Elétricas do Sul do Brasil

EPE: Empresa de Pesquisa Energética

ESCELSA: Espírito Santo Centrais Elétricas

ESS: Encargos de Serviços do Sistema

FEAM: Fundação Estadual do Meio Ambiente

FUNALFA: Fundação Cultural Alfredo Ferreira Lage

GASENE: Gasoduto Sudeste Nordeste

GASMIG: Companhia de Gás de Minas Gerais

GLP: gás liquefeito de petróleo

GTZ: Agência Alemã de Cooperação Técnica (*Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit*)

IBAMA: Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis

ICMS: Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

IEF: Instituto Estadual de Florestas

IGAM: Instituto Mineiro de Gestão das Águas

LI: Licença de Instalação

LO: Licença de Operação

LP: Licença Provisória

MAE: Mercado Atacadista de Energia

MAE: Mercado Atacadista de Energia

MLT: média de longo termo

MMA: Ministério do Meio Ambiente

MME: Ministério de Minas e Energia

NEWAVE: Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes

NREL: Laboratório Nacional de Energia Renovável (*National Renewable Energy Laboratory*)

ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico

P&D: Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética

PCH: pequena central hidrelétrica

PETROBRÁS: Petróleo Brasileiro

PIB: Produto Interno Bruto

PIS/PASEP: Programa de Integração Social / Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público

PLD: Preço de Liquidação das Diferenças

PROINFA: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

PROINFA: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

RGR: Reserva Global de Reversão

RIMA: Relatório de Impacto Ambiental

SEMAD: Secretaria Estadual de Meio Ambiente

SIN: Sistema Interligado Nacional

SINIMA: Sistema de Informações sobre o Meio Ambiente

SISEMA: Sistema Estadual do Meio Ambiente

SISNAMA: Sistema Nacional do Meio Ambiente

TFSEE: Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

TIP: Taxa de Iluminação Pública

TIR: Taxa Interna de Retorno

TMA: Taxa Mínima de Atratividade

TR: Termo de Referência

TVA: Tennessee Valley Authority

UHE: usina hidrelétrica

USP: Universidade de São Paulo

VPL: Valor Presente Líquido

LISTA DE SÍMBOLOS

AF: afluência

b: caso base

C: carga

CF: custo futuro

CI: custo do investimento

C_j : cota do nível d'água de jusante

C_m : cota do nível d'água de montante

D: déficit

DER: derivada

E: energia total gerada na usina ao longo de um ano

EF: energia firme

EnAssJag: energia assegurada da UHE de Jaguara

EnAssSIN: energia assegurada do SIN

EnFirJag: energia firme da UHE de Jaguara

EnFirSIN: energia firme do SIN

F: fornecimentos

FC: fluxo de caixa no período

fd_{med} : fator de disponibilidade média das unidades geradoras

fp : fator de permanência, que reflete a disponibilidade média anual de vazão e queda líquida na usina através do produto ($h \cdot Q$) para a produção de energia elétrica

fp_{crit} : fator de permanência crítico, que é computado ao longo do período crítico do sistema de referência

g: aceleração da gravidade

h: altura de queda líquida, correspondente à diferença entre os níveis de montante e de jusante, menos as perdas médias por atrito na tubulação

H: geração hidráulica

H: queda bruta

H_h : queda líquida na hora h

H_p : perdas de carga nos órgãos de adução: grades, válvulas, conduto forçado etc.

h_{ref} : altura de queda líquida usada como referência para o projeto da turbina, para a qual o rendimento da turbina será máximo

H_i : altura entre o centro de gravidade de V e o nível d'água de jusante, diminuída das perdas nos órgãos adutores

i: caso de estudo

i: taxa mínima de atratividade (TMA)

IP: índice de indisponibilidade programada no ano

K: constante que depende da aceleração da gravidade e da densidade específica da água

n: duração do projeto

NF: nível final

NI: nível inicial

P: potência natural disponível ou capacidade instantânea de produção de energia elétrica

PAR(p): modelo autorregressivo periódico de ordem p

Payback: tempo de recuperação do investimento

PD_{med} : potência média disponível ou capacidade média de geração da usina

PI: potência instalada na usina

Q: vazão

Q: vazão total turbinada pelo conjunto de unidades geradoras

Q_h : vazão turbinada na hora h

Q_{MLT} : vazão média de longo termo

Q_R : vazão regularizada

Q_{ref} : vazão total turbinada de referência, que como referência para determinar a potência nominal dos geradores

R: recebimentos

T: geração térmica

t: tempo em que o dinheiro foi investido no projeto

TEIF: taxa equivalente de indisponibilidade forçada no ano

t_i : tempo i

$(t_2 - t_1)$: intervalo de tempo crítico, definidor de VU

V: volume de água

V_A : volume de água afluyente

VF: valor do fluxo de caixa periódico esperado

v_j : velocidade do escoamento no canal de fuga

V_R : volume de água regularizado

VT: vertimento

VU: volume útil do reservatório

γ : peso específico da água

η : rendimento do grupo turbina-gerador (valor médio sobre todas as unidades)

RESUMO

O objetivo desta tese é apresentar a repotenciação através da implantação de novas unidades geradoras em usinas hidrelétricas já em operação como uma alternativa válida para o aumento da oferta de energia elétrica no Brasil. A fim de demonstrar esta tese, foi elaborada uma metodologia de análise de remotorização para usinas hidrelétricas antigas, cuja concepção original já tinha levado em consideração a adição de novas unidades. Além disso, este trabalho tem como meta comparar a alternativa de construção de uma nova usina hidrelétrica com a mesma capacidade da motorização adicional proposta. Para fazê-lo, foram empregadas as mesmas ferramentas computacionais validadas pela agência nacional reguladora de energia elétrica: os modelos NEWAVE e MSUI. Quanto à avaliação econômica da remotorização, adotou-se o Método do Valor Presente Líquido. O estudo de caso foi a usina hidrelétrica de Jaguará.

Palavras chave: **oferta de energia, usina hidrelétrica, repotenciação, remotorização.**

1 INTRODUÇÃO

1.1 Objetivo

A proposição central desta tese é que a remotorização de usinas hidrelétricas do parque gerador nacional pode ser uma alternativa atraente para a ampliação da oferta de energia no país. Para comprovar esta tese, procurou-se estabelecer uma metodologia de análise de repotenciação de usinas hidrelétricas em que já tenha sido prevista no seu projeto original uma motorização adicional. Além disso, este trabalho se propôs também a fazer uma comparação com a alternativa de construção de uma nova usina hidrelétrica com uma capacidade que se iguale à motorização adicional proposta. Com esse intuito, foram utilizadas as mesmas ferramentas computacionais validadas pela agência reguladora de energia elétrica nas simulações energéticas, que são os modelos NEWAVE (Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes) e MSUI (Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas). Quanto à avaliação econômica, a ferramenta adotada foi o Valor Presente Líquido.

São várias as motivações que impulsionaram este estudo, entre as quais o preço competitivo da energia hidrelétrica no mercado brasileiro, comparado com outras fontes energéticas, a existência de diversos empreendimentos hidrelétricos que atendem aos requisitos de remotorização e, por conta disso, a possibilidade de utilização desta metodologia para avaliação de outros empreendimentos em condições similares de remotorização, a demanda pela expansão do parque energético nacional para suprir o crescente mercado consumidor, assim como as dificuldades e obstáculos legais dos dias de hoje que se interpõem à construção de novos aproveitamentos hidrelétricos que sejam atraentes economicamente e que atendam aos requisitos de sustentabilidade sócio-ambiental.

Não existe no momento atual uma metodologia oficial de avaliação de remotorização nem uma sustentação institucional que orientem os investimentos em repotenciação. Em consequência disso, as empresas geradoras não se sentem incentivadas a aproveitar este potencial remanescente em suas usinas, já que não há regras bem definidas a respeito da comercialização da energia ganha proveniente da repotenciação. As experiências e

soluções verificadas no exterior, por sua vez, não se aplicam necessariamente ao setor energético brasileiro, cujas características o tornam bastante diferenciado em relação aos demais, porque se apóia essencialmente na hidreletricidade.

A seleção da UHE (usina hidrelétrica) de Jaguará como estudo de caso levou em consideração a existência de vãos construídos conforme o projeto original para a instalação de mais duas unidades geradoras na casa de força desta usina – hoje existem quatro unidades de 106 MW cada em operação –, o registro de vertimento frequente proveniente desta usina, que se verifica praticamente todo ano desde a entrada em operação da usina em 1971, em especial no período chuvoso – de outubro a abril, nesta região –, além da aprovação pelo DNAEE (Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica) em 1991 de um projeto básico de remotorização. O estudo da motorização adicional da UHE de Jaguará levou em consideração os aspectos que se seguem:

- a) duração da obra: 24 meses (tempo médio previsto, conforme o que se observa nas obras de construção de usinas hidrelétricas);
- b) alternativas de remotorização: 56, 66, 76, 86, 96, 106, 122, 140, 145, 160, 180, 200, 212, 226 e 256 MW;
- c) horizonte de planejamento: 22 anos (período remanescente após o término da obra até o fim da concessão, que são 2 anos (ANEEL, 2005), somados a 20 anos em virtude da renovação da concessão pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) ANEEL (2009b);
- d) taxa de retorno do investimento: 14% ao ano;
- e) período crítico utilizado: de junho de 1949 a novembro de 1956, que corresponde ao período crítico adotado no sistema energético brasileiro.

1.2 Descrição dos capítulos

Os capítulos que compõem o desenvolvimento deste estudo foram assim organizados:

- a) inicialmente é apresentada, dado o quadro atual, uma contextualização da expansão do parque gerador energético brasileiro, de acordo com a atual política de planejamento, dentro da nova realidade estrutural do setor elétrico e são apontadas as dificuldades que se têm anteposto ao processo, com destaque às demandas provenientes dos órgãos ambientais. São descritas a seguir as regras de

remuneração que regem a comercialização de energia no Sistema Interligado Nacional de acordo com os ambientes de contratação e como isso se reflete no bolso do consumidor. O próximo tópico aborda a conceituação de repotenciação, modernização e remotorização de usinas hidrelétricas. Por fim, é apresentado um panorama sobre outras fontes energéticas além da hidráulica, divididas em renováveis e não renováveis, e é descrito o objetivo deste trabalho;

b) a seguir, é descrito o histórico do setor elétrico nacional desde seus primórdios que remontam à implantação em 1889 da usina hidrelétrica de Marmelos Zero até seu momento presente, com sua estrutura institucional, sedimentada na primeira década deste século. A seguir, é abordada a questão da repotenciação de usinas hidrelétricas como alternativa energética, ressaltando sua importância, os ganhos daí advindos, assim como são citadas práticas afins adotadas no exterior. No final é apresentado o contexto da repotenciação de usinas hidrelétricas no Brasil;

c) depois, é posta em evidência a geração de energia elétrica a partir da fonte hidráulica sob o enfoque teórico da transformação energética, com destaque para os reservatórios das usinas, seu dimensionamento através do diagrama de Rippl, seus níveis notáveis e seu papel na regularização de vazões;

d) dando prosseguimento, é feita a caracterização do Sistema Interligado Nacional, com a descrição dos princípios que regem a interligação elétrica e destacando suas vantagens e desvantagens. São citadas as instituições que compõem o atual modelo setorial energético, as atribuições de cada uma delas, suas inter-relações. A seguir, são apresentados o parque gerador brasileiro, a quantificação das usinas componentes do SIN de acordo com seu tipo, os empreendimentos em construção e os já outorgados, assim como a matriz de energia elétrica, com a caracterização das diversas fontes energéticas;

e) neste estágio, os modelos NEWAVE e MSUI, utilizados pela Empresa de Pesquisa Energética em seus estudos de planejamentos, são apresentados, juntamente com seus dados de entrada e resultados. O modelo NEWAVE é o instrumento computacional empregado neste estudo para cálculo da energia assegurada do bloco hidráulico do Sistema Interligado Nacional, que é composto pelo parque hidrelétrico, posteriormente distribuída pelas usinas hidrelétricas em proporção a sua energia firme individual, calculada pelo modelo MSUI. O uso destes dois modelos foi proposto para a avaliação energética da remotorização. Por fim, são apresentadas três ferramentas de Matemática Financeira para avaliação

econômica da remotorização: o Método do *Payback*, o Método do Valor Presente Líquido e o Método da Taxa Interna de Retorno;

f) em continuidade, são descritos o histórico do sistema energético da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) em Minas Gerais desde sua fundação em 1952, a evolução de sua capacidade instalada e seus principais empreendimentos hidrelétricos. A UHE de Jaguara, que faz parte do sistema CEMIG, foi selecionada para o estudo de caso, e aqui são apresentadas suas características construtivas com destaque para os vãos de ampliação, seu histórico desde a concessão e dados operativos;

g) finalmente, são apresentadas as conclusões relativas ao estabelecimento de uma metodologia para avaliação energética e econômica de um projeto de remotorização, discutidos os resultados referentes a sua aplicação ao estudo de caso da UHE de Jaguara e feitas recomendações, acompanhados, das referências bibliográficas, de um anexo com descrição da metodologia de cálculo da energia assegurada e de um glossário.

2 PANORAMA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

2.1 A atual política de expansão do parque gerador brasileiro

O setor elétrico brasileiro tem passado ultimamente por amplas mudanças estruturais, a partir de discussões e do estabelecimento de novas diretrizes e metas que foram sendo esboçadas desde a década de 1980 e se intensificaram nos anos posteriores, com o questionamento de paradigmas e práticas cristalizados no decorrer do histórico centenário da eletricidade no país. Uma nova estrutura do setor se configurou com a desverticalização de companhias energéticas que atuavam tanto na geração quanto na transmissão e na distribuição de energia – através da separação destas atividades em empresas distintas –, a negociação da energia no mercado livre, a entrada de um novo ambiente institucional com a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), do Mercado Atacadista de Energia (MAE), substituído em 2004 pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), culminando com a constituição da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), também em 2004. A reforma também atingiu as atividades de transmissão e distribuição de energia no momento em que privatizou empresas do setor elétrico. A transmissão e a distribuição permaneceram reguladas, porque o monopólio natural continua sendo a melhor opção para o Estado em relação a estas áreas de atuação. Reafirmando, a transmissão e a distribuição são e continuarão sendo atividades reguladas em qualquer parte do mundo, uma vez que se caracterizam como monopólio natural. Por outro lado, a primeira reforma do setor elétrico, ocorrida no governo de Fernando Henrique Cardoso, indicava uma liberação irrestrita do consumo. Entretanto, na reforma posterior, que teve lugar no governo de Luís Inácio Lula da Silva, isso não se concretizou. Manteve-se uma liberação restrita, com limites em 3 MW, em geral, 500 kW, no caso de consumidor de fonte incentivada no Sistema Interligado Nacional (SIN) e 50 kW, no caso de consumidor de fonte incentivada no sistema isolado.

O novo modelo instituiu dois ambientes para a celebração de contratos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), para geradoras e distribuidoras, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), de que participam geradoras, comercializadoras, importadores, exportadores e consumidores livres (ANEEL, 2008).

Do ACR também tomam parte os comercializadores e os importadores em Leilão de Energia Existente e os importadores em Leilão de Energia Nova (Brasil, 2004a). O ACR serve para atender o consumidor regulado – com preço regulado pelo teto, no caso dos leilões, ou definido, por exemplo, no caso do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) e de Itaipu – ou seja, o consumidor cativo da distribuidora. Por sua vez, o ACL é apropriado para atender o consumidor livre – com preço não regulado.

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2008-2017 – PDE 2008-2017 (EPE, 2009b) teve suas projeções de demanda referenciadas principalmente aos estudos desenvolvidos para o Plano Nacional de Energia 2030 – PNE 2030 (EPE, 2007b). O PNE 2030 fornece os subsídios para a formulação de uma estratégia de expansão da oferta econômica e balanceada de energia, para atender a evolução da demanda, segundo uma perspectiva de longo prazo. Os horizontes de alcance e a inter-relação entre os estudos que determinam o processo de planejamento da expansão energética do Brasil estão retratados na FIG. 2.1. Este planejamento busca a integração nacional dos subsistemas elétricos, a expansão do sistema de transmissão, a priorização do aproveitamento do potencial hidrelétrico, o aproveitamento do gás natural para geração de energia, a diversificação da matriz energética através do uso de energias alternativas, a expansão do atendimento com a universalização da oferta de energia e o desenvolvimento energético equilibrado, considerando, portanto, aspectos sócio-ambientais.

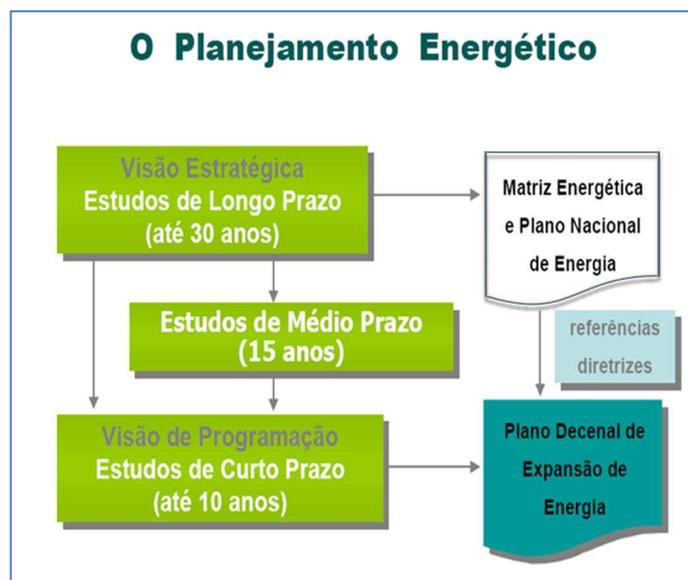


FIGURA 2.1 – Inter-relação entre o Plano Decenal e o Plano Nacional de Energia
FONTE: Brasil (2005b)

As simulações realizadas pela EPE projetaram o consumo total de energia elétrica do Brasil evoluindo de 434 TWh em 2008 para aproximadamente 700 TWh em 2017, considerando uma variação de 5,5% ao ano. Ao descontar a autoprodução, que se refere à geração de energia elétrica no próprio sítio da unidade consumidora, sem utilização da rede do sistema elétrico, o consumo evolui de 393 TWh em 2008 para 598 TWh em 2017. Estes valores estão discriminados por classe na TAB. 2.1.

TABELA 2.1
Consumo de energia elétrica no Brasil (TWh)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outras Classes	Total
2008	94	182	61	56	393
2009	99	189	70	59	412
2010	104	197	70	61	432
2011	110	205	74	64	453
2012	116	212	79	67	474
2013	122	221	85	70	498
2014	128	229	90	73	520
2015	135	238	96	76	545
2016	141	249	103	80	573
2017	147	259	109	83	598

FONTE: EPE (2009b)

Estas projeções apresentam forte associação com a expansão da economia, representada por variáveis como o Produto Interno Bruto (PIB), a população, o número de domicílios, assim como por indicadores específicos do mercado de energia. A análise da competição entre as várias fontes energéticas também foi considerada.

O SIN está dividido hoje em quatro Subsistemas elétricos: Sudeste/Centro-Oeste – que inclui a usina hidrelétrica (UHE) de Itaipu –, Sul, Nordeste e Norte. Ao adotar um modelo de sistema desta forma, assume-se que não há restrições de fluxos entre os geradores e as cargas de um mesmo subsistema. As projeções da carga de energia, que é igual ao consumo mais as perdas, consideram as interligações do sistema isolado Acre/Rondônia ao Subsistema Sudeste/Centro-Oeste a partir de dezembro de 2009 e do sistema isolado Manaus/Macapá ao Subsistema Norte a partir de janeiro de 2012, com valores que vão de 52 mil MW médios (em 2008) a 80 mil MW médios em 2017, segundo uma variação de 4,9% ao ano. Os índices de perdas médios, maiores no Subsistema Norte e menores no Subsistema Sul, decaem de 16,1% (em 2008) para 14,8% no SIN. Está prevista também a criação de dois novos Subsistemas, Belo Monte e Tapajós, que serão interligados ao SIN em outubro de 2014 e a partir de 2015, respectivamente. Está sendo estudada também há algum tempo a criação de um

subsistema para Itaipu. Entretanto, caso os subsistemas não representarem exatamente os submercados, poderá existir um aumento do custo por encargos de serviços do sistema, em consequência de despachos fora da ordem de mérito – despachos por restrição. Este fato não impede a adoção de novos subsistemas, mas a dificulta, assim como a união de submercados.

O planejamento da expansão da oferta de energia é regido pelas Resoluções CNPE nº 1, de 17 de novembro de 2004 (Brasil, 2004e), e nº 9, de 28 de julho de 2008 (Brasil, 2008b), do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), que estabelecem que o critério de garantia de suprimento a ser adotado será o da igualdade entre o custo marginal de operação e o custo marginal de expansão.

O PDE 2008-2017 (EPE, 2009b) apresenta um cenário para a expansão da geração e das principais interligações entre os subsistemas no período em questão, de modo a atender à carga projetada de energia elétrica. Com base nos preços relativos a novos empreendimentos hidrelétricos e termelétricos negociados nos leilões de energia ao longo de 2008, o custo marginal de expansão atingiu em torno de R\$146,00/MWh. É assegurada a otimização da expansão do sistema elétrico, respeitado o limite de 5% para o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica. O custo de déficit neste ciclo de planejamento foi de R\$2.430,00/MWh.

As diretrizes e premissas adotadas consideram os empreendimentos energéticos listados na TAB. 2.2, existentes em 31/12/2007, incluindo todos os sistemas isolados, além da importação de Itaipu proveniente da potência contratada ao Paraguai, correspondente a 7 mil MW.

Entre as principais fontes consideradas no horizonte de expansão, conforme a TAB. 1.3, destacam-se a geração de energia elétrica a partir de hidrelétricas de médio e grande portes, de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e de termelétricas a biomassa, gás natural, óleo combustível e carvão mineral, assim como são feitas referências também à geração de energia elétrica a partir da energia eólica e ao aproveitamento energético de resíduos sólidos urbanos. Os custos comparativos de produção elétrica no Brasil entre as diversas fontes energéticas em R\$/MWh é apresentado na FIG. 2.2.

TABELA 2.2
Empreendimentos considerados no PDE 2008-2017

Fonte	Nº de usinas	Potência (MW)
Hidrelétrica	669	76 400
Gás	108	11 344
Petróleo	596	4 475
Biomassa	289	4 113
Nuclear	2	2 007
Carvão mineral	7	1 415
Eólica	16	247
Importação contratada	-	7 250
Total	-	107 251

FONTE: EPE (2009b)

No estudo da EPE, porém, julgou-se que a contribuição proveniente da repotenciação ou da modernização de usinas hidrelétricas existentes para agregação de oferta nova de potência e de energia – que é a garantia física – ao sistema não seria expressiva, sob a perspectiva energética. A remotorização, também denominada como motorização complementar ou ampliação, através da expansão programada de usinas hidrelétricas hoje em operação, objeto de estudo desta tese, não foi, portanto, considerada.

TABELA 2.3
Evolução da capacidade instalada por fonte de geração (MW)^a

Fontes	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Hidráulica ^b	84 374	86 504	89 592	91 480	92 495	95 370	98 231	103 628	110 970	117 506
Nuclear	2 007	2 007	2 007	2 007	2 007	2 007	3 357	3 357	3 357	3 357
Óleo ^c	1 984	3 807	5 713	7 153	7 397	10 463	10 463	10 463	10 463	10 463
Gás natural	8 237	8 237	8 453	8 948	10 527	12 204	12 204	12 204	12 204	12 204
Carvão	1 415	1 415	1 765	2 465	2 815	3 175	3 175	3 175	3 175	3 175
Fontes alternativas ^d	1 256	2 682	5 420	5 479	5 479	5 593	5 593	5 913	6 233	6 233
Gás de processo e vapor	469	959	959	959	959	959	959	959	959	959
Usinas termelétricas	-	-	-	-	-	-	-	900	900	900
Total	99 742	105 611	113 909	118 491	121 679	129 771	133 982	140 599	148 261	154 797

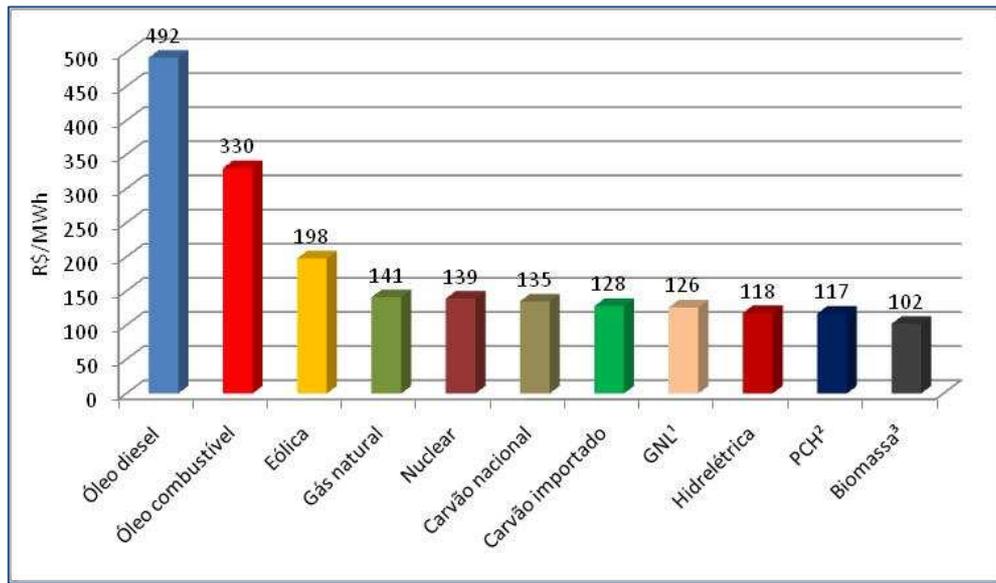
FONTE: EPE (2009b)

^a potência instalada em dezembro de cada ano

^b inclui pequenas centrais hidrelétricas

^c óleo combustível e óleo diesel

^d biomassa e eólica



¹ Gás natural liquefeito

² Pequena central hidrelétrica

³ Bagaço de cana

FIGURA 2.2 – Custos de produção de energia elétrica no Brasil

FONTE: adaptado de ANEEL (2008)

2.2 Dificuldades de ampliação do parque gerador brasileiro

É permanente o desafio enfrentado pelo setor elétrico brasileiro de atender a demanda do mercado consumidor e acompanhar sua evolução com uma oferta energética, apesar da condição privilegiada em termos da disponibilidade do potencial hídrico parcialmente inexplorado do país. São várias as dificuldades a serem enfrentadas, a exemplo dos elevados investimentos necessários para a construção de empreendimentos hidrelétricos, cada vez mais distantes dos centros de consumo, e para a expansão das linhas de transmissão num país de dimensões continentais, em que uma parcela significativa da população ainda não tem acesso ao serviço público de eletricidade. Também podem ser citados como obstáculos o custo elevado de construção de usinas nucleares e mesmo seu elevado nível de rejeição perante a comunidade, assim como o alto custo de pesquisa, prospecção e refino de petróleo e da procura por alternativas energéticas competitivas. Há também a questão da modicidade dos preços, da melhoria dos serviços e da sua universalização, itens de grande importância que permeiam a busca por uma energia elétrica de qualidade.

A matriz energética brasileira se apóia principalmente na geração hidrelétrica, que hoje responde por uma parcela superior a 73% (ANEEL, 2009a). Considerando que, do potencial hidrelétrico disponível no país, equivalente a 260 mil MW (ANEEL, 2008), apenas cerca de 79 mil MW (ANEEL, 2009a) foram explorados, a geração hidrelétrica continuará desempenhando um papel muito importante no atendimento à demanda energética a médio e longo prazos.

Todavia, a ampliação do parque gerador nacional, principalmente em relação à geração hidrelétrica, tem sido comprometida em grande escala por questões e condicionantes ambientais, considerando os impactos provenientes da construção de usinas hidrelétricas, cujos reservatórios podem alagar extensões consideráveis de terras muitas vezes férteis, com uso agrícola, habitadas ou cobertas por vegetação nativa, e desse modo, afetando diretamente a fauna e a flora, núcleos urbanos e rurais, com o conseqüente reassentamento de populações e/ou a interrupção de atividades econômicas. Outras vezes, as áreas alagáveis comprometem reservas indígenas ou sítios de importância arqueológica ou paisagística.

Levando em conta que as projeções apontam que em 2017, conforme TAB. 2.3, as UHEs serão responsáveis por aproximadamente 75% da eletricidade no Brasil e que uma parcela muito representativa do potencial hidrelétrico se localiza na Amazônia, região ambientalmente delicada, o licenciamento ambiental de projetos hidrelétricos no país é considerado um grande obstáculo para que a expansão da capacidade de geração ocorra de forma previsível, dentro de prazos razoáveis, de acordo com cronogramas pré-estabelecidos (Banco Mundial, 2008).

O Sistema Nacional do Meio Ambiente (SISNAMA) foi criado com o intuito de proteger o meio ambiente brasileiro e consiste de um órgão administrativo – o Conselho Governamental –, um órgão de consultoria e decisório – o Conselho Nacional de Meio Ambiente (CONAMA) –, um órgão central – o Ministério do Meio Ambiente (MMA) –, um órgão executivo – o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) – e vários órgãos setoriais e locais. O CONAMA realiza e aprova estudos, fornece assistência e aconselhamento ao Conselho Governamental sobre as ordens oficiais da política governamental para recursos ambientais e naturais e sobre deliberações dentro de sua esfera de competência acerca

de normas e regulamentações aplicáveis ao meio ambiente brasileiro. O IBAMA leva a efeito a política ambiental nacional e inspeciona, preserva e provê assistência quanto ao uso dos recursos naturais.

A constituição brasileira confere ao governo federal, aos governos estaduais e aos municípios poderes para promulgar leis destinadas a proteger o meio ambiente, assim como regulamentá-las. A par da regulamentação ambiental promulgada pelo governo federal, os governos estaduais têm poderes para promulgar suas respectivas regulamentações ambientais, que podem ser ainda mais severas. O que se segue abaixo é um levantamento da estrutura legal voltada às questões ambientais, responsabilidades e posturas a elas associadas nos âmbitos federal e do estado de Minas Gerais. Trata-se de uma complexa estrutura de leis, decretos, códigos, resoluções, regulamentações etc. elaborados com o melhor intuito de resguardar o meio ambiente e incentivar a convivência harmônica e ponderada entre o ser humano e a natureza. Contudo, estes mesmos instrumentos legais que causam admiração por sua complexidade e seu alcance, também podem significar percalços complicados de transpor, principalmente em função da dificuldade de colocá-los em prática, considerada a carência de critérios abrangentes, claros e objetivos. O ciclo de planejamento e implantação de usinas está ilustrado nas FIG. 2.3 e 2.4.

O licenciamento ambiental no âmbito federal é um instrumento da Política Nacional do Meio Ambiente, estabelecida segundo a Lei nº 6.938 (Brasil, 1981), que regulamenta a responsabilidade civil por danos causados ao meio ambiente. Além de ser severa, esta lei também expande a lista de partes responsáveis, adotando o princípio de responsabilidade solidária. Independentemente da natureza da transgressão, a demonstração da relação causa-efeito entre o dano causado e a ação ou falta dela é suficiente para criar uma obrigação legal de reparar o dano ambiental. Ademais, estar em conformidade com as licenças ambientais não exclui responsabilidades neste âmbito.

Atividades que causem danos ao ambiente poderão também incorrer em multas penais e administrativas, previstas na Lei nº 9.605 (Brasil, 1998), conhecida como Lei de Crimes Ambientais. Os efeitos desta lei se aplicam a qualquer pessoa física ou jurídica que, por

quaisquer meios, contribuam para danos causados ao meio ambiente, na medida de sua culpa, no montante do dano causado.

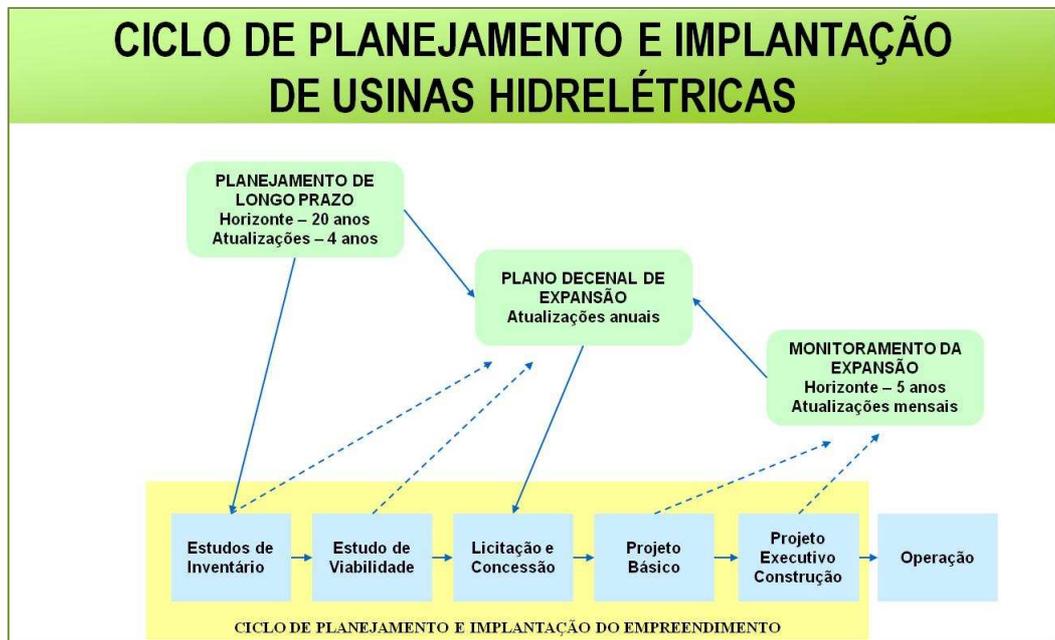


FIGURA 2.3 – Ciclo de planejamento e implantação de usinas hidrelétricas (a)
 FONTE: Brasil (2005b)

O Decreto Federal nº 3.179 (Brasil, 1999) estabeleceu multas administrativas aplicáveis por conduta ou atividades que causem danos ao meio ambiente e as regulamentações regidas pela Lei de Crimes Ambientais. Ele instituiu multas que podem atingir valor máximo de R\$50 milhões e autorizou o fechamento das instalações infratoras. Este decreto foi revogado com a vigência do Decreto Federal nº 6.514 (Brasil, 2008a), que também trata do mesmo tema e mantém o valor máximo de multa por ele estipulado.

A Lei nº 9.433 (Brasil, 1997) criou a Política Nacional de Recursos Hídricos, que é posta em execução pelas agências governamentais e não governamentais e classifica a água como bem público. Assim, nenhuma pessoa física ou jurídica pode apropriar-se do uso da água e nenhum uso da água acarreta a exclusão absoluta de todos os usuários em potencial. A Política Nacional de Recursos Hídricos criou a necessidade de concessão de permissão para uso da água na produção de eletricidade. O direito de uso da água federal é concedido pela Agência Nacional de Águas (ANA), criada pela Lei nº 9.984 (Brasil, 2000), em colaboração com a ANEEL. Além de conceder este direito, a ANA também regula e supervisiona o uso dos recursos hídricos federais. A Lei nº 9.984 fixou em 6,75% a compensação financeira pela utilização de recursos hídricos,

decompostos da seguinte maneira: dos 6%, são destinados 45% dos recursos aos municípios atingidos pelos reservatórios das UHEs, enquanto os estados têm direito a outros 45% e a União fica com 10% do total, enquanto os 0,75% restantes vão para o Ministério do Meio Ambiente, constituindo essa última parcela um pagamento pelo uso de recursos hídricos. A permissão para uso dos recursos hídricos não federais, por sua vez, deve ser obtida da respectiva agência ambiental/hídrica estadual.

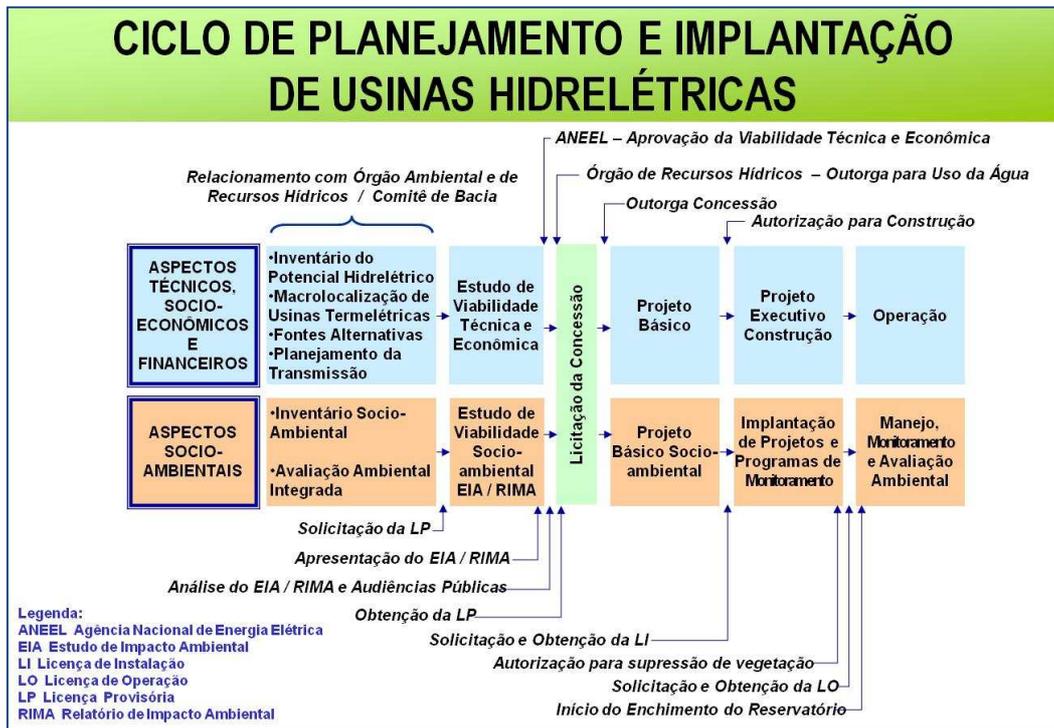


FIGURA 2.4 – Ciclo de planejamento e implantação de usinas hidrelétricas (b)
 FONTE: Brasil (2005b)

Na fase de planejamento da usina, a ANEEL deve efetuar solicitação às autoridades de recursos hídricos para reserva de disponibilidade de água, que será transformada em permissão para uso de recursos hídricos, sendo outorgada em conjunto com a concessão para operação comercial de uma usina hidrelétrica.

Para a construção de uma usina de energia hidrelétrica, as empresas de eletricidade devem cumprir várias medidas de proteção do meio ambiente. Primeiramente, deve ser elaborado um estudo de avaliação do impacto ambiental por peritos externos, os quais devem fazer recomendações de como minimizar o impacto da usina ao meio ambiente. O estudo, em conjunto com um relatório especial de avaliação do impacto ambiental do projeto preparado pela empresa, é então submetido às autoridades governamentais

estaduais ou federais para análise e aprovação. O projeto passa por um processo de licenciamento de três estágios: a Licença Provisória (LP), que indica a viabilidade do projeto, a Licença de Instalação (LI), para iniciar a construção, e a Licença de Operação (LO) da usina, que a libera para funcionamento. As licenças ambientais devem também ser obtidas para a expansão da usina ou instalação de novos equipamentos. Deve-se mencionar que, com base nas conclusões de estudos de impacto ambiental, a licença emitida fica sujeita a várias condições ou exigências que devem ser observadas; caso contrário, as licenças podem ser revogadas. As instalações que podem trazer impacto ambiental considerável estão obrigadas por lei a alocar no mínimo 0,5% dos custos de investimento totais por elas incorridos na criação de áreas de preservação ambiental.

Nos termos do Código Florestal Brasileiro, instituído pela Lei nº 4.771 (Brasil, 1965), o terreno circundante de reservatórios de água, sejam eles naturais ou artificiais, é considerado área de preservação permanente, o que representa restrição a seu uso. As alterações do Código Florestal Brasileiro introduzidas através da Medida Provisória nº 2.166-67 (Brasil, 2001) exigem que a operadora de um reservatório adquira tais áreas circunvizinhas. Esta exigência poderá causar impacto sobre a viabilidade econômica de novos empreendimentos hidrelétricos; contudo, até o presente momento, ela não foi levada a efeito. Enfim, todas estas normas, quando aplicáveis, acarretam custos adicionais para a implantação de novas usinas hidrelétricas.

O Relatório nº 40995-BR do Banco Mundial (2008) analisa e detalha as questões relativas ao licenciamento ambiental federal no Brasil e seus impactos preocupantes em relação à construção de novos empreendimentos hidrelétricos. No relatório é apresentada uma tabela com tempos médios de emissão do Termo de Referência (TR) pelo IBAMA para algumas usinas hidrelétricas (TAB. 2.4). Termo de Referência (Brasil, 2005a) neste caso específico é um documento que tem como objetivo determinar a abrangência, os procedimentos e os critérios gerais para a elaboração do Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e o respectivo Relatório de Impacto Ambiental (RIMA), instrumentos de licenciamento ambiental para aproveitamentos hidrelétricos, devendo ser adequado às características específicas do projeto e do ambiente de sua inserção. Para o licenciamento ambiental do empreendimento, o responsável legal por sua implantação deve elaborar o EIA, baseando-se no Termo de Referência apresentado, o qual tem por meta fornecer subsídios genéricos capazes de nortear o desenvolvimento

de estudos que diagnostiquem a qualidade ambiental atual da área de implantação da usina hidrelétrica e sua inserção na bacia hidrográfica. A partir dos dados específicos levantados na ficha de abertura de processo e no mapeamento fornecido pela base de dados do Sistema de Informações sobre o Meio Ambiente (SINIMA), o TR deve ser adequado, possibilitando uma avaliação integrada dos impactos ambientais, tanto para aqueles isolados e relacionados especificamente com o empreendimento quanto para os cumulativos, que apresentam efeitos sinérgicos com demais projetos inventariados e propostos ou em implantação/operação na área de inserção.

Em relação ao estado de Minas Gerais, sua política ambiental é representada pelo Sistema Estadual do Meio Ambiente (SISEMA), que exerce a administração ambiental com a efetiva participação do governo e da sociedade civil e é composto por diversos órgãos, cada qual dotado de atribuições específicas, de modo a atender às exigências da política nacional do meio ambiente. Na formação atual, figuram como órgãos a Secretaria Estadual de Meio Ambiente (SEMAD), o Conselho Estadual de Política Ambiental (COPAM) e o Conselho Estadual de Recursos Hídricos (CERH), além dos órgãos vinculados, que são a Fundação Estadual do Meio Ambiente (FEAM), o Instituto Estadual de Florestas (IEF) e o Instituto Mineiro de Gestão das Águas (IGAM). O IGAM responde pela concessão de outorga de direito de uso das águas estaduais. Ele coordena, incentiva e orienta a criação dos comitês de bacias hidrográficas para gerenciar o desenvolvimento criterioso de determinada região. No caso da construção de uma usina hidrelétrica em Minas Gerais em águas estaduais, o IGAM deve ser então consultado. A política florestal do estado de Minas Gerais não obriga a operadora a adquirir a área circunvizinha do reservatório de uma usina hidrelétrica, exigindo, contudo, indenização referente à restrição ao uso, nas formas previstas em lei.

2.3 Regras de remuneração e impostos

2.3.1 Comercialização de energia no Sistema Interligado Nacional

De acordo com novo modelo do setor elétrico (CCEE, 2009b), cujas bases foram lançadas pelo governo federal durante os anos 2003 e 2004, o processo de comercialização de energia elétrica ocorre de acordo com parâmetros estabelecidos pela

Lei nº 10.848 (Brasil, 2004c), pelos Decretos nº 5.163 (Brasil, 2004a) e nº 5.177 (Brasil, 2004b), que instituiu a CCEE, e pela Resolução Normativa ANEEL nº 109 (ANEEL, 2004), que instituiu a convenção de comercialização de energia elétrica.

As relações comerciais entre os agentes participantes da CCEE são regidas predominantemente por contratos de compra e venda de energia e todos os contratos celebrados entre os agentes no âmbito do Sistema Interligado Nacional devem ser registrados na CCEE. Esse registro inclui apenas as partes envolvidas, os montantes de energia e o período de vigência; os preços de energia dos contratos não são registrados na CCEE e são utilizados especificamente pelas partes envolvidas em suas liquidações bilaterais.

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) (CCEE, 2009c) é utilizado para valorar a compra e venda de energia no mercado de curto prazo. A formação do preço da energia comercializada no mercado de curto prazo se faz pela utilização dos dados considerados pelo ONS para a otimização da operação do Sistema Interligado Nacional. Em função da preponderância de usinas hidrelétricas no parque de geração brasileiro, são utilizados modelos matemáticos para o cálculo do PLD, que têm por objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas.

A formação do PLD também poderia ser através de leilão, a exemplo do que ocorre no Nordpool, que atua na Escandinávia, região onde a energia hidrelétrica também é preponderante, assim como no Brasil. Criado durante a década de 1990 pelos países nórdicos sob controle estatal de duas empresas de transmissão, o Nordpool foi a primeira bolsa internacional para comercialização de energia elétrica.

No Brasil, a argumentação contrária é de que, no país, uma mesma cascata de UHEs possui empreendimentos de diferentes agentes, o que poderia dificultar o processo de leilão e posterior despacho da energia.

TABELA 2.4
Tempo para a emissão do Termo de Referência de usinas hidrelétricas

Usina hidrelétrica	Ano do processo	Data da abertura do processo no IBAMA	Data da emissão do Termo de Referência pelo IBAMA	Tempo desde a abertura do processo até a emissão do Termo de Referência (dias)	Média anual do tempo desde a abertura do processo até a emissão do Termo de Referência (dias)
Machadinho	1996	22/01/1996	20/12/1996	333	333
Barra Grande	1998	21/01/1998	23/06/1998	153	173
Foz do Chapecó	1998	26/06/1998	07/01/1999	195	
Serra do Facão	1998	31/03/1998	17/09/1998	170	
Estreito (rio Tocantins)	2000	16/11/2000	22/11/2001	371	371
Pai Querê	2001	30/05/2001	09/12/2002	558	606
Simplício	2001	19/02/2001	04/12/2002	653	
S. Salvador	2002	19/03/2002	13/06/2003	451	451
Batalha	2003	28/08/2003	09/01/2004	134	352
Ipoeiras	2003	20/01/2003	25/06/2004	522	
S. Antônio e Jirau (rio Madeira)	2003	21/08/2003	23/09/2004	399	
Cachoeira	2004	29/04/2004	22/09/2005	511	437
Castelhanos	2004	29/04/2004	22/09/2005	511	
Estreito (rio Parnaíba)	2004	29/04/2004	01/07/2005	428	
Pedra Branca	2004	01/07/2004	21/11/2005	508	
Riacho Seco	2004	01/07/2004	29/09/2005	455	
Ribeiro Gonçalves	2004	29/04/2004	22/09/2005	511	
S. Antônio (rio Jari)	2004	23/07/2004	15/06/2005	327	
Tijuco Alto	2004	11/02/2004	30/07/2004	170	
Urucuí	2004	29/04/2004	22/09/2005	511	
				Média: 394 dias	

FONTE: Banco Mundial (2008)

A máxima utilização da energia hidrelétrica disponível em cada período é a premissa mais econômica, do ponto de vista imediato, pois minimiza os custos de combustível. No entanto, essa premissa resulta em maiores riscos de déficits futuros. Por sua vez, a máxima confiabilidade de fornecimento é obtida conservando o nível dos reservatórios o mais elevado possível, o que significa utilizar mais geração térmica e, portanto, aumento dos custos de operação.

Com base nas condições hidrológicas, na demanda de energia, nos preços de combustível, no custo de déficit, na entrada de novos projetos e na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão, o modelo de estabelecimento criterioso de preços obtém o despacho de carga ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada submercado. O processo completo de cálculo do PLD consiste na utilização do Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes (NEWAVE) e do Modelo de Despacho Hidrotérmico de Médio Prazo (DECOMP), que são ferramentas computacionais. O NEWAVE fornece a função de custo futuro para o DECOMP, que por sua vez calcula o Custo Marginal de Operação (FIG. 2.5) de cada submercado para cada patamar de carga e para o período estudado. O NEWAVE trabalha com em base mensal, ao passo que o DECOMP o faz em base semanal. Patamar de carga é o período que compreende determinado número de horas e caracterizado pela ocorrência de valores similares de carga do sistema elétrico.

O PLD é um valor determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no Custo Marginal de Operação, limitado por um preço máximo e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada submercado. Para cálculo do PLD, foram definidos três patamares de carga – leve, médio e pesado – pelo ONS. Os intervalos de duração de cada patamar são determinados para cada mês de apuração pelo ONS e informados à CCEE, para que sejam considerados no sistema de contabilização e liquidação. O cálculo da média mensal do PLD por submercado considera os preços semanais por patamar de carga, ponderados pelo número de horas em cada patamar e em cada semana do mês.

Na CCEE são utilizados os mesmos modelos adotados pelo ONS para determinação da programação e despacho de geração do sistema, com as adaptações necessárias para refletir as condições de formação de preços naquele ambiente. No cálculo do PLD não são consideradas as restrições de transmissão internas a cada submercado e as usinas em testes, de forma que a energia comercializada seja tratada como igualmente disponível em todos os seus pontos de consumo e que, conseqüentemente, o preço seja único dentro de cada uma dessas regiões. No cálculo do preço são consideradas apenas as

restrições de transmissão de energia entre os submercados, que são os limites de intercâmbio.

