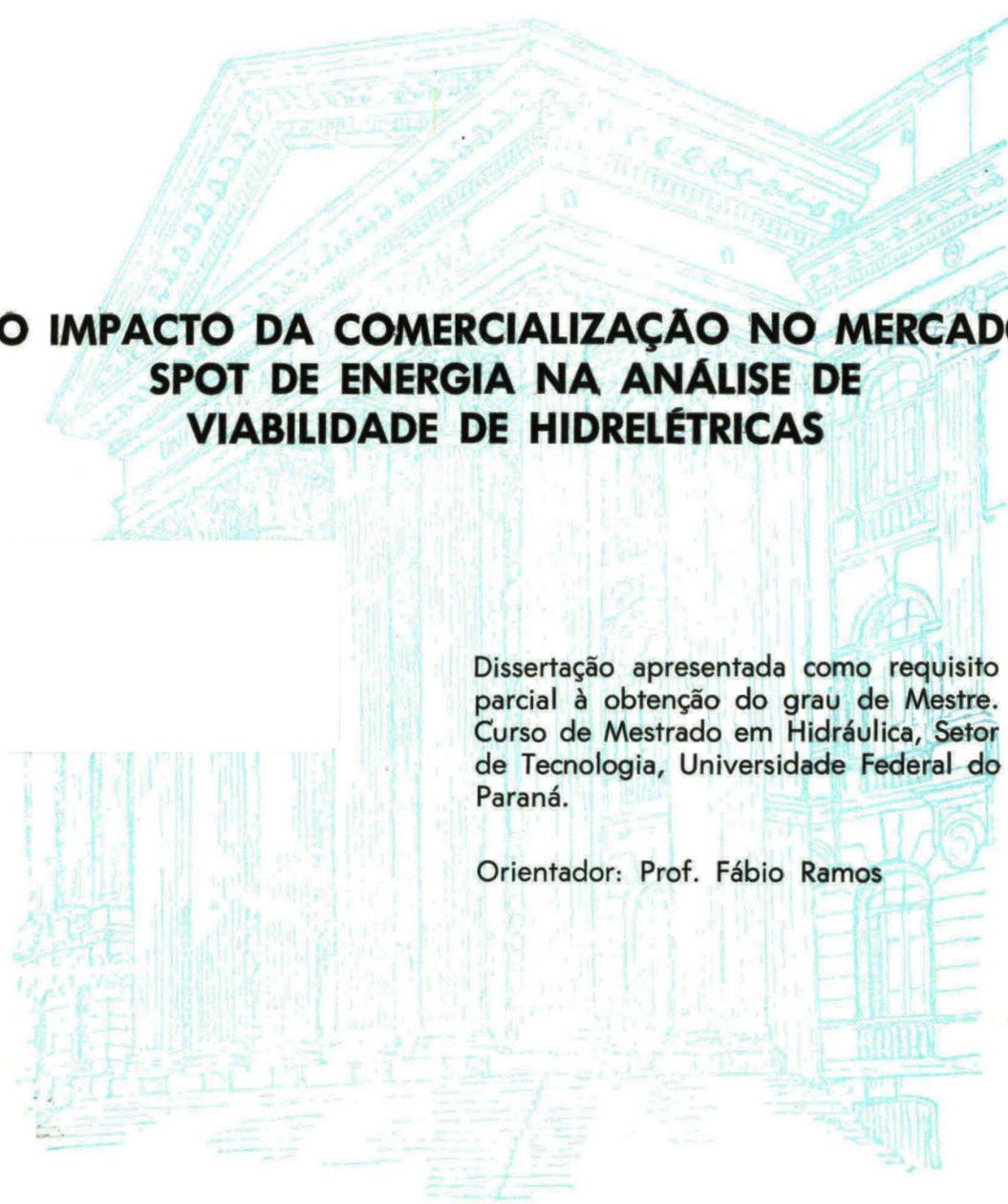


RENÉ BETTEGA



**O IMPACTO DA COMERCIALIZAÇÃO NO MERCADO  
SPOT DE ENERGIA NA ANÁLISE DE  
VIABILIDADE DE HIDRELÉTRICAS**

Dissertação apresentada como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre. Curso de Mestrado em Hidráulica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Fábio Ramos

CURITIBA  
1999

RENÉ BETTEGA

**O IMPACTO DA COMERCIALIZAÇÃO NO MERCADO  
SPOT DE ENERGIA NA ANÁLISE DE  
VIABILIDADE DE HIDRELÉTRICAS**

Dissertação apresentada como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre. Curso de Mestrado em Hidráulica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Fábio Ramos

CURITIBA

1999

# O IMPACTO DA COMERCIALIZAÇÃO NO MERCADO SPOT DE ENERGIA NA ANÁLISE DE VIABILIDADE DE HIDRELÉTRICAS

por

RENÊ BETTEGA

Dissertação aprovada como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre no Curso de Pós-Graduação em Engenharia Hidráulica do Setor de Tecnologia da Universidade Federal do Paraná, pela comissão formada pelos professores:

ORIENTADOR:



---

FÁBIO RAMOS  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

MEMBROS:



---

RUY FERNANDO SANT'ANA  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ



---

MARIA ELVIRA PIÑEIRO MACEIRA  
CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA – CEPTEL

Curitiba, 23 de agosto de 1999

**Para Luiz Carlos e Glacy**

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço ao Prof. Fábio Ramos por ter acreditado na viabilidade deste trabalho e por sua importante orientação na condução do mesmo.

Agradeço a Luiz Fujio Kamogawa por ter propiciado condições para que este trabalho fosse realizado, bem como a Álvaro Augusto de Almeida, Denise Campanholo Buseti, Fabrício Müller e Marcílio Ulysses Nagayama, representantes singulares do setor elétrico brasileiro que sempre apoiaram a realização deste trabalho.

Agradeço a Alex Feil e Luiz Antonio Pasini Melek pela colaboração na execução dos estudos de caso realizados neste trabalho.

Agradeço a Ana Carolina e Bruno Bettega por terem compreendido os momentos em que deixamos de passar juntos durante toda esta jornada, além de representarem a principal fonte motivadora para concretização desta dissertação.

## SUMÁRIO

<b>LISTA DE TABELAS.....</b>	<b>VII</b>
<b>LISTA DE ILUSTRAÇÕES.....</b>	<b>X</b>
<b>LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS .....</b>	<b>XII</b>
<b>RESUMO .....</b>	<b>XVI</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>XVII</b>
<b>1 INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
<b>2 O FUNCIONAMENTO DO SISTEMA INTERLIGADO.....</b>	<b>6</b>
<b>2.1 O PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO .....</b>	<b>14</b>
2.1.1 O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO .....	17
2.1.1.1 ESTUDOS DE LONGO PRAZO .....	18
2.1.1.2 ESTUDOS DE MÉDIO PRAZO .....	23
2.1.1.3 ESTUDOS DE CURTO PRAZO.....	25
2.1.2 O PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO .....	34
2.1.2.1 ESTUDOS DE MÉDIO PRAZO .....	43
2.1.2.2 ESTUDOS DE CURTO PRAZO.....	44
2.1.2.3 PROGRAMAÇÃO DA OPERAÇÃO DO SISTEMA.....	46
2.1.2.4 COORDENAÇÃO DA OPERAÇÃO EM TEMPO REAL .....	47
<b>2.2 MODELAGEM MATEMÁTICA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO ..</b>	<b>51</b>
<b>2.3 QUALIDADE DE ATENDIMENTO AO MERCADO CONSUMIDOR .....</b>	<b>66</b>
2.3.1 DÉFICIT DE POTÊNCIA.....	67
2.3.2 DÉFICIT DE ENERGIA.....	68
2.3.2.1 CRITÉRIO DETERMINÍSTICO DE SUPRIMENTO DE ENERGIA ....	68
2.3.2.2 CRITÉRIO PROBABILÍSTICO DE SUPRIMENTO DE ENERGIA.....	73
2.3.3 CÁLCULO DA ENERGIA GARANTIDA .....	77
2.3.3.1 LINHA FÍSICA.....	78
2.3.3.2 LINHA ECONÔMICA.....	79
<b>2.4 A REFORMA INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....</b>	<b>87</b>