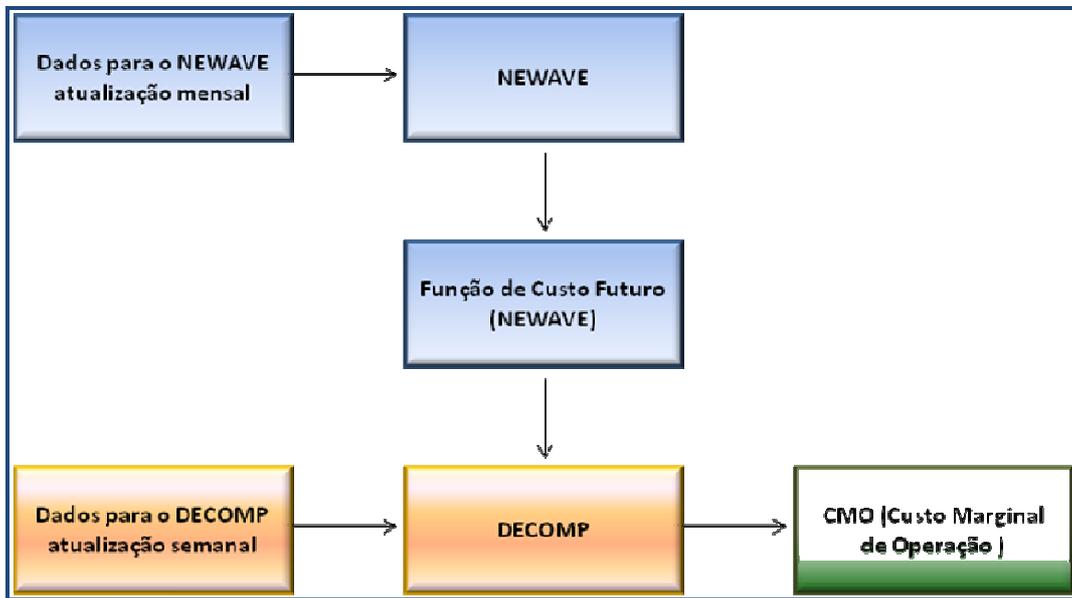


FIGURA 2.5 – Modelagem no cálculo do Custo Marginal de Operação
 FONTE: CCEE (2007)

As usinas que apresentarem limitações operativas, conhecidas como inflexibilidades, para o cumprimento de despacho por parte do ONS têm sua parte inflexível não considerada no estabelecimento do preço e são consideradas como abatimentos da carga a ser atendida. As inflexibilidades também podem advir de motivos econômicos, a exemplo de uma usina termelétrica a gás natural que possua um contrato de compra de combustível no esquema *take or pay*, de tal maneira que seja economicamente inviável mantê-la sem gerar. As gerações de teste produzidas pela entrada de novas unidades também não são consideradas no processo de formação do PLD.

O PLD é limitado por valores mínimo e máximo de acordo com legislação da ANEEL, com validade entre a primeira e a última semana operativa de preços do ano, que para 2009 foram os seguintes:

- a) mínimo: R\$16,31/MWh;
- b) máximo: R\$633,37/MWh.

A CCEE contabiliza as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado. As diferenças positivas ou negativas são liquidadas no mercado de curto prazo, conhecido como mercado *spot*, e valorado segundo o PLD. Dessa forma, pode-se dizer que o mercado de curto prazo é o mercado das diferenças entre montantes contratados e montantes medidos, conforme FIG. 2.6.

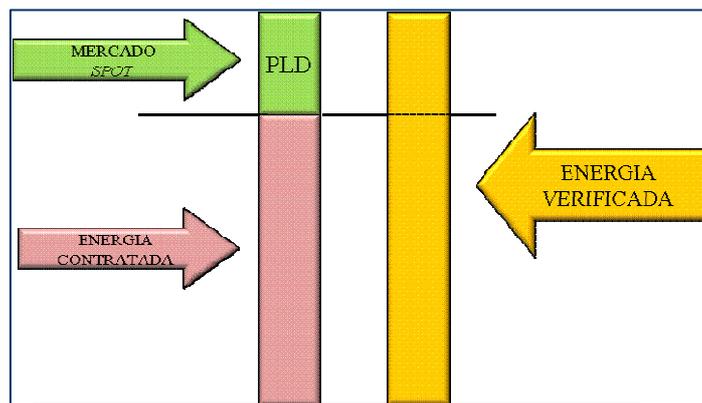


FIGURA 2.6 – Mercado de curto prazo
FONTE: CCEE (2009b)

As regras de comercialização são um conjunto de formulações algébricas que estabelecem todos os relacionamentos entre as variáveis do processo de comercialização da energia na CCEE e determinam as seqüências dos cálculos que devem ser realizados a partir dos dados de entrada, fornecidos pelos agentes, ONS, ANEEL e CCEE, de modo a contabilizar as operações do mercado. Elas são estruturadas através de uma divisão em famílias e seus respectivos módulos, entre as quais a principal é a contabilização, que é dividida nos módulos que detalham os cálculos necessários para a apuração dos pagamentos e recebimentos dos agentes pela comercialização de energia no mercado de curto prazo. Em termos de comercialização energética, *a energia assegurada corresponde à máxima quantidade de energia que a usina pode comprometer em contratos de venda.*

Desde 2004, ficou estabelecido que a definição da forma de cálculo da garantia física, que é a energia assegurada para as centrais hidrelétricas despachadas pelo ONS, dos empreendimentos de geração é de responsabilidade do Ministério de Minas e Energia (MME), sendo a execução do cálculo realizada pela EPE.

2.3.2 Ambiente de Contratação

O novo modelo do setor elétrico define que a comercialização de energia elétrica é realizada em dois ambientes de mercado (CCEE, 2009a):

- a) Ambiente de Contratação Regulada (ACR);
- b) 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 (CCEARs), celebrados entre agentes vendedores – comercializadores, geradores (nos quais se incluem os produtores independentes ou autoprodutores) –, importadores e compradores – distribuidores – que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica. O início da entrega é previsto para ocorrer um, três ou cinco anos após a data de realização do leilão, que são chamados, respectivamente, de A-1, A-3 e A-5. Os agentes de distribuição podem adquirir energia através das seguintes formas:

- a) leilões de compra de energia proveniente de empreendimentos de geração existentes e de novos empreendimentos de geração;
- b) geração distribuída, que é aquela proveniente de empreendimentos conectados diretamente ao sistema elétrico de distribuição do comprador que atendem as regras pré-estabelecidas. A aquisição da energia proveniente de geração distribuída não é compulsória como a compra da energia gerada por Itaipu ou por usinas do PROINFA;
- c) usinas que produzem energia elétrica a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa contratadas na primeira fase do PROINFA;
- d) Itaipu Binacional.

O MME determina a data dos leilões, que são realizados pela ANEEL e pela CCEE. Por meio de portaria, é fixado o preço teto para o MWh a ser ofertado, de acordo com a fonte de energia, térmica ou hídrica. Como as geradoras entram em *pool*, ou seja, a oferta não é individualizada, a prioridade é dada ao vendedor que pratica o menor preço. Os valores máximos devem ser iguais ou inferiores ao preço teto.

Os leilões se dividem nas seguintes modalidades principais:

- a) energia existente: corresponde à produção das usinas já em operação e os volumes contratados são entregues num prazo menor, denominados leilões A-1;
- b) energia nova: corresponde à produção de empreendimentos sem outorga de concessão, permissão ou autorização até a publicação do edital de licitação do leilão ou à produção advinda do acréscimo da capacidade de empreendimentos existentes, com ampliação posterior à publicação do referido edital. No caso da energia nova, o prazo de entrega geralmente é de três ou cinco anos, nos leilões denominados A-3 e A-5.

Até 31 de dezembro de 2007, excepcionalmente, foi possível ofertar a energia elétrica procedente de empreendimentos de geração existentes ou de projetos de ampliação que tinham obtido outorga de concessão ou autorização até 16 de março de 2004, que tinham iniciado a operação comercial desde 1º de janeiro de 2000 e cuja energia não tinha sido contratada até 16 de março de 2004.

No ACL, por sua vez, ocorre 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. Neste ambiente, os vendedores e os compradores negociam quanto às cláusulas contratuais, a exemplo de preço, prazo e condições de entrega. As transações geralmente são intermediadas pelas empresas comercializadoras, que têm por função favorecer o contato entre as duas pontas e dar liquidez a este mercado.

Os agentes de geração, que são concessionários de serviço público de geração, produtores independentes de energia ou autoprodutores ou comercializadores, podem vender energia elétrica nos dois ambientes, mantendo o caráter competitivo da geração e todos os contratos, tanto do ACR quanto do ACL, são registrados na CCEE e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo. Este registro inclui apenas as partes envolvidas, os montantes de energia e o período de vigência; os preços de energia dos contratos não são registrados na CCEE, sendo utilizados especificamente pelas partes envolvidas em suas liquidações bilaterais.

Uma visão geral da comercialização de energia, envolvendo os dois ambientes de contratação, é apresentada na FIG.2.7.



FIGURA 2.7 – Comercialização de energia no ACR e no ACL
 FONTE: CCEE (2009a)

2.3.3 Tarifa final de energia para o consumidor

De acordo com Marcondes *et al.* (2008), desde sua privatização, o setor elétrico brasileiro vem experimentando mudanças na cobrança da tarifa final de energia ao consumidor. A era estatal foi caracterizada essencialmente pela cobrança por meio do custo do serviço, através do repasse de parte das despesas para o consumidor final, e com forte subsídio cruzado destinado aos consumidores industriais. Paulatinamente, a partir da concessão dada às distribuidoras desde 1996, o setor elétrico sofreu uma importante intervenção estatal, através da ANEEL, com o intuito de garantir o repasse real dos custos inerentes ao consumidor final, através do descruzamento tarifário, que foi instituído desde 2003 em todas as distribuidoras do Sistema Interligado Nacional. A necessidade de transferir os ativos de distribuição à iniciativa privada teve como pressuposto a competição no setor, a maior capacidade de investimento com a oferta de um serviço de qualidade e a universalização do atendimento aos consumidores. Para tanto, foram criadas novas formas de aquisição de energia, destacadas pelo montante do contrato das distribuidoras. Os consumidores livres, cuja carga é maior ou igual a 3 MW, passaram então a adquirir energia diretamente dos geradores, valendo-se apenas da prestação do serviço de distribuição do concessionário local. Os consumidores cativos – consumidores residenciais, comércio em geral, indústria com carga inferior a 3 MW –, por seu turno, passaram a ter suas tarifas reguladas pelo poder concedente através da ANEEL. A regulação do setor de distribuição, naturalmente caracterizado como um monopólio em consequência da sua característica específica, deu continuidade

à política de tarifa pelo preço instituída desde 1993. Pode-se considerar que este tipo de regulação ainda é novo no Brasil e até em outros países e, teoricamente, a regulação pelo preço oferece como uma de suas principais vantagens a prática de tarifas módicas, em virtude dos incentivos para redução de custos por parte do concessionário.

A regulação de monopólios naturais é eficaz, quando propicia a redução dos custos de transação; porém, não se observou a redução dos custos incorridos nas tarifas, e sim um forte incremento, tendo em vista que as tarifas brasileiras, além do impacto da transição entre governo e iniciativa privada, também tiveram o papel de internalizar os subsídios cruzados nas novas tarifas de energia com prazo de 4 anos para sua equalização. Com isso, foi criada a metodologia de cobrança em que os custos são repassados aos consumidores finais de energia, obedecendo a sua classe de tensão e forma de contratação do produto. As mudanças estruturais das tarifas de energia elétrica no Brasil podem ser consideradas relativamente recentes para os consumidores. Com a privatização, os efeitos, que *a priori* deveriam ser considerados favoráveis, não foram efetivamente observados, dada a necessidade de reequilibrar um setor altamente deficitário, primeiramente pelo caráter político das empresas antes da privatização.

Outro ponto relevante para tal efeito foi o realinhamento tarifário, essencial para proporcionar o equilíbrio econômico-financeiro das empresas recém-privatizadas. A abertura tarifária propiciou maior acompanhamento dos custos finais repassados aos consumidores que, através de associações e entidades de classe, promovem um debate sobre as melhores práticas quanto à metodologia de repasse de custos. Cabe observar que neste processo de debate muitas foram as conquistas dos consumidores, principalmente das indústrias que receberam descontos e incentivos neste novo ambiente institucional.

Mensalmente, as distribuidoras emitem faturas com o registro do consumo de energia elétrica em kWh referente ao mês precedente, que são encaminhadas aos consumidores. O valor cobrado corresponde à soma de três fatores: o resultado da multiplicação do volume consumido pela tarifa, que é o valor do kWh, expresso em reais, os encargos do setor elétrico e os tributos determinados por lei. Os encargos têm aplicação específica e os tributos são destinados ao governo federal. A parcela que fica com a distribuidora é utilizada para os investimentos em expansão e manutenção da rede, remuneração dos

acionistas e cobertura de seus custos, nos quais está a compra de suprimento. Desta forma, a tarifa praticada remunera não apenas as atividades de distribuição, como também de transmissão e geração de energia, conforme a FIG. 2.8.



FIGURA 2.8 – Componentes da fatura de energia elétrica
 FONTE: ANEEL (2008)

Os encargos do setor elétrico, que são vários, estão embutidos na tarifa e os principais deles e suas respectivas finalidades são os seguintes (ANEEL, 2008):

- a) Conta de Consumo de Combustíveis (CCC): subsidiar a geração térmica na Região Norte do país (Sistemas Isolados);
- b) Conta de Desenvolvimento Energético (CDE): proporcionar o desenvolvimento energético a partir das fontes de energia alternativas, promover a universalização do serviço de energia e subsidiar as tarifas da subclasse residencial Baixa Renda;
- c) Reserva Global de Reversão (RGR): indenizar ativos vinculados à concessão e fomentar a expansão do setor elétrico;
- d) Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH): compensar financeiramente o uso da água e terras produtivas para fins de geração de energia elétrica;
- e) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D): promover pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas à eletricidade e ao uso judicioso dos recursos naturais;
- f) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA): subsidiar as fontes alternativas de energia;
- g) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE): prover recursos para o funcionamento da ANEEL;
- h) Encargos de Serviços do Sistema (ESS): subsidiar a manutenção da confiabilidade e estabilidade do sistema elétrico interligado nacional.

Com relação aos tributos que integram a conta de eletricidade, devem ser observados (ANEEL, 2008):

- a) Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS): é um tributo de competência estadual, com alíquotas que variam de estado para estado e que não integram o valor informado da tarifa;
- b) Programa de Integração Social / Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS/PASEP) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS): são tributos cobrados pelo governo federal sobre a receita bruta das empresas, incluídos nos valores das tarifas homologadas até 30 de junho de 2005; desde 1º de julho de 2005, as tarifas homologadas pela ANEEL não incluem os valores destes tributos, que passam a ser considerados em destaque na conta de eletricidade, de forma semelhante ao ICMS;
- c) Taxa de Iluminação Pública (TIP): é uma taxa de competência estadual, baseada em regulamentação específica, cujo valor é informado em destaque na conta de eletricidade.

Os valores rearranjados que correspondem às diversas parcelas que compõem a conta mensal de energia elétrica são os seguintes (ANEEL, 2009a):

- a) transmissão: 6,25%;
- b) distribuição: 28,98%;
- c) compra de energia: 31,32%;
- d) encargos e tributos: 33,45%.

2.4 Repotenciação, modernização e remotorização

De acordo com Veiga (2001), a definição clássica de repotenciação a considera como um projeto que corresponde a todas aquelas obras que visem a gerar um ganho de potência ou de rendimento da usina. Segundo Santos (2003 *apud* EPE (2008b)), existem as seguintes definições para repotenciação de usinas hidrelétricas, dependendo da questão tecnológica:

- a) redefinição da potência nominal originalmente projetada, através da adoção de avanços tecnológicos e de concepções mais modernas de projeto, fazendo com que o empreendimento trabalhe dentro de padrões mais elevados de produtividade total, com redução de custos operacionais, maior flexibilidade operativa e observando os aspectos ambientais;

b) elevação da potência máxima de operação, em função de folgas devidamente aprovadas no projeto originalmente concebido, sem incorporar novas tecnologias à unidade geradora para atender a situações de maior rigor de solicitação operacional, em função de insuficiência de investimentos na expansão da geração e/ou no sistema de transmissão energia elétrica. Nesse caso, acredita-se que o investimento em repotenciação e modernização nesta usina, com envolvimento de novas tecnologias, não seria atrativo.

Conforme Castro (2007), a repotenciação é classificada nas categorias:

- a) mínima: corresponde ao reparo da turbina e do gerador, recuperando seus rendimentos originais, com ganhos de capacidade de 2,5% em média;
- b) leve: é aquela onde são obtidos ganhos de capacidade da ordem de 10% e que inclui a repotenciação da turbina e do gerador;
- c) pesada: trata-se daquela com ganhos de capacidade de 20 a 23%, com a troca do rotor, além da turbina e do gerador.

Levando em conta que o processo de repotenciação é geralmente definido como um conjunto de obras que visam a gerar ganho de potência e de rendimento, há uma situação bastante particular de repotenciação, que é objeto de estudo neste trabalho: a remotorização de usinas hidrelétricas. Trata-se essencialmente da motorização adicional, da ampliação, da expansão prevista da capacidade de geração do empreendimento hidrelétrico. Esta alternativa somente é aplicável quando a estrutura da casa de força tiver sido construída com vãos apropriados, de maneira tal a possibilitar a posterior instalação de novas unidades geradoras. Uma variante seria a implantação de uma nova casa de força, que também pode ser considerada em alguns casos, principalmente de pequenas centrais hidrelétricas.

Segundo Veiga (2001), a repotenciação de antigas usinas exige a realização de análises técnicas de alta precisão, a fim de conhecer criteriosamente a eficiência da geração de energia e o estado atual de seus componentes mais importantes em relação à confiabilidade operacional esperada da usina. Os principais objetivos destes diagnósticos são a otimização da geração elétrica, a prevenção de paradas não programadas, a introdução oportuna de ações corretivas, assim como a estimativa do tempo de vida residual.

Basicamente, quatro opções são consideradas após a avaliação do desempenho integrado de uma usina e de suas unidades separadamente:

- a) desativação: implica a saída definitiva do equipamento;
- b) reparo e continuidade operacional: implica a inconstância na disponibilidade do equipamento e, no caso de uma frequência elevada destas atividades, acarreta baixa confiabilidade e baixo fator de capacidade que podem não justificar investimentos no empreendimento;
- c) reconstrução: envolve a construção de uma nova usina, com a substituição total dos principais componentes e de estruturas importantes para a otimização do recurso. A reconstrução se aplica mais a PCHs;
- d) reabilitação, que também é chamada de restauração: deve resultar em extensão da vida útil, melhoria do rendimento, incremento da confiabilidade, redução da manutenção e simplificação da operação e, em certos casos, inclui também uma repotenciação. Esta opção é mais aplicada em grandes centrais hidrelétricas.

Considerando apenas os equipamentos principais da usina, é grande a variedade de intervenções possíveis de repotenciação e modernização, que podem abranger:

- a) substituição do estator e reisolamento de bobinas de geradores: para estes casos, é inerente o aumento de potência do gerador, em função da utilização de isolantes de menor espessura e melhor condutividade de calor;
- b) manutenção geral na turbina e em seus componentes mecânicos, sem ganho de potência;
- c) manutenção geral na turbina com estudos para aumentar a potência total gerada, mas sem alteração de rendimento, com aproveitamento da folga de potência disponível do gerador pela reforma dos seus componentes. Esta repotenciação possibilitaria uma maior geração nos horários de ponta, através do turbinamento neste horário, mas sem aumento da energia assegurada da usina;
- d) reforma geral da turbina com troca do rotor e/ou otimização do desenho das pás, com correspondentes aumentos de potência nominal e rendimento, ou seja, aumento da energia gerada para a mesma quantidade de água turbinada. O ganho em rendimento médio nas unidades geradoras pode ser computado diretamente como um ganho de energia assegurada da usina e do sistema;
- e) substituição ou reisolamento de transformadores elevadores.

A modernização trata da utilização de novas tecnologias na operação de usinas, com sua automatização, às vezes integral, através da digitalização e informatização de seus controles e comandos. A modernização está presente na reconstrução e na reabilitação de usinas, mas não se constitui propriamente uma repotenciação.

Conforme Santos (1999) *apud* EPE (2008b), contudo, a modernização é definida como estratégia em que antigas usinas hidrelétricas possam tornar-se mais produtivas e eficientes, através de ações de recondicionamento, atualizações tecnológicas e, onde aplicável, elevação da capacidade nominal de componentes com idade avançada para garantir o aumento de vida útil. Neste caso, a modernização incluiria também uma repotenciação.

De acordo com Carneiro *et al.* (1995), a modernização de sistemas de supervisão e controle de usinas antigas traz inegáveis vantagens e benefícios, seja para a operação mais confiável, seja para a manutenção mais rápida e eficiente. O advento da tecnologia digital microprocessada veio facilitar os aspectos funcionais há muito tempo desejados pelas áreas de operação e manutenção. Entretanto, num cenário com grande número de usinas com idade média alta e de diferentes potências instaladas, agravado pela escassez de recursos, é necessário priorizar e planejar a modernização, uma vez que especificar e implantar sistemas digitais para usinas velhas e em operação apresentam dificuldades bem maiores do que para uma usina nova. Estas dificuldades estão relacionadas com a preparação e a adaptação da antiga estrutura para receber o novo sistema e também com a estratégia de sua implantação em usina em operação.

2.5 Outras fontes energéticas

De acordo com Pusz (2001), a crescente aplicação da energia é uma das características do rápido aumento populacional em escala mundial. Embora haja países desenvolvidos que gerenciam o uso da energia num nível estável ou mesmo fazendo sua redução através do seu uso racional e melhorando a eficiência no processo de transformação energética, esta situação se apresenta de maneira completamente distinta em outros países não tão avançados. Com a consolidação do uso de combustíveis fósseis, fontes

alternativas de energia serão utilizadas em larga escala. Se a década de 1960 foi dominada por preocupações sobre poluição e superpopulação, o desenvolvimento do movimento ambientalista durante a década de 1970 foi marcado por uma crise energética conduzida pela alta crítica do preço do petróleo a patamares inéditos. As reservas petrolíferas serão suficientes para 100 anos, enquanto os depósitos de carvão ainda poderão ser explorados por poucas centenas de anos. O interesse pelas fontes alternativas aumentou muito na década de 1990, por conta do compromisso assumido por diversos países no sentido de reduzir a emissão de gases de efeito estufa na atmosfera. A característica modular da maioria das tecnologias de fontes alternativas permite seu gradual desenvolvimento com o crescimento da demanda, o que, ao mesmo tempo, facilita seu financiamento. A utilização futura do hidrogênio através do desenvolvimento de novas tecnologias economicamente viáveis traz grandes expectativas, por ser considerado uma energia limpa, com elevadas propriedades energéticas e um recurso de vasta disponibilidade.

Dresselhaus e Thomas (2001) alertam para a necessidade de cientistas e administradores avaliarem as fontes alternativas de energia enquanto a disponibilidade de combustíveis fósseis se mantiver num nível aceitável, para determinação do que é cientificamente possível, ambientalmente aceitável e tecnologicamente promissor, através de uma política energética adequada.

A seguir é apresentado um levantamento de outras fontes energéticas que não a hidráulica representativas para a geração de energia elétrica, classificadas em renováveis e não renováveis, cuja maioria compõe a matriz energética brasileira.

2.5.1 Fontes renováveis

Segundo Herzog *et al.* (2001), caminha cada vez mais rapidamente a transição para sistemas energéticos baseados em fontes renováveis, à medida que reduzem seus preços e oscila o preço do petróleo e do gás natural. Nos últimos 30 anos, os sistemas energéticos solar e eólico registraram um rápido aumento de vendas, levando a uma queda dos custos de capital e da energia gerada, e continuaram a melhorar seus níveis de desempenho. Rapidamente se desenvolvem mecanismos econômicos e de incentivo no

sentido de apoiar os mercados para sistemas baseados em fontes renováveis, assim como sua disseminação. O desenvolvimento e o uso de fontes energéticas alternativas renováveis pode aumentar a diversidade das empresas do setor respectivo, contribuir para assegurar os suprimentos energéticos a longo prazo, eventualmente reduzir emissões nocivas na atmosfera e fornecer opções comercialmente atraentes para atender às necessidades energéticas específicas, particularmente em países em desenvolvimento e em áreas rurais, com possibilidade de criação de novas oportunidades de trabalho.

2.5.1.1 Biomassa

De acordo com McKendry (2002), a biomassa é a forma mais comum de energia alternativa renovável, largamente usada sobretudo em países do Terceiro Mundo, que pode desempenhar um papel fundamental em auxiliar os países desenvolvidos na redução do impacto ambiental da queima de combustíveis fósseis ao gerar energia, mas somente se áreas significativas de replantio foram imediatamente retomadas. O tipo de biomassa requerido é determinado fortemente pelo processo de conversão energética e pela forma na qual a energia é demandada.

Conforme ANEEL (2008), a geração de energia elétrica a partir da biomassa é feita através da conversão da matéria prima num produto intermediário que será utilizado numa máquina motriz. A biomassa é obtida pelo processamento de resíduos de culturas agrícolas, a exemplo do milho, da soja, do arroz e da cana-de-açúcar. Esta máquina produz a energia mecânica que aciona o gerador de energia elétrica. No Brasil, as principais tecnologias empregadas são o ciclo a vapor com turbinas de contrapressão, o ciclo a vapor com turbinas de condensação e extração e o ciclo combinado integrado à gaseificação da biomassa.

A utilização da biomassa como fonte de energia elétrica tem sido crescente no Brasil, principalmente em sistema de co-geração – pela qual é possível obter energia térmica e elétrica – dos setores industrial e de serviços. Atualmente, a biomassa ocupa a segunda posição na matriz da eletricidade nacional, ligeiramente à frente do gás natural. Segundo o Banco de Informações de Geração (BIG) (ANEEL, 2009a) – em junho de 2010 – existem 369 usinas termelétricas movidas a biomassa no país, correspondendo a um total de 6.988 MW instalados. Do total de usinas relacionadas, 14 são abastecidas por

licor negro (resíduo de celulose) (1.240 MW), 35 por resíduos de madeira (303 MW), oito por biogás (42 MW), 7 por casca de arroz (31 MW), 270 por bagaço de cana (3.956 MW) e 3 por carvão vegetal (25 MW).

A cana-de-açúcar é um recurso com grande potencial entre as fontes de biomassa para geração de eletricidade existentes no país, por meio da utilização do bagaço e da palha, que, por sua vez, impede as queimadas que ocorrem depois da colheita manual. Por outro lado, a cultura da cana para fins energéticos pode levar à formação de monocultura em grandes extensões de terra, competindo com a produção de alimentos.

2.5.1.2 Energia eólica

A energia eólica é obtida da energia cinética gerada pela migração das massas de ar, que é o vento, provocada pelas diferenças de temperatura existentes na superfície da Terra. Seu aproveitamento se faz por meio da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação, com o emprego de turbinas eólicas, também denominadas aerogeradores, para a geração de eletricidade (FIG. 2.9). A geração eólica ocorre pelo contato do vento com as pás, elementos integrantes da turbina (FIG. 2.10). Ao girar, as pás originam a energia mecânica que aciona o rotor do aerogerador, que produz a eletricidade. A quantidade de energia mecânica transferida e, portanto, o potencial de energia elétrica a ser produzida estão diretamente relacionados à densidade do ar, à área coberta pela rotação das pás e à velocidade do vento.

Para que a energia eólica seja considerada tecnicamente aproveitável, é necessário que sua densidade seja maior ou igual a 500 W/m^2 , a uma altura de 50 m, o que requer uma velocidade mínima do vento de 7 a 8 m/s. Mais detalhes técnicos se encontram disponíveis em Johnson (2001). Os grandes argumentos favoráveis à fonte eólica são, além com sua condição de recurso renovável, a perenidade, a grande disponibilidade e a gratuidade da matéria prima, que são os ventos – o que não acontece com as fontes fósseis. O principal argumento desfavorável é o custo que, embora esteja decrescendo, ainda permanece alto quando comparado com o de outras fontes; é importante também citar que nem sempre o vento sopra quando a eletricidade é necessária, em função da sua intermitência. A consecutiva variabilidade estocástica da geração torna difícil a integração do produto num programa de atendimento energético mais amplo. Apenas

como exemplo, em 2008 o custo da energia elétrica advinda de fonte eólica era de cerca de R\$230,00 por MWh, enquanto o custo da energia hidrelétrica estava em torno dos R\$100,00 por MWh no Brasil, considerando também os impostos incididos.

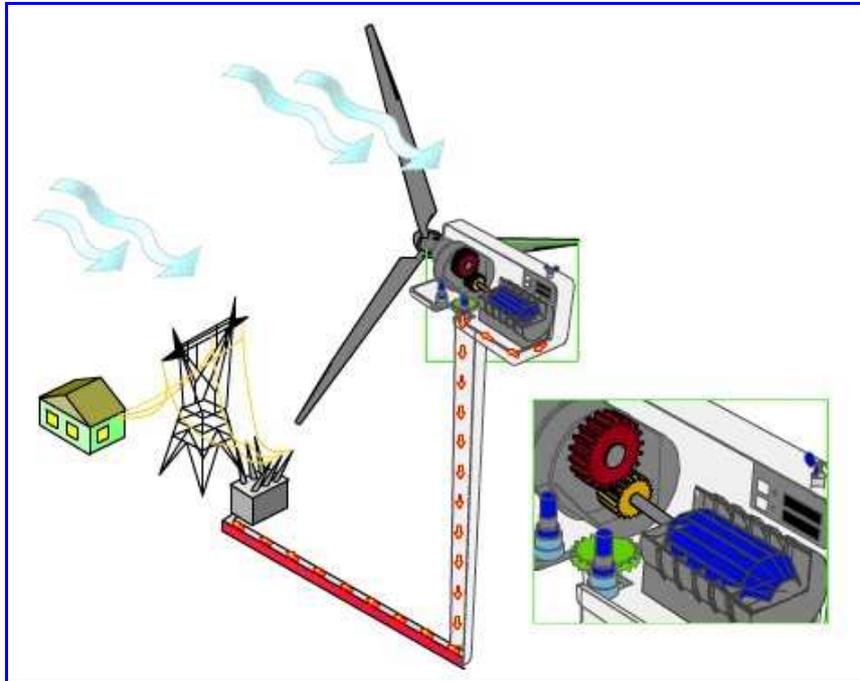


FIGURA 2.9 – Geração de energia elétrica a partir da energia eólica
 FONTE: Geocaching (2009)

O Brasil é favorecido em termos de ventos, que se caracterizam por uma presença duas vezes superior à média mundial e pela volatilidade de 5% (oscilação da velocidade), o que dá maior previsibilidade ao volume a ser produzido. Além disso, como a velocidade costuma ser maior em períodos de estiagem, é possível operar as usinas eólicas em sistema complementar com as usinas hidrelétricas, de forma a preservar a água dos reservatórios em períodos de poucas chuvas. Sua operação permitiria, portanto, o armazenamento indireto de energia elétrica ao poupar o recurso hídrico existente nas represas. Finalmente, estimativas elaboradas por ANEEL (2008) apontam para um potencial de geração de energia eólica de 143 mil MW no Brasil, volume superior à potência instalada total no país, cerca de 105 mil MW em novembro de 2008.

O Brasil é favorecido em termos de ventos, que se caracterizam por uma presença duas vezes superior à média mundial e pela volatilidade de 5% (oscilação da velocidade), o que dá maior previsibilidade ao volume a ser produzido. Além disso, como a velocidade costuma ser maior em períodos de estiagem, é possível operar as usinas eólicas em sistema complementar com as usinas hidrelétricas, de forma a preservar a água dos

reservatórios em períodos de poucas chuvas. Sua operação permitiria, portanto, o armazenamento indireto de energia elétrica ao poupar o recurso hídrico existente nas represas. Finalmente, estimativas elaboradas por ANEEL (2008) apontam para um potencial de geração de energia eólica de 143 mil MW no Brasil, volume superior à potência instalada total no país, cerca de 105 mil MW em novembro de 2008.

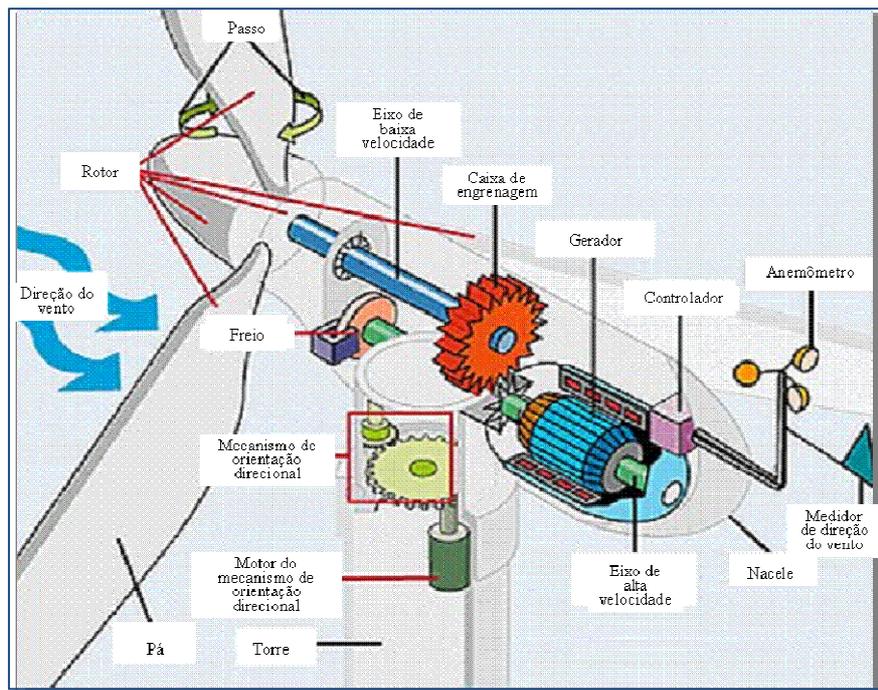


FIGURA 2.10 – Turbina eólica
FONTE: USA (2009)

A FIG. 2.11 mostra que as regiões com maior potencial medido são o Nordeste, principalmente no litoral (75 GW), o Sudeste, particularmente no vale do rio Jequitinhonha (29,7 GW) e o Sul (22,8 GW), região em que está instalado o maior parque eólico do país, o de Osório, no Rio Grande do Sul, com 150 MW de potência.

No Brasil, os primeiros anemógrafos computadorizados e sensores especiais para energia eólica foram instalados no Ceará e em Fernando de Noronha, no início da década de 1990. Os resultados destas medições possibilitaram a determinação do potencial eólico local e a instalação das primeiras turbinas eólicas do Brasil. A primeira turbina eólica instalada no país – em 1992, no arquipélago de Fernando de Noronha – possuía gerador com potência de 75 kW, rotor de 17 m de diâmetro e torre de 23 m de altura. Outro caso é a central eólica experimental no morro do Carmelinho, instalada na cidade de Gouveia (MG), em 1994. Com capacidade nominal de 1 MW, a central é

constituída por quatro turbinas de 250 kW, tem rotor de 29 m de diâmetro e torre de 30 m de altura. Também no Ceará, a central eólica de Prainha tem capacidade para 10 MW, a partir da instalação de 20 turbinas de 500 kW. Na Paraíba, são 13 turbinas de 800 kW e potência de 10,2 MW.

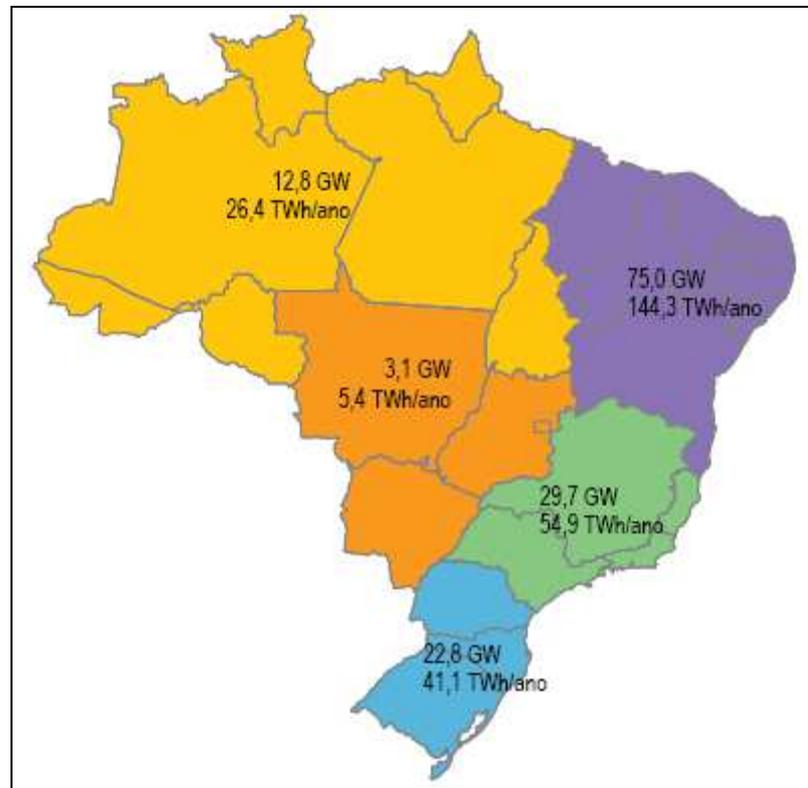


FIGURA 2.11 – Potencial eólico brasileiro
FONTE: ANEEL (2008)

O Banco de Informações de Geração (ANEEL, 2009) registrava em dezembro de 2009 a existência de 36 usinas eólicas em operação, com uma capacidade instalada de 602 MW, de 10 projetos em construção, com potência total de 257 MW e outros 44 com potência total de 2,1 mil MW, estavam registrados como outorgados, porém sem que as obras tivessem sido iniciadas.

2.5.1.3 Energia solar

A energia solar chega à Terra nas formas térmica e luminosa. Sua irradiação por ano na superfície do planeta é suficiente para atender milhares de vezes o consumo anual de energia. Esta radiação, porém, não atinge de maneira uniforme toda a crosta terrestre e

depende da latitude, da estação do ano e de condições atmosféricas como nebulosidade e umidade relativa do ar. Ao passar pela atmosfera terrestre, a maior parte da energia solar manifesta-se sob a forma de luz visível de raios infravermelhos e de raios ultravioleta. É possível captar esta radiação e transformá-la em energia térmica ou elétrica. São os equipamentos utilizados nessa captação que determinam qual será o tipo de energia a ser obtida. Se for utilizada uma superfície escura para a captação, a energia solar será transformada em calor. Se forem utilizadas células fotovoltaicas, normalmente na forma de painéis fotovoltaicos, o resultado será a eletricidade. Os equipamentos necessários à produção do calor são chamados de coletores e concentradores, porque, além de coletar, às vezes é necessário concentrar a radiação num só ponto. Este princípio é aplicado em aquecedores solares de água. Para a produção de energia elétrica existem dois sistemas: o heliotérmico e o fotovoltaico. No primeiro, a irradiação solar é convertida em calor, que é utilizado em usinas termelétricas para a produção de eletricidade. O processo completo compreende as seguintes fases: coleta da irradiação, conversão em calor, transporte e armazenamento e, finalmente, conversão em eletricidade. Para o aproveitamento da energia heliotérmica é necessário um local com alta incidência de irradiação solar direta, o que implica em pouca intensidade de nuvens e baixos índices pluviométricos, como ocorre no semi-árido brasileiro.

Já no sistema fotovoltaico (FIG. 2.12), a transformação da radiação solar em eletricidade é direta. Para tanto, é necessário adaptar um material semicondutor, geralmente o silício, para que, na medida em que é estimulado pela radiação, permita o fluxo eletrônico de partículas positivas e negativas. As células fotovoltaicas têm geralmente duas camadas de semicondutores: uma positivamente carregada e outra negativamente carregada, formando uma junção eletrônica. Quando a luz do sol atinge o semicondutor na região dessa junção, o campo elétrico existente permite o estabelecimento do fluxo eletrônico, antes bloqueado, e dá início ao fluxo de energia na forma de corrente contínua. Quanto maior a intensidade de luz, maior o fluxo de energia elétrica. Um sistema fotovoltaico não precisa do brilho do sol para operar, uma vez que ele também pode gerar eletricidade em dias nublados.

Atualmente há vários projetos em curso ou em operação para o aproveitamento da energia solar no Brasil, particularmente por meio de sistemas fotovoltaicos de geração

de eletricidade, visando ao atendimento de comunidades isoladas da rede de energia elétrica e ao desenvolvimento regional. Além do apoio técnico, científico e financeiro recebido de diversos órgãos e instituições brasileiras (MME, ELETROBRÁS/CEPEL e universidades, entre outros), estes projetos têm tido o suporte de organismos internacionais, particularmente da Agência Alemã de Cooperação Técnica (*Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit – GTZ*) e do Laboratório Nacional de Energia Renovável (*National Renewable Energy Laboratory – NREL*), dos Estados Unidos. Também a área de aproveitamento da energia solar para aquecimento de água tem adquirido importância nas regiões Sul e Sudeste do país, onde uma parcela expressiva do consumo de energia elétrica é destinada a este fim, principalmente no setor residencial.

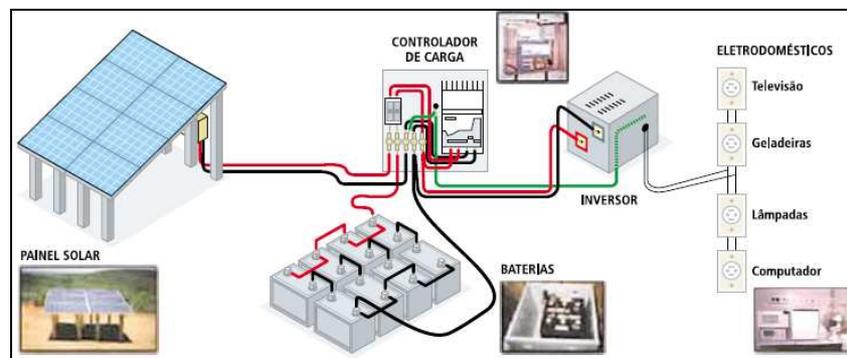


FIGURA 2.12 – Sistema de geração fotovoltaica de energia elétrica
 FONTE: ANEEL (2008)

A participação do sol na matriz energética nacional ainda é bastante reduzida, tanto que a energia solar não chega a ser citada na relação de fontes que integram o Balanço Energético Nacional (EPE, 2009a). De acordo com o Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL (2009a), há presentemente em operação no país apenas a usina fotovoltaica de Araras, em Nova Mamoré, estado de Rondônia, cuja potência instalada é de 20 kW. No BIG não existe registro algum de outra usina fotovoltaica que esteja em construção ou que já tenha sido outorgada.

No Brasil atualmente constam pesquisas e implantação de projetos piloto da tecnologia, a exemplo dos Sistemas Fotovoltaicos Domiciliares, da Universidade de São Paulo (USP), responsável pela instalação de 19 sistemas fotovoltaicos na comunidade de São Francisco do Aiucá, situada na Reserva de Desenvolvimento Sustentável Mamirauá, no

estado do Amazonas, com disponibilidade de 13 kWh/mês cada. A FIG. 2.13 apresenta a variação da radiação solar incidente sobre o território brasileiro.

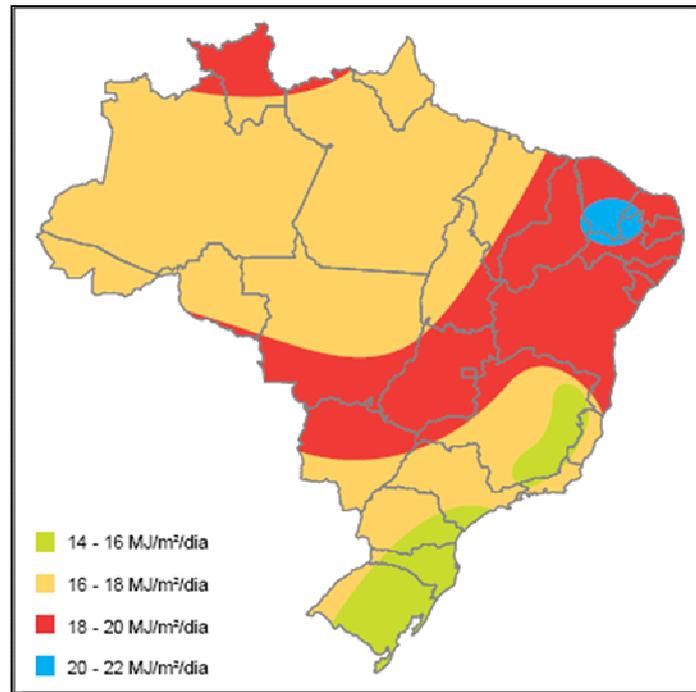


FIGURA 2.13 – Variação da radiação solar no Brasil
 FONTE: ANEEL (2008)

Espera-se que ampliação do número de usinas solares ocorra justamente na zona rural, como integrante de projetos de universalização do atendimento centrados em comunidades mais carentes e posicionadas fora do alcance das redes de distribuição. Com lançamento em 2003 pelo Ministério de Minas e Energia, o Programa Luz para Todos implantou vários sistemas fotovoltaicos no estado da Bahia. A meta do Programa é atender com energia elétrica a uma população de mais de 10 milhões de pessoas residentes no interior do país, basicamente no ambiente rural, através da expansão da rede das distribuidoras, de sistemas de geração descentralizada com redes isoladas e de sistemas de geração individuais, configurando portanto três modalidades distintas de ação.

Conforme Lewis (2007), os obstáculos enfrentados atualmente pelas tecnologias de conversão de energia solar relativos aos custos e expansão de seu uso para uma escala mais ampla serão bastante minimizados pelos avanços recentes nas áreas de nanotecnologia, biotecnologia e de ciências de materiais, que apontam na direção de soluções economicamente mais viáveis.

2.5.1.4 Biogás

Entre as fontes para produção de energia, o biogás é uma das mais favoráveis ao meio ambiente. Sua aplicação permite a redução dos gases causadores do efeito estufa e contribui com o combate à poluição do solo e dos lençóis freáticos. Isso ocorre porque o biogás é obtido da biomassa contida em dejetos urbanos, industriais e agropecuários, assim como em esgotos. Esta biomassa passa naturalmente do estado sólido para o gasoso por meio da ação de microorganismos que decompõem a matéria orgânica em um ambiente anaeróbico. Neste caso, o biogás também é lançado à atmosfera e passa a contribuir para o aquecimento global, uma vez que é composto por metano, dióxido de carbono, nitrogênio, hidrogênio, oxigênio e gás sulfídrico. A utilização do lixo para produção de energia permite o direcionamento e utilização deste gás e a redução do volume dos dejetos em estado sólido.

Existem três alternativas tecnológicas para a utilização do lixo como fonte energética. A primeira, mais simples e disseminada, é a combustão direta dos resíduos sólidos. A segunda delas é a gaseificação por meio da termoquímica, que é a produção de calor por meio de reações químicas. A terceira alternativa, que é a mais utilizada para a produção do biogás, é a reprodução artificial do processo natural em que a ação de microorganismos num ambiente anaeróbico produz a decomposição da matéria orgânica e, em consequência, a emissão do biogás.

No Brasil, além do projeto piloto da Usina Verde, localizada na Ilha do Fundão, no Rio de Janeiro e em operação desde 2004 (FIG. 2.14), segundo o Banco de Informações de Geração, da ANEEL (2009a), em junho de 2010 existiam três usinas termelétricas de pequeno porte movidas a biogás em operação. A primeira delas, inaugurada em 2003, dentro do aterro sanitário Bandeirantes, na cidade de São Paulo, com capacidade instalada de 20 MW, foi anunciada, à época, como a maior usina a biogás do mundo. As demais são a São João, também em aterro sanitário da cidade de São Paulo, com potência instalada de 24,6 MW, e a Energ Biog, com 30 kW de potência, na cidade de Barueri, região metropolitana de São Paulo, além de mais cinco empreendimentos de menor porte, totalizando 284 kW. Havia quatro empreendimentos outorgados, totalizando 10,4 MW de potência, nos estados de São Paulo, Rio de Janeiro, Santa Catarina e Pernambuco, e um de 19,7 MW em construção na Bahia.

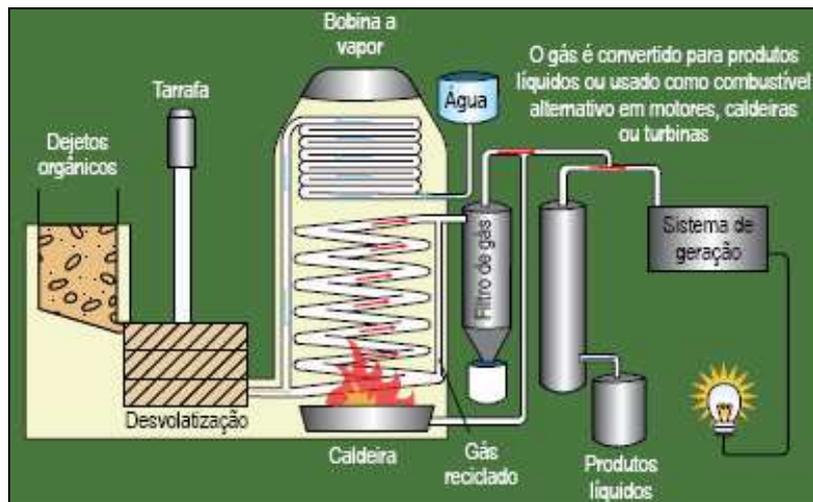


FIGURA 2.14 – Geração de energia elétrica a partir do biogás
 FONTE: ANEEL (2009a)

Em 2008, a ANEEL autorizou a Companhia Paranaense de Energia (COPEL) a implantar um projeto piloto para a compra da energia excedente produzida em pequenas propriedades rurais do Paraná a partir de dejetos de animais. Chamado Programa de Geração Distribuída com Saneamento Ambiental, ele permitirá a utilização do material orgânico resultante da criação de suínos, evitando seu lançamento em rios e em reservatórios como o da usina hidrelétrica de Itaipu. Os resíduos serão transformados, por meio de biodigestores em biogás, combustível usado na produção de energia elétrica. Por decisão da ANEEL, a potência instalada máxima dos empreendimentos incluídos no programa será de 270 kW. Esta potência é suficiente para abastecer 60 unidades consumidoras residenciais com consumo mensal médio de 150 kW.

Rodrigues e Martins (2008) estudaram o contexto da geração de energia a partir do biogás proveniente de aterros sanitários no Brasil e sua potencialidade. Foi enfatizado que geração de biogás é passível de obtenção de créditos de carbono através do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, conforme o Protocolo de Quioto, de 1997, voltado à redução de gases de efeito estufa em escala mundial. Estes autores recomendam a formulação de políticas que incentivem o uso energético de resíduos sólidos urbanos, o desenvolvimento de pesquisas e projetos, a nacionalização de equipamentos, além da obrigatoriedade da compra desta energia por um preço diferenciado, considerando os benefícios ambientais e sociais daí advindos.

2.5.1.5 Geotérmica

A energia geotérmica é obtida pelo calor que existe no interior da Terra. Neste caso, os principais recursos são os gêiseres, que são fontes de vapor no interior da Terra que apresentam erupções periódicas e, em localidades onde eles não estão presentes, o calor existente no interior das rochas para o aquecimento da água. A partir desta água aquecida é produzido o vapor utilizado em usinas termelétricas, como ilustrado na FIG. 1.15. Outra possibilidade é a utilização de vapor superaquecido para movimentar as turbinas. Esta última tecnologia é pouco comum, mas pode ser encontrada em Larderello e Monte Amitaca, na Itália.

Embora seu aproveitamento remonte a 1904 – ano da construção da primeira usina geotérmica, em Lardarello, Itália, que foi destruída na 2ª Guerra Mundial, posteriormente reconstruída e ampliada e hoje se encontra em operação –, a evolução deste segmento foi lenta e se caracterizou pela construção de pequeno número de unidades em poucos países. No Brasil, por exemplo, não há nenhuma unidade em operação, nem sob forma experimental. O porte dos empreendimentos atuais em escala mundial, porém, é bastante proeminente. A potência instalada no campo de gêiseres da Califórnia, por exemplo, é de 500 MW.

Conforme Antics e Sanner (2007), a geração elétrica advinda da energia geotérmica atualmente na Europa é de cerca de 1060 MW de capacidade instalada, com unidades de produção nos seguintes países: Áustria, Alemanha, Islândia, Itália, Portugal e Turquia. No caso da Islândia, a energia geotérmica responde por aproximadamente 14% de capacidade instalada de geração elétrica de todo o país.

2.5.1.6 Mar

O potencial de geração de energia elétrica a partir do mar inclui o aproveitamento das marés, correntes marítimas, ondas, energia térmica e gradientes de salinidade. A eletricidade pode ser obtida a partir da energia cinética produzida pelo movimento das águas (FIG. 2.16) ou pela energia derivada da diferença do nível do mar entre as marés alta e baixa. No país, todas as tecnologias estão em fase de desenvolvimento, com exceção do aproveitamento da energia potencial em usina maremotriz, contida no

movimento das águas. Nenhuma, portanto, apresenta custos competitivos frente às demais fontes. Um dos países que se destaca nestas pesquisas é Portugal, que tem diversos projetos piloto.

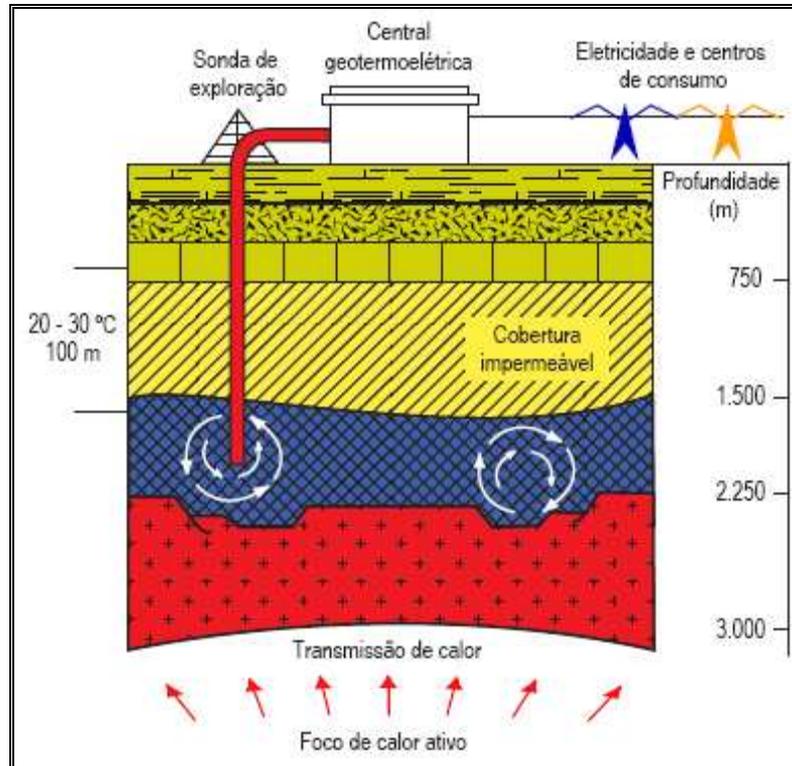


FIGURA 2.15 – Reservatório geotérmico de alta temperatura
FONTE: ANEEL (2008)

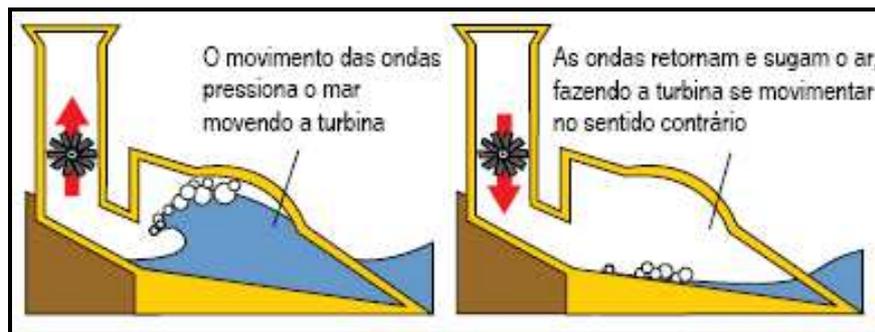


FIGURA 2.16 – Geração de energia elétrica em usina maremotriz
FONTE: ANEEL (2008)

Segundo Mueller e Wallace (2006), os principais desafios enfrentados no desenvolvimento de tecnologias para geração de energia elétrica advinda do mar são a sobrevida dos projetos, sua confiabilidade e viabilidade econômica, assim como uma apurada estimativa do potencial disponível. Os autores também fizeram um levantamento do estado da arte da tecnologia para utilização da energia do mar visando

à geração elétrica, a exemplo da usina maremotriz de Islay, na Escócia, com 500 kW, mostrada na FIG. 2.17, operando desde 1999. Uma melhor compreensão da interação do recurso marítimo proveniente das marés e das ondas e sua combinação em dispositivos deverão conduzir à otimização de projetos de engenharia voltados à utilização desta fonte renovável.



FIGURA 2.17 – Usina maremotriz de Islay, Escócia
FONTE: Mueller e Wallace (2006)

2.5.2 Fontes não renováveis

2.5.2.1 Gás natural

De modo similar aos demais combustíveis fósseis, o gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos gasosos, originados da decomposição de matéria orgânica fossilizada ao longo de milhões de anos. Em seu estado bruto, o gás natural é composto principalmente por metano, com proporções variadas de etano, propano, butano, hidrocarbonetos mais pesados e também dióxido de carbono, nitrogênio, ácido sulfídrico, água, ácido clorídrico, metanol e outras impurezas. Os maiores teores de carbono são encontrados no gás natural não associado.

As principais propriedades do gás natural são a sua densidade em relação ao ar, o poder calorífico, o índice de Wobbe, que representa o calor fornecido pela queima de gases combustíveis através de um orifício submetido a pressões constantes, a montante e a

jusante deste orifício, o ponto de orvalho da água e dos hidrocarbonetos e os teores de carbono, dióxido de carbono, hidrogênio, oxigênio e compostos sulfurosos. Outras características intrínsecas importantes são os baixos índices de emissão de poluentes em comparação a outros combustíveis fósseis, rápida dispersão em caso de vazamentos, os baixos índices de odor e de contaminantes. Ainda em relação a outros combustíveis fósseis, o gás natural apresenta maior flexibilidade, tanto em termos de transporte quanto de aproveitamento.

Além de insumo básico da indústria de gás e energia, o gás natural tem-se mostrado cada vez mais competitivo em relação a vários outros combustíveis, tanto no setor industrial como no de transporte e na geração de energia elétrica. Neste último caso, a inclusão do gás natural na matriz energética nacional, conjugada com a necessidade de expansão do parque gerador de energia elétrica e com o esgotamento dos melhores potenciais hidráulicos do país, tem despertado o interesse de analistas e empreendedores em ampliar o seu uso na geração termelétrica.

A aplicação do gás natural na produção de energia elétrica pode ser dividida em duas modalidades: a geração exclusiva da eletricidade e a co-geração, da qual se extraem, também, o calor e o vapor utilizados em processos industriais.

Nas usinas termelétricas, a primeira etapa do processo consiste na mistura de ar comprimido com gás natural, a fim de obter a combustão. O resultado é a emissão de gases em alta temperatura, que provocam o movimento das turbinas conectadas aos geradores de eletricidade. A energia térmica, portanto, transforma-se em mecânica e, em seguida, em elétrica, conforme FIG. 2.18.

O destino dado ao gás natural após esta aplicação determina se o ciclo da termelétrica será simples (ou aberto) ou combinado (ou fechado). No primeiro caso – o mais tradicional – os gases são resfriados e liberados na atmosfera por meio de uma chaminé. No ciclo combinado, ainda em alta temperatura, os gases são transformados em vapor que, direcionado às turbinas, novamente provoca seu movimento. Assim, a característica básica de termelétricas a ciclo combinado é a operação conjunta de turbinas movidas a gás e a vapor. A tecnologia do ciclo combinado é relativamente recente, da década de 1980, e passa por processo de expansão em todo o mundo,

inclusive no Brasil. Embora exija maiores investimentos do que aqueles aplicados nas usinas de ciclo simples, aumenta a eficiência do processo de geração. Em outras palavras: com a mesma quantidade de gás natural é possível obter maior produção de energia elétrica. No ciclo simples, o grau de eficiência é de 38,7%. Na termelétrica a ciclo combinado, o grau de eficiência fica em torno de 50%.

A co-geração pode ser realizada com todos os combustíveis usados em usinas termelétricas, a exemplo de óleos, biomassa e carvão, além do gás natural. A opção por um ou por outro depende, em última instância, da disponibilidade de suprimento e das características do consumidor. Em síntese, o processo de co-geração permite a produção simultânea de energia elétrica, energia térmica e vapor. No caso do gás natural, os dois últimos são produzidos a partir do calor gerado na produção da eletricidade por usinas em ciclo simples e que, se não utilizado, seria liberado na atmosfera. Este calor é recuperado antes da emissão dos gases e destinado à produção de vapor, ar ou água quente ou refrigeração.

Um dos argumentos favoráveis à co-geração é a possibilidade de utilização da energia que naturalmente se perde no processo de geração da eletricidade nas termelétricas. Outro é a independência em relação ao suprimento fornecido por terceiros – no caso brasileiro, pelas distribuidoras ou comercializadoras de energia elétrica. Finalmente, um terceiro argumento é a redução comparativa do volume de gases lançados na atmosfera, o que pode ser um fator de competitividade no momento atual, em que os consumidores estão cada vez mais exigentes com relação ao impacto ambiental provocado pelos produtos que adquirem.

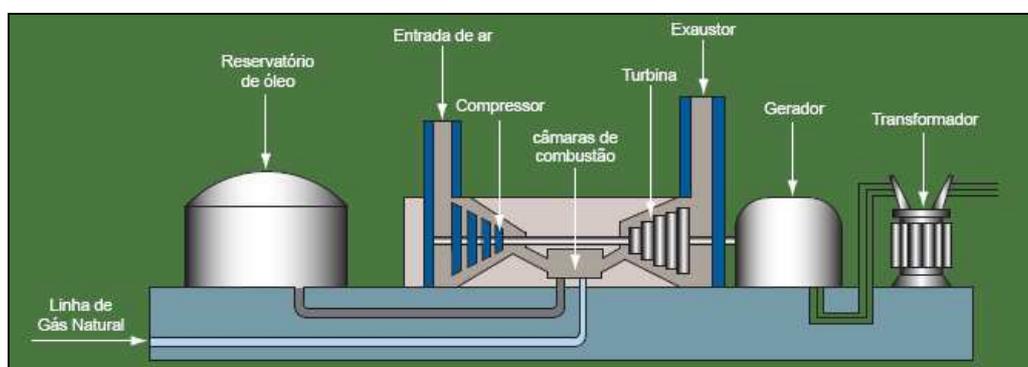


FIGURA 2.18 – Geração de energia elétrica a partir do gás natural
 FONTE: ANEEL (2008)

No Brasil, o gás natural é encontrado, em geral, associado ao petróleo, tanto que a maior parte das reservas localiza-se no mar e não em terra, principalmente no litoral do Rio de Janeiro, São Paulo e Espírito Santo. A exploração do recurso no país começou timidamente na década de 1940, com descobertas de gás associado ao petróleo na Bahia. Inicialmente, a produção atendeu apenas às indústrias do Recôncavo Baiano. Após alguns anos, a exploração e produção estenderam-se também às bacias de Sergipe e Alagoas. O grande salto das reservas ocorreu na década de 1980, com a descoberta na bacia de Campos, litoral do Rio de Janeiro. Por fim, o início da operação do gasoduto Bolívia/Brasil, em 1999, com capacidade para transportar 30 milhões de m³/dia, aumentou significativamente a oferta do gás natural no país. Com um total de 2.593 km de extensão, o gasoduto parte de Rio Grande (Bolívia) e chega a Porto Alegre (Rio Grande do Sul), passando por cinco estados brasileiros (Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul). Em 2008, o Brasil, portanto, era dependente das importações da Bolívia. A descoberta do campo de Júpiter, rico em gás natural e localizado na camada pré-sal da bacia de Santos, poderá conferir ao país, no médio prazo, a auto-suficiência. A estimativa de reservas ainda está em fase de levantamento mas, segundo a PETROBRÁS, as dimensões do campo de Júpiter são similares às do campo de Tupi, descoberto em 2007 também na bacia de Santos, cujas reservas são estimadas entre 176 bilhões e 256 bilhões de m³. Até 2010 deve também entrar em operação o campo de Mexilhão, primeiro empreendimento da PETROBRÁS de gás natural não associado ao petróleo. Descoberto em 2003 na bacia de Santos, o campo tem capacidade estimada para produzir 15 milhões de m³/dia.

O Brasil também dispõe de importantes reservas no estado do Amazonas. Na bacia de Urucu, elas são estimadas em 52,8 bilhões de m³. No local, a PETROBRÁS constrói o gasoduto Urucu-Coari-Manaus, que visa a transportar gás natural para geração de energia elétrica em Manaus, atendida por termelétricas movidas a óleo combustível e óleo diesel. O gasoduto, porém, enfrenta críticas principalmente de ambientalistas, que apontam para o seu alto impacto ambiental e social, uma vez que seu trajeto passa próximo a reservas indígenas.

Em junho de 2009, segundo o Banco de Informações de Geração da ANEEL (2009a), existiam 90 usinas termelétricas abastecidas a gás natural em operação no país, com um total instalado de 10,5 mil MW, que correspondem a 10% da potência total instalada no

país. Duas características se destacam neste conjunto. A primeira é a concentração dos empreendimentos nas regiões em que já existem gasodutos em operação – o que favorece o acesso ao suprimento por parte dos operadores. A segunda característica é que boa parte dessas usinas é propriedade de companhias representantes do setor industrial, comercial ou de serviços. Isto permite depreender que são instaladas em regime de autoprodução, de forma a tornar o consumidor independente do fornecimento de terceiros ou co-geração, gerando energia elétrica e calor para os processos industriais. Também de acordo com o BIG, havia 6 usinas a gás natural em construção, com um potência de 286 MW e 27 outorgadas, com um potência de 4.525 MW.

Conforme Prates *et al.* (2006), no Brasil, a combinação de gás nacional não associado e gás natural liquefeito importado para atender a demandas sazonais, como a geração termelétrica, possibilitaria um maior grau de flexibilidade no manejo da oferta desta fonte energética. Além disso, seria necessário desenvolver malhas de gasodutos de transporte e de distribuição, assim como promover interligações para um melhor equilíbrio entre a oferta e a demanda de gás natural. Em sua avaliação da evolução da oferta e da demanda de gás natural no Brasil, os autores recomendam a ampliação da importação de gás por outras fontes de suprimento diferentes das atuais, a exploração do potencial dos campos de gás nas bacias do Espírito Santo, de Santos e de Campos e a conclusão do Gasoduto Sudeste Nordeste (GASENE), da Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRÁS).

2.5.2.2 Derivados de petróleo

O petróleo é um óleo inflamável, formado a partir da decomposição, durante milhões de anos, de matéria orgânica como plantas, animais marinhos e vegetação típica das regiões alagadiças, e encontrado apenas em terreno sedimentar. A base de sua composição é o hidrocarboneto, substância composta por carbono e hidrogênio, à qual podem juntar-se átomos de oxigênio, nitrogênio e enxofre, além de íons metálicos, principalmente de níquel e vanádio.

Para encontrar e dimensionar o volume de reservas existentes, usualmente medidas em quantidades de barris, que correspondem a 159 litros cada, são realizados estudos exploratórios, que utilizam tanto a geologia quanto a geofísica. Depois, vem a fase da

perfuração, que tem início com a abertura de um poço mediante o uso de uma sonda para comprovar a existência do petróleo. Em caso positivo, outros poços são perfurados a fim de avaliar a extensão da jazida. Esta última informação técnica, confrontada com dados de mercado, tais como condições da oferta, do consumo e cotações presentes e previstas para o petróleo no mercado internacional, determina se é comercialmente viável produzir o petróleo descoberto. Quanto maior a perspectiva de escassez, pressão do consumo e aumento das cotações, maiores os investimentos que podem ser aplicados na extração, que é a primeira fase da cadeia produtiva do petróleo.

Esta tecnologia sofisticada foi desenvolvida principalmente ao longo do século XX quando, em função da exploração crescente, as jazidas mais próximas do solo se esgotaram. No final do século XIX, não era incomum o petróleo jorrar naturalmente, como ocorreu em algumas regiões do Estados Unidos. Dessa época, há histórias de fortunas feitas da noite para o dia por obra do acaso. É dessa época, também, que data a constituição das maiores companhias petrolíferas multinacionais hoje em operação.

O petróleo cru não tem aplicação direta. Sua utilização exige o processo de refino, do qual se obtêm os derivados que são distribuídos a um mercado consumidor pulverizado e diversificado. Assim, além da extração, a cadeia produtiva compreende mais três etapas: transporte do óleo cru, geralmente por oleodutos ou navios, refino e distribuição, que é a entrega dos derivados ao consumidor final, geralmente por caminhões-tanque.

Nas refinarias, o petróleo é aquecido para fracionamento de seus componentes e conseqüente obtenção de derivados. Os derivados mais conhecidos são: gás liquefeito de petróleo (GLP) – muito conhecido como gás de cozinha –, gasolina, nafta, óleo diesel, querosene de aviação e de iluminação, óleo combustível, asfalto, lubrificante, combustível marítimo, solventes, parafinas e coque de petróleo. Para produção de energia elétrica, utiliza-se o óleo diesel e o óleo combustível e, em menor proporção, o óleo de alta viscosidade.

O processo de produção de energia elétrica, conforme FIG. 2.19, é similar em todas as usinas que utilizam como matéria-prima os combustíveis fósseis em estado sólido ou líquido – o que inclui a maioria dos derivados de petróleo. O material é transportado até a usina, estocado e, posteriormente, queimado numa câmara de combustão. O calor

obtido no processo é usado para aquecer e aumentar a pressão da água, que se transforma em vapor. Este vapor movimentam as turbinas, que transformam a energia térmica em energia mecânica. O gerador transforma a energia mecânica em energia elétrica. O sistema convencional das termelétricas – o ciclo Rankine – consiste basicamente de uma caldeira, uma turbina a vapor, um condensador e um sistema de bombas. Na caldeira, que recebe o calor liberado pela combustão, a água passa do estado líquido para o gasoso, sob forma de vapor, a uma pressão bem maior que a atmosférica. Quanto maior a temperatura deste vapor, maior a eficiência das turbinas. Após mover as turbinas, o vapor é direcionado ao condensador para retornar ao estado líquido. A água, que circula dentro de serpentinas conectadas ao equipamento, é o fluido de resfriamento. Este líquido, por sua vez, é direcionado, por meio do sistema de bombas, novamente para a caldeira, que repetirá o processo de produção da energia térmica que será transformada em mecânica para movimentar as turbinas.

As etapas de combustão e resfriamento, que também implica a remoção de gases não condensáveis do vapor, são aquelas em que os gases poluentes são liberados na atmosfera. O volume e o tipo de gás emitido variam conforme a composição do combustível a ser queimado, o processo de queima ou remoção pós-combustão e, ainda, as condições de dispersão dos poluentes, de acordo com a altura da chaminé, o relevo e a meteorologia.

Quanto mais denso o combustível utilizado, maior o potencial de emissões. Por isso, derivados de petróleo como os óleos combustível, diesel e ultraviscoso são rejeitados por ambientalistas como fontes de geração de energia elétrica. No entanto, os investimentos em pesquisa e desenvolvimento realizados nos últimos anos e a instalação de equipamentos auxiliares tornaram possível aumentar o nível de eficiência da combustão e reduzir o volume de gases poluentes emitidos.

O Brasil hoje é o 16º maior produtor mundial de petróleo, com uma produção de 1,8 milhão de barris ao dia, que corresponde a 2,2% do total mundial. Quanto às maiores reservas mundiais de petróleo, o Brasil ocupar a 15ª posição, com 12,6 bilhões de barris, que correspondem a 1% das reservas mundiais totais.

2.5.2.3 Energia nuclear

O valor do minério urânio está na característica do átomo que o compõe: o átomo de urânio, primeiro elemento químico da natureza em que se descobriu a capacidade de radiação, ou seja, ou emissão e propagação da energia de um ponto a outro. Esta radiação, se descontrolada, pode provocar os acidentes nucleares. Se bem utilizada, é aplicada em atividades importantes e até mesmo vitais, como a medicina.

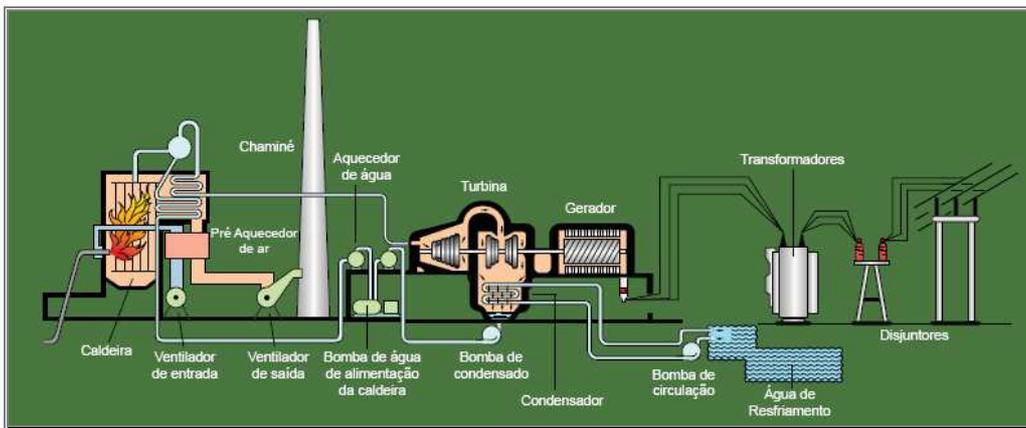


FIGURA 2.19 – Geração de energia elétrica a partir do petróleo
FONTE: ANEEL (2008)

A maior aplicação do átomo de urânio é em usinas térmicas para a geração de energia elétrica, que são usinas termonucleares. Neste caso, o núcleo do átomo é submetido a um processo de divisão, chamado fissão, para gerar a energia. Se a energia for liberada lentamente, manifesta-se sob a forma de calor. Se for liberada rapidamente, manifesta-se como luz. Nas usinas termonucleares ela é liberada lentamente e aquece a água existente no interior dos reatores, a fim de produzir o vapor que movimenta as turbinas.

As usinas termonucleares são dotadas de uma estrutura chamada vaso de pressão, que contém a água de refrigeração do núcleo do reator, onde fica o combustível nuclear. Essa água, altamente radioativa, circula quente por um gerador de vapor, em circuito fechado, chamado de circuito primário, que aquece outra corrente de água que passa pelo gerador num circuito secundário e se transforma em vapor, acionando a turbina para a geração de energia elétrica. Os dois circuitos não têm comunicação entre si.

Pesquisadores buscam obter energia também a partir da fusão do núcleo de vários átomos. Até agora, porém, essa tecnologia não é usada em escala comercial. O urânio extraído não chega à usina em estado puro. Pelo contrário: passa por um processo bastante complexo de processamento, que pode ser dividido em três etapas principais. A primeira delas é a mineração e beneficiamento, na qual o minério é extraído da natureza e enviado a uma unidade de beneficiamento, onde é purificado e concentrado, dando origem a uma espécie de sal de cor amarela, conhecido como *yellowcake*. A segunda etapa é a conversão. Nela, o *yellowcake* é dissolvido, purificado e convertido para o estado gasoso. A terceira fase, de enriquecimento, caracteriza-se pelo aumento da concentração de átomos de urânio U_{235} dos naturais 0,7% para cerca de 4%. O urânio U_{235} é o combustível das usinas nucleares. Para obter 1 kg de produto são necessários cerca de 8 kg de *yellowcake*.

O processo completo de utilização do urânio, também chamado ciclo do combustível nuclear, abrange também a destinação do material utilizado. Há dois ciclos básicos: um aberto e um fechado. O primeiro envolve a deposição final do combustível utilizado. No segundo, o urânio residual e o plutônio produzidos voltam a ser utilizados na geração de energia como óxido misto. Na FIG. 2.20 está representado o perfil esquemático de uma usina nuclear.

A instalação de usinas nucleares em território nacional foi decidida no final da década de 1960. Com elas, o governo federal pretendia adquirir conhecimento sobre a nova tecnologia que se expandia rapidamente pelo mundo e, ao mesmo tempo, resolver um problema localizado: a necessidade de complementação térmica para o suprimento de eletricidade ao Rio de Janeiro. A construção de Angra I teve início em 1972, com tecnologia da norte-americana Westinghouse adquirida em sistema *turn key*, em que não há transferência tecnológica. Três anos depois, em 1975, o país assinou com a República Federal da Alemanha o Acordo de Cooperação para o Uso Pacífico da Energia Nuclear. Em julho do mesmo ano, adquiriu as usinas de Angra II e Angra III da empresa Kraftwerk Union A.G. – KWU, subsidiária da Siemens, também alemã. O contrato previa transferência parcial de tecnologia.

Angra I, com potência instalada de 657 MW, entrou em operação comercial em 1985. Angra II, com potência instalada de 1.350 MW, em 2000. A construção de Angra III,

também com 1.350 MW, por uma série de razões foi paralisada durante muitos anos. A construção foi inserida no Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006/2015 (EPE, 2006) e, em julho de 2008, o IBAMA expediu licença prévia autorizando a retomada das obras.

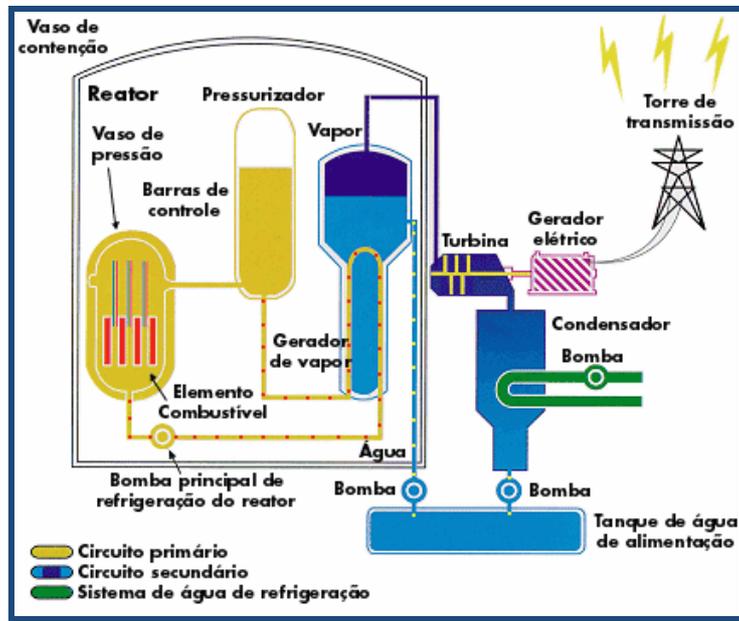


FIGURA 2.20 – Perfil esquemático de uma usina nuclear
FONTE: ELETRONUCLEAR (2009)

A operação de Angra III está prevista para ter início em 2014. Com isso, a participação da capacidade nuclear instalada no Brasil deve passar de 1,98% (2.007 MW) para 2,5% (3.357 MW) da capacidade instalada total, considerando que esta última terá um crescimento anual de 4% passando de 103 mil MW em 2008 para 130 mil MW em 2014. Em 2008, Angra I e Angra II responderam por 3,0% (14,0 TWh) da produção total de energia elétrica no país.

2.5.2.4 Carvão mineral

Existem dois tipos básicos de carvão na natureza: o vegetal, que é obtido a partir da carbonização da lenha, e o mineral, que é formado pela decomposição da matéria orgânica, como restos de árvores e plantas, durante milhões de anos, sob determinadas condições de temperatura e pressão, sendo composto por átomos de carbono, oxigênio,

nitrogênio, enxofre, associados a outros elementos rochosos, como arenito, siltito, folhelhos e diamictitos, e minerais, como a pirita.

Tanto o carvão vegetal quanto o mineral podem ser usados na indústria, principalmente a siderúrgica, na produção de energia elétrica. No entanto, enquanto aquele é pouco utilizado – exceto no Brasil, maior produtor mundial –, o consumo deste está bastante aquecido. Este movimento tem a ver não só com a disponibilidade de reservas, mas com a qualidade do carvão, medida pela capacidade de produção de calor, que é o poder calorífico, expresso em kJ/kg. Este poder calorífico, por sua vez, é favorecido pela incidência de carbono e prejudicado pela quantidade de impurezas, que são elementos rochosos e minerais.

No carvão vegetal, o poder calorífico é baixo quando a participação de impurezas é elevada. No carvão mineral, o poder calorífico e a incidência de impurezas variam, o que determina a subdivisão do minério nas categorias: baixa qualidade – linhito e sub-betuminoso – e alta qualidade – ou hulha, subdividida nos tipos betuminoso e antracito.

Das reservas mundiais de carvão mineral, 53% são compostas por carvão com alto teor de carbono – hulha – e 47% com baixo teor de carbono. A produção e o consumo mundial concentram-se nas categorias intermediárias: os carvões tipos betuminoso/sub-betuminoso e linhito. O primeiro, de maior valor térmico, é comercializado no mercado internacional, ao passo que o segundo é utilizado na geração termelétrica local.

Atualmente, a principal aplicação do carvão mineral no mundo é a geração de energia elétrica por meio de usinas termelétricas. Em segundo lugar vem a aplicação industrial para a geração de calor necessário aos processos de produção, tais como secagem de produtos, cerâmicas e fabricação de vidros. Um desdobramento natural dessa atividade e que também tem se expandido é a co-geração, que é a utilização do vapor aplicado no processo industrial também para a produção de energia elétrica.

Pesquisas envolvendo processos tecnológicos que permitam um maior aproveitamento do poder calorífico do carvão, como a gaseificação e simultaneamente a preservação do

meio ambiente, têm sido desenvolvidos no mercado internacional. No entanto, o método tradicional de queima para produção do vapor continua sendo o mais utilizado.

Considerando também a preparação e queima do carvão, este processo se realiza da seguinte maneira: o carvão é extraído do solo, fragmentado e armazenado em silos para, posteriormente, ser transportado à usina, onde novamente será armazenado. Em seguida, é transformado em pó, o que permitirá melhor aproveitamento térmico ao ser colocado para queima nas fornalhas de caldeiras. O calor liberado por esta queima é transformado em vapor ao ser transferido para a água que circula nos tubos que envolvem a fornalha. A energia térmica contida no vapor é transformada em energia mecânica ou cinética, que movimentará a turbina do gerador de energia elétrica. Este movimento dá origem à energia elétrica. No caso da co-geração, o processo é similar; porém, o vapor, além de gerar energia elétrica, também é extraído para ser utilizado no processo industrial.

As reservas brasileiras são compostas pelo carvão dos tipos linhito e sub-betuminoso. As maiores jazidas situam-se nos estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina. As menores, no Paraná e São Paulo. As reservas brasileiras ocupam o 10º lugar no *ranking* mundial, mas totalizam 7 bilhões de toneladas, correspondendo a menos de 1% das reservas totais. A Associação Brasileira do Carvão Mineral (ABCM) calcula que as reservas conhecidas poderiam gerar hoje 17 mil MW.

A FIG. 2.21 ilustra o processo de produção de energia elétrica a partir do carvão mineral. Do volume de reservas, o Rio Grande do Sul responde por 89,25%; Santa Catarina, 10,41%; Paraná, 0,32% e São Paulo, 0,02%. Somente a jazida de Candiota, no Rio Grande do Sul, possui 38% de todo o carvão nacional. Entretanto, o minério é pobre do ponto de vista energético e não admite beneficiamento nem transporte, em função do elevado teor de impurezas. Isto faz com que sua utilização seja feita sem beneficiamento e na boca da mina.

No Brasil, o minério representa pouco mais de 1,5% da matriz da energia elétrica. Em 2007, ano em que 435,68 TWh foram produzidos no país, o carvão foi responsável pela geração de 7,9 TWh, a partir da operação de usinas termelétricas que estão localizadas na região Sul, nas proximidades das áreas de mineração.

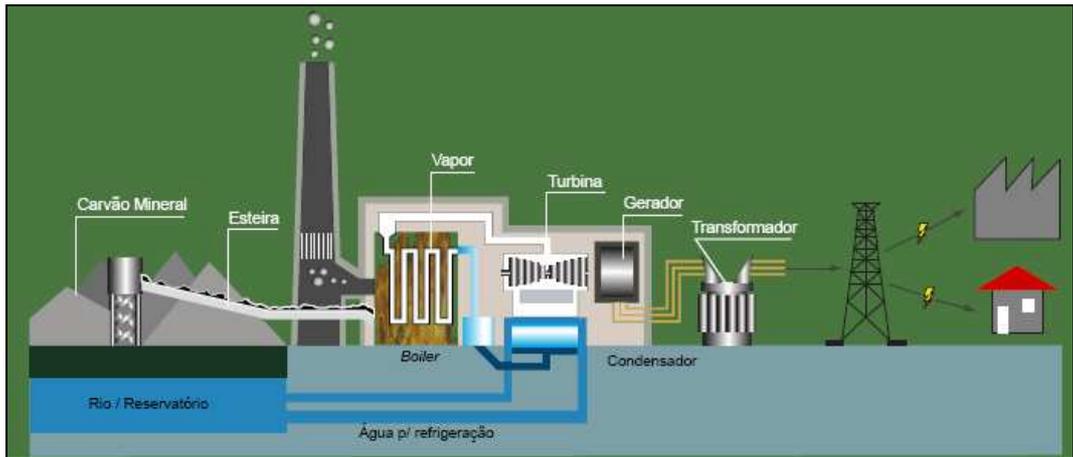


FIGURA 2.21 – Geração de energia elétrica a partir do carvão mineral
FONTE: ANEEL (2008)

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3.1 O setor elétrico nacional

De acordo com Cabral e Cachapuz (2000), o uso da eletricidade no Brasil teve início em fins do século XIX, época em que o país se encontrava num processo muito intenso e profundo de mudanças políticas, econômicas e sociais. O desenvolvimento de grandes centros urbanos, com a demanda crescente de infra-estrutura e serviços públicos para atender principalmente a expansão da cafeicultura, aliado a atividades de mineração no interior do país, retratava uma nova realidade a ser enfrentada. Em 1889 foi implantada a usina hidrelétrica Marmelos, em Juiz de Fora, Minas Gerais (FIG. 3.1). Esta usina é considerada o marco zero da história da eletricidade nacional e da América Latina, porque foi a primeira a ser construída para atender serviços públicos urbanos. A usina termelétrica Velha Porto Alegre, de 1887, foi uma das pioneiras na área de geração térmica, construída para fornecer iluminação pública à capital gaúcha.



FIGURA 3.1 – Usina hidrelétrica de Marmelos Zero
FONTE: Fundação Cultural Alfredo Ferreira Lage (FUNALFA) (2009)

Ao final da década de 1920, havia uma considerável monopolização de investimentos em geração elétrica por grupos estrangeiros e as usinas termelétricas se restringiam a áreas economicamente menos ativas e com menor disponibilidade de recursos hídricos.

Os contratos de concessão no setor de geração de energia tinham prazos bastante longos, de 80 a 90 anos, com garantias financeiras por parte do governo estadual e de manutenção da concessão perante o governo federal.

A partir da década de 1930 até meados da década de 1940, a política econômica foi marcada pela centralização e nacionalização dos instrumentos de controle de decisão, principalmente os econômico-financeiros. Em 1934 foi promulgado o Código de Águas, um marco importante de regulamentação pelo poder público sobre o setor de energia elétrica. Em 1937, a Constituição estabeleceu que só poderiam ser concedidos aproveitamentos hidrelétricos a empresas constituídas por acionistas brasileiros, cuja alteração posterior autorizou a aproveitamento de novas quedas d'água por empresas estrangeiras que já exercessem esta atividade no país ou se organizassem com sociedades nacionais.

Na década de 1940, destacaram-se a criação da Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE), do Rio Grande do Sul em 1943 e a constituição da Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF) em 1948. Houve grande expansão da empresa Light, com a realização de obras do sistema Serra do Mar (FIG. 3.2), nos estados do Rio de Janeiro e São Paulo.

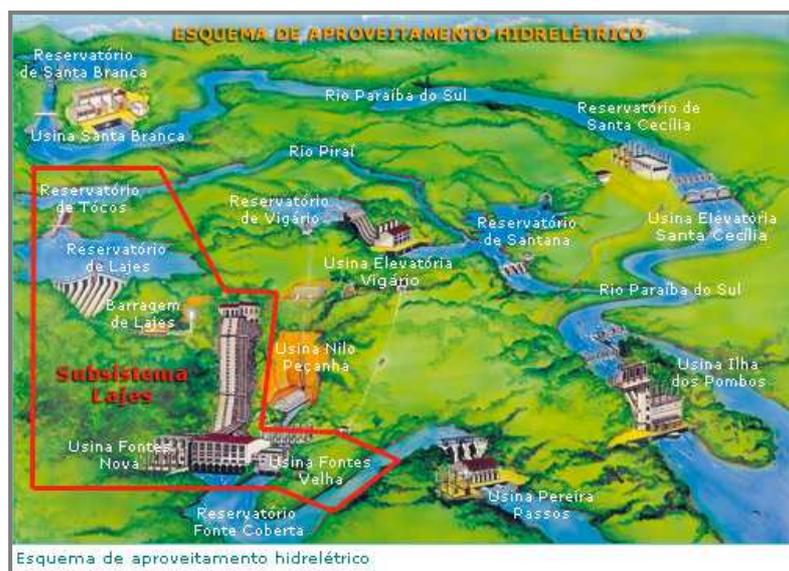


FIGURA 3.2 – Sistema energético da Light na Serra do Mar
 FONTE: Light Energia (2009)

Por iniciativa do Fundo Federal de Eletrificação, em 1954 foi criado o Imposto Único sobre Energia Elétrica, a primeira fonte de recursos de fundo fiscal, de alcance nacional, diretamente vinculada a investimentos do setor de energia elétrica.

Desde meados da década de 1940 até início da década de 1960, sucedeu uma profunda alteração do modelo de desenvolvimento econômico brasileiro, tendo o Estado assumido funções produtivas, financeiras e de planejamento. O grande crescimento da demanda de energia elétrica levou a um quadro de crise energética no país, que foi combatido por iniciativas governamentais no segmento de geração. Além da criação da CHESF, foi criada Furnas Centrais Elétricas. Na esfera estadual, destaca-se a criação das Centrais Elétricas, hoje Companhia Energética, de Minas Gerais (CEMIG). No Rio Grande do Sul, a Comissão (hoje Companhia) Estadual de Energia Elétrica (CEEE) expandiu o seu parque gerador com a construção de novas hidrelétricas e da usina termelétrica Candiota I. Salienta-se também neste íterim a criação das companhias estaduais de eletricidade do Paraná (COPEL), Espírito Santo (ESCELSA), Santa Catarina (CELESC), Rio de Janeiro (EFE), Goiás (CELG), Amapá (CEA), Mato Grosso (CEMAT), Maranhão (CEMAR), Bahia (COELBA), Sergipe (ENERGIPE), Alagoas (CEAL) e Rio Grande do Norte (COSERN). Concomitantemente, houve uma expansão significativa de concessionárias privadas.

A empresa Centrais Elétricas Brasileiras (ELETROBRÁS) foi criada em 1961, com o objetivo de promover estudos e projetos de construção e operação de usinas geradoras, linhas de transmissão e subestações, destinadas ao suprimento de energia elétrica do país. Ela assumiu desde o início as características de *holding* e a gestão dos recursos do Fundo Federal de Eletrificação transformou-a rapidamente na principal agência financeira setorial. Os primeiros anos da década de 1960 foram economicamente desfavoráveis, com a interrupção de obras básicas e elevação da inflação. O governo retomou as medidas de política econômica pautadas pela intensa centralização das decisões e pelo fortalecimento do poder executivo federal. Houve uma reorganização do sistema financeiro, que estimulou o crescimento do setor financeiro nacional, tendo como ponto de partida o próprio Estado. A retomada dos investimentos levou a um padrão ostensivo de endividamento externo. Em janeiro de 1963, foi inaugurada a usina hidrelétrica de Três Marias, da CEMIG, um dos aproveitamentos pioneiros do ponto de vista de múltiplos usos. Em setembro de 1963, entrou em operação no rio Grande a

usina hidrelétrica de Furnas, da empresa de mesmo nome, com mais de 1.000 MW de potência nominal final. Criado em 1965, o DNAEE efetivou a regulação setorial, ao reunir as funções normativa e fiscalizadora dos serviços de energia elétrica, além de receber a responsabilidade pelo exame dos pedidos de concessão e pelos processos de outorga de concessão para aproveitamentos hídricos e demais serviços de eletricidade. O final da década de 1960 foi marcado pelo anúncio de importantes projetos nas áreas de transporte e comunicações e foram inauguradas várias obras no setor de energia elétrica. Em 1968, a ESCELSA passou a fazer parte do sistema ELETROBRÁS. Em 1968, foi criada outra subsidiária de âmbito regional, as Centrais Elétricas do Sul do Brasil (ELETROSUL), e em 1973, a última subsidiária regional da ELETROBRÁS foi instituída: as Centrais Elétricas do Norte do Brasil (ELETRONORTE).

No período de 1968 a 1972, foram registrados índices de crescimento da economia brasileira na faixa de 11% ao ano e se realizaram vultosos investimentos em infraestrutura. Na década de 1970, houve um crescimento do consumo anual de energia elétrica em torno de 10%, com a realização de empreendimentos de grandes hidrelétricas e estudos iniciais para o estabelecimento do parque de geração térmica nuclear no país. Em função de crise do petróleo deflagrada em 1973, o uso de combustíveis fósseis cedeu lugar à hidreletricidade nas indústrias eletrointensivas. A Companhia Hidro Elétrica do São Francisco construiu grandes obras no Nordeste. Na Região Sudeste, os novos empreendimentos entraram em operação nas bacias dos rios Grande, Paranaíba, Paraná, Tietê e Paranapanema, enquanto na Região Sul foram construídas usinas hidrelétricas nas bacias dos rios Iguaçu e Jacuí. Em julho de 1973, foi atribuída à ELETROBRÁS a competência para promover, através de suas empresas de âmbito regional, a construção e a operação de sistemas de transmissão em alta e extra-alta tensões, visando à integração interestadual dos sistemas e ao transporte de energia elétrica da futura UHE de Itaipu. Com início das obras em outubro de 1975 e inauguração em outubro de 1984, Itaipu (FIG. 3.3) foi construída no rio Paraná pelos governos do Brasil e do Paraguai. É atualmente a maior hidrelétrica do mundo, com 14.000 MW de potência instalada.

A usina hidrelétrica de Tucuruí, das Centrais Elétricas do Norte do Brasil, situada no rio Tocantins, Pará, teve suas obras iniciadas em 1975 e entrou em operação comercial em 1984. Hoje, sua potência instalada total é de 8.370 MW, com a conclusão da segunda

etapa em abril de 2007. O programa nuclear brasileiro iniciou-se efetivamente em janeiro de 1969, sob responsabilidade de Furnas pela sua execução. A usina termonuclear Angra I, em Angra dos Reis (RJ), entrou em operação experimental em março de 1983 e comercial em janeiro de 1985. A sua capacidade instalada é de 657 MW. O segmento de distribuição de energia elétrica, também majoritariamente estatal desde a década de 1960, passou a ser controlado por empresas estaduais, cujas áreas de concessão correspondiam, na maior parte dos casos, aos limites geográficos de cada estado.



FIGURA 3.3 – Usina hidrelétrica de Itaipu
FONTE: Prefeitura Municipal de Foz do Iguaçu (2009)

Enfrentou-se então uma elevação de custos no setor elétrico, por causa da inadimplência de empresas distribuidoras e da importância que a questão ambiental começou a representar. Em 1981, foi promulgada Lei nº 6.398 (Brasil, 1981), marco pioneiro para o tratamento da questão ambiental no país, estabelecendo as diretrizes da política nacional do meio ambiente. A Resolução CONAMA nº 1 de 1986 (Brasil, 1986) estabeleceu que o licenciamento das atividades modificadoras do meio ambiente, entre eles a construção de UHEs, passava a depender da elaboração e aprovação de estudo e relatório de impacto ambiental. No decorrer da década de 1980, o desempenho da ELETROBRÁS passou a se ressentir das dificuldades que vinham sendo enfrentadas pela economia brasileira e esta situação agravou-se em 1988, com a extinção do Imposto Único sobre Energia Elétrica e a transferência para os estados da arrecadação

tributária equivalente. Em 1986 entrou em operação a interligação dos Subsistemas elétricos Sudeste e Sul.

No início da década de 1990, o programa de obras de geração foi praticamente paralisado e foi iniciada uma reorganização institucional do setor, com a finalidade de reduzir a presença do Estado na economia. Em março de 1993, diminuiu-se o controle da União sobre os preços dos serviços de energia elétrica. Em 1995, foi sancionada pelo Executivo uma nova legislação de serviços públicos, na qual regras específicas para as concessões dos serviços de eletricidade foram fixadas, a figura do produtor independente de energia foi reconhecida, liberando os grandes consumidores do monopólio comercial das concessionárias e o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição foi assegurado. A reestruturação do setor elétrico teve como objetivos a privatização das concessionárias federais e estaduais de energia elétrica, a separação dos segmentos de geração, transmissão e distribuição e a realização de licitações para as atividades de geração. Da perspectiva institucional, previram-se a reformulação dos órgãos reguladores e a criação de novos organismos responsáveis pelo planejamento da expansão, pela operação dos sistemas interligados e pelo financiamento. A privatização no setor elétrico teve início com a venda da ESCELSA em julho de 1995 e da Light em maio de 1996. O novo formato institucional do setor de energia elétrica brasileiro foi estabelecido com a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em dezembro de 1996, que sucedeu o antigo DNAEE. A seguir, foram instituídos o Mercado Atacadista de Energia (MAE), destinado à livre negociação de energia, e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), encarregado da coordenação e controle da operação do sistema interligado. Na área de planejamento, foi criado através de portaria do MME em maio de 1999 o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão (CCPE). Com relação à expansão do parque de geração elétrica, destaca-se na década de 1990 a conclusão de alguns empreendimentos importantes, realizados por iniciativa das empresas geradoras estatais. Quanto ao setor de transmissão, em 1998 foi concluída a interligação dos Subsistemas elétricos Norte e Sul.

Em fevereiro de 2001, entrou em operação Angra II, a segunda etapa do programa nuclear brasileiro. No decorrer desse mesmo ano, uma grave crise energética se verificou, em função da conjunção do atraso no andamento de outras grandes obras de geração com o pouco investimento em transmissão e um quadro hidrológico

desfavorável. O estágio final da reestruturação do setor elétrico brasileiro ocorreu em 2004, quando foram criadas a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, em substituição ao MAE, e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), no âmbito do MME, com a finalidade de realizar pesquisas e estudos para o planejamento da expansão energética do país. A FIG. 3.4 mostra esta nova estrutura institucional do setor elétrico brasileiro.