<b>3 PRINCIPAIS PREMISSAS DO NOVO MODELO INSTITUCIONAL .....</b>	<b>104</b>
<b>3.1 O MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA.....</b>	<b>104</b>
<b>3.2 O MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA.....</b>	<b>117</b>
<b>4 O MODELO DE ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA PROPOSTO.....</b>	<b>129</b>
<b>5 ESTUDO DE CASO.....</b>	<b>139</b>
<b>5.1 DADOS DO EMPREENDIMENTO .....</b>	<b>139</b>
<b>5.2 CENÁRIO DE OFERTA E DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA .....</b>	<b>142</b>
<b>5.3 SIMULAÇÃO ENERGÉTICA DO SISTEMA INTERLIGADO .....</b>	<b>146</b>
<b>5.4 CÁLCULO DA ENERGIA GARANTIDA DAS USINAS .....</b>	<b>148</b>
<b>5.5 APLICAÇÃO DO MODELO PROPOSTO.....</b>	<b>154</b>
<b>6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES .....</b>	<b>180</b>
<b>ANEXO 1 – PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DAS USINAS SIMULADAS ...</b>	<b>186</b>
<b>ANEXO 2 – RESULTADOS DO FLUXO DE CAIXA PARA TODAS AS SÉRIES HIDROLÓGICAS SIMULADAS.....</b>	<b>191</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>215</b>

## LISTA DE TABELAS

1. REQUISITOS PARA A IMPLANTAÇÃO DE PROJETOS DE GERAÇÃO.....	27
2. COMPARAÇÃO ENTRE O MERCADO TOTAL REALIZADO E O PREVISTO ..	31
3. CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO DOS RESERVATÓRIOS DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO .....	36
4. SISTEMA INTERLIGADO DE TRANSMISSÃO .....	37
5. CAPACIDADE INSTALADA NO BRASIL EM 1997 .....	38
6. ESTRUTURA DE FINANCIAMENTO DO SETOR ELÉTRICO (%) .....	89
7. TAXAS DE REMUNERAÇÃO SOBRE O INVESTIMENTO DA COPEL .....	94
8. LIMITES PARA DEFINIÇÃO DO TIPO DE OUTORGA DE CONCESSÃO .....	98
9. EXEMPLO DO MRE PARA SISTEMA HIDRELÉTRICO EM DÉFICIT .....	122
10. EXEMPLO DO MRE PARA SISTEMA HIDRELÉTRICO EM SUPERÁVIT .....	124
11. EXEMPLO PARA LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA NO MAE .....	126
12. CRONOGRAMA DE DESEMBOLSOS ADOADO .....	140
13. PARÂMETROS DA USINA HIDRELÉTRICA JATAIZINHO .....	140
14. VAZÕES MENSAIS DA USINA JATAIZINHO (M <sup>3</sup> /S).....	141
15. MERCADO ANUAL DE ENERGIA ELÉTRICA DO SISTEMA INTERLIGADO	143
16. SAZONALIDADES DE MERCADO PARA OS SUBSISTEMAS.....	143
17. USINAS CONSTANTES NA CONFIGURAÇÃO ADOADA .....	144
18. GERAÇÃO EXTERNA NOS SUBSISTEMAS .....	145
19. LIMITES DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA.....	145
20. PROPORCIONALIDADE ENTRE MERCADOS DOS SUBSISTEMAS (FASE 1)	150
21. RESULTADOS DA FASE 1 .....	150

22. PROPORCIONALIDADE ENTRE MERCADOS DOS SUBSISTEMAS (FASE 2)	151
23. RESULTADOS DA FASE 2	151
24. ENERGIA GARANTIDA DAS USINAS HIDRELÉTRICAS	153
25. DISTRIBUIÇÃO DO CAPITAL PRÓPRIO NO PERÍODO DE CONSTRUÇÃO (US\$)	155
26. FLUXO DE CAIXA DO EMPREENDIMENTO (US\$) - ANÁLISE PADRÃO (CAPITAL PRÓPRIO = 30%)	156
27. RESULTADOS DO FLUXO DE CAIXA – ANÁLISE PADRÃO	158
28. RECEITAS OPERACIONAIS COM O MRE - SÉRIE HIDROLÓGICA 3 – ARMAZENAMENTO INICIAL 75%	160
29. RECEITAS OPERACIONAIS SEM O MRE – SÉRIE HIDROLÓGICA 3 – ARMAZENAMENTO INICIAL 75%	160
30. RESULTADOS DO FLUXO DE CAIXA COM E SEM O MRE SÉRIE HIDROLÓGICA 3 – ARMAZENAMENTO INICIAL 75%	163
31. RECEITAS OPERACIONAIS COM O MRE - SÉRIE HIDROLÓGICA 20 – ARMAZENAMENTO INICIAL 75%	164
32. RECEITAS OPERACIONAIS SEM O MRE - SÉRIE HIDROLÓGICA 20 – ARMAZENAMENTO INICIAL 75%	164
33. RESULTADOS DO FLUXO DE CAIXA COM E SEM O MRE SÉRIE HIDROLÓGICA 20 – ARMAZENAMENTO INICIAL 75%	166
34. PARÂMETROS ESTATÍSTICOS DA TAXA INTERNA DE RETORNO, DO VALOR PRESENTE LÍQUIDO E DO ÍNDICE BENEFÍCIO LÍQUIDO/CUSTO LÍQUIDO	167

35.PERMANÊNCIA DO TEMPO DE RETORNO DESCONTADO COM MRE.....	174
36.PERMANÊNCIA DO TEMPO DE RETORNO DESCONTADO SEM MRE .....	175
37.PARÂMETROS ESTATÍSTICOS DOS VALORES MÍNIMOS FUTUROS E RECEITAS MÁXIMAS FUTURAS DO FLUXO DE CAIXA .....	176