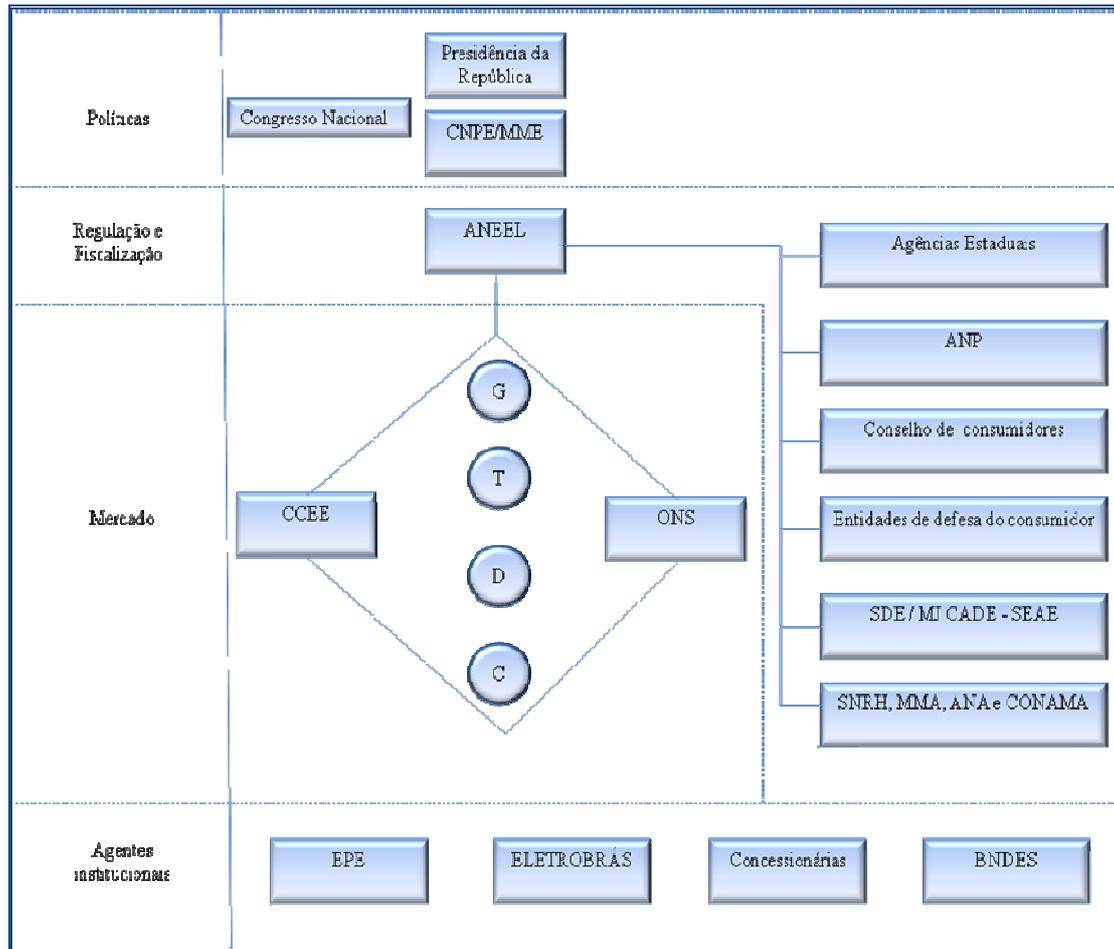


FIGURA 3.4 – Estrutura institucional do setor elétrico brasileiro
 FONTE: adaptado de ANEEL (2008)

em que:

ANA: Agência Nacional de Águas

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

ANP: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

BNDES: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

C: Comercialização

CADE: Conselho Administrativo de Defesa Econômica

CNPE: Conselho Nacional de Política Energética

D: Distribuição

ELETROBRÁS: Centrais Elétricas Brasileiras

EPE: Empresa de Pesquisa Energética

G: Geração

MME: Ministério de Minas e Energia

SDE / MJ: Secretaria de Direito Econômico / Ministério da Justiça

SEAE: Secretaria de Acompanhamento Econômico

SNRH: Secretaria Nacional de Recursos Hídricos

T: Transmissão

3.2 A repotenciação de usinas hidrelétricas como alternativa energética

Segundo Reis (2003), a recapacitação de usinas hidrelétricas é um aspecto importante a ser considerado, por conta da grande possibilidade de sua aplicação no Brasil, onde diversos projetos desta natureza estão em andamento ou já foram realizados, e da mobilização do setor elétrico internacional através de estudos e projetos para a modernização e a reabilitação deste tipo de empreendimento. Frequentemente, condicionantes econômicas podem inviabilizar qualquer modificação da usina, levando o proprietário a continuar operando o empreendimento até sua exaustão ou a desativá-lo completamente. Entretanto, sempre há a possibilidade de planejar o serviço de modo que ele possa ser executado ao longo de vários anos, conforme a disponibilidade econômica. No caso de antigas UHEs, é real a possibilidade de execução destes projetos, tomando em consideração o baixo investimento para reabilitação de um aproveitamento que opera em situação precária e ineficiente. A reabilitação de UHEs tem-se constituído num atrativo a empresários que atuam no setor energético e alguns benefícios desses investimentos são citados a seguir:

- a) repotenciação através do aumento da potência de saída e/ou do valor da eficiência da turbina e do gerador. Como benefício marginal, através de modificações limitadas pode-se atingir uma sobrepotência de até 15%. Em termos de benefício substancial, mediante modificações a exemplo de substituição de componentes vitais da turbina, pode-se alcançar uma sobrepotência de até 50%;
- b) redução do tempo de parada para manutenção, preditiva ou não preditiva;

- c) sobrevida com aumento da vida útil dos equipamentos principais da usina;
- d) disponibilidade através da redução de problemas com vibração e cavitação e de problemas mecânicos que poderiam resultar numa falha importante.

Na situação brasileira, em que os atrasos no programa de execução de novas UHEs acabam levando eventualmente ao comprometimento da qualidade da energia elétrica, a repotenciação de usinas antigas torna-se atrativa, uma vez que os gastos de capital empregado e o tempo de reabilitação e modernização são bem menores do que a execução de uma nova obra. Isso ocorre porque as inovações tecnológicas verificadas recentemente na área de projetos de equipamentos, de sistemas de isolamento e de materiais propiciam a consideração de soluções que preconizam a melhora das unidades geradoras.

Quanto a iniciativas no exterior, o trabalho desenvolvido por Haugstad *et al.* (1997) tratou da questão da expansão do parque gerador hidráulico sob a ótica da construção de novos empreendimentos e da repotenciação de empreendimentos já existentes em mercados não regulados como o da Noruega e o da Suécia, levando em conta o tipo e a localização das novas unidades geradoras, a capacidade de expansão e o horizonte de investimento.

De acordo com a publicação da SHERPA [19--], na Europa, onde o setor hidrelétrico começou a se desenvolver há 150 anos, existe um potencial consistente para a repotenciação de antigas usinas hidrelétricas. Afirma-se que é bastante intuitivo compreender que a melhoria e o prolongamento da vida de instalações existentes produzem impactos que são bem diferentes daqueles advindos de um novo empreendimento. Nestes casos, são mantidas algumas estruturas tais como a casa de força e os condutos forçados, sem qualquer impacto visual conseqüente da ação. Ainda melhor, as estruturas pré-existentes podem ser modernizadas pela adoção de novas técnicas capazes de mitigar este tipo de impacto.

Warland e Belsnes (2001) apresentaram um modelo que avalia os investimentos também sob a mesma ótica anterior, considerando as características da rede de transmissão com suas eventuais restrições. Foi elaborada uma avaliação econômica,

com cálculo do valor presente do investimento e da receita advinda da nova configuração de geração.

Jorgensen (2002) afirmou que o futuro energético europeu estará associado à construção de empreendimentos hidrelétricos com capacidade de geração inferior a 10 MW – responsáveis por em torno de 10 a 15% da geração e da capacidade instalada hidrelétrica da Europa – e à repotenciação das usinas hidrelétricas mais potentes em operação – com um ganho energético de cerca de 10%, neste caso –, assim como à otimização computacional dos projetos, à melhoria da eficiência operacional, ao uso de novos materiais, à padronização de procedimentos para redução de custos, com minimização de impactos ambientais. Desenvolveu-se uma avaliação econômica, com cálculo do valor presente do investimento e da receita proveniente da nova configuração de geração.

Nicholson (2005) descreveu a reabilitação e modernização da usina hidrelétrica de Wilson, localizada no estado do Alabama, EUA, operando desde meados da década de 1920. O processo consistiu da substituição das turbinas por um modelo mais aprimorado e da execução de melhorias em componentes das 21 unidades geradoras, de modo a elevar a capacidade de geração dos 629,8 MW originais para 742 MW no estágio final, com a vazão turbinada total aumentada de 3.120 para 3.300 m³/s.

Bunge *et al.* (2003) elaboraram um amplo levantamento sobre aspectos legais e ecológicos em relação a usinas hidrelétricas alemãs, país em que 4% de todo fornecimento de eletricidade vêm de fonte hidráulica. Segundo estes autores, os recursos hídricos são a principal fonte energética renovável da Alemanha, apesar do forte crescimento da utilização de energia eólica. De acordo com eles, os custos específicos de modernização, reativação ou de instalação de novo maquinário por MW são muito mais competitivos do que os custos específicos de construção de novos empreendimentos, todos em \$/MW, a partir dos dados obtidos de bancos e instituições que financiam este tipo de negócio.

Bellet *et al.* (1996) desenvolveram um sistema computacional de auxílio para tomada de decisão quanto à reabilitação ou eventual substituição de turbina por outra mais apropriada em usinas hidrelétricas em operação. O caso de estudo foi a UHE de Pinet, situada no rio Tarn, na França, operando desde 1929, cuja capacidade é de 66,5 MW.

Sims (1998) explicou sobre os princípios fundamentais que regem a renovação de empreendimentos hidrelétricos e suas vantagens em relação à construção de novas UHEs sob os enfoques ambiental e econômico. Ele enfatizou que os ganhos energéticos também são relevantes, em função do aumento da eficiência e maior disponibilidade dos equipamentos, fruto das práticas adotadas no projeto com este intuito.

No trabalho apresentado por Cramton e Stoft (2007), foi proposto um projeto de reformulação do mercado de energia firme colombiano, cujo montante de participação hidráulica atinge 67% de sua capacidade total, incentivando a repotenciação de antigas unidades geradoras dentro do novo contexto regulado.

Čada (2001) ressaltou os esforços feitos para o elaboração do projeto de turbinas de baixo impacto ambiental em relação à ictiofauna e mais eficientes de uma perspectiva energética por algumas instituições americanas de pesquisa, a exemplo do U.S. Army Corps of Engineers e empresas do setor hidrelétrico na bacia hidrográfica do rio Columbia.

Fante (2007) apresentou um trabalho que versa sobre o estabelecimento de uma metodologia para a reabilitação e repotenciação de empreendimentos hidrelétricos com capacidade inferior a 10 MW, quanto ao planejamento, projeto e aos aspectos econômico-financeiros, tomando como estudo de caso o aproveitamento de La Merced de Buenos Aires, situada no rio Lita, no Equador.

3.2.1 Fontes de ganho provenientes da repotenciação

De acordo em EPE (2008b), a avaliação de fontes de ganho advindos da repotenciação de usinas hidrelétricas tem como ponto de partida a potência instantânea natural disponível numa usina hidrelétrica, que é calculada de acordo com a EQ. (3.1):

$$P = K \cdot \eta \cdot h \cdot Q \quad (3.1)$$

sendo:

P potência natural disponível ou capacidade instantânea de produção de energia elétrica [MW]

K constante que depende da aceleração da gravidade e da densidade específica da água [$\text{kg/s}^2/\text{m}^2$];

η rendimento do grupo turbina-gerador (valor médio sobre todas as unidades) [adimensional]

h altura de queda líquida, correspondente à diferença entre os níveis de montante e de jusante, menos as perdas médias por atrito na tubulação [m]

Q vazão total turbinada pelo conjunto de unidades geradoras [m^3/s]

A potência instalada da usina é determinada com base nos critérios de dimensionamento de usinas hidrelétricas (Brasil, 2007 *apud* EPE (2008b)), tendo em conta que os valores de h e Q podem variar significativamente com o tempo e com a operação da usina, e é calculada segundo a EQ. 3.2:

$$PI = K \cdot \eta \cdot h_{ref} \cdot Q_{ref} \quad (3.2)$$

em que:

PI potência instalada na usina [MW]

h_{ref} altura de queda líquida usada como referência para o projeto da turbina, para a qual o rendimento da turbina será máximo [m]

Q_{ref} vazão total turbinada de referência, que como referência para determinar a potência nominal dos geradores [m^3/s]

A capacidade de produção de energia elétrica de uma usina estará sempre limitada pela potência efetiva total dos geradores. Além disso, em um instante qualquer, a potência total disponível para geração pode estar reduzida por causa das indisponibilidades forçadas e programadas de unidades geradoras. Assim, a potência disponível média é calculada de acordo com a EQ. 3.3:

$$PD_{med} = fd_{med} \cdot PI \quad (3.3)$$

sendo:

PD_{med} potência média disponível ou capacidade média de geração da usina [MW]

fd_{med} fator de disponibilidade média das unidades geradoras [adimensional]

Para determinar a produção de energia de uma usina ao longo de um ano, é necessário conhecer a evolução dos parâmetros h e Q na mesma base temporal. Entretanto, utilizando valores médios para os parâmetros η , h e Q ao admitir uma potência efetiva média constante ao longo do ano, pode-se estimar a quantidade total de energia produzida pela usina hidrelétrica, através da EQ. 3.4:

$$E = 8760 \cdot fp \cdot fd_{med} \cdot PI \quad (3.4)$$

em que:

E energia total gerada na usina ao longo de um ano, ou seja, em 8760 horas [MWh/ano]

fp fator de permanência, que reflete a disponibilidade média anual de vazão e queda líquida na usina através do produto ($h \cdot Q$) para a produção de energia elétrica [adimensional]

A energia firme de uma usina corresponde à sua geração média ao longo do período crítico do sistema de referência. Desta forma, utilizando a EQ. 3.4, pode-se definir a energia firme de uma usina de acordo com a EQ. 3.5:

$$EF = 8760 \cdot fp_{crit} \cdot fd_{med} \cdot PI \quad (3.5)$$

sendo:

EF energia firme [MWhora/ano]

fp_{crit} fator de permanência crítico, que é computado ao longo do período crítico do sistema de referência [adimensional]

A EQ. 3.5 pode ser usada também para calcular o fator de capacidade fc da usina hidrelétrica, de acordo com a EQ. 3.6:

$$fc = EF / (8760 \cdot PI) = fp_{crit} \cdot fd_{med} \quad (3.6)$$

Substituindo a EQ. 3.2 na EQ. 3.5, tem-se então a EQ. 3.7:

$$EF = 8760 \cdot fp_{crit} \cdot fd_{med} \cdot K \cdot \eta \cdot h_{ref} \cdot Q_{ref} \quad (3.7)$$

Os possíveis ganhos de energia num projeto de repotenciação levam em conta que o fator tempo pode ter alterado a capacidade de produção de energia de uma usina hidrelétrica, desde a época de seu projeto e dimensionamento até o momento presente.

Os efeitos principais de uma defasagem temporal são os seguintes:

- a) deterioração dos equipamentos: a ação natural do tempo provoca a deterioração dos equipamentos da usina e a redução de sua capacidade nominal ao longo dos anos. A velocidade e o ritmo desta deterioração dependem do tipo de equipamento, dos materiais envolvidos, do regime de operação e das manutenções preventivas e corretivas realizadas ao longo de sua vida útil;
- b) obsolescência do dimensionamento da usina: esta situação pode ocorrer em razão da evolução de parâmetros utilizados no dimensionamento original da usina que, eventualmente, poderia motivar um redimensionamento da potência efetiva e da energia firme da usina, para mais ou para menos, dependendo do caso. Por exemplo, novos dados de vazão, acumulados durante mais de 20 anos de vida de uma usina, ao serem incorporados ao histórico de vazões naturais afluentes, podem levar à conclusão de que a usina foi subdimensionada à época de seu projeto. A evolução da tecnologia de medição e restituição de vazões afluentes também é responsável por variações, por vezes significativas, encontradas em algumas usinas. A construção de um novo aproveitamento hidrelétrico a montante de outros na mesma bacia hidrográfica, pode implicar em alteração dos parâmetros potência efetiva e energia firme a serem atribuídos às usinas de jusante da bacia, justificando uma revisão seqüencial;
- c) defasagem tecnológica: em consequência da defasagem tecnológica, a eficiência dos antigos equipamentos instalados na usina poderá ser, em muitos casos, bastante inferior à de novos equipamentos (turbina, gerador, sistemas de controle etc.), caso eles não tenham sofrido modernizações ao longo de sua vida útil.

A análise da EQ. 3.7 permite inferir que as formas de aumentar a produção de energia numa usina hidrelétrica resultantes de repotenciação e modernização são as seguintes:

- a) ganhos de rendimento (η): estes ganhos decorrem, em geral, da introdução de tecnologias mais modernas nos equipamentos de conversão eletromecânica da usina

hidrelétrica, principalmente turbinas e geradores. O ganho potencial dependerá do rendimento inicial do grupo turbina-gerador. Em princípio, a alteração do rendimento de um grupo turbina-gerador provoca ganhos de potência efetiva e produção de energia apenas na respectiva usina hidrelétrica. Entretanto, podem ocorrer efeitos sinérgicos e cumulativos com relação às demais usinas, principalmente quando se trata de aproveitamentos hidrelétricos em cascata, em consequência da operação integrada do SIN. Por esta razão, idealmente, o ganho total de rendimento do sistema gerador deve ser avaliado através de uma simulação da operação do parque gerador, com e sem as obras de repotenciação.

b) ganhos de queda líquida (h_{ref}): estes ganhos são possíveis por alteamento do nível de montante, por diminuição no nível de jusante ou, ainda, por redução das perdas por atrito no circuito hidráulico. O alteamento do nível de montante não é usual, pois envolve geralmente muitos problemas econômicos, sociais e ambientais. Entretanto, em alguns casos, trata-se apenas de um remanejamento do volume máximo operativo que se mostra excessivamente baixo ou da tomada d'água, sem afetar a altura da barragem. A redução do nível médio de jusante pode ser obtida muitas vezes por melhoria de fluxos, através da melhoria dos escoamentos a jusante, principalmente em situações de vertimento nas quais podem ocorrer elevações indesejadas do nível do canal de fuga. Pode-se estudar, ainda, os possíveis ganhos com a diminuição das perdas no circuito hidráulico. De forma análoga ao que foi proposto para os ganhos de rendimento, é possível definir uma perda hidráulica teórica mínima – por exemplo, igual a zero ou a um valor prefixado pequeno – para efeito de uma avaliação do ganho máximo teórico na queda líquida.

c) ganhos de vazão turbinada (Q_{ref}): de um modo geral, usinas hidrelétricas são dimensionadas para aproveitar toda a vazão disponível no rio, observados os critérios de dimensionamento em vigor. Desta forma, um ganho por aumento de vazão turbinada através do aumento do engolimento máximo da usina só é possível se o projeto tiver sido subdimensionado originalmente ou caso tenha havido uma alteração hidrológica estrutural responsável por um aumento da vazão natural média no local da usina que significa uma alteração no fator $f_{p_{crit}}$. Um aumento no engolimento máximo da usina hidrelétrica que não seja consequência de um aumento da vazão natural disponível no rio pode aumentar a potência da usina, se houver folga no gerador, mas não agregará energia nova ao sistema. Isto faz sentido, portanto, se o objetivo pretendido for apenas uma mudança no perfil de operação ou

de despacho da usina ao longo do tempo, com vista a maior flexibilidade operativa ou a ganhos na capacidade de ponta da usina. Sabe-se que existem locais/usinas nas quais a vazão natural dos rios não foi completamente aproveitada por ocasião do estudo de dimensionamento ou em que ocorreu variação significativa no histórico de vazões. Estes aproveitamentos hidrelétricos são candidatos naturais a projetos de repotenciação. Vale lembrar ainda que já se constatou que em alguns rios brasileiros a vazão natural média de longo termo (MLT) aumentou, a exemplo do rio Paraná, mas em outros rios pode ter diminuído, o que ensejaria uma redução da potência efetiva e energia firme das correspondentes usinas.

d) ganhos de disponibilidade (fd_{med}): no contexto da operação e gerenciamento de sistemas elétricos, pode-se definir disponibilidade de um equipamento como sendo sua capacidade de estar em condições de executar certa função, num dado instante ou durante um intervalo de tempo determinado, levando em conta os aspectos combinados de sua confiabilidade, do tempo necessário para a execução de um reparo após a ocorrência de uma falha, bem como do apoio à manutenção, desde que os recursos externos requeridos estejam assegurados. Nos modelos empregados nos estudos de planejamento da expansão e operação energética do SIN, considera-se que o fator de disponibilidade média das unidades geradoras de uma usina hidrelétrica ao longo de um ano, levando em conta somente as indisponibilidades forçadas e programadas das unidades, pode ser calculado segundo a EQ. 3.8:

$$fd_{med} = (1 - TEIF) \cdot (1 - IP) \quad (3.8)$$

na qual:

TEIF taxa equivalente de indisponibilidade forçada no ano

IP índice de indisponibilidade programada no ano

Os índices *TEIF* e *IP* são calculados anualmente com base nos registros históricos de operação da usina, refletindo seu desempenho médio nos últimos anos. As usinas hidrelétricas brasileiras apresentam valores relativamente baixos tanto para a *TEIF*, em torno de 2,5%, quanto para *IP*, na faixa de 5 a 8%. Em alguns casos, por causa das características específicas da usina – com supermotorização ou sob sazonalidade hidrológica bem demarcada –, é possível ainda concentrar a manutenção programada de todas as unidades geradoras nos meses secos, quando a potência disponível não é

utilizada em sua totalidade, uma vez que a geração despachada da usina é menor e, por conseguinte, o índice IP poderia até mesmo ser considerado igual a zero.

No caso particular da repotenciação através da remotorização de que trata este estudo, o aumento da potência instalada PI com a entrada de uma nova unidade geradora implica o aumento diretamente proporcional da energia total gerada E e da energia firme da usina EF , conforme atestam as EQ. 3.4 e 3.5, considerando que haja disponibilidade hídrica que justifique a instalação e a operação desta nova máquina.

3.2.2 Níveis de avaliação de ganhos com a repotenciação

Conforme EPE (2008b), uma estimativa rigorosa dos ganhos proporcionados pelas obras de repotenciação de usinas hidrelétricas do Sistema Interligado Nacional demandaria um levantamento criterioso dos dados básicos de cada usina, uma análise rigorosa de cada projeto de reabilitação e modernização, uma simulação detalhada da operação do SIN para calcular os ganhos de potência efetiva e energia assegurada do Sistema e da usina e uma avaliação detalhada do ganho econômico real de cada projeto para determinar a viabilidade econômica do projeto com vista à comercialização da energia obtida. Muitas vezes, a realização de estudos de apoio ao planejamento é prejudicada pela falta de dados confiáveis e abrangentes sobre os empreendimentos e este é o caso da avaliação de disponibilidade de repotenciação. Em relação aos estudos para avaliação de ganhos provenientes de repotenciação de usinas hidrelétricas, aplica-se uma abordagem mais simples e aproximada, de baixo custo, que possibilita obter estimativas conservadoras, porém confiáveis, de seu benefício energético potencial. Esta análise é hierarquizada, aumentando gradativamente a precisão e o custo das avaliações técnico-econômicas dos ganhos com a repotenciação. Dependendo dos resultados obtidos em um nível, passa-se ou não para o nível posterior. Os itens a seguir apresentam uma proposta para esta hierarquização.

3.2.2.1 Ganho estimado máximo teórico com a repotenciação

De acordo com EPE (2008b), neste primeiro nível busca-se determinar apenas uma estimativa do ganho energético que seria obtido caso a UHE tivesse o rendimento de seu conjunto turbina-gerador elevado para o valor do rendimento máximo teórico, ou

seja, um rendimento equivalente ao de novos e modernos equipamentos. O ganho energético total deverá ser expresso em termos da variação da potência efetiva com e sem as obras de repotenciação da UHE selecionada. No caso da remotorização, o aumento da potência efetiva da UHE decorre da entrada de uma nova unidade geradora.

3.2.2.2 Ganho estimado de potência e energia com a repotenciação

Conforme EPE (2008b), este segundo nível de avaliação incorpora dois novos fatores na análise: a consideração das séries históricas de vazão natural e a interdependência da gestão do recurso hídrico entre usinas hidrelétricas. A avaliação do ganho energético total para o SIN passa a ser feita através do modelo NEWAVE para obtenção da carga crítica e do respectivo bloco hidráulico e com auxílio de um modelo de simulação a usinas individualizadas.

A metodologia proposta neste trabalho consiste em executar os modelos NEWAVE e MSUI, inicialmente com a configuração atual e depois incorporando a nova configuração da usina repotenciada, obtendo então os valores de energia firme e de energia assegurada para o sistema interligado e para a usina nas situações distintas. O resultado assim obtido fornece uma primeira estimativa do benefício energético das repotenciação, expresso em termos dos ganhos de potência efetiva e de energias firme e assegurada pela empresa proprietária da UHE e pelo SIN. Estes ganhos dão uma indicação razoável do ganho que se poderia esperar, na prática, em termos do que interessa ao sistema e às empresas, ou seja, da energia adicional contratável.

3.2.2.3 Ganho econômico real com a repotenciação

Segundo EPE (2008b), neste último nível de avaliação são estimados os custos e benefícios econômicos e financeiros obtidos com a repotenciação da UHE. Idealmente, para este nível de avaliação imagina-se contar com dados básicos e de custos, fornecidos diretamente pelas empresas proprietárias das usinas. A metodologia proposta consiste em avaliar o possível ganho econômico de cada usina partindo dos valores de ganhos de energia adicional contratável, calculados na simulação realizada no nível anterior. Este ganho é então comparado com o custo da repotenciação. Esta avaliação pode revelar que nem toda obra de repotenciação viável tecnicamente também o é

economicamente. Em outras palavras, a viabilidade técnica é uma condição necessária, porém não suficiente para se justificar o investimento.

3.3 A repotenciação de usinas hidrelétricas no Brasil

Considerando que o parque de geração brasileiro possui 356 PCHs e 164 UHEs em operação, totalizando mais de 78 mil MW, segundo o Banco de Informações de Geração da ANEEL (2009a) em dezembro de 2009, e que muitas destas usinas já estão em operação há mais de 25 anos, intensifica-se a busca por ações que possibilitem a extensão da vida útil, a melhoria de desempenho, a redução da necessidade de manutenção, o aumento da confiabilidade e ganhos operativos destes empreendimentos, de modo a manter a integridade desta parcela tão representativa do setor energético do país.

Com o passar do tempo, mesmo com bons programas de manutenção, o natural envelhecimento e desgaste dos equipamentos, além da obsolescência dos sistemas de uma usina, contribuem para o aumento da indisponibilidade e da frequência de paradas forçadas, comprometendo a qualidade do suprimento da energia. Todavia, através da repotenciação e da modernização, estes efeitos podem ser minimizados, com a recuperação das condições operacionais adequadas. A repotenciação traz o benefício do aumento da potência original das usinas a um custo inferior àquele da implantação de um novo empreendimento, com menor impacto ambiental.

No desafio de atender ao crescimento da demanda em contraposição à gradativa exaustão dos recursos instalados, a repotenciação e a modernização de antigos empreendimentos hidrelétricos e termelétricos podem ser importantes alternativas para suplementar a oferta de potência e de energia do sistema elétrico brasileiro, principalmente quando, a partir de 2009, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica passará a penalizar os geradores que não disponham de capacidade de geração suficiente para atender aos requisitos de potência estabelecidos nos contratos de venda de energia negociados desde os leilões de 2004.

Segundo o relatório elaborado pela Agência de Desenvolvimento Tietê Paraná (2001), a repotenciação de usinas hidrelétricas e de termelétricas é um negócio que começou a ser

identificado nos últimos tempos, por causa de liberação de preços e da competitividade no setor de geração elétrica. Até então, não havia ambiente com a centralização do controle tarifário nem com a estatização dos investimentos. Ao levar em conta que a repotenciação se dá com equipamentos com idade média de 30 anos de operação, prevê-se uma incessante atividade nos próximos anos, quando as usinas postas em operação no final das décadas de 1960 e 1970, época de grande expansão no setor hidrelétrico, atingirão o nível para renovação e melhoria. Sob a ótica empresarial, a competição nos serviços tenderá a ser acirrada, porque no passado o conjunto de fornecedores era bem mais amplo, incluindo vários países do Leste Europeu. Da perspectiva do mercado de geração de energia elétrica, um fator importante é que a maioria das usinas que é objeto de repotenciação se situa no meio de grandes centros de carga, o que confere em todos os megawatts adicionados um valor econômico e estratégico inestimável. Restam porém algumas definições importantes para que o negócio de repotenciação no Brasil atinja os padrões internacionais, como a questão da regulamentação da remuneração da energia adicional e suas regras de comercialização, além dos critérios de certificação das melhorias efetuadas. Estes assuntos estão aguardando o processo regulatório da ANEEL.

Um estudo encomendado pela organização não governamental ambientalista WWF-Brasil (Berman *et al.*, 2004) assinalou um grande espaço para repotenciação no Brasil. O trabalho apontou uma perspectiva de ganhos adicionais de 34,3 mil MW de potência instalada. Segundo o estudo em questão, após o levantamento das UHEs e das suas respectivas datas de entrada de operação, chegou-se ao total citado de MW passíveis de repotenciação, calculado para o potencial de usinas com mais de 20 anos. Indicou-se também que obras de repotenciação em 67 usinas nestas condições teriam possibilidade de ganho de 868 MW para a repotenciação mínima, 3,5 mil MW para a leve e 8,1 mil MW para a pesada.

Contudo, esse número não é consenso entre especialistas e a EPE observa, no Plano Decenal de Energia 2007-2016 (EPE, 2008d), que a contribuição para agregação de oferta de energia através da garantia física ao sistema não é significativa, porque o processo acrescenta principalmente potência e não energia assegurada.

Neste contexto, alguns projetos particularmente bem aceitos são aqueles direcionados para o aumento da eficiência das máquinas e redução das perdas da carga hidráulica. Em outras palavras, estes projetos tornam o aumento da capacidade hidráulica numa vantagem para o produtor, que pode vender mais energia, e para o meio ambiente também, por causa do aumento da percentagem de produção de energia renovável.

O objeto de estudo deste trabalho é avaliar uma condição diferenciada de repotenciação, que corresponde à remotorização de empreendimentos hidrelétricas em operação cuja estrutura original previu a instalação posterior de outras unidades geradoras, para uma futura ampliação. É o caso, por exemplo, das UHEs de Jaguará, Três Marias e São Simão, da CEMIG, Porto Primavera e Três Irmãos, da CESP, Foz do Areia, da COPEL, Taquaruçu, da Duke e Itaparica e Xingó, da CHESF. Uma variante seria a implantação de uma nova casa de força, que também pode ser considerada em alguns casos, principalmente de pequenas centrais hidrelétricas. Trata-se, por exemplo, da UHE Isamu Ikeda, da Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins (CELTINS), que teve construída uma segunda casa de força (Themag Engenharia, 2004).

4 USINAS HIDRELÉTRICAS

Segundo Schreiber (1977) e Rebouças *et al.* (1999), o potencial hidráulico é definido como a energia cinética ou potencial da água dos rios e reservatórios que se concentra nos aproveitamentos hidrelétricos, é transformada em energia mecânica e, por fim, em energia elétrica. Um volume de água caindo de certa altura produz o trabalho teórico T_t , segundo a EQ. 4.1 :

$$T_t = \gamma VH [10^3 \text{ kgm}] \quad (4.1)$$

sendo:

γ peso específico da água [10^3 kg/m^3]

V volume de água [m^3]

H queda bruta [m]

A potência teórica P_t é obtida de acordo com a EQ. 4.2:

$$P_t = \gamma QH [10^3 \text{ kgm/s}] \quad (4.2)$$

em que:

Q vazão (m^3/s)

A conversão da unidade de potência obtida na EQ. 4.2 para unidade do Sistema Internacional é $10^3 \text{ kgm/s} = 9,81 \text{ kW}$.

Para calcular a potência líquida, deve-se trabalhar com a queda utilizável no local, que é chamada de queda líquida H_l . Esta queda é igual ao nível energético a montante da tomada d'água, que praticamente coincide com o nível d'água do reservatório onde se localiza a tomada d'água, menos o nível energético a jusante da turbina, que não coincide com o nível do canal de fuga, porque a velocidade de escoamento não pode ser desprezada, menos as perdas hidráulicas, por atrito, no escoamento entre a seção da tomada d'água e a seção localizada a jusante da turbina, no canal de fuga, segundo a EQ. 4.3:

$$H_l = C_m - C_j - v_j^2/2g - H_p \text{ [m]} \quad (4.3)$$

em que:

C_m cota do nível d'água de montante [m]

C_j cota do nível d'água de jusante [m]

v_j velocidade do escoamento no canal de fuga [m/s]

g aceleração da gravidade (= 9,81 m/s²)

H_p perdas de carga nos órgãos de adução: grades, válvulas, conduto forçado etc. [m]

Sendo η o fator de rendimento da turbina e do gerador, então, a potência efetiva P_e é assim calculada, segundo a EQ. 4.4:

$$P_e = 9,81\eta QH_l \text{ [kW]} \quad (4.4)$$

Para cálculos preliminares, pode-se adotar o fator de rendimento da turbina igual a 0,90 e do gerador igual a 0,95, de modo que η se iguala a 0,86 (= 0,90 x 0,95). Daí, segundo a EQ. 4.5:

$$P_e = 8,4QH_l \text{ [kW]} \quad (4.5)$$

Se, a cada hora, a vazão turbinada e a queda livre não variam significativamente, a energia produzida em n horas é calculada de acordo com a EQ. 4.6:

$$E_n \approx 8,4 \sum_{h=1}^n Q_h H_h \text{ [kWh]} \quad (4.6)$$

sendo:

Q_h vazão turbinada na hora h [m³/s]

H_h queda líquida na hora h [m]

Em termos similares, 1 kWh é igual a 367 x 10³ kgm e um volume de V m³ acumulado tem energia elétrica potencial E , medida nos terminais do gerador, de acordo com a EQ. 4.7:

$$E = (VH_t\eta)/367 \text{ [kWh]} \quad (4.7)$$

sendo:

H_t altura entre o centro de gravidade de V e o nível d'água de jusante, diminuída das perdas nos órgãos adutores [m]

Empregando valores médios do fator de rendimento η , calcula-se a energia E segundo a EQ. 4.8:

$$E = (VH_t)/428 \text{ [kWh]} \quad (4.8)$$

Por sua vez, as principais estruturas que compõem uma usina hidrelétrica geralmente são as seguintes:

- a) barragem;
- b) reservatório;
- c) vertedouro;
- d) descarregador de fundo;
- e) tomada d'água;
- f) órgãos adutores;
- g) casa de força:
 - turbina,
 - gerador.

Na FIG. 4.1 é apresentado o trajeto percorrido pela energia elétrica desde a usina hidrelétrica, onde é gerada, até alcançar o consumidor final. Os aproveitamentos hidrelétricos podem ser classificados, segundo a potência disponível, em usinas pequenas, médias ou grandes, ou, segundo a queda, em usinas de baixa, média ou alta queda. Entretanto, estas definições não são tão significativas e os limites entre as diversas categorias são arbitrários.

Segundo a ANEEL (2008), os aproveitamentos hidrelétricos são assim classificados:

- a) *central geradora hidrelétrica* (CGH): aproveitamento com potência instalada inferior ou igual a 1 MW;
- b) *pequena central hidrelétrica* (PCH): aproveitamento com potência superior ou igual a 1 MW e inferior ou igual a 30 MW, com área inundada inferior a 3 km². Se

a área inundada for igual ou superior a 3 km², respeitados os limites de potência e o tipo de utilização do empreendimento, o aproveitamento hidrelétrico será considerado com características de PCH caso atenda as condições dispostas na Resolução ANEEL nº 652;

c) *usina hidrelétrica* (UHE): aproveitamento com potência instalada superior a 30 MW ou com potência instalada menor ou igual a 30 MW e que não se enquadra na condição de PCH.

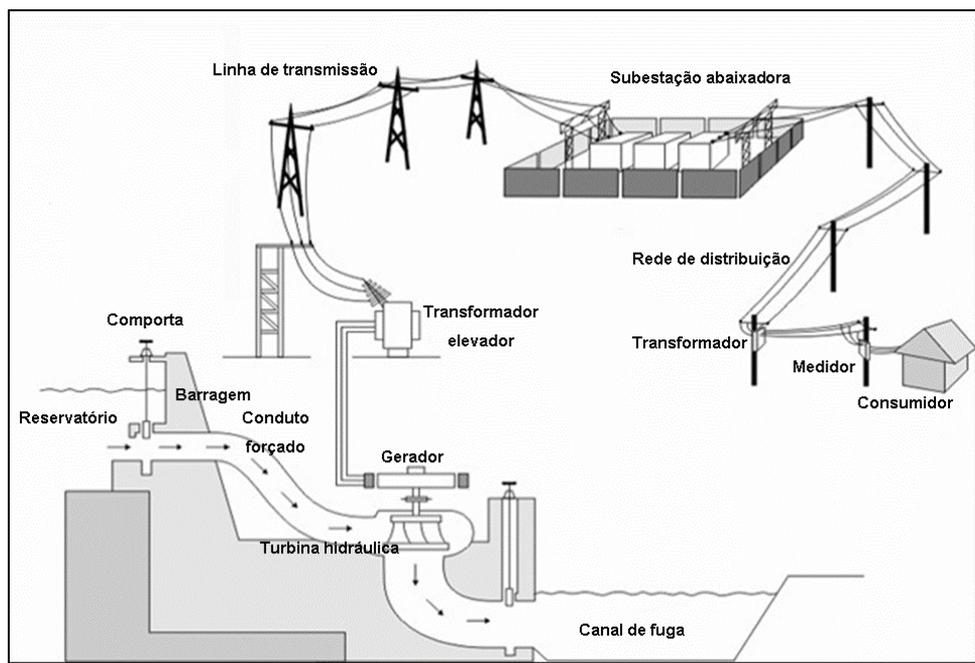


FIGURA 4.1 – Energia elétrica: da usina hidrelétrica até o consumidor
 FONTE: Furnas (2009)

O mais importante é uma distinção que se refira às características da produção de energia. Chamam-se *usinas a fio d'água* as que não dispõem de reservatório de acumulação de água significativo e cuja produção conseqüentemente é inconstante, dependendo da oscilação da vazão do rio. Estas usinas não permitem a regularização da vazão. Ao contrário, *as usinas com reservatório de acumulação* podem fornecer energia constante.

Um projeto diferente é a *usina de bombeamento*, também conhecida como *central reversível* (FIG. 4.2). Nas horas de baixo consumo, a energia que sobra nas usinas térmicas e hidrelétricas a fio d'água pode ser aproveitada para bombear água de um reservatório para outro num nível superior. Durante as horas de consumo elevado, a

água é retornada, acionando as turbinas e gerando energia de ponta. O custo por kW destas usinas é tanto menor quanto maior for a queda disponível.

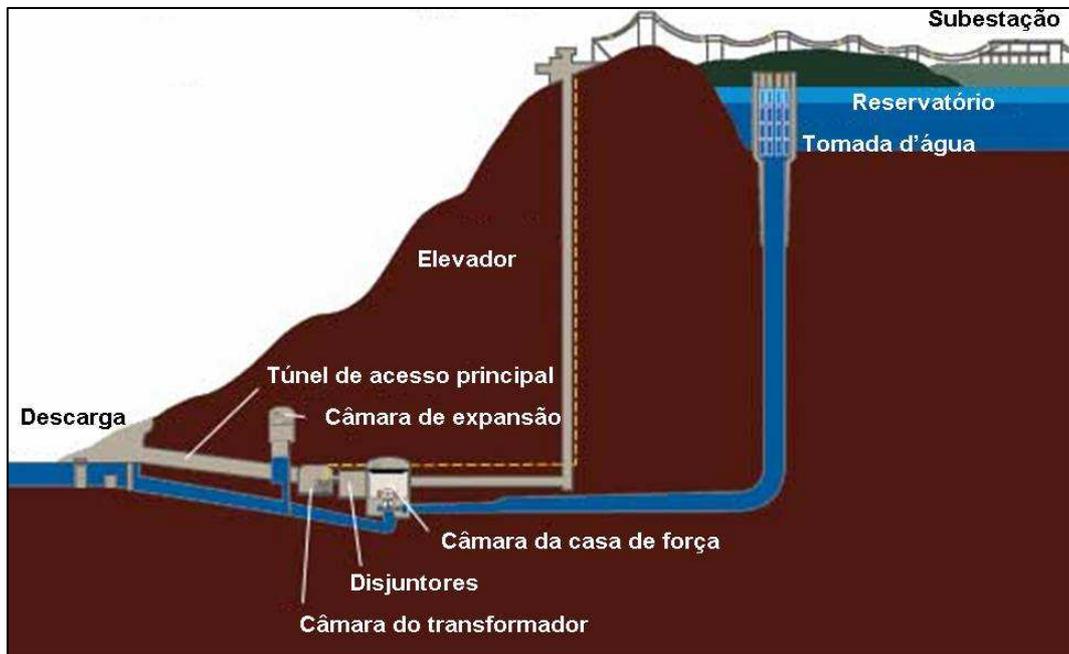


FIGURA 4.2 – Usina de bombeamento
 FONTE: Tennessee Valley Authority (TVA) (2009)

O modo de criar o desnível numa usina hidrelétrica pode ser caracterizado da seguinte maneira:

- a) a barragem represa o rio, efetuando a concentração do desnível, e a casa de força se encontra diretamente ao pé da barragem: trata-se de uma *usina de represamento*;
- b) da barragem sai um canal aberto ou um túnel adutor ou uma tubulação que conduzem a água à chaminé de equilíbrio e daí às turbinas na casa de força por condutos forçados ou por túnel forçado: é uma *usina de desvio*;
- c) a barragem represa um rio e a água é conduzida por um canal ou túnel à encosta do vale de outro rio, onde são construídos a chaminé de equilíbrio, o conduto forçado e a casa de força: consiste de uma *usina de derivação*.

De acordo com Linsley *et al.* (1992), quanto ao planejamento de aproveitamentos hidrelétricos, usualmente existem diversos locais possíveis para a construção da usina hidrelétrica proposta. Para cada local, vários projetos diferentes podem ser considerados. Então, a seleção do projeto final de um aproveitamento hidrelétrico implica a comparação de alternativas, conforme as etapas a seguir:

- a) reunir dados hidrológicos dos cursos d'água e determinar a quantidade de água disponível e sua distribuição ao longo do ano e ano a ano. Estender os dados por simulação e/ou métodos estocásticos, se necessário;
- b) elaborar projetos preliminares para todas as instalações que parecem ser competitivas quanto aos custos e determinar o projeto mais econômico para cada local através da comparação de custos e de lucros estimados;
- c) enquanto as duas etapas anteriores estiverem em andamento, fazer uma avaliação preliminar dos impactos sociais, políticos e ambientais das alternativas para servir como um processo de triagem e então determinar que alternativas devem ser mais bem estudadas. Estes estudos podem demandar a colaboração de cientistas sociais, peritos legais, biólogos etc.;
- d) determinar as exigências a serem satisfeitas: demanda instantânea máxima em kW, energia total em kWano e a variação em kW com o tempo;
- e) selecionar os projetos viáveis tão perto do centro de carga quanto possível;
- f) comparar os melhores projetos considerando os diversos locais e selecionar o local ou a combinação dos locais que prove ser melhor para a produção da energia demandada. Geralmente, esta seleção é guiada pelas demandas futuras estimadas e pelas possibilidades de expansão para atendê-las. Entretanto, considerações sociais, políticas e ambientais podem desempenhar um papel mais importante no processo de seleção. Neste estágio do processo de planejamento, usualmente é feita uma investigação mais detalhada dos impactos ambientais;
- g) comparar os custos da usina hidrelétrica em relação a usinas equivalentes que utilizam outras fontes energéticas;
- h) se a energia hidrelétrica for competitiva, dar andamento ao projeto detalhado do aproveitamento hidrelétrico em questão.

4.1 Reservatórios

De acordo com Schreiber (1977), reservatórios são corpos d'água artificiais que se formam com a construção de barragens num rio. Eles têm como finalidade, a partir da acumulação de águas disponíveis nos períodos chuvosos, compensar as deficiências que se verificam nos períodos secos, de modo que exercem uma regularização das vazões naturais e disponibilizam o uso da água independente das condições de sazonalidade.

Existem muitos reservatórios que servem a duas ou mais finalidades, que comumente são a geração de energia hidrelétrica, o controle de cheias, o suprimento de água para usos doméstico, industrial ou na irrigação, além da manutenção da navegação e do uso da água para piscicultura, turismo e lazer.

O projeto de um reservatório passa primeiramente pela determinação da localização e da altura da barragem, da elevação e da capacidade do vertedouro, assim como da sua capacidade volumétrica e pelo estabelecimento das regras operativas dos dispositivos de descarga. Do ponto de vista hidrológico, é fundamental o estabelecimento da sua capacidade de armazenamento e de sua vazão de regularização, a partir do histórico de vazões afluentes ao local de interesse.

Independentemente do tamanho do reservatório ou do uso final da água, a principal função do reservatório é estabilizar o fluxo da água, seja pela regularização do suprimento variável num curso d'água natural, seja pelo atendimento de uma demanda variável pelos consumidores finais.

Quanto às características físicas dos reservatórios, a mais importante é a sua capacidade de armazenamento. Quando o reservatório tem formato regular, a sua capacidade pode ser calculada através de fórmulas para volumes de sólidos, enquanto a capacidade de reservatórios localizados em ambientes naturais é usualmente calculada através de levantamentos topográficos. Para fazê-lo, constrói-se uma curva cota x área por meio do levantamento planimétrico da área contida dentro de cada curva de nível do local do reservatório. A integral da curva cota x área é a curva cota x volume do reservatório. O incremento do armazenamento entre duas elevações é normalmente calculado por meio da multiplicação da média das áreas nas duas elevações pela diferença das cotas. A soma destes incrementos abaixo de qualquer cota é o volume armazenado abaixo daquele nível. Na ausência de mapas topográficos apropriados, algumas vezes são levantadas seções transversais do reservatório e é calculada a capacidade a partir destas seções transversais verticais através da fórmula do prisma.

Os níveis notáveis são também características físicas importantes dos reservatórios (FIG. 4.3):

- a) nível máximo operativo normal: é a cota máxima que a superfície do reservatório pode atingir sob condições operativas normais. Para a maioria dos reservatórios, o nível máximo operativo normal coincide com a cota da crista do vertedouro, se for do tipo não controlado, ou do topo das comportas do vertedouro, se for do tipo controlado;
- b) nível mínimo operativo normal: é a cota mínima à que o reservatório pode ser deplecionado sob condições normais. Este nível pode ser fixado pela cota do descarregador de fundo mais baixo situado na barragem ou, no caso de reservatórios para geração de energia hidrelétrica, pelas condições de eficiência operativa das turbinas;
- c) nível máximo *maximorum*: corresponde à sobrelevação máxima do nível d'água, medida a partir do nível d'água máximo operativo normal, disponível para a passagem de ondas de cheia, que, neste caso, é a cheia de projeto do vertedouro.

Além dos níveis citados, uma importante referência é a cota de coroamento da barragem, que é obtida somando uma sobrelevação adicional, chamada borda livre, ao nível máximo *maximorum* e que se destina a impedir que as ondas formadas por ação do vento ultrapassem a crista da barragem e também a garantir uma segurança adicional contra eventuais transbordamentos sobre a crista em condições excepcionais.

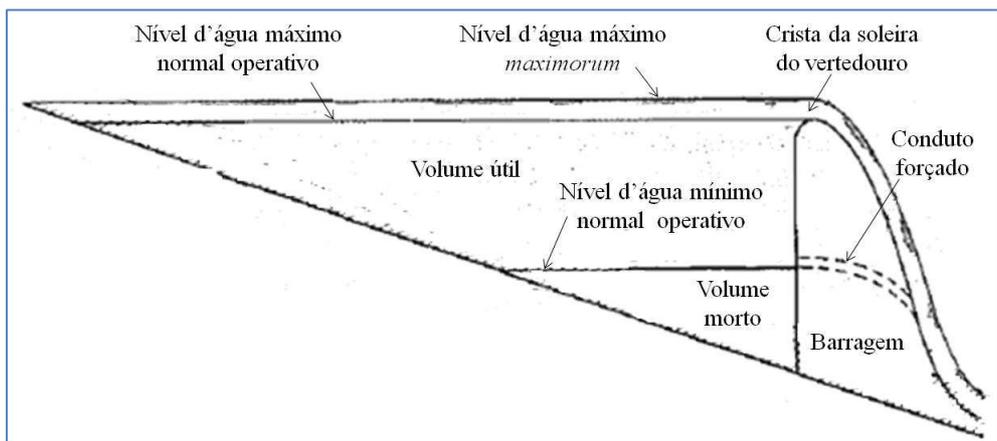


FIGURA 4.3 – Níveis d'água notáveis de um reservatório
 FONTE: Linsley e Franzini (1978)

O volume armazenado entre os níveis mínimo e máximo operativos normais é chamado volume útil. O volume de água armazenado abaixo do nível mínimo operativo normal é chamado volume morto. A soma dos volumes morto e útil é o volume total do reservatório. No caso de reservatórios de múltiplas finalidades, o volume útil pode ser

subdivido em volume de acumulação e volume de espera, de acordo com o plano de operação adotado. O volume de espera, que é um volume vazio alocado no reservatório a partir do seu deplecionamento parcial, trata-se de uma parcela do volume útil utilizada para amortecimento de cheias, de modo a minimizar prejuízos a jusante, de acordo com a vazão de restrição. As restrições correspondem à própria capacidade de adução da calha do curso d'água a jusante e à existência de benfeitorias, a exemplo de pontes, rodovias, áreas urbanizadas, portos de areia ou mesmo atividades agropecuárias. Há também situações em que a restrição está associada à ocupação das margens do reservatório. O volume de espera varia ao longo do período chuvoso, conforme a evolução do potencial de cheias representado pela ocorrência de precipitações, segundo o histórico de dados diários pluviométricos.

Durante as cheias, a operação do vertedouro pode provocar um aumento do nível d'água acima do nível máximo operativo normal. Este armazenamento, chamado volume de sobrecarga, é normalmente não controlado, isto é, existe apenas enquanto uma cheia está ocorrendo, e não pode ser retido para uso posterior. A água num curso natural ocupa um volume variável, que é volume de planície. O aumento líquido da capacidade de armazenamento resultante da construção de um reservatório é a capacidade total menos o volume de planície natural. Esta distinção pode não ter importância para reservatórios de acumulação, mas, sob a ótica do controle de cheias, o armazenamento efetivo no reservatório é o volume útil mais a sobrecarga menos o armazenamento de planície natural correspondente à afluência ao reservatório.

As considerações anteriores assumiram que a superfície da água do reservatório é plana, o que nem sempre acontece, a exemplo de reservatórios relativamente rasos e estreitos. O formato deste perfil de linha d'água pode ser calculado através do uso de métodos de escoamento não uniforme. Haverá um perfil diferente para cada combinação de afluência e cota da superfície do reservatório.

O armazenamento em reservatórios sujeitos a efeitos importantes de remanso não pode ser relacionado somente com a cota da superfície do reservatório. Um segundo parâmetro, tal como a afluência ou a cota da linha d'água numa estação hidrométrica perto da extremidade superior do reservatório, deve ser usado. O volume armazenado

sob cada perfil pode ser calculado a partir de seções transversais por meio de métodos utilizados para quantificar movimentação de terra.

O projeto de reservatórios de acumulação se baseia principalmente na relação entre descarga e capacidade. A descarga em questão é a quantidade de água que pode ser fornecida pelo reservatório num dado intervalo de tempo, que pode variar de um dia a um ano ou mais, dependendo da magnitude do reservatório. Esta descarga depende da afluência ao reservatório e varia de ano em ano.

Neste aspecto, a descarga firme é a máxima quantidade de água que pode ser garantida durante um período seco crítico, que, na prática, é sempre assumido como o período com a mais baixa afluência natural histórica do curso d'água. Entretanto, existe a possibilidade de que um período mais seco ocorra com uma descarga inferior à firme. Como a descarga firme nunca pode ser calculada com certeza absoluta, o que se faz é tratá-la em termos de probabilidade. A máxima descarga possível num dado intervalo de tempo é igual à afluência média, menos as perdas por evaporação e percolação durante aquele intervalo. Se a afluência fosse absolutamente constante, não haveria necessidade de reservatório; porém, quando aumenta a variabilidade da afluência, aumenta a necessidade de um reservatório de acumulação.

Dada uma descarga meta, a seleção de um reservatório de acumulação vai depender do risco adotado de que esta descarga nem sempre seja atingida. Um reservatório para abastecimento de água urbano deve ter uma descarga de projeto relativamente baixa, de modo que o risco de que haja um período com descarga inferior à descarga de projeto seja pequeno. Por outro lado, um sistema de irrigação pode tolerar 20% dos anos com uma descarga inferior, abaixo da descarga nominal de projeto. A disponibilidade de água acima da descarga firme em períodos de vazões elevadas é chamada descarga secundária.

A determinação da capacidade de um reservatório de acumulação para uma dada descarga firme se faz por meio da equação do balanço hídrico, baseada no princípio da continuidade. Isto significa que a defluência é igual à afluência ao reservatório mais ou menos um incremento do armazenamento.

Outra questão é a determinação da capacidade necessária de um reservatório de acumulação num curso d'água, que é mais complexa que a solução do problema anterior, porque se trata de simular as operações do reservatório durante um certo período de tempo, de acordo com várias diretrizes estabelecidas, procedimento conhecido como análise operacional. Um estudo operacional pode restringir-se apenas a analisar um período crítico de baixas vazões, e assim definir a capacidade necessária para a seca selecionada. Entretanto, atualmente são utilizados extensos históricos sintéticos, de modo que é possível estimar a confiabilidade do reservatório para várias capacidades. Os intervalos de tempo utilizados podem ser anuais, mensais ou diários. Os dados mensais são os mais usados, mas, para grandes reservatórios plurianuais, intervalos anuais são os mais adequados. Reservatórios de menor porte demandam dados em intervalos inferiores a um mês, de modo que seqüências semanais ou diárias devem ser empregadas.

O diagrama de Rippl (FIG. 4.4), de 1883, é um procedimento tradicional e muito popular em que é feito o lançamento gráfico acumulado da afluência líquida, depois de descontadas as perdas e retiradas ao reservatório, portanto. O diagrama tem dois importantes atributos: é simples e amplamente difundido e, além disso, já que utiliza dados históricos, são levados em conta a sazonalidade, a autocorrelação e outros parâmetros estatísticos das séries de vazões. Segundo o diagrama de Rippl, a inclinação da curva de valores acumulados num dado momento é a medida da afluência naquele instante. As curvas de demanda representando uma taxa uniforme de demanda são linhas retas. As linhas de demanda que são desenhadas tangentes aos pontos mais elevados da curva de massa representam as taxas de retirada do reservatório. Ao assumir que o reservatório está cheio quando a linha de demanda intercepta a curva acumulada, a máxima distância entre a linha de demanda e a curva representa a capacidade necessária do reservatório para satisfazer à demanda. A distância vertical entre sucessivas tangentes representa a água descarregada pelo vertedouro. Se a demanda não for uniforme, a linha de demanda se torna uma curva, mas a análise que se faz é a mesma. É essencial, entretanto, que a linha de demanda para uma demanda não uniforme coincida cronologicamente com a curva acumulada, ou seja, a demanda de junho coincida com a afluência de junho e assim por diante.

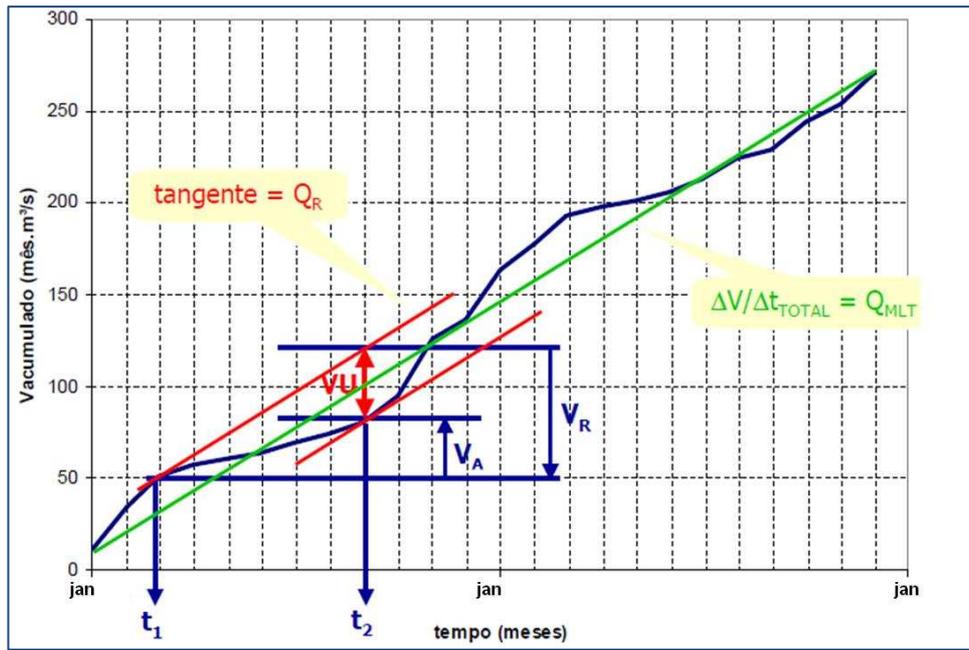


FIGURA 4.4 – Aplicação do diagrama de Rippl
 FONTE: Porto *et al.* (2009)

Na FIG. 4.4, V_A é o volume de água afluente, V_R é o volume de água regularizado, V_U é o volume útil do reservatório, t_i é o tempo i – sendo $(t_2 - t_1)$ o intervalo de tempo crítico, definidor de V_U –, Q_{MLT} é a vazão média de longo termo e Q_R é a vazão regularizada.

As curvas acumuladas podem também ser empregadas para determinar a descarga esperada para uma dada capacidade do reservatório. Neste caso, as tangentes são desenhadas junto aos pontos altos da curva de massa, de modo que a máxima distância até a curva não exceda a capacidade do reservatório especificada. As inclinações das linhas resultantes indicam as descargas que podem ser obtidas em cada ano com a capacidade em questão. A declividade de cada linha de demanda é a descarga do período. Uma linha de demanda deve interceptar a curva acumulada, quando ela se estende. Caso isso não ocorra, o reservatório não vai se reencher. Este método gráfico foi desenvolvido há mais de um século e tem sido largamente usado até hoje, embora seja criticado por não fornecer informação sobre a probabilidade de insucesso e porque a capacidade do reservatório obtida por este método aumenta com o tamanho arbitrário dos dados de afluência disponíveis. Este aumento é assintoticamente proporcional à raiz quadrada da extensão do histórico. Ademais, este procedimento apresenta deficiências, principalmente no caso de secas variáveis, perdas por evaporação e sistemas multi-

reservatórios (Maidment, 1992). Neste último caso, a deficiência do método se manifesta ao considerar que as soluções ótimas são sensíveis ao estado inicial do sistema de armazenamento. Uma alternativa seria parametrizar os cálculos para condições diferenciadas de armazenamento nos diversos reservatórios que compõem o sistema.

5 O SISTEMA INTERLIGADO BRASILEIRO E SUA FORMA GERENCIAL

O Sistema Interligado Brasileiro se caracteriza por ser formado por quatro subsistemas interconectados – Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Norte e Nordeste –, que fazem um intercâmbio constante de energia elétrica, no sentido de otimizar a geração energética, levando em conta e compensar as condições hidrológicas sazonais, de armazenamento, as restrições operativas e de transmissão, bem como as variações de carga que caracterizam o mercado consumidor. A operação do SIN cabe ao Operador Nacional do Sistema Elétrico, que assegura o atendimento aos usuários dentro de parâmetros de qualidade exigidos.

5.1 O princípio da interligação

Segundo Domingues (2003), dois ou mais sistemas estão eletricamente interligados quando existe uma conexão entre eles, constituída por redes de interligação regionais, de forma que a decisão tomada na operação de um deles afeta o funcionamento dos outros. Redes de interligação são os equipamentos e instalações de transmissão destinados a permitir a transferência de grandes blocos de energia entre sistemas elétricos de regiões geográficas distintas.

O correto dimensionamento das redes de transmissão de interligação depende fundamentalmente do conhecimento das magnitudes e direções esperadas de fluxo de energia nos elementos componentes desta rede. Estes fluxos, por sua vez, dependem do balanço entre as disponibilidades e os requisitos energéticos de cada subsistema, isoladamente considerados.

No caso de sistemas hidrotérmicos predominantemente hidrelétricos como o brasileiro, as disponibilidades energéticas são função em geral das vazões afluentes a cada usina e do grau de regularização exercido pelos reservatórios do sistema. Uma vez que as afluências, por sua natureza, são estocásticas, as disponibilidades energéticas e

conseqüentemente o balanço energético de cada subsistema e os fluxos de intercâmbio decorrentes são grandezas aleatórias. Em função disso, a definição dos requisitos de transmissão associados a cada interligação entre subsistemas deve considerar necessariamente o comportamento do parque gerador de cada subsistema frente a uma seqüência de vazões históricas ou sintéticas.

Através da transferência de energia de um subsistema para outro, dando sempre prioridade à geração de energia de mais baixo custo disponível no sistema a cada instante e respeitadas eventuais limitações de intercâmbio estabelecidas para os as interligações, é possível conseguir a redução do custo global de operação e dos níveis de vertimento, assim como eliminar ou atenuar eventuais déficits de energia.

Para a definição dos níveis de intercâmbio entre subsistemas, dos custos operacionais e dos riscos de déficit associados, são necessários estudos energéticos que utilizam modelos matemáticos de simulação. Estes modelos procuram reproduzir o comportamento do sistema, buscando operá-lo de forma a garantir o suprimento de energia a cada subsistema ao mesmo tempo em que buscam minimizar o custo de operação.

Por meio de simulações energéticas, são obtidos os níveis e os sentidos dos intercâmbios entre os subsistemas considerados, além dos benefícios energéticos associados, que irão subsidiar os estudos de dimensionamento elétrico das redes de interligação. Estes benefícios energéticos, juntamente com os custos das interconexões, permitem a realização de análises de viabilidade e de comparação econômica dos esquemas alternativos de execução das redes de interligação visualizadas.

Os limites de fluxo entre subsistemas utilizados nos modelos de simulação energética são obtidos a partir de estudos de comportamento do sistema elétrico. Por sua vez, este comportamento depende fortemente dos despachos de geração nas usinas hidrelétricas e térmicas. Considerando que os despachos refletem as condições hidrológicas e o estado da reserva energética de cada usina do sistema e também da quantidade de energia recebida ou enviada através dos elos de interligação, infere-se que a política de operação do sistema hidrotérmico, a capacidade de transferência dos elos de interligação e o

desempenho do sistema estão fortemente correlacionados. Isto torna complexo o processo de dimensionamento de redes de interligação.

A análise de viabilidade econômica da instalação de equipamentos e de instalações de transmissão em geral é realizada implicitamente, uma vez que a não colocação em serviço desses bens conduz à redução da qualidade de suprimento e, em casos extremos, ao não atendimento aos requisitos dos consumidores, significando em ambos os casos custos econômicos elevados, bastante superiores aos custos dos equipamentos e instalações de transmissão sob análise. Em vista deste raciocínio, as análises de viabilidade econômica de sistemas de transporte, de repartição e de distribuição de energia se reduzem à comparação econômica de alternativas, já que mesmo a mais onerosa delas é supostamente viável do ponto de vista econômico.

Da perspectiva de benefícios, a implantação de um elo de interligação pode resultar em:

- a) aumento de disponibilidade de energia total do sistema – a energia do sistema interligado pode ser maior que a soma das disponibilidades de energias firmes dos subsistemas individualmente considerados;
- b) redução dos requisitos de ponta – a existência de diversidade de carga entre os subsistemas pode acarretar uma redução dos requisitos de ponta do sistema interligado em relação à soma dos requisitos de cada subsistema individualmente considerado;
- c) operação mais eficiente – a existência de interligação entre subsistemas com estruturas diferenciadas permite substituir a geração de usinas térmicas de alto custo de produção por outras de custo mais baixo, térmicas ou hidráulicas;
- d) redução do custo de instalação de novas unidades geradoras – a diferença nos custos de novos aproveitamentos disponíveis no sistema interligado permite expandir o sistema gerador de forma otimizada através da substituição da instalação de centrais hidro ou termelétricas de alto custo unitário por outras mais econômicas; em casos extremos, o aumento da disponibilidade de energia propiciado pela consecução da interligação pode reduzir ou até mesmo adiar a necessidade de instalação de novas usinas;
- e) redução das necessidade de transmissão de um ou mais sistemas interligados – a implantação de elos de interligação entre pontos estratégicos dos subsistemas a

interconectar pode evitar a necessidade de reforços de transmissão para atendimento a cargas locais em certos casos.

Além dos benefícios energéticos e econômicos já apontados, outros benefícios em termos de operação do sistema elétrico podem ser auferidos a partir da implantação das redes de interligação. Alguns deles são:

- a) intercâmbio de reserva girante;
- b) melhores condições para a programação da reserva girante;
- c) apoio durante emergências;
- d) melhores condições para a regulação da frequência;
- e) aumento do nível de confiabilidade global.

Em contrapartida aos benefícios potenciais listados, a implantação de elos de interligação traz consigo uma série de inconvenientes, cuja superação ou atenuação pode implicar a necessidade de investimentos adicionais que deverão ser computados e adicionados aos custos de implantação ou de reforço dos elos de interligação propriamente ditos.

Os principais problemas técnicos que podem ser causados pelas interligações são:

- a) propagação de distúrbios – a ocorrência de distúrbios em um dos subsistemas pode provocar interferência na operação dos demais subsistemas a ele interligados pela propagação ou até mesmo ampliação de oscilações de potência ativa ou reativa através dos elos de interligação;
- b) problemas de estabilidade – podem emergir ou ser amplificados, quando existentes, em função da modificação da estrutura dos subsistemas interligado, refletindo em novas condições de distribuição de fluxos e perfil de tensões;
- c) aumento do nível de curto-circuito – a implantação de interligações em corrente alternada pode implicar o aumento da potência de curto-circuito no âmbito das estações terminais, eventualmente conduzindo a superação da capacidade de interrupção dos disjuntores já existentes ou programados;
- d) os subsistemas receptores devem ser preparados para escoar os níveis mais elevados de intercâmbios previstos e, ao mesmo tempo, para operar com fluxos nas redes de interligação próximas de zero durante todos os patamares de carga.

Dependendo da amplitude dos problemas técnicos causados por interligações, a sua superação ou atenuação podem implicar a necessidade de:

- a) reforços adicionais da interligação propriamente dita;
- b) reforços adicionais dos sistemas receptores;
- c) utilização de sinais adicionais nos reguladores de tensão de algumas unidades geradoras;
- d) utilização de resistores de frenagem;
- e) mudança no modo de transmissão previsto para elos de interligação (corrente alternada para corrente contínua).

Portanto, a quantificação dos benefícios e custos associados à realização de uma interligação entre distintos sistemas elétricos pode ser uma tarefa muito complexa em função do elevado número de fatores tangíveis e intangíveis envolvidos.

5.2 O Operador Nacional do Sistema Elétrico

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) foi criado em 1998, com a finalidade de operar o Sistema Interligado Nacional (SIN) e administrar a rede básica de transmissão de energia em nosso país. Sua missão institucional é assegurar aos usuários do SIN a continuidade, a qualidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica.

Também são atribuições do ONS propor ao Poder Concedente as ampliações das instalações da rede básica, bem como os reforços dos sistemas existentes, a serem considerados no planejamento da expansão dos sistemas de transmissão; e propor regras para a operação das instalações de transmissão da rede básica do SIN, a serem aprovadas pela ANEEL.

O ONS faz parte de uma complexa rede de instituições e agentes, que desempenham diferentes funções no setor elétrico brasileiro (ONS, 2009d). A FIG. 5.1 ilustra as principais instituições do atual modelo setorial.

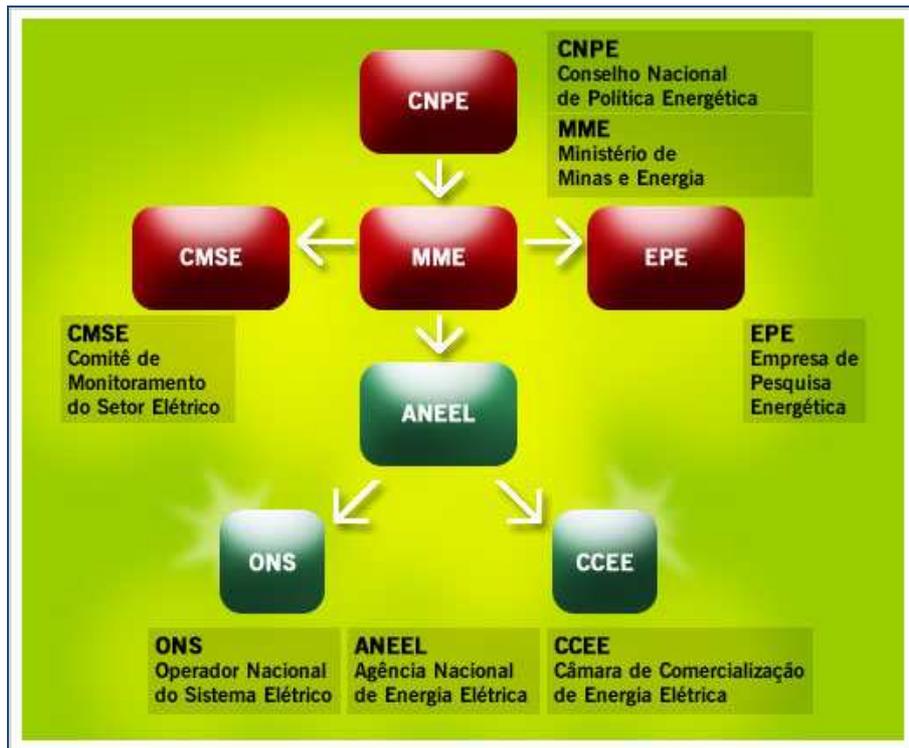


FIGURA 5.1 – Principais instituições do atual modelo setorial energético
 FONTE: ONS (2009d)

sendo:

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética: órgão de assessoramento do Presidente da República para formulação de políticas nacionais e diretrizes de energia, visando ao aproveitamento natural dos recursos energéticos do país, rever periodicamente a matriz energética e estabelecer diretrizes para programas específicos. É órgão multiministerial presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia;

EPE – Empresa de Pesquisa Energética: tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinados a subsidiar o planejamento da expansão do setor energético nos campos da energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e da eficiência energética.

MME – Ministério de Minas e Energia: encarregado de formulação, do planejamento e do cumprimento de ações do Governo Federal no âmbito da política energética nacional;

CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico: constituído no âmbito do MME e sob sua coordenação direta, com a função precípua de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletro energético em todo o território;

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica: pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob regulação e fiscalização da ANEEL, com finalidade de viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN. Administra os contratos de compra e venda de energia elétrica, sua contabilização e liquidação;

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico: pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob regulação e fiscalização da ANEEL, tem por objetivo executar as atividades de coordenação e controle da operação de geração e transmissão, no âmbito do SIN;

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica: autarquia sobre regime especial, vinculada ao MME, com finalidade de regular a fiscalização a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do Governo Federal.

Os agentes setoriais, por sua vez, também possuem funções distintas nesse cenário:

- a) agentes geradores: são autorizados ou concessionários de geração de energia elétrica, que operam plantas de geração e prestam serviços ancilares;
- b) agentes de transmissão: agentes detentores de concessão para transmissão de energia elétrica, com instalações na rede básica;
- c) agentes de distribuição: operam um sistema de distribuição na sua área de concessão, participando do Sistema Interligado e sendo usuários da Rede Básica. Contratam serviços de transmissão de energia e serviços ancilares do Operador Nacional do Sistema Elétrico;
- d) consumidores livres: consumidores que têm a opção de escolher seu fornecedor de energia elétrica, conforme definido em resolução da ANEEL;
- e) agentes importadores: são agentes titulares de autorização para implantação de sistemas de transmissão associados à importação de energia elétrica;
- f) agentes exportadores: são agentes titulares de autorização para implantação de sistemas de transmissão associados à exportação de energia elétrica;
- g) agente comercializador da energia de Itaipu: Itaipu é uma entidade binacional, pertencente ao Brasil e ao Paraguai. O relacionamento entre os dois países segue tratados internacionais específicos. A energia de Itaipu recebida pelo Brasil representa cerca de 30% do mercado de energia da região sul/sudeste/centro-oeste. A comercialização dessa energia no Brasil é coordenada pela ELETROBRÁS.

As atividades desempenhadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico produzem benefícios para todos os agentes setoriais. Também têm efeitos sobre os consumidores e, de forma mais geral, sobre a sociedade como um todo. Alguns dos principais benefícios que o ONS proporciona são:

a) para os agentes setoriais:

- otimização dos recursos de geração e confiabilidade no uso da rede de transmissão;
- garantia de livre acesso à rede básica de transmissão para a compra e venda de energia;
- fornecimento de informações confiáveis e atualizadas sobre a operação do SIN e de sinalização técnico-econômica das condições futuras de atendimento;
- viabilização de um mercado de energia elétrica sadio, atuando com integridade, transparência e equidade no relacionamento técnico com os agentes.

b) para os consumidores:

- garantia de padrões adequados de qualidade e continuidade do suprimento;
- garantia da confiabilidade e do menor custo da energia elétrica produzida;
- condições técnicas para a opção de escolha de fornecedor pelos consumidores livres.

c) para a sociedade:

- redução dos riscos de falta de energia elétrica;
- aumento da eficiência do serviço de eletricidade, contribuindo para alavancar recursos para investimentos pelas empresas;
- aumento da competitividade em todas as atividades econômicas que usam a energia elétrica como insumo relevante.

5.3 A capacidade atual de geração

Com tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial, o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. O Sistema Interligado Nacional (SIN) (FIG. 5.2 e 5.3) é

formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte.

O Sistema Interligado Nacional, que abrange praticamente todo o país, permite que diferentes regiões permutem energia entre si. Esse sistema é muito útil para interligar as geradoras de energia que, sendo na sua maioria usinas hidrelétricas, localizadas longe dos centros consumidores e dependentes do regime pluviométrico regional, têm altos e baixos em sua produtividade. Esta interligação também viabiliza a troca de energia entre regiões, permitindo, assim, obterem-se os benefícios da diversidade de regime dos rios das diferentes bacias hidrográficas brasileiras (Pietracci, 2006). Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontram-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica, nos estados do Amazonas, Roraima, Acre, Amapá e Rondônia.

TABELA 5.1
Capacidade de geração do Brasil: empreendimentos em operação

Empreendimentos em Operação				
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (MW)	Potência Fiscalizada (MW)	Potência Fiscalizada (%)
CGH	302	171	170	0,16
EOL	36	605	602	0,57
PCH	353	2 972	2 918	2,75
SOL	1	> 1	> 1	0,00
UHE	163	75 250	75 210	71,02
UTE	1 282	27 289	24 987	23,60
UTN	2	2 007	2 007	1,90
Total	2 139	108 295	105 894	100,00

Fonte: ANEEL (2009a)

TABELA 5.2
Capacidade de geração do Brasil: empreendimentos em construção

Empreendimentos em Construção			
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (MW)	Potência Outorgada (%)
CGH	1	1	0,00
EOL	10	256	1,38
PCH	72	1 005	5,41
UHE	20	10 540	56,76
UTE	68	6 768	36,45
Total	171	18 570	100,00

Fonte: ANEEL (2009a)



Diagrama Esquemático das Usinas Hidroelétricas do SIN

Usinas Hidroelétricas Despachadas pelo ONS na Otimização da Operação Eletroenergética do Sistema Interligado Nacional

Horizonte: 2009 - 2013

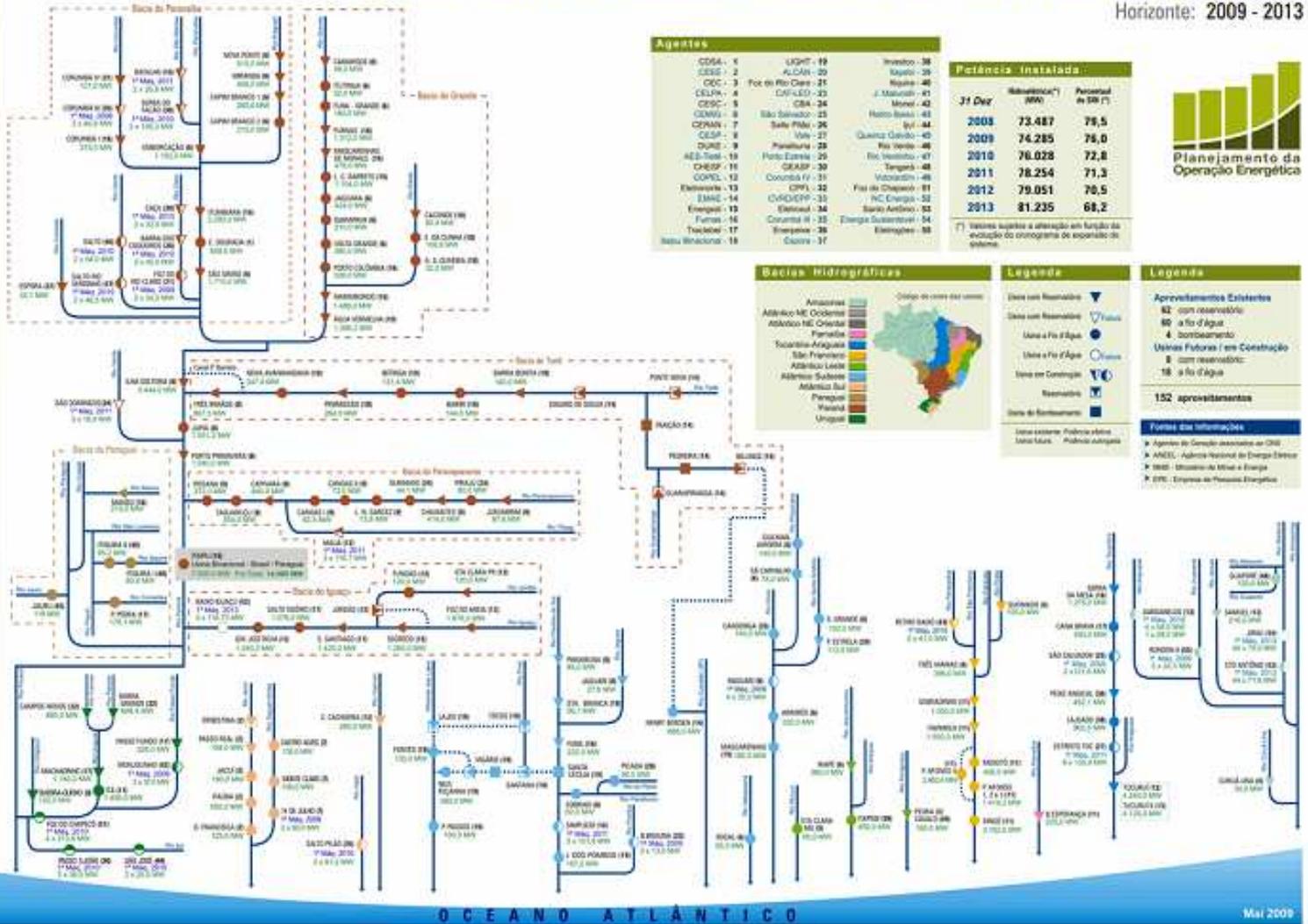


FIGURA 5.2 – Diagrama esquemático das usinas hidrelétricas do SIN
 FONTE: ONS (2009a)

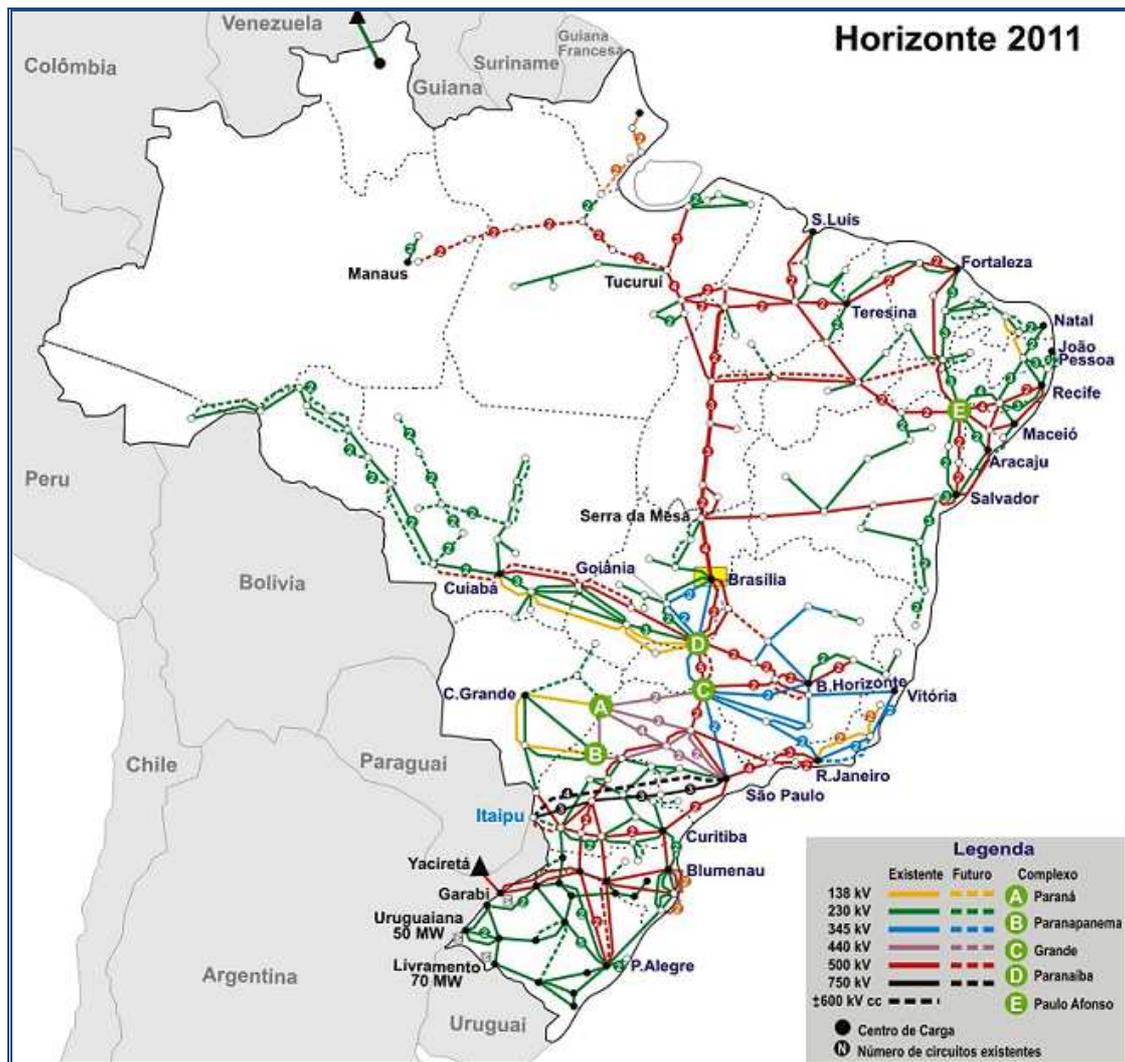


FIGURA 5.3 – Sistema de transmissão elétrica brasileiro
 FONTE: ONS (2009b)

TABELA 5.3
 Capacidade de geração do Brasil: empreendimentos outorgados de 1998 a 2009

Empreendimentos Outorgados entre 1998 e 2009			
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (MW)	Potência Outorgada (%)
CGH	70	47	0,24
CGU	1	> 1	0,00
EOL	45	2 140	10,91
PCH	155	2 147	10,96
SOL	1	5	0,03
UHE	11	2 190	11,17
UTE	158	13 072	66,69
Total	441	19 601	100,00

Fonte: ANEEL (2009a)

Legenda:

CGH central geradora hidrelétrica; CGU central geradora undielétrica (geração elétrica a partir da energia das ondas do mar); EOL central geradora eolielétrica; PCH pequena central hidrelétrica; SOL central geradora solar fotovoltaica; UHE usina hidrelétrica; UTE usina termelétrica; UTN usina termonuclear

As TAB. 5.1 e 5.2 informam sobre a capacidade de geração do Brasil, destacando os empreendimentos em operação e os empreendimentos em construção; a TAB. 5.3 informa sobre os empreendimentos outorgados de 1998 a 2009, ao passo que a TAB. 5.4 apresenta a matriz de energia elétrica brasileira. A fonte consultada foi ANEEL (2009) em dezembro de 2009.

TABELA 5.4
Matriz de energia elétrica

Empreendimentos em Operação							
Tipo	Capacidade Instalada		%	Total		%	
	Nº de usinas	MW		Nº de usinas	MW		
Hidro		818	78 298	68,65	818	78 298	68,65
Gás	Natural	91	10 606	9,30	123	11 852	10,39
	Processo	32	1 246	1,09			
Petróleo	Óleo Diesel	782	3 917	3,43	803	5 628	4,93
	Óleo Residual	21	1 711	1,50			
Biomassa	Bagaço de Cana	282	4 459	3,91	344	5 973	5,24
	Licor Negro	14	1 146	1,00			
	Madeira	33	295	0,26			
	Biogás	8	42	0,04			
	Casca de Arroz	7	31	0,03			
Nuclear		2	2 007	1,76	2	2 007	1,76
Carvão Mineral		9	1 530	1,34	9	1 530	1,34
Eólica		36	602	0,53	36	602	0,53
Importação	Paraguai		5 650	5,46	8 170	8 170	7,16
	Argentina		2 250	2,17			
	Venezuela		200	0,19			
	Uruguai		70	0,07			
Total		2 135	114 061	100,00	2 135	114 061	100,00

FONTE: ANEEL (2008)

6 METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DA REMOTORIZAÇÃO USINAS HIDRELÉTRICAS

6.1 O modelo NEWAVE

O Brasil possui um sistema de geração elétrica cuja predominância é proveniente de seu potencial hídrico, do extenso parque constituído por aproveitamentos hidrelétricos. As usinas encontram-se dispostas em cascata, fazendo com que a operação de um empreendimento afete aqueles que estão a jusante, o que torna o sistema interdependente. O sistema é interligado por linhas de transmissão, envolvendo ainda a importação energética dos países vizinhos e a exportação para eles.

A coordenação da operação do sistema energético é exercida para que o sistema seja eletricamente seguro, assim como para que os recursos sejam aproveitados de forma eficiente. O planejamento da operação tem início com o levantamento de seus recursos e requisitos. O ONS, com o apoio dos agentes de geração e distribuição, é responsável pelas previsões de vazões e de carga, a partir das quais é feita a otimização do uso dos recursos. A interdependência entre as usinas hidrelétricas, além de ocorrer espacialmente, ocorre também no tempo, uma vez que, caso seja utilizada mais água num reservatório durante determinado mês, menos água restará a partir do mês seguinte. As vazões, que determinam a abundância ou a carência de recursos, passam por períodos úmidos ou secos tipicamente sazonais, além de sofrerem efeitos expressivos provenientes de macrofenômenos climáticos.

O ONS dispõe de modelos computacionais que realizam a otimização da operação, realizada em três etapas – médio prazo, curto prazo e programação diária –, conforme apresentado na FIG. 6.1. No médio prazo, horizonte de até cinco anos, com intervalos mensais, utiliza-se o modelo NEWAVE (Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes). A modelagem do parque gerador é através de subsistemas equivalentes de energia, divisão por custo unitário de combustível das usinas térmicas em classes térmicas e transmissão de energia entre subsistemas. Considera-se, neste caso, uma modelagem mais detalhada para as afluências energéticas às usinas hidrelétricas.

No curto prazo, horizonte de dois a seis meses, com intervalos semanais, utiliza-se o modelo DECOMP. Neste caso, as afluições são tratadas como determinísticas, estocásticas ou uma combinação destas duas. Diferentemente do planejamento a médio prazo, as usinas hidráulicas e térmicas são representadas individualmente.

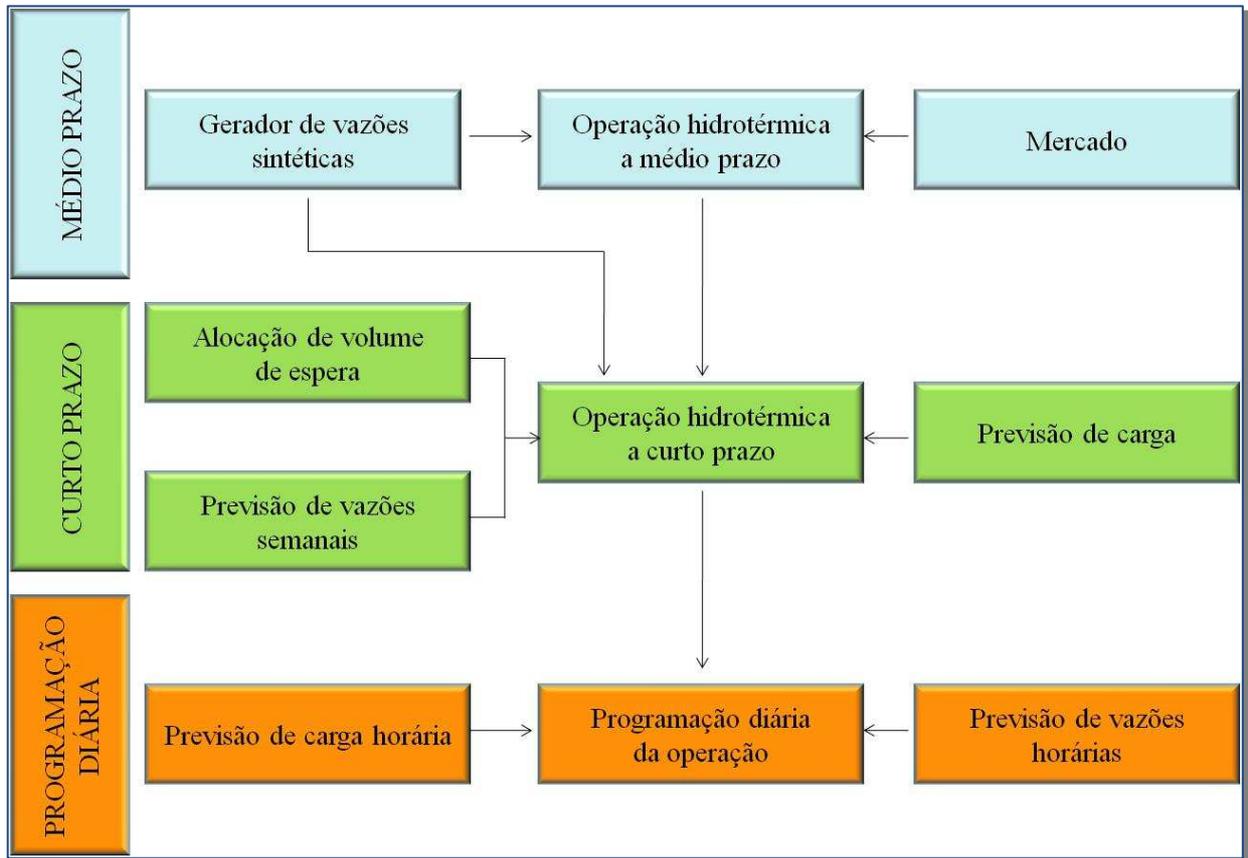


FIGURA 6.1 – Processo de Planejamento da Operação
 FONTE: Adaptado de CEPEL [200-]

Na programação diária o horizonte é de até uma semana com intervalos de meia hora e utiliza-se o modelo DESSEM (Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo). As vazões são consideradas determinísticas nesta etapa, a rede de transmissão é mais detalhada e são representadas diversas restrições operativas. Essa cadeia de modelos foi desenvolvida pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL.

Neste trabalho será utilizado o modelo NEWAVE, segundo CEPEL [200-], o qual determina as estratégias da operação hidrotérmica a médio prazo, com representação agregada do parque hidroelétrico e o cálculo da política ótima de operação. O NEWAVE leva em consideração a capacidade de regularização plurianual do sistema e a aleatoriedade das afluições aos reservatórios

através da simulação de um grande número de cenários hidrológicos, calculando, assim, índices probabilísticos de desempenho do sistema para cada mês de simulação.

Entre os resultados obtidos nos estudos desta etapa estão os totais mensais médios de geração térmica e hidráulica. Entretanto, a informação mais relevante obtida aqui através da aplicação do NEWAVE é a carga correspondente à máxima oferta global de energia que pode ser atendida ao critério de garantia de suprimento estabelecido pela legislação em vigor em 5% de risco de déficit, a chamada carga crítica, que corresponde à energia assegurada do sistema energético nacional.

As tomadas de decisão que fazem parte da estratégia de programação energética levam em consideração as seguintes situações hipotéticas ao introduzir o parâmetro custo associado ao processo, conforme a FIG. 6.2:

- a) Hipótese 1: em determinado mês, apenas a água estocada numa usina hidrelétrica é utilizada para atender a demanda. O reservatório termina o mês completamente vazio. Não há custo associado à compra de combustível, por causa da água disponível já armazenada, de forma que o Custo Imediato é nulo;
- b) Hipótese 2: poupa-se completamente a água estocada na usina hidrelétrica, atendendo a demanda através de usinas termelétricas. Para isso, utiliza-se combustível, que tem de ser pago, cujo Custo Imediato é elevado.

Na Hipótese 1, inicia-se o mês seguinte com o reservatório vazio, tendo-se a perspectiva de gastar combustível para atender a demanda. O Custo Futuro, portanto, tende a ser alto. Na Hipótese 2, com o reservatório cheio no início do mês seguinte, tem-se um Custo Futuro menor, porque será necessário utilizar menos combustível no futuro. Com isso pode-se então traçar a curva do Custo Futuro. O Custo Total corresponde à soma do Custo Imediato com o Custo Futuro.

Portanto, toda a estratégia resume-se, então, em tomar as decisões no presente para que o reservatório tenha como meta chegar, ao final deste mês, no volume que garante o menor Custo Total, conforme a FIG. 6.3. Ressalta-se que a soma das inclinações das curvas de Custo Imediato e Custo Futuro se anulam no ponto de menor Custo Total.

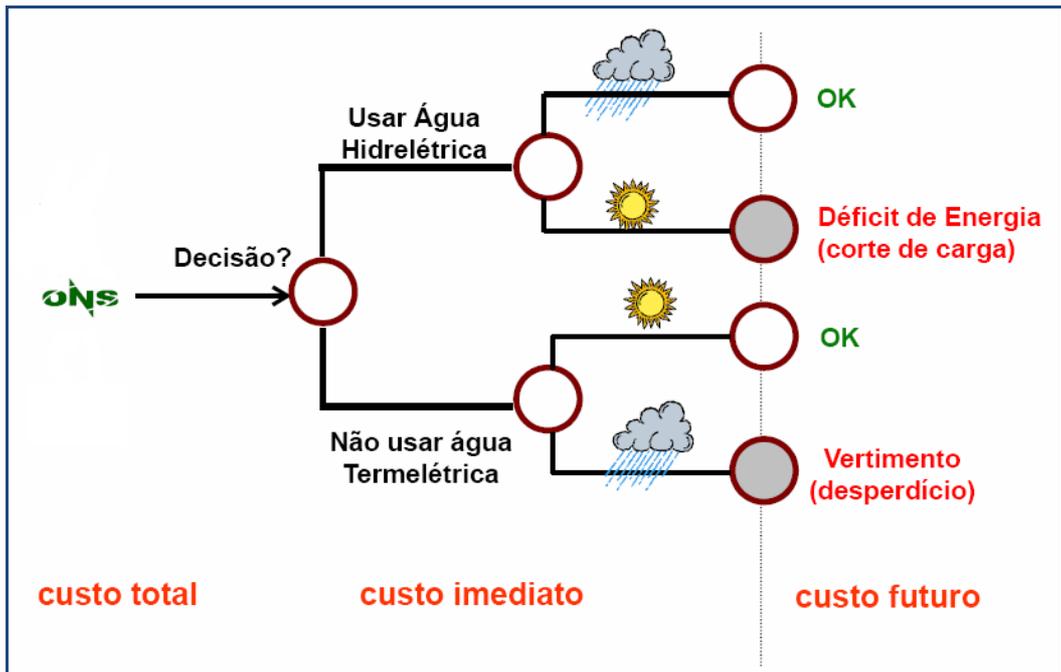


FIGURA 6.2 – Tomada de decisão na programação energética
 FONTE: CEPEL [200-]

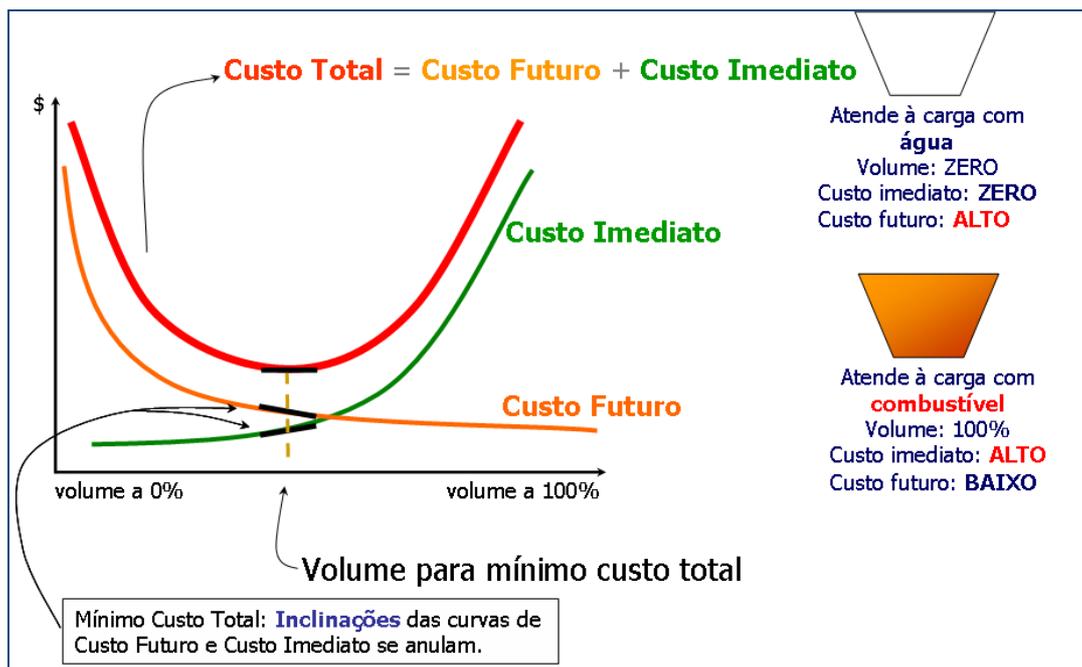


FIGURA 6.3 – Curva de Custo Total
 FONTE: CEPEL [200-]

A curva de Custo Futuro é também chamada Função de Custo Futuro. A inclinação desta curva indica como varia o Custo Futuro em relação ao Volume Armazenado. Esta derivada da Função de Custo Futuro é conhecida como Valor da Água.

A curva de Custo Imediato representa, em ordem crescente, os custos de geração térmica e déficit (acionamento de energia). A inclinação desta curva para cada volume ao final do mês corresponde ao custo da geração térmica ou déficit necessários para atingir aquele volume armazenado.

Com o conhecimento da Função de Custo Futuro e dos custos de geração térmica e de déficit (curva de Custo Imediato), o despacho energético que conduz ao menor custo total é obtido ao equilibrar a geração hidráulica e térmica, de forma a igualar o Valor da Água ao custo de geração da térmica mais cara que estiver sendo acionada. O Custo Imediato corresponde às despesas decorrentes das decisões presentes, tais como o pagamento do combustível a ser utilizado para a geração em usinas termelétricas.

Para saber qual é o Custo Futuro, por sua vez, seria necessário saber o que ocorrerá nos próximos anos. No sistema brasileiro, entretanto, o Custo Futuro depende das vazões afluentes que ocorrerão nos rios em que estão instaladas as usinas hidrelétricas. As vazões, da mesma forma que o clima, tem alto grau de incerteza. Resta então, para que se tenha uma indicação do custo futuro, estudar o comportamento estatístico das afluições, analisar o histórico de afluições conhecido e consolidado, do qual foram obtidos alguns índices estatísticos:

- a) média;
- b) desvio padrão, que indica o grau de variabilidade;
- c) correlação temporal, que indica o quanto um evento depende do que ocorreu anteriormente;
- d) correlação espacial, que indica o quanto um evento em um local depende do que está ocorrendo em outro local.

Foram realizados estudos visando a identificar um modelo estatístico que se ajustasse ao comportamento das afluições conhecidas e o modelo selecionado foi o PAR(p), que significa modelo autorregressivo periódico de ordem p. De acordo com o modelo PAR(p), as afluições dependem das afluições que ocorreram nos mesmos locais em até p meses anteriores. O caráter periódico está ligado à sazonalidade do regime hidrológico. Assim, para cada mês, pode haver um valor diferente para o parâmetro p. Em geral, afluições em meses iniciais do período chuvoso dependem de 1 ou, no máximo, 2 meses anteriores. Afluições em meses iniciais do período seco, por sua vez, dependem do que ocorreu em vários meses do período úmido imediatamente anterior.