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

1. ESTRUTURA NO PERÍODO ESTATAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	14
2. ESTRUTURA DO GCPS	17
3. CUSTOS DE GERAÇÃO DAS HIDRELÉTRICAS DO SISTEMA SUL/SUDESTE/CENTRO-OESTE	32
4. ACRÉSCIMO ANUAL DE POTÊNCIA PARA O SISTEMA SUL/SUDESTE/CENTRO-OESTE	34
5. VAZÕES MÉDIAS MENSAIS PARA USINAS LOCALIZADAS EM DIFERENTES BACIAS HIDROGRÁFICAS	35
6. COMPARAÇÃO ENTRE UTILIZAÇÃO DE FONTES DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL E NO MUNDO	39
7. ORGANOGRAMA DO GCOI	42
8. CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO NOS CICLOS DE PLANEJAMENTO DO GCPS	96
9. FLUXOS COMERCIAIS NO MAE	111
10. ESTRUTURA PROPOSTA PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	118
11. VARIAÇÃO DO CMO COM A ENERGIA ARMAZENADA	120
12. ALGORITMO PARA CÁLCULO DA EXPOSIÇÃO AO PREÇO DO MAE	136
13. CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO NAS SIMULAÇÕES DO ESTUDO DE CASO	147
14. FLUXO DE CAIXA DO EMPREENDIMENTO – ANÁLISE PADRÃO	158
15. FLUXO DE CAIXA PARA A SÉRIE HIDROLÓGICA 3 – ARMAZENAMENTO INICIAL 75%	162

16.FLUXO DE CAIXA PARA A SÉRIE HIDROLÓGICA 20 – ARMAZENAMENTO INICIAL 75%.....	166
17.PERMANÊNCIA DA TAXA INTERNA DE RETORNO – ARMAZENAMENTO INICIAL 75%.....	168
18.PERMANÊNCIA DA TAXA INTERNA DE RETORNO COM MRE .....	169
19.PERMANÊNCIA DA TAXA INTERNA DE RETORNO SEM MRE .....	169
20.PERMANÊNCIA DO VALOR PRESENTE LÍQUIDO COM MRE.....	170
21.PERMANÊNCIA DO VALOR PRESENTE LÍQUIDO SEM MRE .....	170
22.PERMANÊNCIA DO ÍNDICE BENEFÍCIO LÍQUIDO/CUSTO LÍQUIDO COM MRE .....	171
23.PERMANÊNCIA DO ÍNDICE BENEFÍCIO LÍQUIDO/CUSTO LÍQUIDO SEM MRE.....	172
24.PERMANÊNCIA DOS VALORES MÍNIMOS FUTUROS DO FLUXO DE CAIXA COM MRE .....	177
25.PERMANÊNCIA DOS VALORES MÍNIMOS FUTUROS DO FLUXO DE CAIXA SEM MRE .....	177
26.PERMANÊNCIA DAS RECEITAS MÁXIMAS FUTURAS DO FLUXO DE CAIXA COM MRE .....	178
27.PERMANÊNCIA DAS RECEITAS MÁXIMAS FUTURAS DO FLUXO DE CAIXA SEM MRE .....	179

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	- ADMINISTRADOR DO SISTEMA DE CONTABILIZAÇÃO E LIQUIDAÇÃO
AMFORP	- AMERICAN FOREIGN BOND AND SHARE COMPANY
ANEEL	- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA
ASMAE	- ADMINISTRADOR DOS SERVIÇOS DO MAE
BL/CL	- ÍNDICE BENEFÍCIO LÍQUIDO/CUSTO LÍQUIDO
BNDE	- BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO
CCC	- CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS
CCON	- COMITÊ COORDENADOR DE OPERAÇÃO NORTE/NORDESTE
CD	- COMITÊ DIRETOR
CDE	- CONSELHO DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO
CEC	- COMISSÃO DE ESTUDOS DE COMBUSTÍVEIS
CEEE	- COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA/RS
CEMIG	- CENTRAIS ELÉTRICAS DE MINAS GERAIS
CESP	- COMPANHIA ENERGÉTICA DO ESTADO DE SÃO PAULO
CHESF	- COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO
CIDE	- CUSTO IMPLÍCITO DE DÉFICIT
CMO	- CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO DE CURTO PRAZO
CNAEE	- CONSELHO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA
CNOS	- CENTRO NACIONAL DE OPERAÇÃO DO SISTEMA
CODI	- COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO
COEX	- COMITÊ EXECUTIVO DO MAE

COMASE	- COMITÊ COORDENADOR DAS ATIVIDADES DE MEIO AMBIENTE DO SETOR ELÉTRICO
COPEL	- COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA
COS	- CENTRO DE OPERAÇÃO
CRC	- CONTA DE RESULTADOS A COMPENSAR
CTEE	- COMITÊ TÉCNICO PARA ESTUDOS ENERGÉTICOS
CTEM	- COMITÊ TÉCNICO PARA ESTUDOS DE MERCADO
CTST	- COMITÊ TÉCNICO PARA ESTUDOS DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO
DNAE	- DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA
DNAEE	- DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA
DNPM	- DEPARTAMENTO NACIONAL DE PRODUÇÃO MINERAL
ELETRÓBRÁS	- CENTRAIS ELÉTRICAS DO BRASIL
ESCELSA	- ESPÍRITO SANTO CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.
EST	- ENERGIA ELÉTRICA DE SOBRA TEMPORÁRIA
ETAI	- ENERGIA TÉRMICA DE ALTA INTERRUPTIBILIDADE
ETST	- ENERGIA TÉRMICA PARA SUBSTITUIÇÃO TÉRMICA
FFE	- FUNDO FEDERAL DE ELETRIFICAÇÃO
GCOI	- GRUPO COORDENADOR DA OPERAÇÃO INTERLIGADA
GCPS	- GRUPO COORDENADOR DO PLANEJAMENTO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS
GTON	- GRUPO TÉCNICO OPERACIONAL DA REGIÃO NORTE

GTPG	- GRUPO DE TRABALHO DE PLANEJAMENTO DA GERAÇÃO
GTQG	- GRUPO DE TRABALHO DO HORIZONTE QUINDENAL
IUEE	- IMPOSTO ÚNICO SOBRE ENERGIA ELÉTRICA
LOLP	- PROBABILIDADE DE PERDA DE CARGA
MAE	- MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA
MME	- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
MODDHT	- MODELO DE DESPACHO HIDRO-TÉRMICO
MODPIN	- MODELO DE PLANEJAMENTO SOB INCERTEZAS
MRE	- MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA
MSSSE	- MODELO DE SIMULAÇÃO A SUBSISTEMAS EQUIVALENTES
MSUI	- MODELO DE SIMULAÇÃO A USINAS INDIVIDUALIZADAS
ONS	- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO
PDDE	- PROGRAMAÇÃO DINÂMICA DUAL ESTOCÁSTICA
PDE	- PROGRAMAÇÃO DINÂMICA ESTOCÁSTICA
PDG	- PROGRAMA DECENAL DE GERAÇÃO
PDO	- PROGRAMA DIÁRIO DE OPERAÇÃO
PDP	- PROGRAMA DIÁRIO DE PRODUÇÃO
PDT	- PROGRAMA DIÁRIO DE TRANSMISSÃO
PIB	- PRODUTO INTERNO BRUTO
PIEE	- PRODUTOR INDEPENDENTE DE ENERGIA ELÉTRICA
Plano 2015	- PLANO NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA 1993/2015
PMO	- PROGRAMA MENSAL DE OPERAÇÃO ELÉTRICO ENERGÉTICO