Quanto ao cálculo do Custo Futuro, ele pode ser determinado da seguinte maneira: conhecendo-se o modelo estocástico que representa as afluições, pode-se sortear um grande número de hipóteses,

acompanhar a evolução do sistema nos cinco anos seguintes para cada uma das trajetórias correspondentes a cada hipótese de afluência e calcular o custo médio de todas as hipóteses. Este é o Custo Futuro Médio.

A Programação Dinâmica Estocástica permite estudar a evolução do sistema e trazer informações do futuro para o presente. Como resultado, além do Custo Futuro Médio para o Estado de partida do estudo (início da Etapa inicial), este método encontra os Custos Futuros a partir de qualquer outro estado que pertença a qualquer Etapa e a qualquer uma das trajetórias da evolução da operação, sob as diversas hipóteses de afluências. O Estado do sistema corresponde ao nível de armazenamento do reservatório de uma usina, e cada Etapa corresponde a um intervalo de tempo, que pode ser um mês ou uma semana, por exemplo. Este método também garante que o Custo Futuro calculado em cada estado é ótimo, ou seja, é o mínimo possível para as hipóteses consideradas.

O sistema brasileiro, entretanto, não se constitui apenas pelo reservatório de uma única usina e o processo de cálculo é exponencial, considerando os diversos níveis possíveis de armazenamento, criando um impedimento para o uso da Programação Dinâmica Estocástica em problemas como este, em que é necessário construir a estratégia para a operação de múltiplos reservatórios. Uma possível saída, então, seria calcular o Custo Futuro em um número muito reduzido de estados, mantendo a possibilidade de construir uma boa estratégia. A solução para o problema surgiu com a adoção de uma técnica conhecida como Programação Dinâmica Dual Estocástica (Benders, 1962 *apud* CEPEL [200-]).

A partir desta técnica, ao invés de calcular o Custo Futuro para um número muito grande de estados, calcula-se apenas para alguns poucos estados. Em compensação, além do Custo Futuro, é calculada também a Taxa de Variação do Custo Futuro nas vizinhanças do estado em que este foi calculado. Esta taxa de variação é conhecida matematicamente como a Derivada do Custo Futuro. Pela Programação Dinâmica Dual Estocástica, quando se diz que são conhecidos os Custos Futuros, é porque são conhecidas também as Derivadas do Custo Futuro. Em um gráfico de “Custo Futuro” x “Nível de Armazenamento”, pode-se representar o Custo Futuro nos pontos A e B. Pode-se também traçar as retas que passam por estes pontos, cuja inclinação corresponde à derivada (DER) do Custo Futuro (FIG. 6.4).

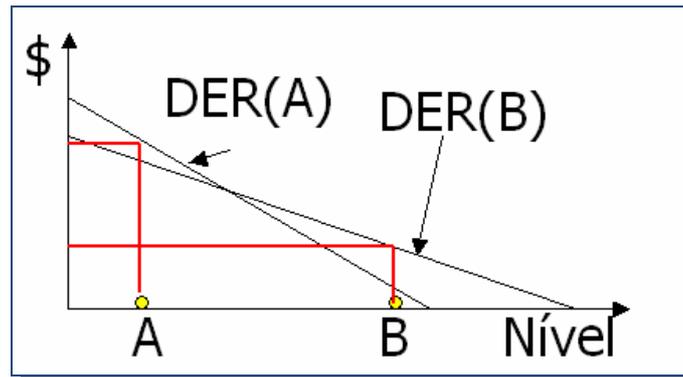


FIGURA 6.4 – Custo Futuro *versus* nível de armazenamento
 FONTE: CEPEL [200-]

Com isso, pode-se determinar o Custo Futuro em qualquer outro Estado (nível de armazenamento), considerando a envolvente superior das retas que representam as derivadas. É possível, portanto, calcular o Custo Futuro para o Estado V (FIG. 6.5).

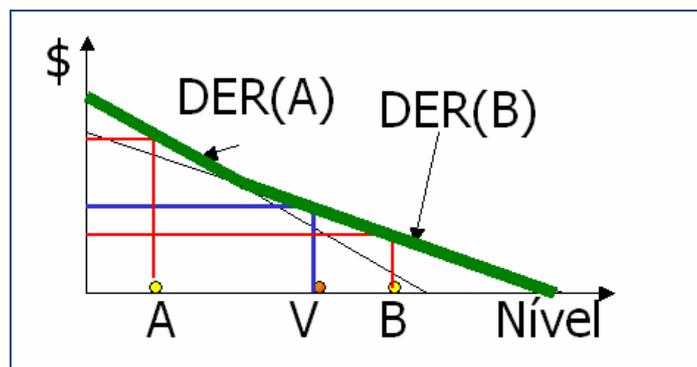


FIGURA 6.5 – Custo Futuro para o Estado V
 FONTE: CEPEL [200-]

Matematicamente, achar o Custo Futuro em V utilizando a envolvente superior das retas pode ser escrito de acordo com a EQ. 6.1 e a EQ. 6.2:

Minimizar $CF(V)$ tal que:

$$CF(V) \geq CF(B) + (V-B) * DER(B) \quad (6.1)$$

$$CF(V) \geq CF(A) + (V-A) * DER(A) \quad (6.2)$$

sendo:

CF custo futuro

DER derivada

Este conjunto de inequações é conhecido como a Função de Custo Futuro, pois é através dela que se obtém o Custo Futuro para qualquer Estado pesquisado. Esta formulação é tipicamente a montagem de um problema de Programação Linear e este fato é essencial na construção da estratégia.

É importante notar que este equilíbrio entre o Valor da Água (que é a Derivada do Custo Futuro) e o Custo da Térmica (que é a Derivada do Custo Imediato) corresponde à premissa inicial de minimização de Custo Total. Este é o uso da estratégia operativa contida na Função de Custo Futuro. Tendo como objetivo Minimizar o Custo Total (soma do Custo Imediato com o Custo Futuro), o problema está sujeito a respeitar o atendimento da carga e o balanço hídrico, sendo o Custo Futuro condicionado pela Função de Custo Futuro. O atendimento da carga é assim representado, segundo a EQ. 6.3:

$$C = H + T + R - F + D \quad (6.3)$$

sendo:

C carga

H geração hidráulica

T geração térmica

R recebimentos

F fornecimentos

D déficit

O balanço hídrico é assim representado, conforme a EQ. 6.4:

$$NF = NI + AF - H - VT \quad (6.4)$$

em que:

NF nível final

NI nível inicial

AF afluência

H geração hidráulica

VT vertimento

A Função de Custo Futuro é representada pelas retas que a compõe, conforme as INEQ. 6.5 e 6.6:

$$CF \geq CF(B) + (\text{Nível Final} - B) * \text{Derivada}(B) \quad (6.5)$$

$$CF \geq CF(A) + (\text{Nível Final} - A) * \text{Derivada}(A) \quad (6.6)$$

A Programação Dinâmica Dual Estocástica limita o cálculo do Custo Futuro a poucos Estados que são escolhidos através da simulação da operação utilizando algumas seqüências de afluições sorteadas a partir da distribuição estatística. Existem dois enfoques para estas simulações:

- no enfoque *árvore*, utilizado pelo programa DECOMP, cada hipótese se ramifica, sucessivamente, em cada etapa;
- no enfoque *penete*, utilizado pelo programa NEWAVE, todas as hipóteses se ramificam apenas a partir do início do horizonte, e cada hipótese tem a duração do horizonte de estudo.

O cálculo do Custo Futuro pelo enfoque *penete* faz com que as hipóteses não se ramifiquem a cada etapa. O processo iterativo fornece apenas uma única função de Custo Futuro em cada etapa. Neste tipo de enfoque o estado não é apenas o nível do reservatório, pois leva em consideração também a afluição anterior, ou seja, é uma combinação do nível de armazenamento e da afluição anterior. A cada estado são calculados o Custo Futuro e sua derivada; contudo, a derivada não é uma reta e sim um plano, uma vez que o Custo Futuro varia em função do nível de armazenamento e da afluição anterior, como demonstrado na FIG. 6.6:

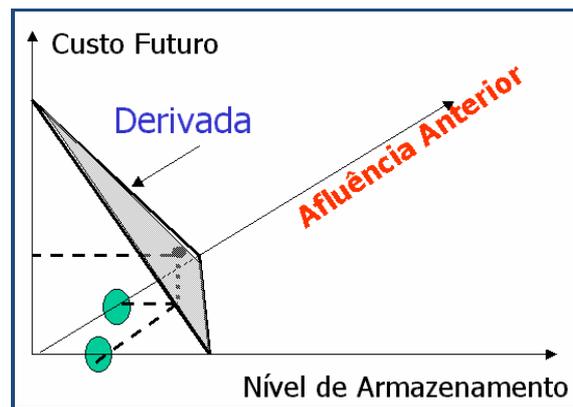


FIGURA 6.6 – Derivada do Custo Futuro pelo enfoque *penete*
 FONTE: CEPTEL [200-]

A otimização *forward*, simulação que parte do início ao final do horizonte, define os estados e a *backward*, simulação que parte do final ao início do horizonte no sentido inverso do tempo, calcula o Custo Futuro e sua derivada em cada estado. Na otimização *backward* são sorteadas algumas hipóteses adicionais (aberturas) de afluições partindo do estado, para que seja calculado o Custo

Futuro em um estado. Para isso, é desconsiderada temporariamente a hipótese de afluência que foi utilizada na otimização *forward*. O Custo Futuro e sua derivada são então calculados como sendo a média dos custos e derivadas fornecidos por cada uma das aberturas. Como a afluência anterior está representada, todos os estados de uma mesma etapa, qualquer que seja a hipótese de afluência anterior, possuem apenas uma única função de Custo Futuro que representa os Custos Futuros e derivadas.

Para acompanhar o processo iterativo, existe um Custo Futuro estimado a partir do início do horizonte para ser comparado com o Custo Médio simulado ao final do horizonte. Pelo fato de não existir informação do futuro antes de iniciar a primeira otimização *forward*, o Custo Futuro estimado é nulo. Portanto, o resultado da primeira otimização *forward* é muito ruim, uma vez que as decisões são ruins, resultando numa operação muito cara, com custo médio muito alto. Porém, à medida que as iterações vão ocorrendo, o Custo Futuro Estimado vai crescendo, se baseando na função de Custo Futuro cada vez mais atualizada e com isso o Custo Médio simulado diminui a cada iteração, em função das decisões cada vez melhores. O Custo Futuro no enfoque pente é calculado com cenários de afluência diferentes dos utilizados na otimização *forward*. Para o enfoque pente, considera-se um intervalo de confiança para o Custo Médio Simulado e há a exigência de que o Custo Futuro estimado situe-se dentro deste intervalo, que é de 95% de probabilidade.

Com relação ao Custo Médio Simulado, é possível fazer a sua distribuição estatística, mas não é trivial fazer o mesmo para o Custo Futuro estimado, que é obtido para um único estado de partida, pois o processo regressivo (*backward*) termina no ponto de partida do estudo. O Custo Médio Simulado é obtido individualmente para cada um dos cenários em pente. Por isso, é feita a distribuição Normal do Custo Simulado. São utilizados no NEWAVE 200 cenários para formação das trajetórias em pente e 20 aberturas para o cálculo do Custo Futuro em cada estado.

6.1.1 A estrutura do modelo NEWAVE

O modelo NEWAVE é composto de quatro etapas de processamento:

- a) cálculo do sistema equivalente: nesta etapa são calculados os subsistemas equivalentes de energia a partir de uma configuração definida nos dados de entrada;
- b) energias afluentes: nesta etapa são estimados os parâmetros estocásticos do modelo, $PAR(p)$, que gera as séries sintéticas de energias naturais afluentes utilizadas no módulo de cálculo da

política de operação hidrotérmica e as séries sintéticas de energia afluentes para análise de desempenho no módulo de simulação da operação;

c) cálculo da política de operação: nesta etapa é determinada a política de operação mais econômica para os subsistemas equivalentes através da PDDE, levando em conta as incertezas nas afluições futuras e os patamares de carga própria e déficit, além de ser calculada a função de Custo Futuro;

d) simulação da operação: nesta etapa é feita a simulação da operação do sistema ao longo do período de planejamento, para distintos cenários de seqüências hidrológicas. Os índices de desempenho são calculados, como o custo esperado da operação, o risco e a profundidade de déficit, a distribuição de freqüência dos custos marginais, intercâmbios de energia, gerações hidráulicas e térmicas.

O inter-relacionamento entre os módulos do modelo NEWAVE é apresentado na FIG. 6.7.

6.1.1.1 Sistema equivalente de energia

No modelo NEWAVE é adotada a agregação de todos os reservatórios de cada região em um único reservatório equivalente de energia, pois os estudos são de médio prazo e o principal objetivo é obter índices plurianuais de atendimento ao consumo. Os principais parâmetros deste sistema equivalente são:

- a) energia armazenada: é a energia que pode ser obtida no sistema através do deplecionamento dos reservatórios operando em paralelo, sem considerar as afluições adicionais. Já a energia armazenável máxima é estimada pela energia obtida com o esvaziamento completo dos reservatórios do sistema, de acordo com a política de operação estabelecida;
- b) energia assegurada: é definida como a máxima carga que pode ser suprida a um risco pré-determinado de não atendimento em 5% por meio de simulações da operação, utilizando séries sintéticas de energia afluente;
- c) energia controlável afluente: é a energia que pode ser obtida pelas vazões que afluem a todos os reservatórios de todas as usinas de uma mesma região. O termo controlável é empregado, em função de o ONS ter o controle de estocar ou utilizar a água;
- d) energia das usinas submotorizadas: é o valor energético disponível em cada uma das novas usinas de reservatório, durante o período de motorização e até que seja instalada sua potência base;

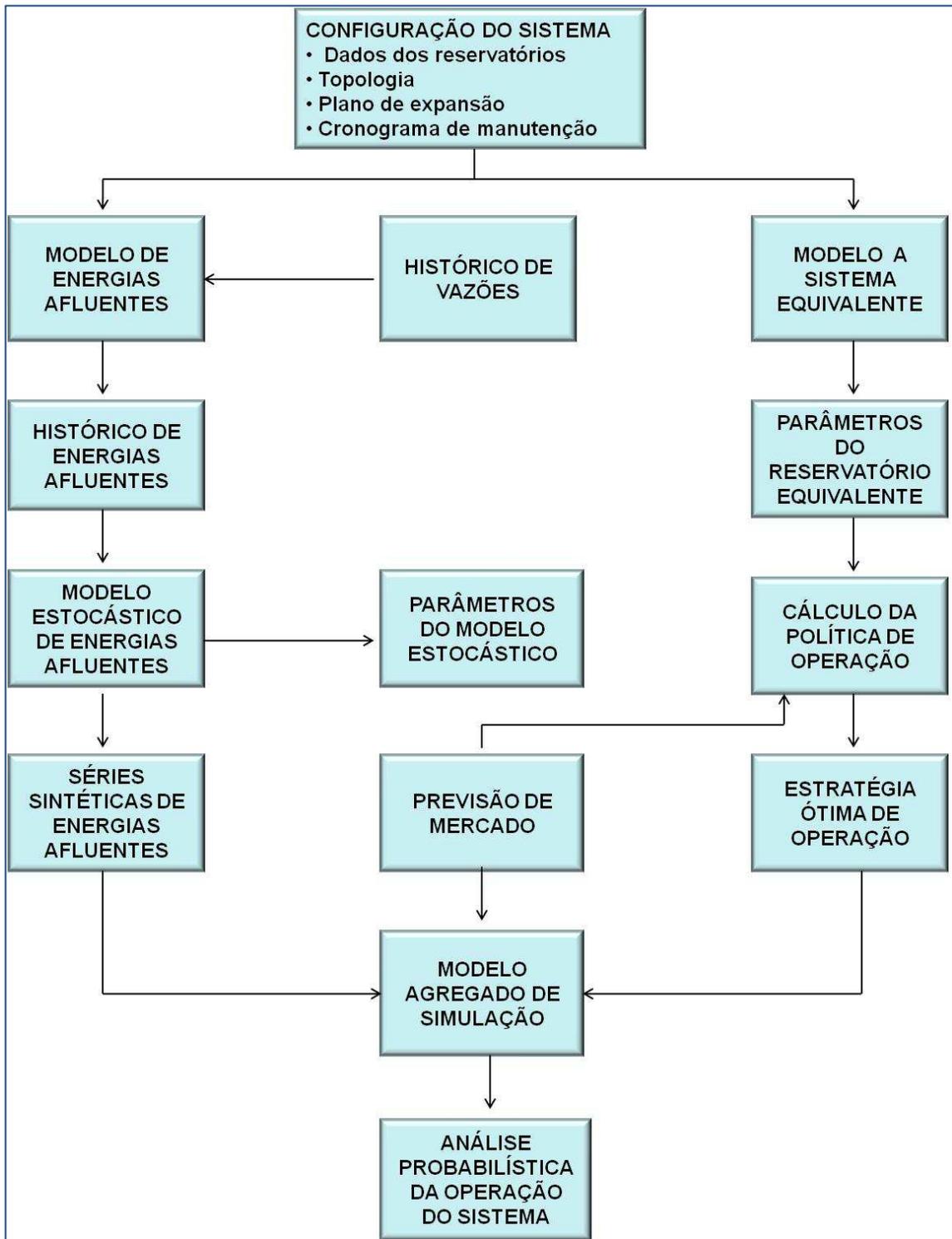


FIGURA 5.7 – Relacionamento entre os módulos do NEWAVE
 FONTE: CEPEL [200-]

- e) energia de desvio da água: é a energia decorrente das afluições necessárias à retirada ou adição de água de uma usina hidrelétrica com ou sem reservatório;

- f) energia de vazão mínima: é energia procedente da vazão mínima obrigatória de cada usina com reservatório;
- g) energia de volume morto: é a energia obtida pelas afluições necessárias ao enchimento do volume morto dos novos reservatórios;
- h) energia evaporada: equivale ao somatório da perda mensal de energia armazenada por evaporação;
- i) energia fio d'água bruta: é a energia obtida pela soma das vazões que chegam as usinas que não possuem reservatório capaz de regularizar a vazão por um período mensal. A energia fio d'água líquida representa a máxima energia que pode ser proveniente das vazões que chegam a estas usinas que não tem a capacidade de estocar. Portanto estas vazões de água são geradas ou vertidas;
- j) energia firme: é a energia média gerada no maior período de tempo em que os reservatórios, partindo cheios e sem reenchimentos totais, são deplecionados ao máximo. Este espaço de tempo corresponde ao período crítico.
- k) geração de pequenas usinas: é a energia disponível nas pequenas usinas não incluídas na configuração.

6.1.1.2 Sistema termelétrico

As usinas termoelétricas são representadas por conjuntos de térmicas com custos semelhantes (classes térmicas) e os parâmetros básicos destas classes são: geração mínima, geração máxima e custo incremental de operação.

O déficit de fornecimento de energia é representado como uma unidade termelétrica de capacidade igual à carga, com custo de operação igual ao custo atribuído à interrupção de fornecimento de energia. Para diferenciar distintos níveis de importância de interrupções deste fornecimento, o déficit de energia é dividido em patamares distintos dos patamares de carga.

A cada patamar de déficit é atribuído um valor de profundidade do mercado, o qual indica a porcentagem deste mercado que corresponde a este patamar de déficit. O somatório destas profundidades é igual a uma unidade, representando o caso extremo no qual todo o mercado está em situação de déficit. Podem existir no máximo quatro patamares de déficit.

6.1.1.3 Carga

A demanda de um subsistema é atendida através das gerações hidráulica e térmica do subsistema, além das trocas de energia através dos intercâmbios. No instante de atendimento da carga, duas principais componentes são analisadas:

- a carga não foi atendida por falta de água nos reservatórios;
- a carga não foi atendida em determinada hora de alto consumo por falta de potência disponível nas máquinas. Para representar esta segunda situação, a carga no programa é dividida em três patamares: leve, média e pesada. Desta forma, então, todas as variáveis relacionadas à demanda são divididas nos mesmos níveis, os patamares de carga.

6.1.1.4 Subsistemas

No NEWAVE, os subsistemas considerados correspondem às regiões do Brasil, sendo que a região Centro-Oeste e o Sudeste são representados em um único subsistema, conforme a FIG. 6.8. Também é feita a representação dos principais troncos de transmissão entre os subsistemas.

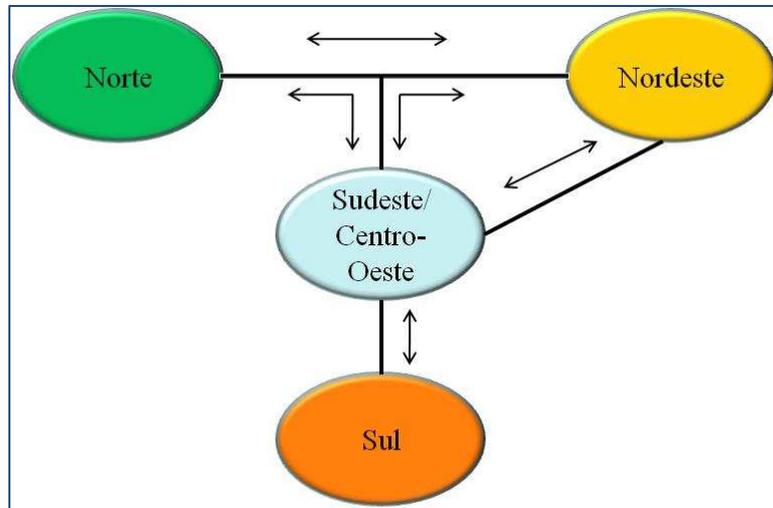


FIGURA 5.8 – Subsistemas do Sistema Interligado Nacional
FONTE: CEPEL [200-]

6.1.1.5 Sistema de transmissão

As linhas de transmissão, ou seja, a capacidade de interligação entre os subsistemas, são representadas através dos limites de intercâmbio de energia em MWmês e podem ser diferenciadas

por patamar de carga. No NEWAVE estão previstas possíveis perdas de energia no fluxo entre subsistemas.

6.1.1.6 Curva de Aversão ao Risco

A curva de aversão ao risco é uma consideração que vai além dos requisitos de segurança, ou seja, vai além da operação por mínimo custo. Ela é formada por níveis de armazenamento que evitam o esvaziamento dos reservatórios de cada subsistema pelos dois primeiros anos do horizonte de estudo, considerando severas condições hidrológicas. Ao executar o modelo NEWAVE e caso algum subsistema esteja abaixo da Curva de Aversão ao Risco, o valor da água é acrescido de uma penalidade de referência, que automaticamente provoca o acionamento de todas as fontes de geração de energia.

6.1.1.7 Dados de entrada do NEWAVE

Os dados de entrada do modelo NEWAVE são organizados em arquivos, sendo cada um deles tratado por uma rotina de leitura específica e são os seguintes:

- a) dados gerais;
- b) dados de subsistemas;
- c) dados da configuração hidrelétrica;
- d) dados das séries históricas de vazões afluentes dos postos fluviométricos;
- e) dados das características das usinas hidrelétricas;
- f) dados de alteração de características de usinas hidrelétricas;
- g) dados de vazões afluentes;
- h) dados de configuração térmica;
- i) dados das características de usinas termelétricas;
- j) dados de classes térmicas;
- k) dados de patamares de mercado;
- l) dados de expansão hidrelétrica;
- m) dados de expansão termelétrica;
- n) dados de manutenção programada para usinas térmicas;
- o) dados de energias afluentes anteriores ao primeiro mês do horizonte de planejamento;
- p) dados de vazões a serem desviadas das usinas hidrelétricas;

- q) dados de fatores de perdas nos fluxos de energia entre subsistemas;
- r) dados de geração térmica mínima;
- s) dados de penalidade;
- t) dados da curva de aversão ao risco;
- u) parâmetros para simulação com a série histórica de vazões afluentes.

Alguns dos dados do arquivo de Dados Gerais podem ser considerados parâmetros da simulação e não devem ser alterados a cada novo teste, já que fazem parte da calibragem do modelo. Outros dados deste arquivo são parâmetros estabelecidos nos Procedimentos de Rede do ONS (ONS, 2009c), entre eles estão o número de simulações *forward*, número de aberturas, ordem máxima da modelagem PAR(p), tolerância e número mínimo de iterações.

Existem duas opções de execução do modelo NEWAVE criadas para possibilitar o cálculo do módulo de simulação final de forma independente dos demais módulos. A primeira opção é executar apenas a simulação final usando uma estratégia (função de custo futuro) pré-estabelecida. A segunda é executar o cálculo da estratégia seguido da simulação final.

6.1.1.8 Resultados da simulação final

O NEWAVE fornece a política ótima para operação de subsistemas hidrotérmicos interligados. Esta política, definida através de uma função de custo futuro para cada estágio do período de planejamento, relaciona o estado do sistema (energia armazenada no início do estágio t, energia afluyente no estágio t-1, ..., energia afluyente no estágio t-p) com o valor esperado do custo de operação a partir daquele estágio até o final do horizonte de planejamento. Esta função fica armazenada em um arquivo. Adicionalmente, o programa produz um arquivo contendo o relatório de acompanhamento do programa, um arquivo contendo o relatório de acompanhamento da geração de séries sintéticas de energias afluentes para as simulações *forward*, *backward* e final. O relatório da simulação final contém os seguintes dados:

- a) mercado líquido de todos os subsistemas;
- b) energia armazenada no início do estágio de todos os subsistemas;
- c) energia afluyente total de todos os subsistemas;
- d) geração hidráulica de todos os subsistemas;
- e) vertimento de todos os subsistemas;
- f) energia armazenada no final do estágio de todos os subsistemas;

- g) energia a fio d'água de todos os subsistemas;
- h) energia de vazão mínima de todos os subsistemas;
- i) energia evaporada de todos os subsistemas;
- j) energia de enchimento de volume morto de todos os subsistemas;
- k) total de geração térmica por classe de todos os subsistemas;
- l) déficit em cada um dos patamares de déficit de todos os subsistemas;
- m) custo marginal associado à equação de balanço hídrico de todos os subsistemas;
- n) custo marginal associado à equação de atendimento da demanda de todos os subsistemas;
- o) intercâmbio entre os subsistemas;
- p) excesso de geração térmica mínima, fio d'água e vazão mínima;
- q) energia afluyente bruta sem correção de todos os subsistemas;
- r) energia controlável corrigida de todos os subsistemas;
- s) geração hidráulica máxima de todos os subsistemas;
- t) energia controlável referente ao desvio de água por subsistema;
- u) energia fio d'água referente ao desvio de água por subsistema;
- v) benefício do intercâmbio;
- w) fator de correção de energia controlável;
- x) invasão da restrição de curva de aversão;
- y) acionamento do mecanismo de aversão ao risco;
- z) penalidade por invasão da curva de aversão ao risco.

O programa NWLISTOP tem a finalidade de transcrever os arquivos de saída do NEWAVE não formatados em relatórios com formato de texto. O período de tempo é selecionado pelo usuário bem como as informações desejadas. Entre as opções de informações estão as seguintes:

- a) custos marginais;
- b) déficits;
- c) energia natural afluyente líquida;
- d) energia armazenada final;
- e) energia fio d'água;
- f) evaporação;
- g) vertimento;
- h) energia de vazão mínima;
- i) geração hidráulica;

- j) geração térmica;
- k) intercâmbios;
- l) mercado líquido;
- m) valor da água;
- n) enchimento de volume morto;
- o) excesso de geração térmica mínima, fio d'água, vazão mínima e submotorização;
- p) geração hidráulica máxima;
- q) energias de desvio de água;
- r) benefício do intercâmbio;
- s) fator de correção de energia controlável;
- t) geração hidráulica total (geração hidráulica controlável + energia a fio d'água + energia de vazão mínima - desvio fio d'água);
- u) energia natural afluyente bruta;
- v) parcelas de participação para casos de acoplamento hidráulico;
- w) invasão da curva de aversão a risco;
- x) penalidade resultante aplicada à invasão da curva de aversão;
- y) indicativo se houve acionamento do mecanismo de aversão ao risco.

6.2 O modelo MSUI

O modelo MSUI (Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas) foi desenvolvido pela ELETROBRÁS (2005) e busca representar detalhadamente as características das usinas hidráulicas e seu comportamento em face da ocorrência de um histórico de afluições observadas. Esta ferramenta é utilizada tanto no planejamento da expansão quanto na operação do sistema energético. O MSUI é um modelo para simulação da operação energética de sistemas hidrotérmicos, em base mensal, que representa usinas individualizadas. Seu principal objetivo é a determinação da energia firme para uma dada configuração de usinas e o cálculo do respectivo período crítico.

O MSUI considera que o objetivo da operação de um sistema hidrelétrico é atender o mercado ao menor custo possível, o que pode ser expresso por duas diretrizes:

- a) minimização dos gastos com combustível, já que este é o componente básico do custo variável de operação;

b) maximização da eficiência das UHEs, evitando desperdício e distribuindo a reserva de água de forma a otimizar a produção de energia e a utilização desta reserva.

O MSUI visa à simulação da operação de um sistema de usinas hidráulicas sob diversas condições de carga e afluições e vários parâmetros associados a prioridades, de modo que seus principais objetivos são:

- a) convergência da carga máxima garantida de uma determinada configuração de usinas e cálculo do respectivo período crítico, que é aquele em que os reservatórios do sistema partem cheios e, sem reenchimentos totais intermediários, são deplecionados ao máximo. A energia gerada dentro do período crítico é chamada de energia firme ou carga crítica do sistema. O período crítico adotado no sistema energético brasileiro vai de novembro de 1949 a junho de 1956;
- b) avaliação do comportamento de um sistema em expansão, considerando projeções de mercado e séries hidrológicas dadas;
- c) avaliação do comportamento de uma usina individualizada através de seus parâmetros característicos.

As usinas hidrelétricas, cujo esquema é mostrado na FIG. 6.9, são representadas no MSUI de acordo com os seguintes dados de entrada:

- a) curva cota x volume do reservatório;
- b) curva cota x área do reservatório;
- c) nível de montante e respectiva área no caso de usinas a fio d'água;
- d) curva do nível de jusante x vazão defluente;
- e) perda hidráulica média nas tubulações;
- f) rendimento médio do grupo turbina e gerador;
- g) dados das turbinas e geradores;
- h) fator de carga máximo para operação contínua;
- i) dados de evaporação.

A operação do sistema é simulada mês a mês, com vista a atender os requisitos e é condicionada pelas afluições naturais dos postos correspondentes às usinas hidráulicas. A simulação busca atender à carga mensal com minimização do vertimento, mantendo os volumes dos reservatórios contidos nas curvas de controle superiores e inferiores, além de redistribuir a reserva hidráulica disponível para atender ao menor custo um mercado especificado.

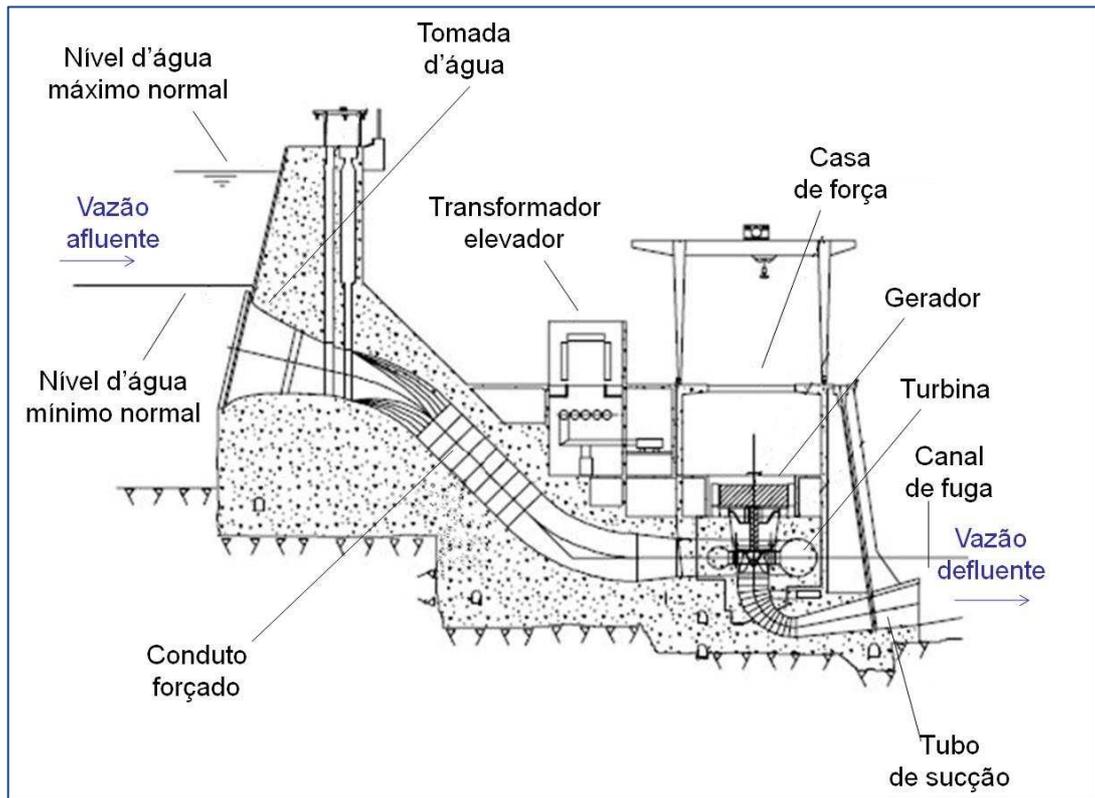


FIGURA 6.9 – Usina hidrelétrica
 FONTE: Hora (2008)

A operação dos reservatórios é controlada pelas seguintes variáveis:

- a) prioridade de enchimento e esvaziamento;
- b) curvas de controle superiores e inferiores dos reservatórios (ou através de faixas paralelas);
- c) vazões mínimas defluentes;
- d) capacidades máximas de turbinamento das usinas.

A metodologia adotada no MSUI calcula a energia firme, antecedida pelo cálculo do período crítico e da carga crítica. A produção energética demanda o cálculo da vazão evaporada, da vazão correspondente à variação de volume, do vazão defluente, da alteração dos volumes de fim de mês e da queda líquida. O nível de montante é obtido em função do volume armazenado, enquanto o nível de jusante é função da vazão defluente. A área do reservatório, por sua vez, é função do nível d'água de montante. São calculados os valores da água usados nos procedimentos de esvaziamento e enchimento para estimar o aumento ou diminuição da energia produzida na usina em consequência da variação da vazão turbinada.

A energia armazenada é calculada considerando que todos os reservatório operam em paralelo desde onde se encontram até o volume mínimo. Neste tipo de operação, as vazões turbinadas das

usinas são determinadas de modo a manter o mesmo nível de armazenamento nos reservatórios, isto é, se ocorrer deplecionamento no reservatório de montante, o reservatório de jusante também será igualmente deplecionado. É o equivalente a operar os reservatórios por faixas. Este procedimento tem sofrido críticas, porque não corresponde necessariamente ao uso mais otimizado da disponibilidade hídrica.

O MSUI adota os seguintes arquivos de entrada para a simulação com o objetivo de calcular a energia firme:

a) dados gerais:

- número de subsistemas a serem simulados,
- opção de simulação realizando desvios de água,
- expoente para turbina no cálculo da vazão máxima,
- armazenamento inicial dos reservatórios existentes,
- tolerância de convergência,
- códigos das usinas,
- período crítico,
- perdas em energia e em potência,
- sazonalidades de energia e de ponta,
- índices de indisponibilidades forçada e programada de máquinas por faixas,
- limites em canais,
- consumos de bombeamento;
- polinômios das UHEs do sistema existente: cota x volume, cota x área, vazão x nível de jusante;

b) usinas hidrelétricas do sistema existente:

- código,
- nome,
- número do subsistema a que pertence a usina,
- potência instalada,
- número de unidades,
- código da usina de jusante,
- rendimento do grupo turbina-gerador,
- taxa de indisponibilidade forçada,
- queda de referência,

- perda hidráulica,
 - vazão mínima,
 - nível médio do canal de fuga,
 - índices mensais de indisponibilidade programada,
 - volumes, cotas e áreas mínimos e máximos,
 - cota e área intermediárias,
 - tipo de turbina,
 - fator de capacidade,
 - volume de vertimento,
 - volume inicial,
 - evaporação;
- c) postos: este arquivo informa o período disponível do histórico de vazões naturais de todos os postos;
- d) vazões naturais: este arquivo contém as vazões naturais médias mensais de todos os postos para seus respectivos períodos de informação.

A saída do MSUI que calcula as energias firmes – também chamadas de garantias físicas – traz as seguintes informações em base mensal:

- a) mês a mês com seus respectivos anos de simulação;
- b) vazões afluentes, defluentes e vertidas;
- c) volume final;
- d) nível d'água do canal de fuga;
- e) queda líquida;
- f) produções energéticas média, na ponta e específica na usina;
- g) produção energética, energia armazenada, balanço energético, reserva de ponta no sistema interligado;
- h) valores despachados de vazão turbinada, canal de fuga e capacidade de ponta.

As mesmas informações são apresentadas em termos de médias gerais e de médias no período crítico, estabelecido como indo de junho de 1949 até novembro de 1956.

6.3 Métodos de análise de investimentos

6.3.1 Método do *Payback*

O método de análise através do período de *payback* é utilizado tanto por grandes empresas para análise de pequenos investimentos quanto por pequenas empresas, por tratar-se de um método simples e acessível, que considera os fluxos de caixa e não o lucro apurado contabilmente. Este método mensura o tempo necessário para que sejam recuperados os recursos investidos num projeto, segundo a EQ. 6.7:

$$\textit{Payback} = CI / VF \quad (6.7)$$

sendo:

Payback tempo de recuperação do investimento [ano]

CI custo do investimento [unidade monetária]

VF valor do fluxo de caixa periódico esperado [unidade monetária por ano]

Ele pode ser considerado como um ponto de equilíbrio, já que no período em que se encontra a recuperação do capital investido, o projeto vai pagar-se, ou seja, seus custos serão iguais aos benefícios gerados. Para analisar segundo este método, é fixado um período máximo aceitável em relação ao qual projetos com períodos superiores serão rejeitados e com períodos inferiores ou iguais serão aceitos.

O método do *Payback* apresenta deficiências, porque não reconhece as entradas previstas após a recuperação do investimento, além de não reconhecer o valor do dinheiro no tempo, quer dizer, não considera o custo do dinheiro ou os juros sobre o dinheiro em determinado período.

Uma das formas de contornar estas deficiências é a utilização do método de *Payback* descontado, que consiste em descontar do fluxo de caixa líquido (resultante das entradas de caixa menos as saídas) uma taxa que reflita o valor do dinheiro no tempo como, por exemplo, o custo de capital da empresa ou a taxa mínima de atratividade.

Entretanto, tanto o método comum quanto o descontado não consideram os fluxos de caixa após o período estipulado, o que pode trazer distorções significativas que influenciariam diretamente a escolha do projeto.

Apesar das restrições apontadas, o período de *payback* pode ser utilizado com um importante indicador de nível de risco do projeto, quando expressam que quanto maior o tempo de retorno, mais exposta estará a empresa, já que parte de seu capital estará comprometida no investimento, diminuindo sua liquidez.

6.3.2 Método do Valor Presente Líquido (VPL)

Ross *et al.* (1995) julgam o VPL como o melhor método para avaliação de projetos. Trata-se de uma técnica de análise em que é subtraído o investimento inicial de um projeto de valor presente de seus fluxos de entrada de caixa, sendo descontada uma taxa equiparada ao custo de capital da empresa ou taxa mínima de atratividade. Em outras palavras, é o cálculo de quanto os ingressos futuros menos os desembolsos acrescidos a uma custo inicial representaria no momento da análise. Neste método, é considerado o conceito de valor do dinheiro no tempo, tendo em vista que, utilizando uma taxa de desconto, ele considera o custo de oportunidade de realizar outro investimento como, por exemplo, aplicações financeiras através das quais se espera obter determinado retorno através dos juros sobre o capital aplicado.

Para obtenção do valor presente das entradas e saídas de caixa, pode-se utilizar como taxa de desconto a TMA (Taxa Mínima de Atratividade). Ela corresponde ao índice a partir do qual o investidor considera que está obtendo ganhos financeiros com a aplicação de seus recursos. Os componentes básicos desta taxa são:

- a) o custo de oportunidade, que representa a remuneração obtida em alternativas diferentes das analisadas, como, por exemplo, caderneta de poupança, fundo de investimento etc.;
- b) o risco do negócio, sendo que o ganho deverá remunerar o risco inerente e quanto maior o risco, maior deverá ser a remuneração esperada;
- c) a liquidez, que é a capacidade ou velocidade com que se pode sair de uma posição no mercado para assumir outra, como, por exemplo, a venda de um ativo que resultará na conversão de um imobilizado em recurso financeiro.

A TMA pode ser considerada pessoal e intransferível, porque a propensão ao risco variará para cada pessoa ou organização, sendo que a TMA ainda pode variar com o tempo. A expressão para cálculo do VPL, considerando as receitas líquidas, de acordo com a EQ. 6.8, é a seguinte:

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (6.8)$$

sendo:

t tempo em que o dinheiro foi investido no projeto [meses ou anos]

n duração do projeto [meses ou anos]

i taxa mínima de atratividade (TMA) [percentual]

FC fluxo de caixa no período [unidade monetária]

O Valor Presente Líquido de um projeto de investimento possui as seguintes possibilidades de resultado:

- a) maior do que zero: significa que o investimento é economicamente atrativo, porque o valor presente das entradas de caixa é maior do que o valor presente das saídas de caixa.
- b) igual a zero: o investimento é indiferente, já que o valor presente das entradas de caixa é igual ao valor presente das saídas de caixa.
- c) menor do que zero: indica que o investimento não é economicamente atrativo, pois o valor presente das entradas de caixa é menor do que o valor presente das saídas de caixa.

6.3.3 Método da Taxa Interna de Retorno (TIR)

A taxa interna de retorno (TIR) é aquela que iguala o valor atual das entradas líquidas de caixa ao valor atual dos desembolsos relativos ao investimento líquido. Esta taxa expressa a rentabilidade relativa (percentual) de um projeto de investimento em termos de uma taxa de juros equivalente para o período, que geralmente é anual.

A aceitação ou rejeição do investimento segundo este método são definidas pela comparação feita entre a TIR encontrada e a TMA exigida pela empresa ou seu custo de capital. Caso a TIR seja superior à TMA ou ao custo de capital, a análise deve recomendar o investimento no projeto; caso contrário, o projeto não deve ser recomendado. Se a TIR se iguala à TMA, o investimento está

economicamente numa situação de indiferença. Entre vários investimentos, o melhor será aquele que tiver a maior TIR.

A TIR se relaciona diretamente com o VPL, já que, quando o VPL se iguala a zero, a taxa associada é exatamente a TIR. Portanto, a TIR pode ser calculado utilizando a fórmula do VPL.

7 ESTUDO DE CASO

7.1 O sistema energético da CEMIG

O estudo de caso desenvolvido neste trabalho se refere à UHE de Jaguará, propriedade da CEMIG, empresa mista de capital aberto, controlada pelo governo de Minas Gerais, responsável pelo atendimento a cerca de 18 milhões de pessoas em 774 municípios de Minas Gerais e pela gestão da maior rede de distribuição de energia elétrica da América do Sul, com mais de 460 mil km de extensão. Suas linhas de transmissão alcançam mais de 5.700 km. A CEMIG hoje atua em Minas Gerais e em mais 15 estados brasileiros e no Chile através da geração hidrelétrica, termelétrica e eólica, da transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, além da distribuição de gás. O histórico da empresa com a evolução de seu sistema energético é apresentado a seguir, segundo Cachapuz (2006).

Com a posse do governador Milton Campos em março de 1947, foi formulado um diagnóstico pioneiro da situação social e econômica de Minas e lançado o Plano de Recuperação Econômica e Fomento da Produção, que apontava a deficiente infra-estrutura de transportes e energia elétrica como o mais sério entrave ao avanço da industrialização do estado. Foi proposta então a construção da UHE de Salto Grande, no rio Santo Antônio, na bacia do rio Doce, e de outras UHEs de menor porte com recursos do Fundo Estadual de Eletrificação, provenientes da Taxa de Serviço de Recuperação Econômica. As obras de Salto Grande foram iniciadas em 1949 e foram também elaborados estudos sobre três aproveitamentos: um no rio Grande (Itutinga) e dois na bacia do rio São Francisco (Jequitaiá e Pandeiros). Neste mesmo ano, o governo mineiro foi autorizado a organizar empresas de economia mista para construção e operação de centrais hidrelétricas no estado. A seguir, o governo estadual celebrou contrato com a Companhia Brasileira de Engenharia, para a formulação do Plano de Eletrificação de Minas Gerais, que estabeleceu os fundamentos básicos da política de eletrificação adotada pelo governo mineiro na administração de Juscelino Kubitschek.

O plano da Companhia Brasileira de Engenharia reconhecia a necessidade de intervenção do poder público nas atividades de energia elétrica, reservando espaço, contudo, para a permanência da iniciativa privada. O plano distinguiu sete zonas eletroeconômicas em Minas Gerais, para as quais foram investigadas soluções próprias em função das características econômicas e seus respectivos

recursos energéticos. Nas regiões mais desenvolvidas, onde já existiam sistemas elétricos mantidos por empresas privadas, o governo estadual deveria investir na construção de grandes usinas e linhas de transmissão para suprimento de energia às redes de distribuição particulares ou municipais. Nas áreas de menos desenvolvimento, o poder público deveria limitar-se à concessão de auxílio técnico e apoio para obtenção de recursos para as empresas particulares e prefeituras. No entanto, o governo do estado deveria criar condições para uma futura integração dessas unidades em sistemas regionais. Previu-se também a criação de uma empresa *holding*, à qual estariam subordinadas as empresas regionais.

A zona central do estado, polarizada por Belo Horizonte, foi alvo de um estudo especial, por causa da existência de inúmeras entidades produtoras de energia, independentes e isoladas e de campo de ação restrito. Eram ao todo 25 principais companhias, entre autoprodutores e concessionários de serviço público, produzindo energia para uma área de aproximadamente 20 mil km² com uma população de cerca de 1 milhão de habitantes. As usinas localizadas nesta área somavam 94 MW, correspondentes à metade da potência instalada em todo o território mineiro. As maiores UHEs pertenciam à Companhia Força e Luz de Minas Gerais (Rio de Pedras e Peti), ao governo do estado (Gafanhoto), à Companhia Siderúrgica Belgo-Mineira (Ponte Torta e Taquaruçu), à mineradora inglesa The Saint John Del Rey Mining Company (usinas do rio do Peixe) e à Companhia Eletroquímica Brasileira (usinas do rio Mainart). O plano previu a interligação de todos os sistemas da zona central do estado num grande conjunto de operação coordenada, por meio da construção de centrais geradoras de maior porte e da interconexão dos sistemas existentes.

Entre os projetos prioritários na área de energia, constavam os aproveitamentos de Salto Grande, Itutinga, Tronqueiras e Piau, além da construção da barragem de Cajuru. Em junho de 1951, três empresas de eletricidade regionais foram criadas por Juscelino Kubitschek: a Companhia de Eletricidade do Alto Rio Doce – responsável pela UHE de Salto Grande, a Companhia de Eletricidade do Alto Rio Grande – responsável pela UHE de Itutinga, e a Companhia de Eletricidade do Médio Rio Doce – responsável por Tronqueiras. A UHE de Piau teve capital privado e estatal. O projeto de criação da CEMIG foi aprovado em dezembro de 1951 e sua fundação ocorreu em 22 de maio de 1952. No ano da sua constituição, a CEMIG incorporou as ações do governo do estado na Companhia de Eletricidade do Médio Rio Doce, da Companhia de Eletricidade do Alto Rio Grande, da Companhia de Eletricidade do Alto Rio Doce e da Central Elétrica de Piau, que se tornaram subsidiárias, assim como o sistema elétrico de Gafanhoto.

O programa inicial da CEMIG compreendeu a construção das UHEs de Salto Grande, Itutinga, Tronqueiras e Piau, da barragem de Cajuru, complementar à usina de Gafanhoto, da usina térmica de reserva na cidade industrial de Contagem, além da implantação de uma rede de transmissão com cerca de 800 km de extensão e 14 subestações abaixadoras e de interligação.

A barragem de Três Marias (FIG. 7.1) foi inaugurada em janeiro de 1961, proporcionando a regularização da vazão do rio São Francisco para múltiplas finalidades (navegação, irrigação, saneamento e geração de energia e posteriormente controle de cheias) e justificando em ampla medida o grande investimento em sua construção. Sua operação se iniciou em julho de 1962. Também no início da década de 1960, a CEMIG promoveu a incorporação das suas quatro subsidiárias regionais. Mais adiante, houve também a incorporação da Companhia Força e Luz de Minas Gerais, da Companhia Mineira de Eletricidade, da Companhia Sul Mineira de Eletricidade e de outras concessionárias constituídas por empresários locais, assim como do sistema da usina de Pandeiros, implantada pela Comissão do Vale do São Francisco, no norte do estado.



FIGURA 7.1 – Usina hidrelétrica de Três Marias
FONTE: CEMIG (2009a)

Em novembro de 1962, a CEMIG e o consórcio Canambra assinaram o contrato para avaliação do potencial hidráulico dos seis principais rio de Minas Gerais e de parte adjacente do estado de Goiás, estimado em 38 mil MW. Os trabalhos se desenvolveram até dezembro de 1968.

A década de 1970 foi crucial para a consolidação da CEMIG como grande empresa geradora, apesar do fortalecimento da órbita federal nas iniciativas de investimento no setor. A capacidade de geração da empresa aumentou quatro vezes entre 1973 e 1983, alcançando a marca de 4.460 MW, principalmente com a construção das UHEs de Volta Grande, São Simão e Emborcação, assim como da usina termelétrica de Igarapé. São Simão, a maior UHE da companhia, representou um

grande desafio tanto do ponto de vista técnico como político, a começar pela dura disputa pela concessão de seu potencial hidrelétrico.

Quanto ao segmento da transmissão, a CEMIG promoveu a expansão da rede de 345 kV associada às UHEs do rio Grande e implantou as primeiras linhas de 500 kV para escoamento da energia de São Simão em direção à subestação de Neves, nas proximidades de Belo Horizonte, e sua interligação com as UHEs de Água Vermelha (da Companhia Energética de São Paulo) e Itumbiara (de Furnas). Posteriormente, com a inauguração de Emborcação, o sistema de 500 kV passou a abranger as duas grandes usinas construídas pela companhia no rio Paranaíba.

Em 1973, a CEMIG incorporou os bens e instalações da Companhia Prada de Eletricidade, no Triângulo Mineiro e em 1978, a Companhia Luz e Força Hulha Branca, na região de Diamantina e Curvelo.

Em setembro de 1984, a transformação da empresa em Companhia Energética de Minas foi aprovada por lei estadual, permitindo a participação da empresa numa gama mais ampla de atividades relativas ao setor de energia. Em julho de 1986, a CEMIG organizou uma empresa subsidiária para produção, transporte e distribuição de gás combustível ou de seus subprodutos e derivados, a Companhia de Gás de Minas Gerais (GASMIG). A seguir, a empresa no papel de distribuidora passou a abranger 96% do estado mineiro, restando de fora apenas as áreas atendidas pela Companhia de Força e Luz Cataguazes-Leopoldina, pelo Departamento Municipal de Energia Elétrica de Poços de Caldas, pela Empresa Elétrica Bragantina e pela Companhia Luz e Força de Mococa.

Inaugurada em 1994, a UHE de Nova Ponte atingiu a capacidade final de 510 MW no ano seguinte. Paralelamente a sua construção, projetos de geração de menor porte, a exemplo da UHE de Machado Mineiro e da usina eólica de Camelinho, foram desenvolvidos pela CEMIG. A década de 1990 foi marcada pela reestruturação do setor elétrico nacional. Em maio de 1997, o consórcio Southern Electric Brasil Participações adquiriu 32,96% do capital ordinário da CEMIG, em leilão realizado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. Em 1998 entrou em operação comercial a hidrelétrica de Miranda, com 408 MW. Em 1999, no que foi um marco pioneiro no setor elétrico nacional pelo modelo de associação com a iniciativa privada, foi inaugurada a UHE de Igarapava, no rio Grande, cujo consórcio empreendedor havia sido formado em 1994. Dois anos depois de Igarapava, foi inaugurada a UHE de Porto Estrela, em parceria com a

antiga Companhia Vale do Rio Doce e a Companhia Têxtil de Minas Gerais, cada uma com um terço de participação no empreendimento. Neste meio tempo, foram inauguradas pela iniciativa privada com apoio da CEMIG as UHEs de Guilman Amorim e Sobragi.

O ano de 2000 foi marcado pela compra da UHE de Sá Carvalho e da usina termelétrica de Ipatinga, que se tornaram subsidiárias da CEMIG. O aproveitamento de Funil foi implantado no alto rio Grande, imediatamente a montante da usina de Furnas e a jusante da UHE de Itutinga, por um consórcio entre a CEMIG e a Companhia Vale do Rio Doce, cuja entrada em operação comercial foi em 2003. Em 2004, entrou em operação a UHE de Queimado, no rio Preto, bacia do rio São Francisco, junto à divisa de Minas Gerais com Goiás, com 82,5% de participação da CEMIG e 17,5% da Companhia Energética de Brasília. Merecem destaque também a relocação e ampliação da UHE de Pai Joaquim, no rio Araguari, e a construção da usina termelétrica do Barreiro, em Belo Horizonte. A usina do Barreiro foi construída pela CEMIG em parceria com a empresa siderúrgica franco-alemã Vallourec & Mannesmann Tubes do Brasil.

Em dezembro de 2004, a CEMIG passou por uma reestruturação e deixou de ser uma empresa integrada para se desmembrar em duas subsidiárias integrais: CEMIG Geração e Transmissão e CEMIG Distribuição. A mudança atendeu à exigência legal que definiu o novo modelo do setor elétrico e obrigou as empresas integradas a se desverticalizarem. A lei que sancionou o processo é de agosto de 2005, época em que foi adquirida a UHE de Rosal, no rio Itabapoana, na divisa do Rio de Janeiro e Espírito Santo. Foi um passo importante na execução da estratégia de crescimento da CEMIG fora de Minas Gerais. É importante ressaltar que em 2002 a CEMIG já havia assumido o controle de duas PCHs em Santa Catarina, Salto Voltão e Salto do Passo Velho, ambas situadas no rio Chapecozinho. Em 2005 entrou em operação comercial a UHE de Aimorés, no rio Doce, junto da divisa de Minas Gerais com o Espírito Santo, com participação de 49% da CEMIG e 51% da Companhia Vale do Rio Doce. A UHE de Irapé, no rio Jequitinhonha é um dos mais recentes aproveitamentos da empresa a entrar em operação comercial, assim como o Complexo Energético de Capim Branco, formado por Capim Branco I e II, no rio Araguari, um empreendimento do Consórcio Capim Branco Energia, composto pela Companhia Vale do Rio Doce, a Capim Branco Energia, subsidiária integral da CEMIG, a Comercial e Agrícola Paineiras, do Grupo Suzano, e a Companhia Mineira de Metais, do Grupo Votorantim. As três hidrelétricas entraram em operação comercial em 2005, 2006 e 2007, respectivamente. O empreendimento mais recente, propriedade do consórcio formado pelas empresas Neoenergia (51%), CEMIG (34%) e Furnas (15%), é a UHE de

Baguari, inaugurado em 22 de outubro de 2009, localizada no rio Doce, em Governador Valadares, leste de Minas Gerais.

A seguir são apresentadas informações relativas à capacidade instalada da CEMIG e seu sistema elétrico (TAB. 7.1 e 7.2, FIG. 7.2 e 7.3).

TABELA 7.1
Evolução da capacidade instalada da CEMIG

Ano	Capacidade instalada total (MW)
1952	13
1962	397
1972	1 117
1982	3 865
1992	4 461
2005	6 523
2009	6 691

FONTE: CEMIG (2009c)

TABELA 7.2
Principais UHEs da CEMIG

UHE	Capacidade instalada atual (MW)
São Simão (rio Paranaíba)	1 710
Emborcação (rio Paranaíba)	1 192
Nova Ponte (rio Araguari)	510
Jaguara (rio Grande)	424
Miranda (rio Araguari)	408
Três Marias (rio São Francisco)	396
Volta Grande (rio Grande)	380
Outras	1 671

FONTE: CEMIG (2009c)

7.2 A usina hidrelétrica de Jaguara

A seguir, é apresentado um histórico do empreendimento hidrelétrico de Jaguara (FIG. 7.4) a partir de Cachapuz (2006). A usina hidrelétrica de Jaguara está situada no médio rio Grande (FIG. 7.5), com uma área de drenagem de 62.700 km², na divisa dos estados de São Paulo e Minas Gerais, com a casa de força na margem paulista, numa área pertencente ao município de Rifaina, perto da antiga estação Jaguara da Estrada de Ferro Mogiana. Na margem oposta, a usina ocupa uma área do município de Sacramento, no Triângulo Mineiro. Sétima usina da cascata de aproveitamentos

hidrelétricos do rio Grande, Jaguará se situa a jusante da UHE de Estreito, da empresa Furnas, e a montante da UHE de Igarapava, de uma parceria da CEMIG com empresas privadas.

O rio Grande nasce na serra da Mantiqueira, em Bocaina de Minas (MG), e percorre 1.306 km até o rio Paranaíba, formando o rio Paraná. Compõe a divisa natural entre os estados de Minas Gerais e São Paulo, a partir do município de Claraval (MG). Seus principais afluentes são os rios Aiuruoca, das Mortes, Jacaré, Sapucaí e Pardo. A bacia do rio Grande tem cerca de 145.000 km² de área de drenagem. Rico em peixes como dourados, surubins e lambaris, além de minérios e pedras preciosas, o rio é um importante fator de desenvolvimento com suas usinas hidrelétricas instaladas em cascata. Numa área também marcada pela forte atividade agrícola e pecuária, o turismo é outra importante fonte de recursos, recebendo turistas de todo o país que buscam belas paisagens, lagos e escarpas.

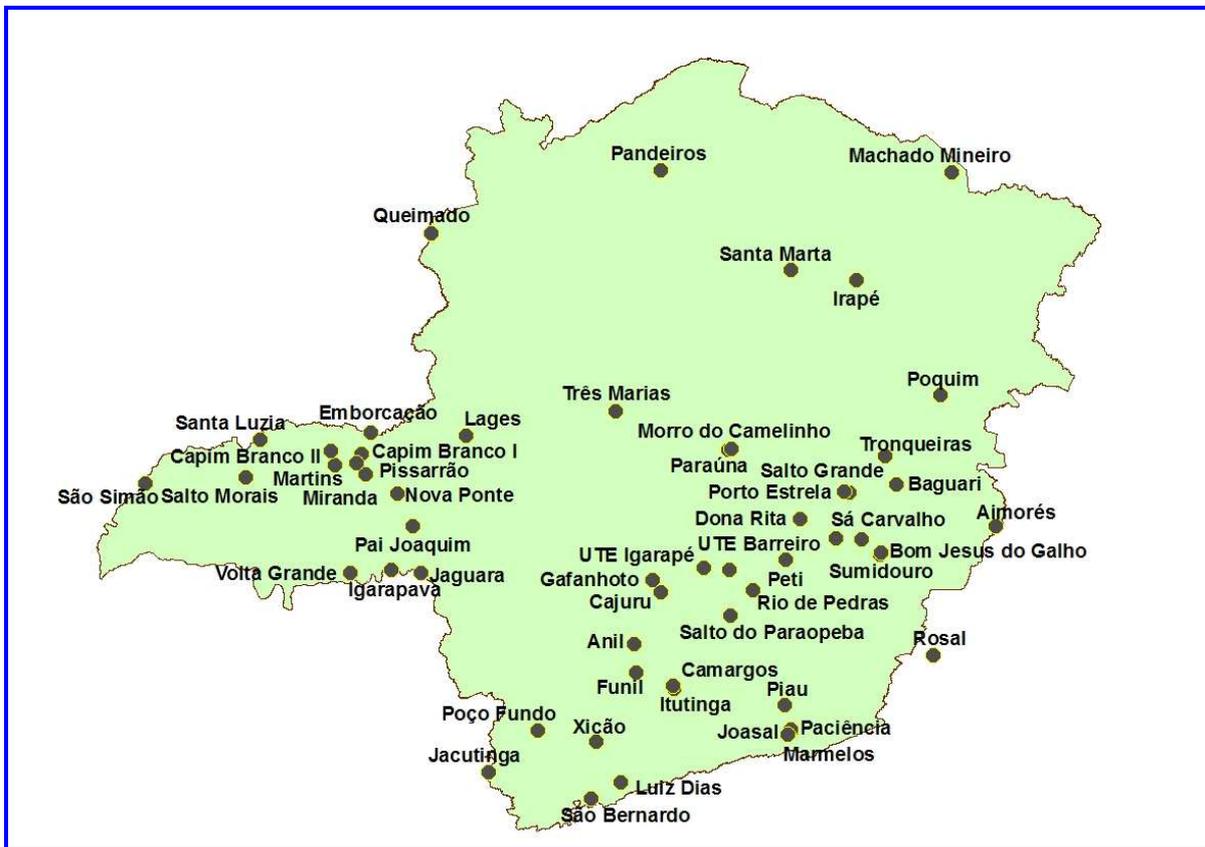


FIGURA 7.2 – Sistema energético da CEMIG em Minas Gerais
 FONTE: CEMIG (2009c)

A primeira concessão para o empreendimento de Jaguará foi outorgada em fevereiro de 1959 à Companhia Geral de Minas, empresa de mineração paulista, proprietária de reservas de zircônio e bauxita na região sul de Minas Gerais. O aproveitamento destinava-se ao fornecimento de energia para uma fábrica de alumínio que a mineradora pretendia instalar em Poços de Caldas.

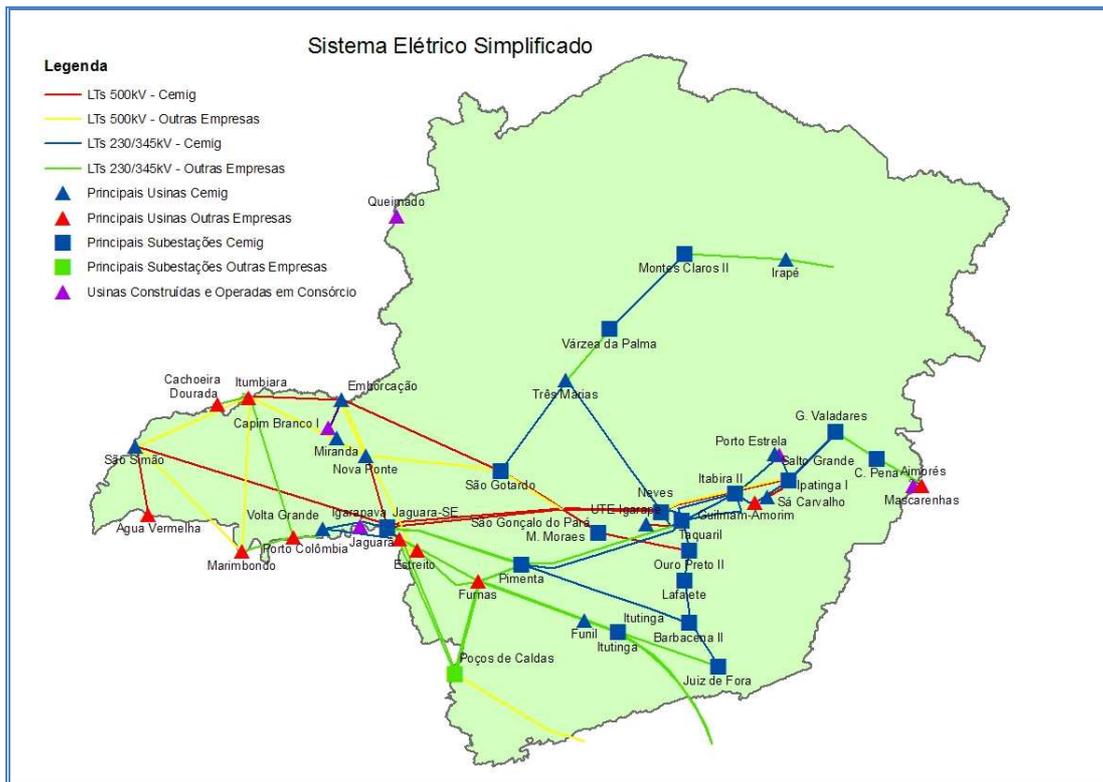


FIGURA 7.3 – Sistema elétrico da CEMIG em Minas Gerais
 FONTE: CEMIG (2009c)



FIGURA 7.4 – Usina hidrelétrica de Jaguará
 Fonte: CEMIG (2009a)

A CEMIG postulou o direito de construção da UHE de Jaguará, após perder a disputa pela concessão do aproveitamento de Estreito, outorgada pelo governo federal a Furnas em agosto de 1962. Apesar da mobilização da CEMIG e das principais lideranças políticas estaduais, o governo federal não voltou atrás na questão de Estreito. Em compensação, a empresa mineira obteve a concessão de Jaguará em setembro de 1963, com a revogação da concessão outorgada à Companhia Geral de Minas.

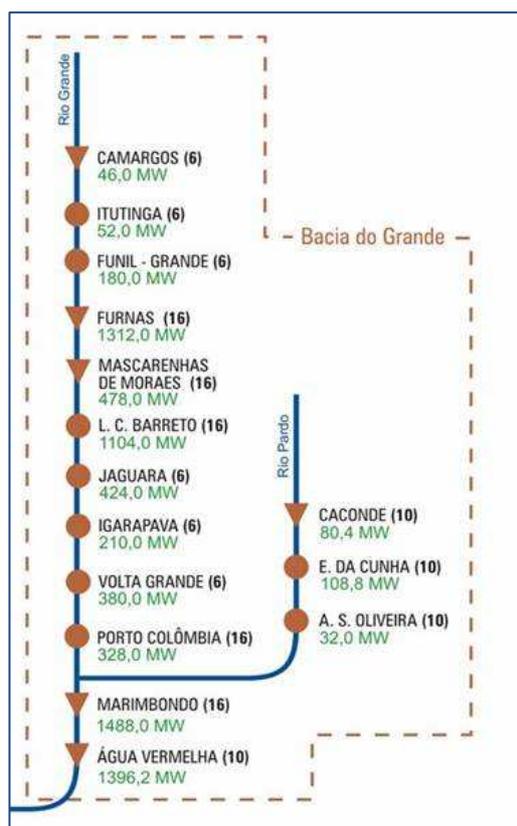


FIGURA 7.5 – Cascata do rio Grande, onde se situa a UHE de Jaguará
 FONTE: ONS (2009a)

Uma vez obtida a concessão, a mineradora contratou a empresa americana EBASCO Services Inc. para a elaboração de novos estudos técnicos e orçamentários. Ligada à Electric Bond and Share Company (EBASCO), a empresa tinha uma extensa relação de serviços prestados às concessionárias de energia elétrica que a EBASCO controlava no país por intermédio da American and Foreign Power Company. Em fevereiro de 1961, a Companhia Geral de Minas submeteu à consideração do governo federal o projeto denominado Rifaina-Jaguará, com capacidade estimada em 532 MW.

Vale destacar que o projeto da fábrica de alumínio de Poços de Caldas seria levado adiante pela Aluminium Company of America (ALCOA), com garantia de fornecimento de energia. Maior produtora mundial de alumínio, a ALCOA adquiriu o controle da empresa mineradora paulista e tocou adiante o empreendimento, inaugurando em maio de 1965 em Poços de Caldas, sua primeira unidade de produção no Brasil.

Em meados de 1964, com a participação dos consultores do consórcio CANAMBRA, a CEMIG iniciou a revisão dos estudos desenvolvidos pela EBASCO para o aproveitamento de Jaguará. Em novembro do mesmo ano, a concessionária mineira firmou contrato para elaboração do projeto executivo da usina com o consórcio formado pelas empresas Eletroprojetos, Electro-Watt e Geotécnica.

Em março de 1966, a CEMIG assinou contrato com o Banco Mundial para o financiamento da construção da UHE de Jaguará e seu respectivo sistema básico de transmissão, no valor de 49 milhões de dólares. O investimento em moeda nacional para realização do empreendimento seria custeado com recursos próprios da CEMIG e empréstimo da ELETROBRÁS, contratado também em 1966. As obras civis de Jaguará tiveram início em julho de 1966, sob a responsabilidade da Construtora Mendes Júnior, visando à instalação de quatro unidades geradoras na primeira etapa do empreendimento e mais duas numa etapa posterior, somando ao todo 680 MW.

A primeira etapa do aproveitamento foi concluída em 1971. Em janeiro, a CEMIG colocou em operação comercial a primeira das quatro unidades de 106 MW, compostas por geradores fornecidos pela empresa alemã Siemens e turbinas tipo Francis fabricadas pela empresa japonesa Mitsubishi. A inauguração oficial da usina ocorreu em 26 de fevereiro, em solenidade que contou com a presença do presidente Emílio Garrastazu Médici, do ministro de Minas e Energia Antônio Dias Leite, do governador Israel Pinheiro e dos engenheiros João Camilo Penna e Mário Bhering, presidentes da CEMIG e da ELETROBRÁS, respectivamente. As demais unidades da primeira etapa entraram em operação nos meses de abril, agosto e outubro de 1971, apresentando as mesmas especificações técnicas e de fabricantes da primeira. A vazão máxima de engolimento é de 266 m³/s por turbina.

O arranjo geral da usina compreende a barragem principal de terra/enrocamento na margem direita do rio Grande com 325 m de comprimento, a barragem de concreto gravidade na margem esquerda com 80 m de comprimento, vertedouro de concreto no trecho central do rio com 108 m de extensão,

equipado com seis comportas de setor de 19,5 m de altura por 13,5 m de largura, com capacidade máxima de 14.100 m³/s, tomada d'água na margem esquerda do leito do rio com 156 m de comprimento, casa de força situada imediatamente a jusante da tomada d'água, com uma queda nominal de 45 m, e canal de fuga com 900 m de extensão. A antiga ponte ferroviária no rio Grande entre as estações de Rifaina (SP) e Jaguara (MG) foi submersa pelo reservatório de Jaguara.

Com capacidade de 424 MW, Jaguara tornou-se, na época, a maior usina do parque gerador da CEMIG. Pesados investimentos foram realizados pela empresa mineira para assegurar o escoamento de energia de Jaguara à região central de Minas, merecendo destaque a linha de 345 kV até a subestação de Taquaril, localizada em Nova Lima, perto da capital estadual. Em 1978, a CEMIG promoveu a interligação de Jaguara com a UHE de São Simão, construída pela empresa no rio Paranaíba, colocando em operação a primeira linha do seu sistema de transmissão em 500 kV. Jaguara tornou-se então um ponto estratégico de interligação entre o sistema de 345 kV associado às usinas do rio Grande e o novo sistema de 500 kV.



FIGURA 7.6 – UHE de Jaguara – vãos de ampliação – vista aérea
FONTE: ANEEL (2009c)

Em dezembro de 1991, o DNAEE aprovou o projeto básico apresentado pela CEMIG, relativo à instalação de mais duas unidades geradoras na usina de Jaguará. A usina hidrelétrica de Jaguará é um dos casos particulares de aproveitamentos em que o processo de repotenciação passa por sua motorização adicional num processo que equivale a uma ampliação da capacidade instalada. As FIG. 7.6 e 7.7 mostram os vãos já construídos na UHE de Jaguará em que as unidades geradoras serão instaladas, caso se opte por sua ampliação.



FIGURA 7.7 – UHE de Jaguará – vãos de ampliação – detalhes
FONTE: CEMIG (2009a)

O histórico de vertimento observado em Jaguará desde sua entrada em operação comercial evidencia um potencial hídrico não aproveitado de 259 m³/s médios, conforme a GRAF. 7.1, para uma afluência natural média de longo termo (MLT) de 1.068 m³/s, segundo o histórico que vai de 1931 até 2007.

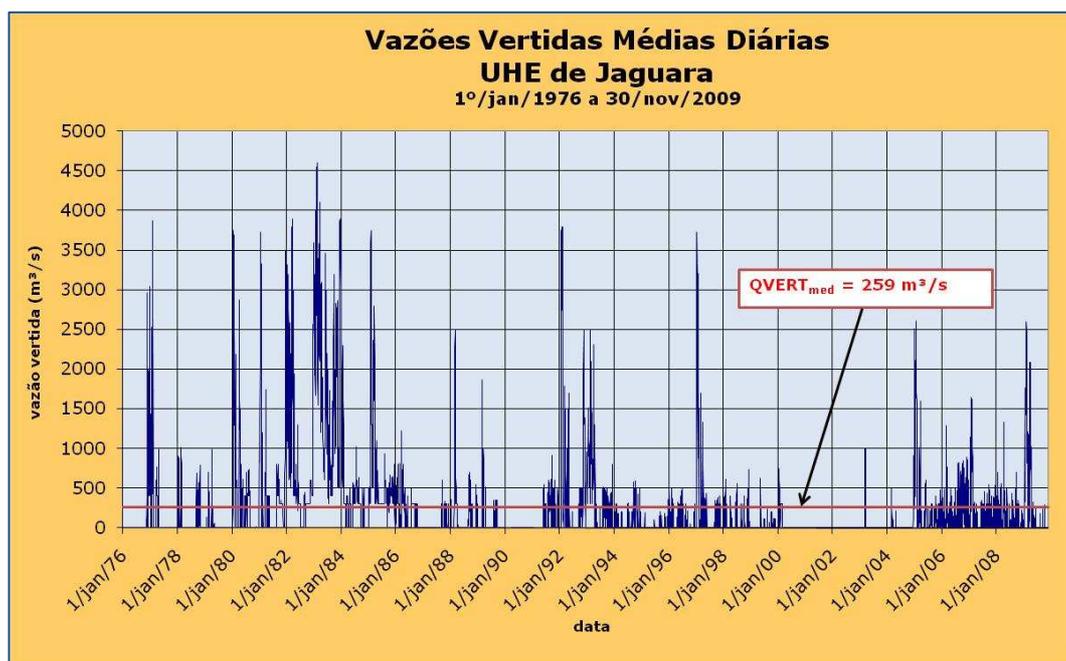


GRÁFICO 7.1 – Histórico do vertimento da UHE de Jaguará
 FONTE: CEMIG (2009b)

Em 2004, a CEMIG iniciou o processo de modernização completa da usina, compreendendo a substituição dos sistemas de supervisão e controle, proteção, regulação de velocidade e tensão, disjuntores de saída dos geradores, reforma dos geradores, reforma das comportas e outros sistemas auxiliares.

7.3 Avaliação da remotorização da usina hidrelétrica de Jaguará

A usina hidrelétrica de Jaguará foi escolhida para o estudo de caso de remotorização e são várias as motivações em que este trabalho se ampara:

- a) a existência de dois vãos construídos segundo o projeto original para instalação de unidades geradoras adicionais na usina hidrelétrica de Jaguará;

- b) o histórico de freqüente e elevado vertimento proveniente da usina hidrelétrica de Jaguara desde sua entrada em operação comercial e que continua ocorrendo até o ano em curso;
- c) a necessidade cada vez maior de expansão do parque gerador energético em face do crescente mercado consumidor;
- d) as dificuldades e os obstáculos legais que se antepõem à construção de novos empreendimentos hidrelétricos que sejam atraentes economicamente e ao mesmo tempo atendam aos requisitos de sustentabilidade sócio-ambiental;
- e) a possibilidade de extensão da metodologia proposta a outras usinas hidrelétricas em condições similares de remotorização;
- f) o custo competitivo da energia hidráulica em relação a outras fontes energéticas para geração de eletricidade.

O estudo da motorização adicional da usina hidrelétrica de Jaguara levou em consideração os aspectos que se seguem:

- a) duração da obra: 24 meses (tempo médio previsto, conforme o que se observa nas obras de construção de UHEs);
- b) alternativas de remotorização: 56, 66, 76, 86, 96, 106, 122, 140, 145, 160, 180, 200, 212, 226 e 256 MW;
- c) horizonte de planejamento: 22 anos, correspondendo ao período remanescente após o término da obra até o fim da concessão, que são 2 anos (ANEEL, 2005), somados a 20 anos, em virtude da renovação da concessão pela ANEEL (2009b);
- d) taxa de retorno do investimento: 14% ao ano;
- e) período crítico utilizado: de junho de 1949 a novembro de 1956 (que corresponde ao período crítico adotado no sistema energético brasileiro).

A seguir são descritas as etapas percorridas para elaboração da análise de viabilidade da instalação de unidades geradoras adicionais na usina hidrelétrica de Jaguara. Foram empregadas as mesmas ferramentas computacionais utilizadas pela EPE em seus estudos de expansão do parque gerador brasileiro – os modelos NEWAVE e MSUI.

Inicialmente, foi consultado o relatório “Estudos para Licitação da Expansão da Geração – Análise da garantia física dos empreendimentos – Parte 2”, elaborado pela EPE (2005), o qual informa que o valor da energia assegurada do bloco hidráulico do SIN obtido através do modelo NEWAVE, versão 12.0, é igual a **46.900 MW médios**, e o valor da respectiva **energia firme do bloco**

hidráulico é igual a **44.677 MW médios**, advinda do modelo MSUI, versão 3.0. O megawatt médio é uma unidade de produção energética; 1 MW médio é igual à energia produzida pela operação contínua de 1 megawatt de capacidade, durante um dado período de tempo. Por exemplo, caso o período seja anual, ele equivale a $1 \text{ MW} \times 8.760 \text{ h} = 8.760 \text{ MWh}$. A configuração do parque gerador adotada nesta situação configura o caso base, sem considerar, portanto, a entrada de novas unidades geradoras da UHE de Jaguará.

Em seguida, por uma questão de verificação dos valores citados em EPE (2005) foram executados novamente os respectivos modelos NEWAVE, versão 12, e MSUI, versão 3.0, com os *decks* de dados disponíveis no *site* da EPE (EPE, 2006b e EPE, 2006a, respectivamente). Foram obtidos os seguintes resultados:

- a) energia assegurada do bloco hidráulico: 46.979 MW médios
- b) energia firme do bloco hidráulico: 44.677 MW médios

Foi verificado, então, um desvio de 0,2% no valor da energia assegurada do bloco hidráulico. Obteve-se também o valor da energia firme da UHE de Jaguará para o caso base, ou seja, sem remotorização, correspondente a 329 MW, disponível nos resultados provenientes da execução do MSUI.

De acordo com a Portaria MME nº 303, Art. 1º, § 2º (Brasil, 2004d), as energias asseguradas das usinas hidrelétricas permanecem inalteradas desde 19 de novembro de 2004 até 31 de dezembro de 2014. Em consequência desta portaria, a energia assegurada da UHE de Jaguará está sendo mantida em 334 MW médios.

Considerando que houve mudança na configuração energética do Sistema Interligado Nacional com a entrada de novos empreendimentos, os valores de energia assegurada vigentes não mais retratam as condições de momento. Para dar prosseguimento ao estudo de remotorização, foi necessário recalcular estes valores. Portanto, o próximo passo foi o cálculo da energia assegurada da UHE de Jaguará, em valor atualizado, dada a nova configuração energética de expansão apresentada. Conforme estabelecido pela metodologia vigente (EPE, 2005), as energias asseguradas das UHEs são calculadas pela repartição do bloco hidráulico proporcionalmente à energia firme de cada usina. Desta forma, de acordo com a EQ. 7.1:

$$EnFirJag / EnFirSIN = EnAssJag / EnAssSIN \quad (7.1)$$

$$EnAssJag = (EnFirJag \cdot EnAssSIN) / EnFirSIN$$

$$EnAssJag = (329 \times 46.900) / 44.677$$

$$EnAssJag = 345 \text{ MW}$$

sendo:

EnFirJag energia firme da UHE de Jaguará

EnFirSIN energia firme do SIN

EnAssJag energia assegurada da UHE de Jaguará

EnAssSIN energia assegurada do SIN

A etapa posterior foi a execução do modelo MSUI versão 3.0 para cálculo da energia firme do SIN e da UHE de Jaguará, utilizando a mesma base de dados da EPE empregada na verificação de EPE (2005) (EPE, 2006a), alterada para cada uma das hipóteses de remotorização consideradas. Esta é a base de dados original, a partir da qual começou a ser utilizada a relação de proporcionalidade entre energia assegurada e energia firme para os empreendimentos hidrelétricos. Os valores obtidos correspondem à quarta e quinta colunas da TAB. 7.3, respectivamente. O GRAF. 7.2 apresenta a evolução da energia firme em função da potência instalada da UHE de Jaguará.

Em seguida, foi executado o modelo NEWAVE para cálculo das novas energias asseguradas do SIN, considerando as hipóteses de remotorização da UHE de Jaguará. Entretanto, independentemente do aumento de potência proposto, o modelo NEWAVE não se mostrou uma ferramenta adequada para identificar os ganhos respectivos e esperados de energia assegurada do bloco hidráulico do SIN. A TAB. 7.4 traz os resultados comparativos entre o caso base e com a remotorização de 212 MW, ou seja, com uma capacidade instalada total de 636 MW, alternativa que se mostrou bastante atraente a princípio, segundo o TAB. 7.3. A energia assegurada calculada para o bloco hidráulico do SIN foi menor do que o respectivo valor relativo ao caso base, o que representa um contra-senso.

Buscou-se então uma alternativa para obtenção dos novos valores de energia assegurada do SIN. A solução encontrada foi utilizar a relação verificada entre a energia assegurada e a energia firme do caso base para as demais hipóteses, conforme a EQ. 7.2:

$$EnAssSIN_i = EnFirSIN_i \times EnAssSIN_b / EnFirSIN_b \quad (7.2)$$

$$EnAssSIN_i = EnFirSIN_i \times (46.900 / 44.677)$$

$$EnAssSIN_i = EnFirSIN_i \times 1,05$$

sendo:

EnFirJag energia firme da UHE de Jaguará

EnFirSIN energia firme do SIN

EnAssJag energia assegurada da UHE de Jaguará

EnAssSIN energia assegurada do SIN

A fim de comprovar o comportamento do fator de proporcionalidade que aqui se igualou a 1,05, foram calculadas as relações entre energia assegurada do SIN e energia firme do SIN para as outras notas técnicas de estudos elaborados pela EPE posteriores a 2005 relativas à entrada de novos empreendimentos hidrelétricos, disponíveis no *site* da empresa, que utilizaram versões compatíveis do NEWAVE e do MSUI:

a) Nota técnica nº EPE-DEE-RE-077/2006-r0: Garantia Física dos Empreendimentos Hidroelétricos do Leilão de Compra de Energia Nova de A-5 de 2006 (EPE, 2006c)

$EnAssSIN_b$: 46.737 MWmédios

$EnFirSIN_b$: 44.579 MWmédios

$EnAssSIN_b / EnFirSIN_b = (46.737 / 44.579) = 1,05$

b) Nota técnica nº EPE-DEE-RE-117/2007-r1: Garantia Física do Empreendimento Hidrelétrico Santo Antônio no Rio Madeira – Leilão de Energia Nova 2007 (EPE, 2007a)

$EnAssSIN_b$: 48.758 MWmédios

$EnFirSIN_b$: 46.481,5 MWmédios

$EnAssSIN_b / EnFirSIN_b = (48.758 / 46.481,5) = 1,05$

c) Nota técnica nº EPE-DEE-RE-052/2008-r2: Cálculo da Garantia Física da UHE Jirau no rio Madeira (EPE, 2008a)

$EnAssSIN_b$: 50.870 MWmédios

$EnFirSIN_b$: 48.323 MWmédios

$EnAssSIN_b / EnFirSIN_b = (50.870 / 48.323) = 1,05$

Os coeficientes coincidiram com o valor 1,05. Isso não significa que este valor irá perpetuar-se em estudos posteriores da EPE, de maneira que é fundamental fixar um conjunto de dados de entrada como caso base, assim como as versões dos modelos NEWAVE e MSUI a serem empregadas não somente para esta avaliação como também para outras, inclusive de usinas hidrelétricas distintas.

Neste sentido, foram escolhidos os *decks* de dados associados à configuração básica original (EPE, 2006a), empregados na versão 12.0 do modelo NEWAVE e versão 13.0 do MSUI.

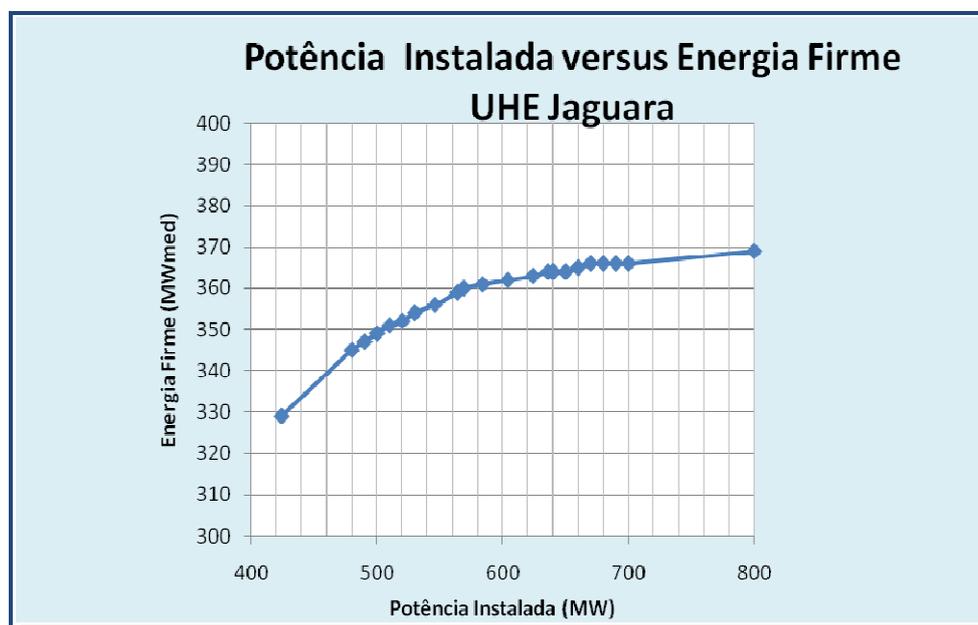


GRÁFICO 7.2 – Potência instalada *versus* energia firme na UHE de Jaguará

Na TAB. 7.3 constam os valores calculados de energia assegurada do SIN para opções propostas de remotorização na terceira coluna. A seguir foram calculados os valores adicionais de energia assegurada para a UHE de Jaguará e o SIN em relação ao caso base, que se encontram listados na TAB. 7.3 na sétima e oitava colunas respectivamente. O GRAF. 7.3 mostra a variação da energia assegurada adicional em função da capacidade de geração adicional da UHE de Jaguará. O GRAF. 7.4 apresenta a variação da energia assegurada adicional percentual em função da capacidade de geração adicional da UHE de Jaguará.

A etapa final foi a seleção da melhor alternativa sob a perspectiva energética. Foi escolhida a opção de remotorização de 212 MW, confirmando o apontado no TAB. 7.3. A análise do GRAF. 7.3 atesta os ganhos energéticos provenientes desta escolha, que se posiciona na faixa superior de ganhos crescentes, antes, porém, do patamar de saturação que caracteriza a supermotorização.

Para que a alternativa selecionada seja economicamente viável, a receita advinda da venda da respectiva energia assegurada, apresentada na TAB. 7.5, deve ser maior do que os custos de implantação das duas unidades geradoras de 106 MW cada, conforme a metodologia VPL. A receita total foi de R\$242 milhões, o que corresponde a R\$1,14 milhão por MW instalado, dados uma taxa

de desconto de 14% ao ano e um horizonte de planejamento de 22 anos. Este valor é bem mais atraente do que o custo médio de US\$1,5 milhão (R\$3 milhões no câmbio de novembro de 2009) por MW instalado num novo empreendimento hidrelétrico, de acordo com Doehler (2003). Desta forma, à CEMIG só interessariam as propostas de remotorização de 212 MW cujo custo não ultrapassasse R\$242 milhões.

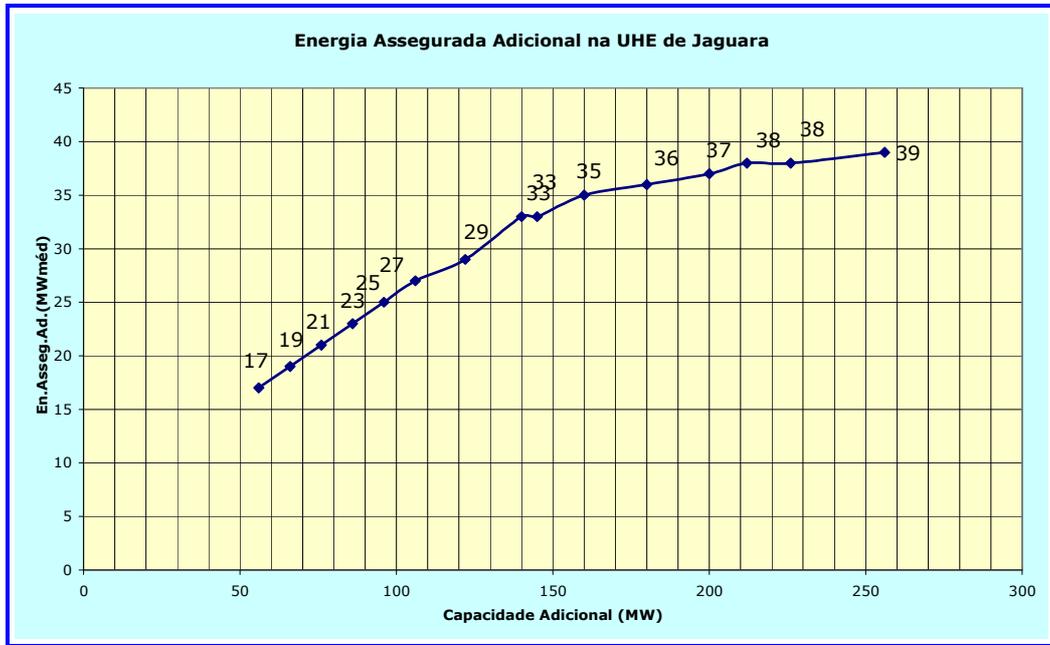


GRÁFICO 7.3 – Ganho de energia assegurada absoluta em Jaguará (MW médios)

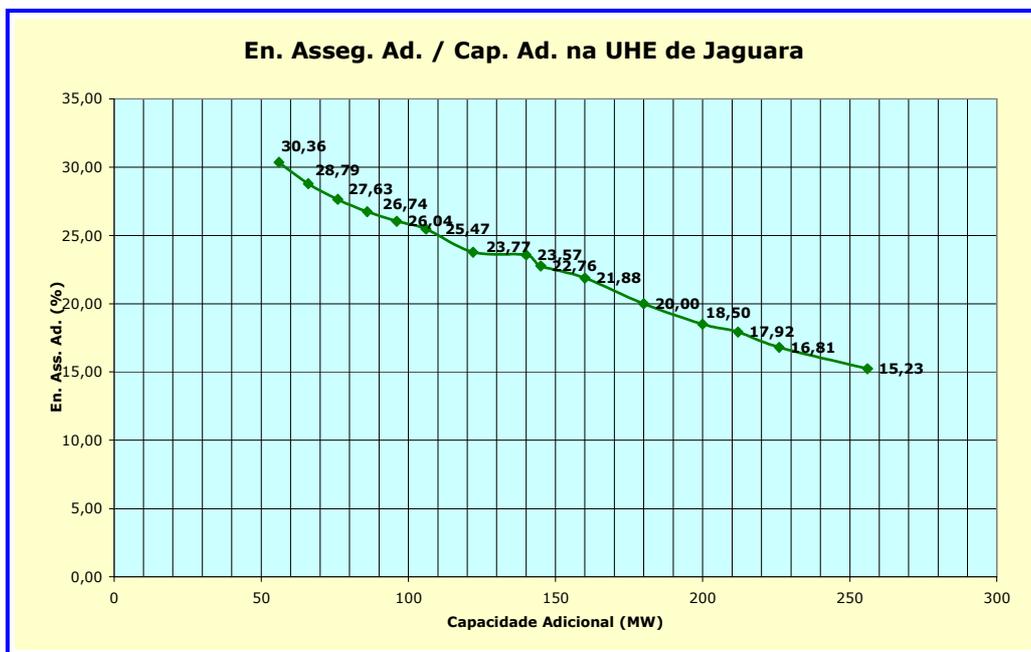


GRÁFICO 7.4 – Ganho de energia assegurada percentual em Jaguará

TABELA 7.3

Resultados obtidos com a remotorização da UHE de Jaguará

Capac. Inst. da UHE Jaguará (MW)	Capac. Adic. da UHE Jaguará (MW)	En. Asseg. do SIN (MWméd) NEWAVE	En. Firme do SIN (MWméd) MSUI	Energia Firme da UHE Jaguará (MWméd) MSUI	Energia Asseg. da UHE Jaguará (MWméd)	En. Asseg. Adic. da UHE Jaguará (MWméd)	En. Asseg. Adicional do SIN (MWméd)
424 <i>(caso base)</i>	- <i>(caso base)</i>	46.900 <i>(caso base)</i>	44.677 <i>(caso base)</i>	329 <i>(caso base)</i>	345 <i>(caso base)</i>	- <i>(caso base)</i>	- <i>(caso base)</i>
480	56 (= 480 - 424)	46.923 (= 44.689 x 1,05)	44.689	345	362 (= 345 x 1,05)	17 (= 362 - 345)	23 (= 46.923 - 46.900)
490	66 (= 490 - 424)	46.923 (= 44.692 x 1,05)	44.692	347	364 (= 347 x 1,05)	19 (= 364 - 345)	23 (= 48.825 - 46.900)
500	76 (= 500 - 424)	46.928 (= 44.693 x 1,05)	44.693	349	366 (= 349 x 1,05)	21 (= 366 - 345)	28 (= 46.928 - 46.900)
510	86 (= 510 - 424)	46.929 (= 44.694 x 1,05)	44.694	351	369 (= 351 x 1,05)	23 (= 369 - 345)	29 (= 46.929 - 46.900)
520	96 (= 520 - 424)	46.933 (= 44.698 x 1,05)	44.698	353	371 (= 353 x 1,05)	25 (= 371 - 345)	33 (= 46.933 - 46.900)
530	106 (= 530 - 424)	46.935 (= 44.700 x 1,05)	44.700	355	373 (= 355 x 1,05)	27 (= 373 - 345)	35 (= 46.935 - 46.900)
546	122 (= 546 - 424)	46.938 (= 44.703 x 1,05)	44.703	357	375 (= 357 x 1,05)	29 (= 375 - 345)	38 (= 46.938 - 46.900)
564	140 (= 569 - 424)	46.941 (= 44.706 x 1,05)	44.706	360	378 (= 360 x 1,05)	33 (= 378 - 345)	41 (= 46.941 - 46.900)
569	145 (= 569 - 424)	46.941 (= 44.706 x 1,05)	44.706	360	378 (= 360 x 1,05)	33 (= 378 - 345)	41 (= 46.941 - 46.900)
584	2 x 80 (= 584 - 424)	46.941 (= 44.706 x 1,05)	44.706	362	380 (= 345 x 1,05)	35 (= 380 - 345)	41 (= 46.941 - 46.900)
604	2 x 90 (= 604 - 424)	46.942 (= 44.707 x 1,05)	44.707	363	381 (= 363 x 1,05)	36 (= 381 - 345)	42 (= 46.942 - 46.900)
624	2 x 100 (= 624 - 424)	46.946 (= 44.710 x 1,05)	44.710	364	382 (= 364 x 1,05)	37 (= 382 - 345)	46 (= 46.946 - 46.900)
636	2 x 106 (= 636 - 424)	46.944 (= 44.709 x 1,05)	44.709	365	383 (= 365 x 1,05)	38 (= 383 - 345)	44 (= 46.944 - 46.900)
650	2 x 113 (= 650 - 424)	46.944 (= 44.709 x 1,05)	44.709	365	383 (= 365 x 1,05)	38 (= 383 - 345)	44 (= 46.944 - 46.900)
680	2 x 128 (= 680 - 424)	46.946 (= 44.710 x 1,05)	44.710	366	384 (= 366 x 1,05)	39 (= 384 - 345)	46 (= 46.946 - 46.900)

TABELA 7.4
Resultados do modelo NEWAVE para o estudo da UHE de Jaguará
CASO BASE (POTÊNCIA DA UHE DE JAGUARA: 424 MW)

	Subsistema				Total
	Sudeste/ Centro Oeste	Sul	Nordeste	Norte	
Média dos riscos anuais de déficit (%):	5,24	2,13	5,62	4,14	-
Carga Crítica (MWmédios):	37387	9938	8782	4132	60239
Fator Hidráulico (%):	47,59	10,49	11,16	8,74	77,99
Fator Térmico (%):	12,34	6,39	3,28	0,00	22,01
Bloco Hidráulico (MWmédios):	28670	6319	6724	5264	46979
Bloco Térmico (MWmédios):	7431	3852	1977	0	13260
CASO REMOTORIZAÇÃO (POTÊNCIA DA UHE DE JAGUARA: 636 MW)					
	Subsistema				Total
	Sudeste/ Centro Oeste	Sul	Nordeste	Norte	
Média dos riscos anuais de déficit (%):	5,20	2,21	5,76	3,82	-
Carga Crítica (MWmédios):	37387	9938	8782	4132	60239
Fator Hidráulico (%):	47,54	10,54	11,14	8,73	77,96
Fator Térmico (%):	12,34	6,43	3,28	0,00	22,04
Bloco Hidráulico (MWmédios):	28636	6352	6712	5260	46960
Bloco Térmico (MWmédios):	7432	3871	1976	0	13279

Estudos recentes feitos pela CEMIG (2008) sobre a remotorização adicional de 122 MW na UHE de Jaguará chegaram ao custo orçado de R\$148 milhões, correspondendo a um custo unitário de R\$1,21 milhão por MW instalado. Este valor considera o fornecimento eletromecânico e civil, além de incluir a montagem, o comissionamento, seguros e a complementação de materiais e serviços. Segundo as premissas adotadas, foi um orçamento estimativo para fornecimento de forma expedita. Ademais, fez-se a ressalva de que este orçamento não era válido para efetiva análise de viabilidade que venha a subsidiar em eventual processo de tomada de decisão empresarial.

Para tal contexto, há que rever as soluções de projeto que, por seu turno, deverão ser submetidas à cotação em face da reabilitação atual do mercado, com possível queda no preço de unidades geradoras.

TABELA 7.5
 Receita para a motorização adicional de 212 MW da UHE de Jaguará

MEMÓRIA DE CÁLCULO (dezembro/2009)			
Ganho de energia assegurada (MW médios)	Data (ano)	Receita anual (EnAss (MWmed) x R\$140/MWh x 8760 h) (10⁶ R\$)	Valor presente da receita (dez/2009), aplicando taxa de desconto de 14% ao ano (10⁶ R\$)
-	31/12/2009	-	-
-	31/12/2010	(OBRA)	-
-	31/12/2011	(OBRA)	-
38	31/12/2012	46,60	31,46
38	31/12/2013	46,60	27,59
38	31/12/2014	46,60	24,20
38	31/12/2015	46,60	21,23
38	31/12/2016	46,60	18,62
38	31/12/2017	46,60	16,34
38	31/12/2018	46,60	14,33
38	31/12/2019	46,60	12,57
38	31/12/2020	46,60	11,03
38	31/12/2021	46,60	9,67
38	31/12/2022	46,60	8,49
38	31/12/2023	46,60	7,44
38	31/12/2024	46,60	6,53
38	31/12/2025	46,60	5,73
38	31/12/2026	46,60	5,02
38	31/12/2027	46,60	4,41
38	31/12/2028	46,60	3,87
38	31/12/2029	46,60	3,39
38	31/12/2030	46,60	2,97
38	31/12/2031	46,60	2,61
38	31/12/2032	46,60	2,29
38	31/12/2033	46,60	2,01
		TOTAL:	241,80

De toda forma, apesar das ressalvas apontadas, este valor foi utilizado como referência para o desenvolvimento da avaliação em questão. Além disso, adotou-se uma correção por conta do ganho de escala, usual neste tipo de projeto de engenharia, de forma que, para um aumento de 5% de potência, corresponde uma redução de 1% do custo do investimento. Assim sendo, chegou-se ao custo total de R\$219 milhões com a implantação de 212 MW adicionais, equivalente ao custo de R\$1,03 milhão por MW instalado, conforme consta nos GRAF. 7.5 e 7.6.