PND	- PLANO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO
RE-SEB	- PROJETO DA REFORMA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO
RGG	- RESERVA GLOBAL DE GARANTIA
RGR	- RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO
SCEL	- SUBCOMITÊ DE ESTUDOS ELÉTRICOS
SCEN	- SUBCOMITÊ DE ESTUDOS ENERGÉTICOS
SCO	- SUBCOMITÊ DE OPERAÇÃO
SINTREL	- SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
TDC	- TARIFA DE DEMANDA CONTRATADA
TEC	- TARIFA DE ENERGIA CONTRATADA
TEO	- TARIFA DE ENERGIA DE OTIMIZAÇÃO
TIR	- TAXA INTERNA DE RETORNO
TMO	- TARIFA MARGINAL DE OPERAÇÃO
TRD	- TEMPO DE RETORNO DESCONTADO
VPL	- VALOR PRESENTE LÍQUIDO

## RESUMO

As mudanças estruturais no setor elétrico brasileiro contemplam a criação do Mercado Atacadista de Energia, ambiente onde os geradores e comercializadores de energia elétrica realizarão contratos de energia elétrica livremente acordados entre si e liquidarão os montantes de energia não contratados comercializados no curto prazo, ou mercado *spot*, extinguindo o monopólio estatal caracterizado pela existência de preços regulados e decisões centralizadas na *holding* federal ELETROBRÁS.

O ambiente estatal até então vigente não trazia maiores preocupações a um gerador hidrelétrico, uma vez que os custos correspondentes a um aumento da geração termelétrica para cobrir eventuais déficits do parque hidráulico, em função das afluições aos reservatórios do sistema elétrico, eram cobertos pela Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis, incidente somente nas concessionárias distribuidoras e repassada via tarifa aos consumidores de energia elétrica. Contudo, a instauração de um ambiente competitivo eliminou a existência de dispositivos semelhantes, expondo o gerador hidrelétrico ao risco hidrológico uma vez que o despacho das unidades geradoras continuará sendo realizado de forma centralizada, visando a minimização do custo operativo total. As regras propostas para o Mercado Atacadista de Energia procuram, então, conciliar a necessidade do despacho centralizado e a minimização do risco hidrológico através do Mecanismo de Realocação de Energia, o qual se baseia na transferência de energia dos geradores superavitários para os deficitários, refletindo a otimização energética do sistema.

O principal objetivo da presente dissertação concentra-se em desenvolver um modelo de análise econômico-financeira de projetos de geração hidrelétrica capaz de incorporar a comercialização esperada no mercado *spot* no fluxo de caixa do empreendimento, considerando as regras previstas para o novo ambiente institucional do setor elétrico brasileiro, em particular aquelas referentes ao Mecanismo de Realocação de Energia.

Os resultados obtidos para o estudo de caso realizado indicam que o modelo proposto é condizente com o ambiente competitivo do setor, proporcionando uma análise de risco do empreendimento através da construção de uma série de fluxos de caixa os quais refletem diferentes condições hidrológicas ao sistema ao longo do horizonte de estudo. Com relação ao Mecanismo de Realocação de Energia proposto, ainda que dentro de suas regras preliminares, verificou-se que não há uma eliminação total do risco hidrológico apesar de, qualitativamente, contribuir para uma diminuição significativa da exposição ao mercado *spot* por parte do gerador hidrelétrico.

## ABSTRACT

Structural changes in the framework of the Brazilian power sector establish a Wholesale Energy Market, where generators and retailers will become free to trade energy via bilateral contracts or spot market transactions. This fact represents the end of the state monopoly characterized by regulated prices and centralized decisions taken by the federal holding ELETROBRAS.

State control did not bring much preoccupation to hydraulic generators, since all costs due to rises in thermal generation, when this was necessary to cover hydraulic generation deficits, were covered by the Fossil Fuel Consumption Account, maintained by the electricity distribution utilities and transferred to final consumers. However, the creation of a competitive market eliminates such mechanisms and hydraulic generators will be exposed to hydrological risk since the power plant dispatch will remain centralized with the propose to minimize total operation costs. Rules proposed for the Wholesale Energy Market aim, then, to conciliate the need of centralized dispatch on the one hand, and the minimization of hydrological risk on the other hand. This conciliation will be obtained by means of the Energy Reallocation Mechanism, which is based on the energy transfer from generators in superavit to generators in deficit, reflecting the energy optimization for the system.

The main objective of this work is to develop an economic-financial analysis model for hydroelectric generation projects capable of incorporating the expected spot market trading into the project cash flow, assuming the probable Wholesale Energy Market rules, particularly those related to the Energy Reallocation Mechanism.

Results obtained for a case study indicate that the proposed methodology is consistent within the power sector competitive environment, offering risk analysis for projects by means of the building of cash flows series, which represent distinct hydrologic series for the generation system. In what concerns to the Energy Reallocation Mechanism, even if within the scope of its preliminary rules, it was verified that the hydrological risk is not fully eliminated, but there is a significant reduction in the hydroelectric spot market exposures.

## 1 INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro passa por um profundo processo de reformulação, iniciado na segunda metade da década de 90, migrando de um monopólio estatal, regulado e verticalizado, onde todos os agentes repartem ônus e benefícios, para um ambiente que prevê a desverticalização da indústria de energia elétrica, introduzindo a competição nos segmentos de geração e comercialização. Este processo foi motivado por, além de uma estratégia governamental com relação a atuação do Estado na prestação de serviços públicos, principalmente pelas dificuldades econômico-financeiras das empresas em realizar os investimentos necessários ao atendimento do consumo de energia elétrica do país.

Naturalmente, a introdução de um ambiente competitivo gerou a necessidade de um processo de desregulamentação, com a criação de novas regras comerciais delineando o inter-relacionamento entre as empresas do setor. Estudos conduzidos para a implementação do novo modelo institucional recomendam a criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE), ambiente em que todos os agentes possam negociar livremente a compra e venda de energia elétrica, seja através de contratos bilaterais firmados entre empresas ou operações no mercado *spot*. As operações no mercado *spot* corresponderão à comercialização dos montantes de energia não contratados bilateralmente ou eventuais necessidades de compra de energia por parte de algum agente para honrar seus contratos, valorizados ao preço do MAE. O preço do MAE deverá atuar como sinal econômico para todos os agentes, sendo baseado no Custo Marginal de Operação de Curto Prazo (CMO) do sistema elétrico.

Em decorrência das características do sistema elétrico brasileiro, predominantemente hidrelétrico e com grande capacidade de regularização pluri-

anual, a proposta do novo modelo institucional sugere a manutenção do despacho centralizado visando a otimização do sistema, sob responsabilidade de um novo órgão, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Assim, a despeito do novo ambiente comercial a ser estabelecido pretender instaurar a competição via preço da energia elétrica, os geradores não terão controle sobre o despacho de suas usinas, o qual será realizado somente em função de informações técnicas e da disponibilidade das unidades geradoras.

A centralização do despacho pelo ONS e o preço do MAE refletindo o CMO podem criar sérias dificuldades no equilíbrio econômico-financeiro de um gerador hidrelétrico. Por exemplo, caso um gerador tenha contratado toda a sua energia garantida e, em um determinado evento hidrológico, seja ordenado a produzir um montante inferior à sua energia garantida, visando o aproveitamento ótimo dos recursos do sistema elétrico, teria que comprar a energia complementar necessária para honrar seu contrato bilateral no mercado *spot*. Uma vez que o CMO é bastante sensível ao nível de armazenamento dos reservatórios do sistema, pode atingir valores muito elevados. Obviamente, a existência desta possibilidade, denominada risco hidrológico, compromete a atração de qualquer capital privado, inviabilizando o novo modelo institucional.

Buscando conciliar a necessidade do despacho centralizado e a minimização da exposição dos geradores hidrelétricos ao preço do MAE, propôs-se a criação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), o qual deverá garantir, sob condições normais de operação do sistema elétrico, que os geradores hidrelétricos recebam a receita associada à sua energia garantida através da transferência da geração das usinas superavitárias para as deficitárias. Esta transferência será realizada a um baixo

custo, devendo contemplar somente os custos operativos das usinas e aqueles relacionados ao pagamentos da compensação financeira.

Estabelece-se, portanto, que nos eventos em que o sistema hidrelétrico produzir um montante de energia igual ou superior à respectiva energia garantida, os geradores hidrelétricos sujeitos ao despacho centralizado não necessitarão comprar energia no mercado *spot*, independente da geração efetiva individual, eliminando assim a exposição ao preço do MAE. Compras de energia no mercado *spot*, no entanto, poderão ocorrer nos eventos em que os geradores hidrelétricos sujeitos ao despacho centralizado produzirem um montante de energia inferior à respectiva energia garantida, dependendo também do montante contratado por cada gerador.

Contudo, tradicionalmente, a viabilidade de um empreendimento hidrelétrico resume-se na construção de um fluxo de caixa baseado na correta quantificação dos custos de investimento envolvidos e nas receitas operacionais obtidas com a venda da energia garantida associada, dado que os ônus decorrentes da necessidade de uma maior geração termelétrica, em função do risco hidrológico, eram rateados entre as concessionárias de distribuição. No entanto, no novo ambiente institucional, fica claro que a comercialização no mercado *spot* poderá influenciar, de forma positiva ou negativa, a viabilidade de um empreendimento hidrelétrico.

A questão a ser resolvida aponta, então, para a construção de um modelo capaz de captar de forma aceitável a comercialização oriunda do mercado *spot*, prescindindo-se, portanto, do conhecimento das regras a serem implantadas no novo modelo institucional e das ferramentas capazes de representar adequadamente a atuação de uma usina hidrelétrica no MAE. Desta forma, apesar de inserida no processo transitório, a presente dissertação tem os seguintes objetivos:

- a) descrever a evolução do setor elétrico brasileiro, abrangendo os princípios básicos a ele aplicados e os motivos pelos quais conduziram à sua desregulamentação;
- b) desenvolver uma ferramenta para determinar a comercialização de um gerador hidrelétrico no mercado *spot*, compreendendo as regras a serem aplicadas ao MAE e, particularmente, referentes ao MRE;
- c) desenvolver um modelo para avaliação econômico-financeira de projetos de geração hidrelétrica capaz de incorporar, além dos parâmetros usualmente utilizados na construção de um fluxo de caixa tradicional, a comercialização no mercado *spot* ;
- d) aplicar a modelo proposto a um estudo de caso, verificando o comportamento do MRE na minimização do risco hidrológico e o impacto da comercialização no mercado *spot* na viabilidade de um empreendimento hidrelétrico.

Para consecução dos objetivos acima descritos, a estrutura da presente dissertação conta com, além desta introdução, mais 5 capítulos.

O capítulo 2 apresenta o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro durante o período estatal. Investiga-se as principais razões que levaram o envolvimento do Estado no setor elétrico, culminando com a criação da Centrais Elétricas do Brasil (ELETROBRÁS), a metodologia desenvolvida nos campos do planejamento da expansão da geração, operação do sistema e critérios técnicos de qualidade de atendimento ao mercado, bem como os principais motivos que levaram à perda da capacidade de investimento das concessionárias estatais e a conseqüente reforma

institucional, criando condições para a volta da iniciativa privada e o estabelecimento de um mercado competitivo.

O capítulo 3 apresenta as características mais relevantes relacionados com a nova configuração do setor elétrico, em particular as regras do MAE, bem como a regra proposta para o funcionamento do MRE e um exemplo numérico da sua aplicação.

O capítulo 4 apresenta o modelo proposto para a avaliação econômico-financeira de um empreendimento hidrelétrico, suas hipóteses simplificadoras e os instrumentos de suporte necessários ao cálculo da comercialização no mercado *spot* referentes ao projeto sob estudo.

O capítulo 5 realiza uma aplicação prática do modelo proposto para a usina hidrelétrica Jataizinho, apresentando os dados do empreendimento e as características gerais utilizadas na simulação do sistema elétrico. São comparados os resultados obtidos através de uma análise sem incorporação da comercialização *spot* com aqueles obtidos pela nova metodologia, considerando ou não a existência do MRE, através de parâmetros estatísticos e distribuição de frequência acumulada dos resultados obtidos.

O capítulo 6 apresenta as principais conclusões e recomendações do estudo.

## **2 O FUNCIONAMENTO DO SISTEMA INTERLIGADO**

As primeiras utilizações de energia elétrica no Brasil destinavam-se à prestação de serviços públicos, principalmente no campo da iluminação pública e tração elétrica, realizadas por empresas privadas detentoras de concessões outorgadas pelas municipalidades. Pode-se considerar, como marco pioneiro, a iluminação elétrica na estação central da Estrada de Ferro Dom Pedro II, atual Central do Brasil, inaugurada no Rio de Janeiro em fevereiro de 1879. Em 1883, é inaugurado, na cidade de Campos, estado do Rio de Janeiro, o primeiro serviço público de iluminação elétrica do Brasil e da América do Sul. Também neste ano, entra em operação a Usina do Ribeirão do Inferno, em Diamantina, Minas Gerais, primeira usina hidrelétrica do país.

Em 1887, Porto Alegre é a primeira capital a contar com serviços de iluminação pública, fornecidos pela Companhia Fiat Lux. Em 1889, em Juiz de Fora, Minas Gerais, a Companhia Mineira de Eletricidade inaugura a Usina Marmelos-Zero, inicialmente com uma potência instalada de 250 kW, atingindo 375 kW em 1892. Construída pelo industrial Bernardo Mascarenhas, destinava-se ao abastecimento de sua fábrica de tecidos e à iluminação pública da cidade. Até o final do século XIX, assim como Marmelos-Zero, a construção dos empreendimentos de geração de energia elétrica era realizada por industriais das áreas de mineração, beneficiamento de produtos agrícolas, indústrias têxteis e serrarias, que aproveitavam os excedentes de energia para o abastecimento da iluminação pública.

Em 1900, o parque gerador instalado no país somava cerca de 12 MW, predominando a geração térmica. Em 1901, entra em operação a usina hidrelétrica Parnaíba (atual Usina Edgard de Souza), no rio Tietê, construída pela empresa de

origem canadense Brazilian Traction Light and Power, com uma capacidade inicial de 2 MW, chegando a 16 MW em 1916, a primeira a utilizar barragem com mais de 15 metros de altura.

A São Paulo Light, como passou a ser conhecida a Brazilian Traction Light and Power, instalou-se na capital paulista atraída pelos investimentos necessários nas áreas de geração e distribuição de energia e transporte coletivo acionado à tração elétrica. Após consolidado o monopólio da Light em São Paulo, o grupo Light iniciou sua penetração no Rio de Janeiro, encontrando condições políticas e sociais favoráveis ao seu estabelecimento, uma vez que a então capital da República passava por um intenso processo de reurbanização.