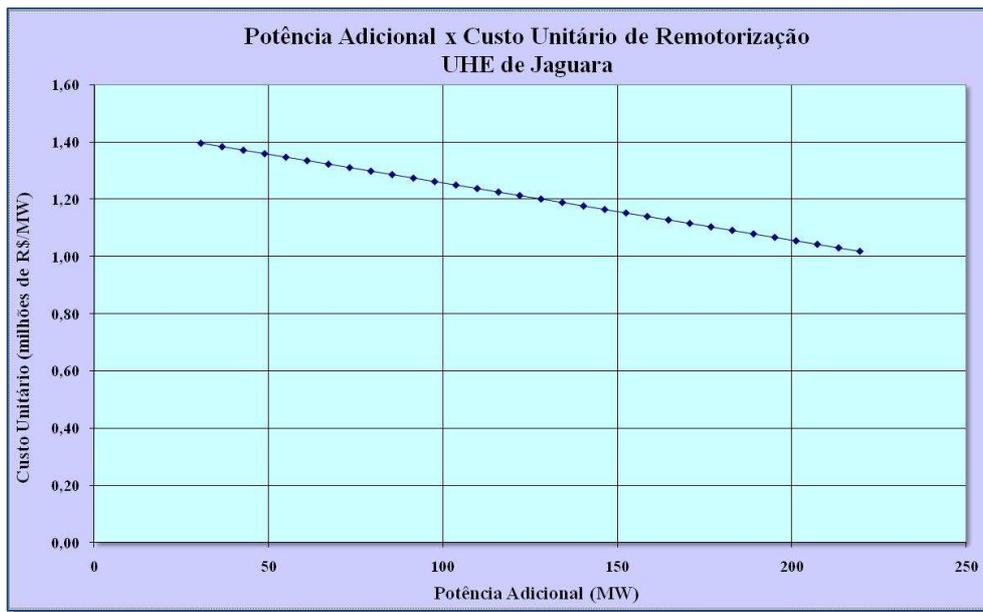


GRÁFICO 7.5 – Potência adicional *versus* custo unitário de remotorização de Jaguará

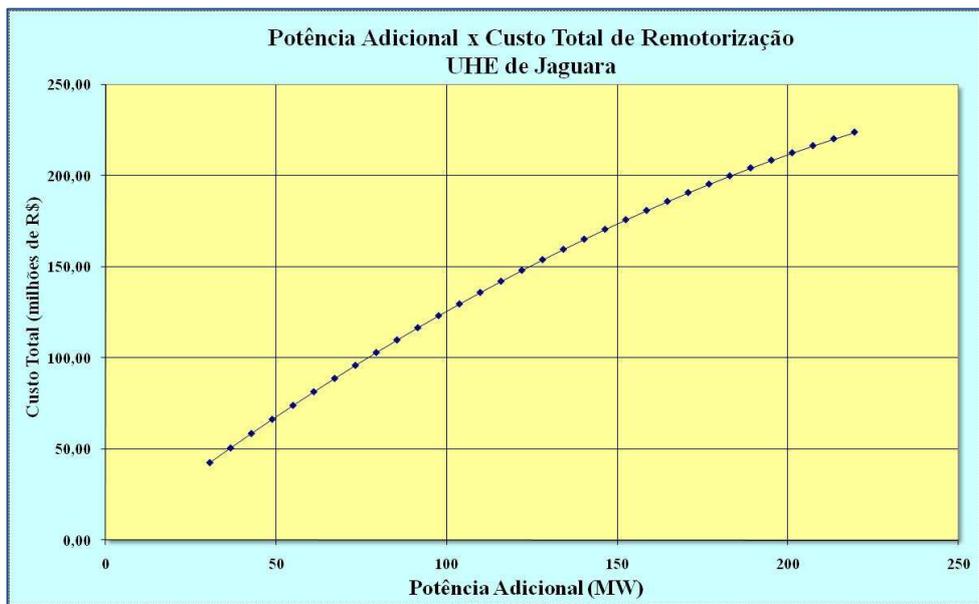


GRÁFICO 7.6 – Potência adicional *versus* custo total de remotorização de Jaguará

A avaliação econômica através do VPL estabelece que o custo do investimento deve ser menor do que a receita decorrente da venda da energia assegurada ganha para que o projeto seja economicamente viável, constante na TAB. 6.5. Na simulação feita, este fato se verificou com a proposta de remotorização de 212 MW adicionais para a UHE de Jaguará, já que o custo do investimento atingiu R\$219 milhões, ao passo que a receita alcançou R\$242 milhões.

8 CONCLUSÕES

No decorrer deste trabalho, foram apresentadas a atual política de expansão do parque gerador energético brasileiro e as dificuldades que se interpõem ao andamento deste processo, lideradas principalmente por obstáculos e imposições legais relativas a questões de proteção do meio ambiente. Considerando que o custo da energia hidrelétrica no Brasil continua bastante competitivo em relação a outras fontes energéticas e na busca de opções que permitam enfrentar os entraves citados, a repotenciação de usinas hidrelétricas através de sua remotorização foi proposta como uma alternativa atraente de aumento da oferta de energia elétrica no país.

A remotorização é um caso especial de repotenciação em que é ampliada a potência da usina hidrelétrica através da instalação de novas unidades geradoras previstas no projeto inicial, mas que, com o decorrer do tempo, não se concretizou e, em alguns casos, não foi mais considerada no plano global de expansão do sistema energético do país. Esta é a situação da usina hidrelétrica de Jaguará, estudo de caso deste trabalho. É importante ressaltar que esta situação excepcional de usinas hidrelétricas com capacidade de remotorização pela existência de vãos apropriados para a entrada de novas unidades geradoras ainda não tem um tratamento metodológico analítico oficial respaldado pela Empresa de Pesquisa Energética para avaliação do potencial energético remanescente nem um aparato institucional em relação à comercialização da energia assegurada ganha com o processo que venham a orientar e garantir as iniciativas de investimento nesta direção. Apesar disso, diversas usinas hidrelétricas atendem a esta condição além de Jaguará, a exemplo de São Simão e Três Marias, ambas de propriedade da CEMIG e de outras usinas hidrelétricas de outras geradoras.

Neste trabalho, a avaliação da remotorização foi elaborada por meio do estabelecimento de uma metodologia de análise utilizando as mesmas ferramentas computacionais empregadas pela Empresa de Pesquisa Energética, que é responsável pelos estudos de ampliação e planejamento do sistema energético brasileiro. Trata-se dos modelos NEWAVE e MSUI. Uma vez constatada a viabilidade energética da remotorização, o próximo passo foi verificar sua viabilidade econômica, aqui feita através do Método do Valor Presente Líquido.

O uso do modelo NEWAVE se mostrou válido, entretanto, somente no primeiro estágio do estudo, para o cálculo da energia assegurada do Sistema Interligado Nacional, de acordo com as usinas hidrelétricas e termelétricas consideradas. Os resultados advindos do modelo NEWAVE para as hipóteses de remotorização não se mostraram consistentes em relação ao caso base e este fato pode estar associado ao processo de convergência utilizado no modelo e à tolerância de desvio. Isso pode ter ocorrido porque se trata de um aumento de 212 MW no montante de cerca de 80 mil MW que compõem o total do parque hidrelétrico do caso base, ou seja, um aumento percentual de apenas 0,27% que possivelmente está próximo da faixa de tolerância na convergência do modelo. Então, procurou-se uma alternativa de cálculo dos ganhos de energia assegurada, que se deu por meio da utilização da proporcionalidade verificada entre o montante de energia assegurada e o montante de energia firme para o Sistema Interligado Brasileiro.

Superada esta fase, e com a utilização do modelo MSUI, foram calculados os valores de energia firme e de energia assegurada para todas as hipóteses de remotorização, que atestaram os ganhos energéticos provenientes das propostas de repotenciação.

Considerando o horizonte de planejamento, a taxa interna de retorno e o preço de venda da energia assegurada adicional, constatou-se a viabilidade da proposta, que, no estudo de caso da UHE de Jaguará teria uma potência adicional de 212 MW, totalizando 636 MW instalados. O custo do MW instalado de remotorização se mostrou bem mais atraente do que o proveniente de uma nova usina hidrelétrica. Ressalta-se que os impactos ambientais provocados pela remotorização são de magnitude muito menor se comparados aos provenientes da construção de uma nova usina hidrelétrica, porque a motorização adicional não demanda o reassentamento de população nem o resgate e manejo da fauna e da flora, uma vez que a área inundada pelo reservatório permanece a mesma. Além disso, os requisitos legais a serem atendidos por causa de uma remotorização correspondem a um número muito menor de demandas legais do que aqueles associados à implantação de um novo empreendimento hidrelétrico.

ABSTRACT

The purpose of this thesis is to present the repowering through the implantation of new generating units in hydro power plants already operating as a worthy alternative to increase electric energy supply in Brazil. To demonstrate this thesis, a repowering analysis methodology was elaborated for old hydro power plants whose original design had taken into account an addition of new units. Besides, this work is aimed to compare the alternative of constructing a new hydro power plant with the same capacity of the additional repowering proposed. To do so, the same computational tools validated by the electric energy regulating agency were used: NEWAVE and MSUI models. As for the economical evaluation of the repowering, the Net Present Value Method was adopted. Jaguará hydro power plant was the study of the case.

Key words: energy supply, hydro power plant, repowering.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1 AGÊNCIA DE DESENVOLVIMENTO TIETÊ PARANÁ. Visão ADTP. **Repotenciação de usinas**. 2001. Disponível em <<http://www.adtp.org.br/artigo.php?idartigo=72>>. Acesso em: 29 nov. 2009.
- 2 ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 3. ed. Brasília: ANEEL, 2008. 236 p., il.
- 3 ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). Banco de Informações de Geração. **Capacidade de Geração do Brasil**. 2009a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>>. Acesso em: 1º dez. 2009.
- 4 ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). Informações técnicas. **Contratos de Concessão/Permissão**. 2009b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=43>>. Acesso em: 02 dez. 2009.
- 5 ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). Informações técnicas. **Contratos de Concessão/Permissão. Contratos de Geração**. 2005. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Contrato/Documentos_Aplicacao/1TA9707CEMIG.pdf>. Acesso em: 02 dez. 2009.
- 6 ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). Informações técnicas. SIGEL (Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico). Geração. **Usinas Hidrelétricas**. 2009c. Disponível em: <<http://sigel.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 02 dez. 2009.
- 7 ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). Legislação. Resolução Normativa nº 109 de 26 de outubro de 2004. Institui a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, estabelecendo a estrutura e a forma de funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. **Diário**

- Oficial da União**. Brasília, 29 out. 2004. Seção 1. v. 141. n. 209. p. 196. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2004109.pdf>>. Acesso em: 1º dez. 2009.
- 8 ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). Legislação. Resolução nº 652 de 9 de dezembro de 2003. Institui os critérios para o enquadramento de aproveitamento hidrelétrico na condição de Pequena Central Hidrelétrica. **Diário Oficial da União**. Brasília, 10 dez. 2003. Seção 1. v. 140. n. 240. p. 90. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003652.pdf>>. Acesso em: 1º dez. 2009.
- 9 ANTICS, M.; SANNER, B. Status of Geothermal Energy Use and Resources in Europe. In: EUROPEAN GEOTHERMAL CONGRESS, 2007, Unterhaching, Germany. **Proceedings...** Disponível em: <<http://www.egec.org/target/final%20paper%20country%20update%20overview.pdf>>. Acesso em: 28 nov. 2009.
- 10 BANCO MUNDIAL. Relatório nº 40995-BR. **Licenciamento Ambiental de Empreendimentos Hidrelétricos no Brasil: Uma Contribuição para o Debate** (Em Três Volumes) Volume III: Anexos Técnicos. [Brasília], 2008. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/publicacoes/estudo_licenciamento_ambiental_de_empreendimentos_hidreletricos_no_brasil/Anexos_Tecnicos_-_May_19.pdf>. Acesso em: 5 dez. 2009.
- 11 BELLET, L.; PARKINSON, E.; AVELLAN, F.; COUSOT, T.; LAPERROUSAZ, E. A decision aid system for hydraulic power station refurbishment procedure – Francis and Kaplan Turbine. In: IAHR SYMPOSIUM ON HYDRAULIC MACHINERY AND CAVITATION, 18th, 1996, Valencia, Spain. **Proceedings...** [S.l.], Netherlands: Kluwer, 1996.
- 12 BENDERS, J. F. **Partitioning procedures for solving mixed-variables programming problems**, Numerische Mathematik, Berlin/Heldelberg, v. 4, p. 238-252, 1962.

- 13 BERMAN, C. (Org.), VEIGA J. R. C. (Cons.), ROCHA G. S. (Cons.) (Grupo de Estudos de Política Energética – WWF) **A repotenciação de usinas hidrelétricas como alternativa para o aumento da oferta de energia no Brasil com proteção ambiental**. [S.l]: [WWF], 2004.
- 14 BRASIL. Casa Civil. Subchefia para Assuntos Jurídicos. Decreto nº 3.179, de 21 de setembro de 1999. Dispõe sobre a especificação das sanções aplicáveis as condutas e atividades lesivas ao meio ambiente, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**. Brasília, 22 set. 1999. p. 1. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D3179.htm>. Acesso em: 6 dez. 2009.
- 15 BRASIL. Casa Civil. Subchefia para Assuntos Jurídicos. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**. Brasília, 30 jul. 2004a. p. 1. ed. extra. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm>. Acesso em: 22 nov. 2009.
- 16 BRASIL. Casa Civil. Subchefia para Assuntos Jurídicos. Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004. Regulamenta os arts. 4º e 5º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e dispõe sobre a organização, as atribuições e o funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. **Diário Oficial da União**. Brasília, 16 ago. 2004b. p. 5. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/Decreto/D5177.htm>. Acesso em: 3 dez. 2009.
- 17 BRASIL. Casa Civil. Subchefia para Assuntos Jurídicos. Decreto nº 6.514, de 22 de julho de 2008. Dispõe sobre as infrações e sanções administrativas ao meio ambiente, estabelece o processo administrativo federal para apuração destas infrações, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**. Brasília, 23 jul. 2008a. p. 1. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2008/Decreto/D6514.htm#art152>. Acesso em: 3 dez. 2009.

- 18 BRASIL. Casa Civil. Subchefia para Assuntos Jurídicos. Lei nº 4.771, de 15 de setembro de 1965. Institui o novo Código Florestal. **Diário Oficial da União**. Brasília, 16 set. 1965. p. 9529. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L4771.htm>. Acesso em: 27 nov. 2009.
- 19 BRASIL. Casa Civil. Subchefia para Assuntos Jurídicos. Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981. Dispõe sobre a política nacional do meio ambiente, seus fins e mecanismos de formulação e aplicação, e da outras providências. **Diário Oficial da União**. Brasília, 2 set. 1981. p. 16509. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L6938.htm>. Acesso em: 2 dez. 2009.
- 20 BRASIL. Casa Civil. Subchefia para Assuntos Jurídicos. Lei nº 9.433, de 8 de janeiro de 1997. Institui a Política Nacional de Recursos Hídricos, cria o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, regulamenta o inciso XIX do art. 21 da Constituição Federal, e altera o art. 1º da Lei 8.001, de 13 de março de 1990, que modificou a Lei 7.990, de 28 de dezembro de 1989. **Diário Oficial da União**. Brasília, 9 jan. 1997. p. 470. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9433.htm>. Acesso em: 3 dez. 2009.
- 21 BRASIL. Casa Civil. Subchefia para Assuntos Jurídicos. Lei nº 9.605, de 12 de fevereiro de 1998. Dispõe sobre as sanções penais e administrativas derivadas de condutas e atividades lesivas ao meio ambiente, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**. Brasília, 13 fev. 1998. p. 1. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9605.htm>. Acesso em: 5 dez. 2009.
- 22 BRASIL. Casa Civil. Subchefia para Assuntos Jurídicos. Lei nº 9.984, de 17 de julho de 2000. Dispõe sobre a criação da Agência Nacional de Águas - ANA, entidade federal de implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos e de coordenação do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**. Brasília, 18 jul. 2000. p. 1. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9984.htm>. Acesso em: 3 dez. 2009.

- 23 BRASIL. Casa Civil. Subchefia para Assuntos Jurídicos. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nos 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**. Brasília, 16 mar. 2004c. p. 2. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm>. Acesso em: 22 nov. 2009.
- 24 BRASIL. Casa Civil. Subchefia para Assuntos Jurídicos. Medida Provisória nº 2.166-67, de 24 de agosto de 2001. Altera os arts. 1o, 4o, 14, 16 e 44, e acresce dispositivos à Lei no 4.771, de 15 de setembro de 1965, que institui o Código Florestal, bem como altera o art. 10 da Lei no 9.393, de 19 de dezembro de 1996, que dispõe sobre o Imposto sobre a Propriedade Territorial Rural - ITR, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**. Brasília, 25 ago. 2001. p. 1. ed. extra. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/mpv/2166-67.htm>. Acesso em: 26 nov. 2009.
- 25 BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Apresentação do Plano Nacional de Expansão de Energia Elétrica PDEE 2006 – 2015**. Brasília, 2006. Disponível em: <http://www.labeee.ufsc.br/arquivos/publicacoes/PDEE-2006-2015_apresentacao.pdf>. Acesso em: 1º dez. 2009.
- 26 BRASIL. Ministério de Minas e Energia. CONAMA (Conselho Nacional de Meio Ambiente). Resolução nº 1, de 23 de janeiro de 1986. Dispõe sobre critérios básicos e diretrizes gerais para a avaliação de impacto ambiental **Diário Oficial da União**. Brasília, 17 fev. 1986. p. 2548-2549. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/port/conama/legiabre.cfm?codlegi=23>>. Acesso em: 3 dez. 2009.
- 27 BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Consultoria Jurídica. Portaria nº 303, de 18 de novembro de 2004. Define os montantes da garantia física dos empreendimentos de geração de energia elétrica, entre outros. **Diário Oficial da União**. Brasília, 19 nov. 2004d. Seção 1. p. 69. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/legislacao/portaria/Portaria_no_303-2004.pdf>.

Acesso em: 4 dez. 2009.

- 28 BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Consultoria Jurídica. Resolução nº 1, de 17 de novembro de 2004. Define o critério geral de garantia de suprimento aplicável aos estudos de expansão da oferta e do planejamento da operação do sistema elétrico interligado, bem como ao cálculo das garantias físicas de energia e potência de um empreendimento de geração de energia elétrica. **Diário Oficial da União**. Brasília, 18 nov. 2004e. Seção 1. p. 6. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/conselhos_comite/CNPE/resolucao_2004/Resolucao01.pdf>. Acesso em: 3 dez. 2009.
- 29 BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Consultoria Jurídica. Resolução nº 9, de 28 de julho de 2008. Define o critério de cálculo das garantias físicas de energia e potência de novos empreendimentos de geração e do planejamento da expansão da oferta de energia elétrica. **Diário Oficial da União**. Brasília, 29 jul. 2008b. Seção 1. p. 68. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/conselhos_comite/CNPE/resolucao_2008/RES_9_CRITERIO_GF.pdf>. Acesso em: 3 dez. 2009.
- 30 BRASIL. Ministério do Meio Ambiente. Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA). **Termo de Referência para Elaboração do Estudo de Impacto Ambiental e o Respectivo Relatório de Impacto Ambiental – EIA/RIMA**. [Brasília], 2005a. Disponível em: <http://www.ibama.gov.br/licenciamento/modulos/arquivo.php?cod_arqweb=tr_uhe>. Acesso em: 3 dez. 2009.
- 31 BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Manual de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas** / Ministério de Minas e Energia, CEPEL. Rio de Janeiro: E-papers, 2007. 684 p. il. Disponível em: <http://www.cepel.br/ManualDeInventario07/Manual_e_planilhas_2007-02.zip>. Acesso em 28 nov. 2009.
- 32 BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Planejamento no Setor Elétrico Brasileiro. **Plano Nacional de Recursos Hídricos**. Apresentação de Iran de Oliveira Pinto. Brasília, 2005b. Disponível em: <<http://pnrh.cnrh-srh.gov.br/pag/>>

- documentos/PPT/ofusuarios/MME-Planejamento-Iran.ppt>. Acesso em: 3 dez. 2009.
- 33 BUNGE, T.; DIRBACH, D.; DREHER, B.; FRITZ, K.; LELL, O.; RECHENBERG, B.; RECHENBERG, J.; SCHMITZ, E.; SCHWERNER, S.; SEIDEL, W.; STEINHAUER, M.; STEUDTE, C.; VOIGT, T. **Hydroelectric Power Plants as a Source of Renewable Energy – legal and ecological aspects**. Federal Environmental Agency. Berlin, Germany, 2003. Disponível em: <<http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/2544.pdf>>. Acesso em 5 dez. 2009.
- 34 CABRAL, L. M. M.(Coord.); CACHAPUZ, P. B. B. **Energia elétrica no Brasil: 500 anos**. Centro da Memória da Eletricidade no Brasil. Rio de Janeiro, 2000.
- 35 CACHAPUZ, P. B. B. (Coord.) **Usinas da CEMIG: 1952 – 2005**. Centro da Memória da Eletricidade no Brasil. Rio de Janeiro, 2006. 304 p., il.
- 36 CARNEIRO, E. M.; HOJO, T.; OURA, J. M. Modernização de usinas antigas – como e até onde modernizar. In: ENCONTRO REGIONAL LATINO-AMERICANO DA CIGRÉ. 6., 1995, Foz do Iguaçu, Paraná. **Anais...** [Rio de Janeiro]: CIGRÉ, 1995.
- 37 CASTRO, M. **Repotenciar para economizar**. Revista do Engenheiro, [Rio de Janeiro], dez. 2007. Disponível em: <<http://www.sengerj.org.br/jornaldoengenheiro/dez07/05.pdf>>. Acesso em: 22 nov. 2009.
- 38 CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Comercialização de Energia. **Ambiente de Contratação**. 2009a. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vnextoid=65daa5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>>. Acesso em: 3 dez. 2009.
- 39 CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Comercialização de Energia. **O Processo de Comercialização**. 2009b. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vnextoid=dbaaa5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>>. Acesso em: 18 nov. 2009.

- 40 CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Comercialização de Energia. **Preços**. 2009c. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vnextoid=7ccea5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>>. Acesso em: 2 dez. 2009.
- 41 CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Perspectivas de Formação do PLD. Apresentação. In: WORKSHOP ABRACE – ENERGIA ELÉTRICA, [São Paulo], 2007. Disponível em: <<http://www.abrace.org.br/download/06%20-%20CCEE%20-%20Perspectiva%20de%20Forma%E7%E3o%20do%20PLD.pdf>>. Acesso em: 2 dez. 2009.
- 42 CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais. **Arquivo interno de fotos**. 2009a.
- 43 CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais. **Dados operativos da UHE de Jaguará**. 2009b.
- 44 CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais. Gerência de Engenharia da Expansão da Geração. **Orçamento**. Mensagem recebida por jcecosta@cemig.com.br em 28 dez. 2008.
- 45 CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais. Nossos negócios. Geração. **Usinas CEMIG**. 2009c. Disponível em: <<http://www.cemig.com.br/>>. Acesso em: 28 nov. 2009.
- 46 CEPEL. Manual de referência – **Modelo NEWAVE**. CEPEL. Rio de Janeiro, [200-].
- 47 CRAMTON, P.; STOFT, S. Colombia firm energy market. In: ANNUAL HAWAII INTERNATIONAL CONFERENCE ON SYSTEM SCIENCES, 40th, Big Island, Hawaii, 2007. Disponível em: <<http://works.bepress.com/cgi/viewcontent.cgi?article=1029&context=cramton>>. Acesso em: 18 set. 2009.

- 48 ČADA, G. F. The development of advanced hydroelectric turbines to improve fish passage survival. **Fisheries**. [S.l.], [USA], n. 26, n. 9, p. 14-23, Sep. 2001. Disponível em: <<http://hydropower.inl.gov/turbines/pdfs/amfishsoc-all2001.pdf>>. Acesso em: 18 dez. 2009.
- 49 DOEHLER, F. D. **Avaliação de usinas hidrelétricas**. PCH Notícias & SHP News. Itajubá, MG, n. 18, 2003. Disponível em: <<http://www.cerpch.unifei.edu.br/Adm/artigos/a1bcb92aba91fc85fecaec6eb9e593fd.pdf>>. Acesso em 22 nov. 2009.
- 50 DOMINGUES, P. C. M. **A interconexão elétrica dos sistemas isolados da Amazônia ao Sistema Interligado Nacional**. Dissertação: Mestrado em Engenharia de Produção. UFSC. Florianópolis. 2003. Disponível em: <<http://www.tede.ufsc.br/teses/PEPS3643.pdf>>. Acesso em: 8 dez. 2009.
- 51 DRESSELHAUS, M. S.; THOMAS, I. L. Alternative energy technologies. **Nature**, [S.l.], USA, v. 414, Nov. 2001. Disponível em: <<http://efml.korea.ac.kr/lecture/mee-reading1.pdf>>. Acesso em: 18 nov. 2009.
- 52 ELETROBRÁS. **MSUI** – Modelo de simulação a usinas individualizadas. Manual de metodologia, versão 3.0. Rio de Janeiro, 2005.
- 53 ELETRONUCLEAR. Tecnologia. **Energia nuclear**. 2009. Disponível em: <<http://www.eletronuclear.gov.br/tecnologia/index.php?idSecao=2&idCategoria=19>>. Acesso em 20 dez. 2009.
- 54 EPE – Empresa de Pesquisa Energética (Brasil). **Balanco Energético Nacional 2009 – Ano base 2008: Resultados Preliminares**. Rio de Janeiro: EPE, 2009a.
- 55 EPE – Empresa de Pesquisa Energética (Brasil). **Cálculo da Garantia Física da UHE Jirau no rio Madeira**. 2008a. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/LeilaoJirau_6/NT%20EPE-DEE-RE-052-2008-r2.pdf>. Acesso em 28 nov. 2009.

- 56 EPE – Empresa de Pesquisa Energética (Brasil). Leilões. Leilão de energia A-5 2005. **Configuração básica para cálculo das energia físicas**. 2006a. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/LeilaoA-52005_6/Msui_portaria%20MME%20511.zip>. Acesso em 28 nov. 2009.
- 57 EPE – Empresa de Pesquisa Energética (Brasil). Leilões. Leilão de energia A-5 2005. **Configuração básica para cálculo das energia físicas**. 2006b. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/LeilaoA-52005_6/Newave_portaria%20MME%20511.zip>. Acesso em 28 nov. 2009.
- 58 EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Considerações sobre repotenciação e modernização de usinas hidrelétricas**. Nota técnica DEN 03/08. Série Recursos Energéticos. Rio de Janeiro, 2008b. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/SerieEstudosDemanda/20081201_1.pdf>. Acesso em: 13 nov. 2009.
- 59 EPE – Empresa de Pesquisa Energética (Brasil). **Estudos para Licitação da Expansão da Geração** – Análise da garantia física dos empreendimentos – Parte 2. 2005. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/LeilaoA-52005_3/NotaTecnicaGarantiaFisica-A-5-2005.pdf>. Acesso em: 5 dez. 2009.
- 60 EPE – Empresa de Pesquisa Energética (Brasil). **Garantia Física do Empreendimento Hidrelétrico Santo Antônio no Rio Madeira – Leilão de Energia Nova 2007**. Rio de Janeiro: EPE, 2007a. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/LeilaoMadeira07_5/EPE-DEE-RE-117-2007-r1.pdf>. Acesso em 25 nov. 2009.
- 61 EPE – Empresa de Pesquisa Energética (Brasil). **Garantia Física dos Empreendimentos Hidroelétricos do Leilão de Compra de Energia Nova de A-5 de 2006**. Rio de Janeiro: EPE, 2006c. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/LeilaoMadeira07_5/EPE-DEE-RE-117-2007-r1.pdf>. Acesso em 25 nov. 2009.
- 62 EPE – Empresa de Pesquisa Energética (Brasil). **Metodologia de cálculo da garantia física das usinas**. Rio de Janeiro: EPE, 2008c. Disponível em:

< http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_26/NT%20-%20metodologia%20de%20c3%A1culo%20da%20GF%20para%20novas%20usinas.pdf >.

Acesso em 25 nov. 2009.

- 63 EPE – Empresa de Pesquisa Energética (Brasil). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2007/2016**. Rio de Janeiro: EPE, 2008d. 2 v., il. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PDEE/20080111_2.pdf> e <http://www.epe.gov.br/PDEE/20080111_3.pdf>. Acesso em: 1º dez. 2009.
- 64 EPE – Empresa de Pesquisa Energética (Brasil). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2008/2017**. Rio de Janeiro: EPE, 2009b. 2 v., il. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PDEE/20090803_1.pdf> e <http://www.epe.gov.br/PDEE/20090803_2.pdf>. Acesso em: 1º dez. 2009.
- 65 EPE – Empresa de Pesquisa Energética (Brasil). **Plano Nacional de Energia 2030**. Rio de Janeiro: EPE, 2007b. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/Estudos/Paginas/Plano%20Nacional%20de%20Energia%20%E2%80%93%20PNE/Estudos_12.aspx?CategoriaID=346>. Acesso em: 5 dez. 2009.
- 66 FANTE, J. C. V. **Metodología para la rehabilitación y repotenciación de pequeñas centrales hidroeléctricas**. Monografía (Proyecto previo a la obtención del título de ingeniero eléctrico – mención sistemas eléctricos de potencia) – Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador, 2007. Disponível em: <<http://bieec.epn.edu.ec:8180/dspace/handle/123456789/1187>>. Acesso em: 2 dez. 2009.
- 67 FUNALFA – Fundação Cultural Alfredo Ferreira Lage (Prefeitura de Juiz de Fora). **Museu Usina de Marmelos Zero**. 2009. Disponível em: <http://www.funalfa.pjf.mg.gov.br/patrimonio/usina_marmelos.php>. Acesso em: 14 nov. 2009.
- 68 FURNAS. **Usinas hidrelétricas**. 2009. Disponível em: <http://www.furnas.com.br/hotsites/sistemapurnas/usina_hidr_funciona.asp>. Acesso em: 15 out. 2009.
- 69 GEOCACHING – The Official Global GPS Cache Hunt Site. **Energia eólica**. Disponível em: <http://www.geocaching.com/seek/cache_details.aspx?

- guid=9cf1ed4d-5202-4fa3-9c38-dca858680ac7>. Acesso em: 26 nov. 2009.
- 70 HAUGSTAD, A.; MO, B.; BELSNES, M. Evaluating hydro expansion or refurbishment in a deregulated electricity market. In: HYDROPOWER '97: INTERNATIONAL CONFERENCE, 3rd, 1997, Trondheim, Norway. **Proceedings...** Rotterdam, Netherlands: A. A. Balkema, 1997.
- 71 HERZOG, A. V.; LIPMAN, T. E.; KAMMEN, D. M. **Renewable energy sources**. 2001. Disponível em: <<http://rael.berkeley.edu/files/2001/Herzog-Lipman-Kammen-RenewableEnergy-2001.pdf>>. Acesso em: 18 dez. 2009.
- 72 HORA, M. A. G. M. **Metodologia para a compatibilização da geração de energia em aproveitamentos hidrelétricos com os demais usos dos recursos hídricos**. Estudo de caso: bacia hidrográfica do rio. Tese: Doutorado em Engenharia Civil. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2008. Disponível em <http://wwwp.coc.ufrj.br/teses/doutorado/Novas_2008/teses/HORA_MAGM_08_t_D_.pdf>. Acesso em: 28 jul. 2009.
- 73 ITAIPU. Sala de Imprensa. Últimas notícias. Energia – **Lula e Nicanor inauguram as duas últimas unidades geradoras de Itaipu**. 19 maio 2007. Disponível em: <http://www.itaipu.gov.py/index.php?q=en/node/435&id_noticia=573> Acesso em 10 nov. 2009.
- 74 JOHNSON, G. L. **Wind Energy Systems**. Manhattan, Kansas. 2001. Electronic Edition. Disponível em: <<http://www.mangus.ro/pdf/Wind%20energy%20systems.pdf>>. Acesso em: 15 nov. 2009.
- 75 JORGENSEN, K. **Small-scale hydropower in Europe – technology and resources**. Disponível em: <http://www.ec-asean-greenippnetwork.net/documents/tobedownloaded/proceedings_01/p3_riso_kjoergensen.doc>. Acesso em: 12 dez. 2009.
- 76 LEWIS, N. S. Toward Cost-Effective Solar Energy Use. **Science**. n. 315, p. 798-801. 2007. Disponível em: <<http://www.ce.cmu.edu/~gdrgr/readings/2007/03/13/>>

- Lewis_TowardCost-EffectiveSolarEnergyUse.pdf>. Acesso em 28 set. 2009.
- 77 LIGHT ENERGIA. Parque Gerador. Complexo de Lajes. Subsistema Lajes. **Esquema de aproveitamento hidrelétrico**. 2009. Disponível em: <http://www.lightenergia.com.br/web/parque/complexo_lajes/sub_lajes/tesubsistema_lajes.asp?mid=86879428722972267226>. Acesso em: 4 dez. 2009.
- 78 LINSLEY, R. K.; FRANZINI, J. B. **Engenharia de Recursos Hídricos**. Tradução e adaptação: Luiz Américo Pastorino. São Paulo: Ed. USP, 1978. Original em inglês.
- 79 LINSLEY, R. K.; FRANZINI, J. B.; FREYBERG, D. L.; TCHOBANOGLOUS, G. **Water-resources engineering**. 4th ed. New York, USA: McGraw-Hill, 1992.
- 80 MAIDMENT, D. R. (Ed.) **Handbook of hydrology**. New York, USA: McGraw-Hill, 1992.
- 81 MARCONDES, M.; SAIDEL, M. A.; BRENDAIRIOL JR., A. O Processo de Reajustes Tarifários no Setor Elétrico Brasileiro. In: SEMINÁRIO INTERNACIONAL DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA, 3., 2008, Rio de Janeiro. Disponível em: <http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/eventos/seminariointernacional/2008/arquivos/P_ArmandoMonica_Tarifas.pdf>. Acesso em: 4 nov. 2009.
- 82 MCKENDRY, P. Energy production from biomass (part 1): overview of biomass. **Bioresource Technology**. n. 83. p. 37-46. 2002. Disponível em: <<http://faculty.washington.edu/stevehar/Biomass-Overview.pdf>>. Acesso em: 29 nov. 2009.
- 83 MUELLER, M.; WALLACE, R. **Enabling science and technology for marine renewable energy**. 2006. Disponível em: <http://www.foresight.gov.uk/Energy/Enabling_science_and_technology_for_marine_renewable_energy.pdf>. Acesso em: 14 dez. 2009.

- 84 NICHOLSON, C. P. **Wilson hydroplant modernization of hydroturbines – Lauderdale and Colbert counties, Alabama, USA**. Tennessee Valley Authority. Knoxville, Tennessee, USA, 2005. Disponível em: <http://maps.tva.org/environment/reports/wilson_hmod/ea.pdf>. Acesso em: 14 dez. 2009.
- 85 ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Conheça o Sistema. **Mapas do SIN**. 2009a. Disponível em: <http://www.ons.org.br/conheca_sistema/mapas_sin.aspx>. Acesso em: 29 nov. 2009.
- 86 ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Conheça o Sistema. **Mapas do SIN**. 2009b. Disponível em: <http://www.ons.org.br/conheca_sistema/pop/pop_sistema_transmissao.aspx>. Acesso em: 27 nov. 2009.
- 87 ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Procedimentos de rede**. 2009c. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>>. Acesso em: 25 nov. 2009.
- 88 ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Institucional. **Relacionamentos**. 2009d. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/institucional/relacionamentos.aspx>>. Acesso em: 5 dez. 2009.
- 89 PIETRACCI, B. **Posicionamento estratégico das distribuidoras de energia elétrica no Brasil**. Dissertação: Mestrado em Engenharia Elétrica. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006. Disponível em <http://www.maxwell.lambda.ele.puc-rio.br/cgi-bin/PRG_0599.EXE/9861_4.PDF?NrOcoSis=31289&CdLinPrg=pt>. Acesso em: 28 nov. 2009.
- 90 PORTO, R. L., BARROS, M. T. L., ZAMBON, R. C. **Hidrologia Ambiental**. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia Hidráulica e Sanitária. Aula 16: Regularização de Vazões (1). São Paulo. 2009. Disponível em: <http://200.144.189.36/phd/LeArq.aspx?id_arq=3228>. Acesso em: 2 dez. 2009.

- 91 PRATES, C. P. T.; PIEROBON, E. C.; COSTA, R. C.; FIGUEIREDO, V. S. Evolução da oferta e da demanda de gás natural no Brasil. **BNDES Setorial**. Rio de Janeiro, n. 24, p. 35-68, set. 2006. Disponível em: <http://www.bndespar.com.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/bnset/set2402.pdf>. Acesso em: 4 dez. 2009.
- 92 PREFEITURA MUNICIPAL DE FOZ DO IGUAÇU. Banco de imagens. **Itaipu Binacional**. Disponível em: <http://www2.fozdoiguacu.pr.gov.br/portal2/home_turismo/banco_imagens.asp>. Acesso em: 14 dez. 2009.
- 93 PUSZ, J. **Alternative energy sources**. 2001. Disponível em: <http://74.125.155.132/scholar?q=cache:sXcsHtusZVsJ:scholar.google.com/&hl=pt-BR&as_sdt=2000>. Acesso em: 12 dez. 2009.
- 94 REBOUÇAS, A. C.; BRAGA B.; TINDISI J. G. (Orgs. e Coords.) **Águas Doces do Brasil: Capital Ecológico, Uso e Conservação**. São Paulo: Escrituras Ed., 1999.
- 95 REIS, L. B. **Geração de energia elétrica: tecnologia, inserção ambiental, planejamento, operação e análise de viabilidade**. 3. ed. Barueri, SP: Ed. Manole, 2003.
- 96 RODRIGUES, A. C.; MARTINS, G. Geração de energia a partir de biogás de aterros sanitários no Brasil: potencial, marcos legais, incentivos e projetos. **Revista AIDIS de Ingeniería y Ciencias Ambientales: Investigación, desarrollo y práctica**. v. 1, n. 4. 2008. Disponível em: <<http://www.revistas.unam.mx/index.php/aidis/article/viewArticle/14473>>. Acesso em 19 dez. 2009.
- 97 ROSS, S. A., WESTERFIELD, R. W., JAFFE, J. F. **Administração Financeira: Corporate Finance**. São Paulo: Atlas, 1995.
- 98 SANTOS, C. M. P. Reflexões sobre a Modernização do Parque Hidrogerador diante dos Avanços Tecnológicos e dos Instrumentos Regulatórios. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 17., 2003, Uberlândia, MG.

- 99 SANTOS, C. M. P.; COELHO, J.; DIAS, A. Uma Contribuição Metodológica para a Modernização de Unidades Hidrogeradoras. In: SIMPÓSIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 15., Grupo I, p. 1-6, 1999. Foz de Iguaçu, Paraná.
- 100SCHREIBER, G. **Usinas Hidrelétricas**. Rio de Janeiro: Ed. Edgar Blücher, 1977.
- 101SHERPA. **Hydropower and Environment – Technical and Operational Procedures to Better Integrate Small Hydropower Plants in the Environment**. [19--]. Disponível em: <http://www.esha.be/fileadmin/esha_files/documents/SHERPA/Annex_XII_Environmental_Report.pdf>. Acesso em: 28 out. 2009.
- 102SIMS, G. P. Spotlight on refurbishment. **International Water Power and Dam Construction**. [London], 1998. Disponível em: <<http://www.waterpowermagazine.com/story.asp?storyCode=2000557>>. Acesso em: 14 dez. 2009.
- 103THEMAG ENGENHARIA. **Usinas hidroelétricas**. jun 2004. Disponível em: <<http://www.themag.com.br/Docs/Usina%20CD.pdf>>. Acesso em: 25 set. 2009.
- 104TVA – Tennessee Valley Authority. **Pumped Storage Facility Diagram**. 2009. Disponível em: <<http://www.tva.gov/power/pumpstorart.htm>>. Acesso em: 15 nov. 2009.
- 105 USA. Department of Energy. Wind and Hydropower. **How wind turbines work**. 2009. Disponível em: <http://www1.eere.energy.gov/windandhydro/wind_how.html>. Acesso 18 dez. 2009.
- 106VEIGA, J. R. C. **Oportunidade de negócio com a repotenciação de usinas: aspectos técnicos, econômicos e ambientais**. 2001. 119 p. Dissertação (Mestrado do Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2002. Disponível em: <http://www.iee.usp.br/biblioteca/produção/2002/Teses/Tese_Jose_Roberto.pdf>. Acesso em: 27 set. 2009.

107WARLAND, G.; BELSNES, M. A model for planning of distributed generation in the local transmission system. In: AUSTRALASIAN UNIVERSITIES POWER ENGINEERING CONFERENCE, 2001, Perth, Australia. **Proceedings...**

Disponível em: <http://www.itee.uq.edu.au/~aupec/aupec01/009_Warland_AUPEC%20revised.pdf>. Acesso em: 2 dez. 2009.

ANEXO A

Cálculo da garantia física

De acordo com EPE (2008c), a garantia física do Sistema Interligado Nacional é definida como aquela correspondente à máxima quantidade de energia que este sistema pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento. Esta energia é rateada entre todos os empreendimentos de geração que constituem o sistema, a fim de obter a garantia física dos empreendimentos com o objetivo da comercialização de energia via contratos.

A metodologia de cálculo da garantia física dos novos empreendimentos de geração que compõem o SIN consiste nos seguintes passos:

- a) determinação da oferta total de garantia física do SIN, com configuração estática, ajustada para a igualdade do custo marginal de operação médio anual (CMO) com o custo marginal de expansão (CME), admitida uma tolerância;
- b) rateio da oferta total (ou garantia física do SIN) em dois blocos: oferta hidráulica (EH) e oferta térmica (ET);
- c) rateio da oferta hidráulica entre todas as UHEs proporcionalmente as suas energias firmes;
- d) rateio da oferta térmica entre as UTEs, limitado à disponibilidade máxima de geração contínua de cada UTE e com o eventual excedente de oferta sendo distribuído entre as demais UTEs, também limitado à oferta correspondente à disponibilidade máxima de geração contínua da usina.

A determinação da oferta total de energia correspondente à garantia física do sistema interligado (SE/CO/AC/RO, S, NE, N/Manaus) é obtida por simulação estática da operação do sistema hidrotérmico para o ano de interesse por meio do modelo NEWAVE. Nesta simulação, são considerados todos os empreendimentos da configuração de referência, adicionados os empreendimentos cuja garantia física se deseja calcular. A simulação estática é realizada considerando todas as usinas e interligações da configuração como existentes por um período de 5 anos (período de

estudo). A eliminação da influência das condições de partida da simulação (armazenamentos e afluências) é obtida com a inclusão de 10 anos no horizonte de simulação (período estático inicial), antecedendo o período de estudo. Para estabilização da função de custo futuro no fim do horizonte de simulação é considerado um período adicional de 5 anos (período estático final), após o período de estudo.

No processo iterativo de ajuste da oferta total, mantém-se uma proporção fixa entre as ofertas dos subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste/Acre/Rondônia, assim como as dos subsistemas Norte/Manaus e Nordeste, havendo, no entanto, uma variação livre da oferta conjunta e da proporção relativa entre estes dois grandes sistemas regionais. Seguindo os critérios de garantia de suprimento estabelecido pelo CNPE, o processo é considerado convergido quando, no mínimo, um subsistema de cada sistema regional atende ao critério de igualdade entre o custo marginal de operação médio anual (CMO) e o custo marginal de expansão (CME), admitida uma tolerância. O somatório da carga dos subsistemas, quando ajustada para atendimento aos critérios de garantia de suprimento, é denominado carga crítica.

O rateio da oferta total, que é igual ao somatório das cargas críticas resultantes para os subsistemas em dois grandes blocos de energia, oferta hidráulica (EH) e oferta térmica (ET), é obtido multiplicando a oferta total por um Fator Hidráulico (FH) e um Fator Térmico (FT), respectivamente. Estes fatores correspondem à participação relativa das gerações hidráulica e térmica na geração total e são calculados com base numa ponderação pelo custo marginal de operação (CMO), sendo estas variáveis obtidas na simulação com o modelo NEWAVE.

É detalhado a seguir o cálculo das ofertas hidráulica e termelétrica, de acordo com as EQ. 1, 2, 3 e 4:

$$EH = FH \times \sum_{s=1}^{nss} c_{crítica} \quad (1)$$

$$FH = \frac{\sum_{s=1}^{nss} \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=11}^{15} \sum_{k=1}^{2000} gh_{i,j,k,s} \times cmo_{i,j,k,s}}{\sum_{s=1}^{nss} \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=11}^{15} \sum_{k=1}^{2000} \left[gh_{i,j,k,s} + \sum_{t=1}^{nt(s)} gt_{i,j,k,s} \right] \times cmo_{i,j,k,s}} \quad (2)$$

$$ET(t, s) = FT(t, s) \times \sum_{s=1}^{nss} ccrítica_s \quad (3)$$

$$FT(t, s) = \frac{\sum_{s=1}^{nss} \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=11}^{15} \sum_{k=1}^{2000} gt_{i,j,k,s} \times cmo_{i,j,k,s}}{\sum_{s=1}^{nss} \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=11}^{15} \sum_{k=1}^{2000} \left[gh_{i,j,k,s} + \sum_{t=1}^{nt(s)} gt_{i,j,k,s} \right] \times cmo_{i,j,k,s}} \quad (4)$$

em que:

s subsistema

nss número de subsistemas

FH fator hidráulico

$ccrítica$ carga crítica

i mês

j ano

k série

t usina térmica

gh geração hidráulica total (controlável + fio d'água + vazão mínima)

gt geração térmica total (inflexibilidade + geração flexível)

cmo custo marginal de operação

$nt(s)$ número de térmicas do subsistema s

$FT(t,s)$ fator térmico de cada usina termelétrica t

É importante destacar que as simulações energéticas realizadas com o modelo NEWAVE empregam o conceito de sistemas equivalentes, tendo como resultado a geração hidrelétrica agrupada por subsistema. A representação das usinas térmicas já é feita de forma individualizada no modelo NEWAVE. Daí a diferença entre as equações

das ofertas EH e ET, onde se tem, no primeiro caso, o resultado agregado e, no segundo caso, o resultado discriminado por usina.

O rateio da oferta hidráulica (EH) pelo conjunto das usinas hidrelétricas da configuração é feito proporcionalmente à energia firme de cada usina, obtidas com auxílio do modelo de simulação a usinas individualizadas MSUI. A energia firme de uma usina corresponde à geração média nos meses do período crítico e é obtida por simulação a usinas individualizadas do sistema integrado puramente hidrelétrico, utilizando séries de vazões históricas e sendo limitada ao valor da disponibilidade máxima de geração contínua da usina.

O rateio do bloco hidráulico entre as usinas hidrelétricas constantes do estudo é apresentado de acordo com a EQ. 5:

$$GF_{local} = EH \times \frac{EF_h}{\sum_{h=1}^{nh} EF_h} \quad (5)$$

sendo:

GF_{local} garantia física local da usina hidrelétrica

EF energia firme

h usina hidrelétrica

nh número de usinas hidrelétricas na configuração

Caso a usina possua um reservatório de regularização, com usinas a jusante, além do ganho de garantia física local na usina (GF_{local}), poderá haver um acréscimo de energia nessas usinas a jusante. Esse benefício, também conhecido por benefício indireto (BI), é calculado pela diferença entre o somatório da energia firme das usinas a jusante na cascata com e sem a usina em questão. Assim, a garantia física de um empreendimento hidrelétrico é obtida pela EQ. (6):

$$GF_h = GF_{local} + BI_{cascata} \quad (6)$$

em que:

GF_h garantia física total da usina hidrelétrica h

$BI_{cascata}$ benefício indireto obtido nas usinas a jusante da usina h decorrente da entrada do reservatório da usina hidrelétrica h

GLOSSÁRIO

- ❖ Custo marginal de expansão (ou de longo prazo): é o custo referente ao atendimento de uma unidade adicional de demanda, que é medida em MWh, considerando a expansão do sistema e permitindo também a alteração da qualidade do serviço.
- ❖ Custo marginal de operação (ou de curto prazo): é o custo para produzir a próxima unidade adicional de demanda, que é medida em MWh, considerando o parque gerador existente.
- ❖ Energia assegurada: é definida como a máxima carga que pode ser suprida a um risco pré-determinado de não atendimento em 5% por meio de simulações da operação, utilizando séries sintéticas de energia afluyente (ver o termo *Garantia física* a seguir).
- ❖ Energia firme: é a energia média gerada no maior período de tempo em que os reservatórios, partindo cheios e sem reenchimentos totais, são deplecionados ao máximo. Este espaço de tempo corresponde ao período crítico.
- ❖ Garantia física: a garantia física do SIN é definida como aquela correspondente à máxima quantidade de energia que este sistema pode suprir a um dado critério de garantia de fornecimento. Esta energia é rateada entre todos os empreendimentos de geração que constituem o sistema, a fim de obter a garantia física deles, com vista à comercialização energética através de contratos. No caso das usinas hidrelétricas, PCHs inclusive, que podem participar do Mercado de Realocação de Energia, este termo se confunde com energia assegurada.
- ❖ Período crítico: período de condições hidrológicas muito pouco favoráveis em termos de aflúncias. Para estudos do Sistema Interligado Nacional, o período crítico adotado se inicia em junho de 1949 e termina em novembro de 1956.

Livros Grátis

(<http://www.livrosgratis.com.br>)

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)
[Baixar livros de Matemática](#)
[Baixar livros de Medicina](#)
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)
[Baixar livros de Meteorologia](#)
[Baixar Monografias e TCC](#)
[Baixar livros Multidisciplinar](#)
[Baixar livros de Música](#)
[Baixar livros de Psicologia](#)
[Baixar livros de Química](#)
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)
[Baixar livros de Serviço Social](#)
[Baixar livros de Sociologia](#)
[Baixar livros de Teologia](#)
[Baixar livros de Trabalho](#)
[Baixar livros de Turismo](#)