Em pouco tempo, a Rio de Janeiro Tramway, Light and Power, braço carioca do grupo Light, monopolizava não somente os serviços de iluminação elétrica e transporte coletivo, como também telefonia e distribuição de gás. Em 1908, a companhia inaugura a usina hidrelétrica Fontes, na época a maior do país e uma das maiores do mundo. A terceira empresa do grupo Light foi a São Paulo Electric Company, instalada em 1911 próximo a Sorocaba, para atender ao rápido crescimento de consumo de eletricidade que a São Paulo Light não conseguia acompanhar.

Durante a década de 20, a indústria de energia elétrica caracterizou-se pela construção de usinas de maior porte, capazes de atender ao aumento de mercado, e pela intensificação do processo de concentração e centralização das concessionárias, conduzindo ao domínio do setor por agentes estrangeiros. Neste período, a Light inaugurou as usinas de Ilha dos Pombos, com potência instalada de 167.640 kW, localizada na divisa dos estados do Rio de Janeiro e Minas Gerais, e Henry Borden I, com potência instalada de 44.374 kW, no estado de São Paulo.

Entre 1926 e 1929, a American Foreign Bond and Share Company (AMFORP), norte americana, ingressou no Brasil. Devido ao domínio da Light no eixo Rio - São Paulo, a AMFORP preferiu investir no interior paulista e em algumas capitais do Nordeste ao Sul do país, adquirindo empresas que, devido a escassez de recursos, não mais conseguiam expandir seus sistemas. Assim, em pouco tempo, a AMFORP, além de evitar um confronto direto com a Light, dominava todas as capitais brasileiras, a menos de São Paulo e Rio de Janeiro, contando com uma boa capacidade instalada.

As atividades do setor elétrico, portanto, eram absorvidas pela iniciativa privada, sendo a atuação do Estado, até a década de 30, resumida a medidas isoladas voltadas para a regulamentação do setor. Embora a lei federal de 1904 previsse a revisão das tarifas de energia elétrica de cinco em cinco anos – a chamada **cláusula-ouro** - as empresas concessionárias reajustavam suas tarifas em função das desvalorizações cambiais. Em períodos de forte depreciação cambial, como no início da década de 30, a elevação das tarifas atingiu níveis suficientes para reduzir o consumo de eletricidade, gerando a insatisfação e protestos da sociedade.

Em princípios de 1933, foi criado o Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), abrangendo uma Diretoria de Águas que veio, posteriormente, a transformar-se em Serviço de Águas. Em 10 de julho de 1934 foi promulgado o Código de Águas, o qual estabeleceu que “o aproveitamento industrial de quedas d’água e outras fontes de energia hidráulica far-se-ia pelo regime de autorizações e concessões”, fazendo a distinção entre a propriedade do solo e a propriedade das quedas d’água e outras fontes de exploração de energia hidráulica ou aproveitamento industrial. Estabeleceu que todas as fontes de energia hidráulica pertencem ao

patrimônio da nação e também autorizava a fiscalização técnica, financeira e contábil das concessionárias pelo poder público e fixação das tarifas.

A instauração do Código de Águas gerou reações contrárias por parte da iniciativa privada, a qual argumentava que a fixação de tarifas baseada no custo histórico, isto é, capital investido menos depreciação, era inadequada diante de uma economia inflacionária. Esta nova política tarifária aliada à quebra da Bolsa de Valores de Nova York, em 1929, e a recessão nos anos seguintes, inibiu novos investimentos no setor elétrico por parte das empresas estrangeiras.

Contudo, durante a década de 30, as restrições financeiras enfrentadas pelas empresas estrangeiras do setor para realizar novos investimentos não afetou o atendimento à demanda de energia elétrica, devido à construção de usinas na década de 20. Porém, a partir do final dos anos 30, o país começou a enfrentar racionamentos de energia elétrica, coordenado pelo Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE), criado em 18 de maio de 1939 como órgão de consulta, orientação e controle quanto à utilização dos recursos hidráulicos e de energia elétrica, diretamente subordinado à Presidência da República. Nesta época, a Segunda Guerra Mundial causava dificuldades para a importação de equipamentos necessários à ampliação da capacidade instalada ou repotenciação das usinas existentes, além da tendência corporativista implantada pelo governo de Getúlio Vargas, determinando a proibição explícita de qualquer novo empreendimento hidráulico por companhias estrangeiras.

A criação da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF), em 03 de outubro de 1945, marca o início do envolvimento do Estado no setor elétrico. Sua criação, a princípio, visava proporcionar o desenvolvimento regional devido à

carência de energia elétrica no Nordeste, que passou a ser suprido com a construção da usina hidrelétrica de Paulo Afonso, inaugurada em 15 de janeiro de 1955, com capacidade inicial de 184 MW.

A partir dos anos 50, o crescimento e a diversificação da economia exigiram uma maior oferta de energia elétrica e o Estado, cada vez mais, assumia a responsabilidade pelo desenvolvimento da infra-estrutura necessária. Durante o segundo governo de Getúlio Vargas (1951-1954), é criado o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE), o qual amplia as bases financeiras do investimento público beneficiando o setor elétrico. Em 31 de agosto de 1954, com a Lei 2308, instituiu-se o Fundo Federal de Eletrificação (FFE) e o Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE). O Plano de Metas do governo de Juscelino Kubitschek (1956-1961) e a sua política desenvolvimentista induziu o aumento da capacidade de geração instalada no país, contando com 4.777 MW em 1960. Em 1962, entra em operação a usina hidrelétrica de Três Marias, no rio São Francisco, pertencente à Centrais Elétricas de Minas Gerais S.A. (CEMIG). Em 1963, entra em operação a usina hidrelétrica de Furnas, responsável, na época, por 1/3 da geração elétrica no país.

No entanto, o surgimento da demanda industrial não foi acompanhado pelas empresas de energia elétrica de capital estrangeiro, as quais não tinham interesse em investir fora de suas áreas de concessão, os grandes centros urbanos, por motivos tarifários e pela impossibilidade de obter novas concessões. Além disso, a tendência mundial era concentrar os investimentos na produção de equipamentos e serviços para abastecimento do Estado, responsável, então, pelo desenvolvimento da infra-estrutura. Desta forma, para atender a política energética do governo Kubitschek e, uma vez que

a liberação dos recursos administrados pelo BNDE só eram efetuados quando os Estados apresentassem um plano de eletrificação e tivessem empresas para a destinação destes recursos, começaram a surgir as companhias estaduais de energia elétrica, iniciando o processo de estatização do setor.

A crescente participação do Estado no setor elétrico e a importância adquirida pela energia elétrica na matriz energética nacional, tornou necessária a ampliação da estrutura governamental existente para tratamento das questões pertinentes ao setor. No ano de 1961, o DNPM foi desligado do Ministério da Agricultura e integrado ao Ministério de Minas e Energia (MME), criado em 22 de julho de 1960. A Lei N° 3.782, que criou o MME, subordinou ao mesmo o CNAEE, até então diretamente subordinado à Presidência da República. O passo final para o início do monopólio estatal é dado pela Lei N° 3.890-A, de 25 de abril de 1961, quando as atividades de financiamento e planejamento da expansão do setor de energia elétrica, até então sob a responsabilidade do BNDE, foram transferidas para a ELETROBRÁS, que começou a funcionar em 11 de julho de 1962. Suas atribuições também compreendiam a coordenação e supervisão dos programas de construção, ampliação e operação dos sistemas de geração, transmissão, distribuição e conservação de energia elétrica, caracterizando-a como principal agente federal do setor elétrico.

Com a criação da ELETROBRÁS, as empresas federais CHESF e FURNAS, esta última criada em 1957 para a construção da Usina Hidrelétrica de Furnas, tornam-se suas primeiras subsidiárias e, em 1964, a ELETROBRÁS adquire as empresas do grupo AMFORP, incluindo a Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. (ESCELSA). Começa a ocorrer, então, um processo de reorganização das

empresas estaduais de energia elétrica, especialmente após 1965, através da transferência das subsidiárias do grupo AMFORP para o controle dos Estados, quando a ELETROBRÁS passa a deter percentuais variados de participação no capital destas companhias, porém nunca com índices superiores a 30%.

Paralelamente ao desenvolvimento da ELETROBRÁS, a estrutura do Poder Concedente também foi sofrendo alterações. A Divisão de Águas do DNPM foi transformada no Departamento Nacional de Águas e Energia (DNAE), pela Lei N° 4.904 de 17 de dezembro de 1965. O Decreto N° 63.951, de 31 de dezembro de 1968, alterou a denominação do órgão para Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), além de determinar a absorção das atribuições do DNAEE. As principais funções estabelecidas ao DNAEE eram: (i) planejamento, coordenação e execução dos estudos hidrológicos em todo o território nacional; (ii) a supervisão, fiscalização e controle dos aproveitamentos das águas que alteram o seu regime e (iii) a supervisão, fiscalização e controle dos serviços de eletricidade.

Em 1968, a ELETROBRÁS constitui a ELETROSUL, na região Sul, e em 1973 a ELETRONORTE, na região Norte. Também em 1973, de acordo com a assinatura de um tratado internacional entre o Brasil e o Paraguai, a ELETROBRÁS detém 50% do capital da Itaipu Binacional. Em 1979, passa para o seu controle acionário o sistema Light (em 1981, a parte referente ao sistema Light São Paulo foi vendido ao governo paulista, constituindo a ELETROPAULO) e também torna-se acionista da Nuclen Engenharia S.A., responsável pelo desenvolvimento das usinas termonucleares.

Desta forma, a estrutura recente do setor elétrico brasileiro ficou configurada pelo Sistema ELETROBRÁS através das suas subsidiárias regionais CHESF,

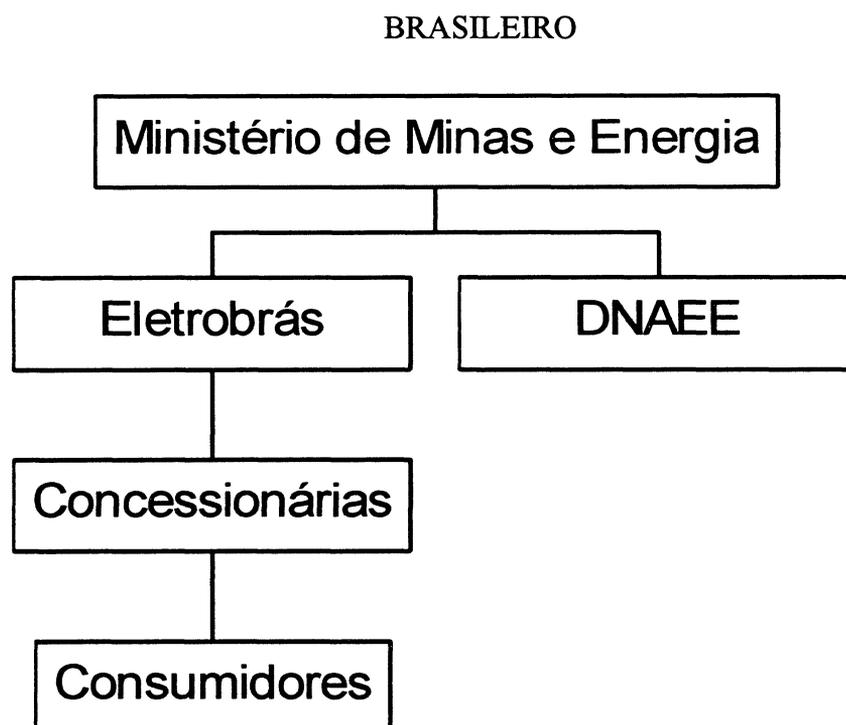
FURNAS, ELETROSUL e ELETRONORTE, responsáveis pela geração e transmissão de energia elétrica. O Sistema ELETROBRÁS participava, antes das privatizações, com quase 60% da geração de energia elétrica do país, incluindo a usina de Itaipu, e 64% da transmissão de energia elétrica em linhas de tensão superior a 230 kV. ESCELSA e LIGHT, também controladas da ELETROBRÁS, voltavam-se principalmente para a distribuição de energia elétrica nas respectivas áreas de concessão.

Por sua vez, as empresas estaduais, supridas pelas subsidiárias federais, responsabilizavam-se pela distribuição de energia elétrica aos consumidores finais. A geração e transmissão suplementares às subsidiárias da ELETROBRÁS ficavam a cargo de algumas concessionárias estaduais com um expressivo parque gerador, como é o caso da CEMIG, Companhia Paranaense de Energia (COPEL), Companhia Energética do Estado de São Paulo (CESP) e Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE), no Rio Grande do Sul.

Algumas poucas empresas privadas nacionais sobreviveram, essencialmente no ramo de distribuição, respondendo por cerca de 3% dos investimentos setoriais. Exemplos de empresas privadas são a Companhia Força e Luz Cataguases Leopoldina, o Departamento Municipal de Energia Elétrica de Poços de Caldas, Empresa Elétrica Bragantina, Companhia Luz e Força Mococa, Sul Paulista de Energia, o Grupo Rede, Celtins, entre outros.

A Figura 1 ilustra a estrutura predominante no período estatal do setor elétrico brasileiro.

FIGURA 1 - ESTRUTURA NO PERÍODO ESTATAL DO SETOR ELÉTRICO



## 2.1 O PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A entrada em operação da usina hidrelétrica de Furnas, em 1963, proporcionou a primeira forte interligação elétrica entre três grandes centros produtores: São Paulo, Rio de Janeiro e Belo Horizonte. Ficou evidenciada, a partir de então, a necessidade de se desenvolver e operar coordenadamente o sistema, já que várias empresas passaram a fazer parte integrante da interligação.

Neste período, encontravam-se em andamento os estudos de planejamento do setor efetuados pela Canambra Engineering Consultants Limited. Formado por um consórcio reunindo as empresas Crippen Engineering e Montreal Engineering, canadenses, e a Gibbs & Hill, norte-americana, o objetivo da Canambra era desenvolver estudos sobre aproveitamentos hidrelétricos e de mercado nos estados de Minas Gerais, São Paulo e Rio de Janeiro e, posteriormente, na região Sul do Brasil, definindo um programa de expansão para o atendimento da demanda de energia

elétrica até 1980. Os estudos foram importantes para o desenvolvimento técnico e metodológico do setor elétrico relacionados aos estudos de inventário e viabilidade de projetos, projeção de mercado e planejamento de expansão do setor.

O Decreto N° 57.297, de 19 de novembro de 1965, configurou o processo de coordenação, estabelecendo que o MME, por intermédio da ELETROBRÁS, coordenaria as empresas concessionárias de energia elétrica da Região Centro-Sul objetivando definir as responsabilidades futuras de cada concessionária no atendimento das necessidades de produção, transmissão e distribuição de energia para os diversos mercados consumidores, tendo em vista as respectivas capacidades técnicas, administrativas e financeiras. Ficou estabelecido ainda que o órgão concedente, DNAEE, ouviria a ELETROBRÁS sobre o cumprimento dessas ações.

Foram criados, na época, o Comitê de Estudos Energéticos da Região Centro-Sul, o Comitê Coordenador dos Estudos Energéticos da Amazônia e o Comitê de Estudos Energéticos do Nordeste para desenvolvimento dos estudos de planejamento.

Em 1973, ficou estabelecida pela Lei N° 5.889 que a ELETROBRÁS submeteria ao MME o plano de expansão para o atendimento do mercado de energia elétrica das regiões Sudeste e Sul até 1981, levando em conta a construção da usina hidrelétrica de Itaipu. Foi produzido, então, o primeiro plano integrado das regiões Sul e Sudeste do Brasil, conhecido como Plano 90.

Em 1978, a ELETROBRÁS produziu o primeiro plano abrangendo todas as regiões do país, conhecido como Plano 95. As atividades de atualização do Plano 95 deram origem, em 1982, a outro documento, o Plano 2000. A realização do Plano 2000 contou com uma participação mais efetiva das empresas concessionárias

estaduais, bem como de outros órgãos como o DNAEE e a Secretaria de Planejamento da Presidência da República.

A experiência positiva do trabalho conjunto com as concessionárias estaduais e outros órgãos relacionados com o setor elétrico levou o MME criar, através da Portaria N° 1.617, de 23 de novembro de 1982, o Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS), de âmbito nacional, tendo como finalidade “estudar alternativas de desenvolvimento dos sistemas elétricos dos concessionários de serviço público e elaborar pareceres e proposições no sentido de ajustar seus programas de expansão entre si e às diretrizes fixadas pela ELETROBRÁS, assegurando sua compatibilidade com a política energética governamental”.

O Decreto N° 96.652, de 6 de setembro de 1988, que aprovou a atualização dos estudos de planejamento sob a égide do Plano 2010, também estabelecia que “as concessões e autorização requeridas ao Ministério de Minas e Energia para realização de obras de geração de energia elétrica não previstas no Plano 2010, ou de antecipação de obras previstas neste Plano, serão instruídas pelo DNAEE, que solicitará o pronunciamento do GCPS, por intermédio da ELETROBRÁS, sobre a oportunidade e adequação da inclusão ou antecipação requerida”.

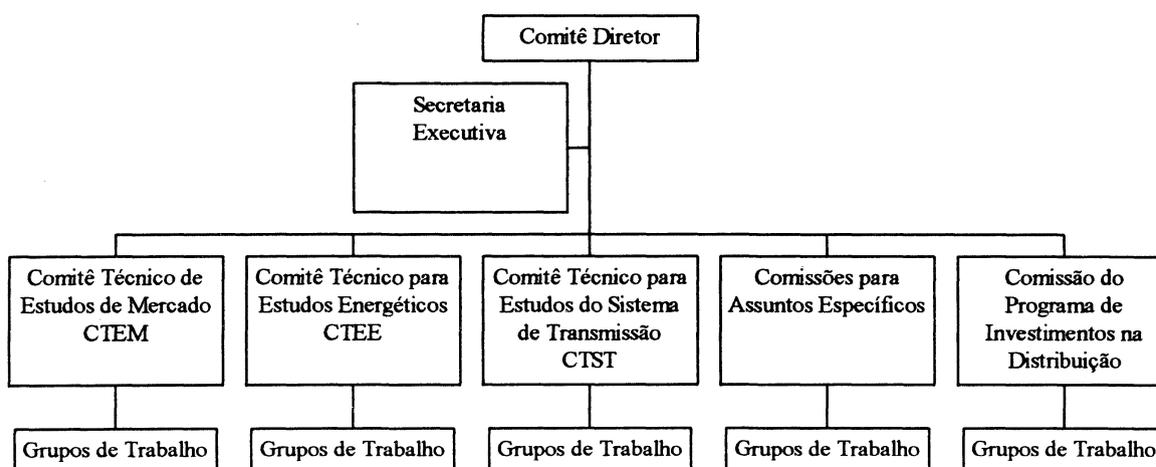
Portanto, com a coordenação centralizada no GCPS, o planejamento do setor elétrico, apesar de inserido em um ambiente colegiado e procurando atender os interesses de todas as empresas, caracterizou-se pela definição de estratégias referentes à expansão setorial de caráter determinativo.

A estrutura básica do GCPS compreende, para cada região geo-elétrica, um Comitê Diretor (CD), um Comitê Técnico para Estudos de Mercado (CTEM), um

Comitê Técnico para Estudos Energéticos (CTEE), um Comitê Técnico para Estudos do Sistema de Transmissão (CTST), uma Comissão do Programa de Investimentos na Distribuição, Comissão para assuntos específicos e Grupos de Trabalho subordinados aos Comitês ou Comissões, como o Grupo de Trabalho de Planejamento da Geração (GTPG) e o Grupo de Trabalho do Horizonte Quindenal (GTQG), ambos subordinados ao CTEE. Uma Secretaria Executiva Central supervisiona as atividades técnicas e dá apoio administrativo a todos os órgãos do GCPS. A figura 2 mostra a estrutura do GCPS.

Em 1985, passaram a participar do GCPS todas as empresas federais e estaduais, contando com 35 empresas concessionárias (GCPS, 1996). Os estudos desenvolvidos pelos Grupos de Trabalho do GCPS compreendem duas grandes regiões geo-elétricas: Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Sistema Interligado Norte/Nordeste.

FIGURA 2 - ESTRUTURA DO GCPS



### 2.1.1 O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO

O período compreendido entre a tomada de decisão para realização de um empreendimento de geração elétrica e o seu efetivo atendimento ao mercado

consumidor demanda prazos consideravelmente longos. Por exemplo, no caso de um projeto hidrelétrico, este intervalo de tempo leva cerca de 5 a 8 anos. Conseqüentemente, é necessário analisar as condições de atendimento de um sistema num período de tempo de, aproximadamente, 15 anos.

A previsão do mercado consumidor para tais horizontes constitui, certamente, um campo de grandes incertezas, uma vez que é fortemente condicionado pela evolução da economia nacional e de informações qualitativas dos indicadores demográficos e sociais, de natureza aleatória, que crescem com o aumento dos horizontes em estudo. Dada a grande sensibilidade na previsão da oferta de energia com relação as variações de mercado, a estratégia de planejamento deve ter um caráter dinâmico, onde os estudos de longo prazo servem de referência para ajustes no médio e curto prazos, quando as condicionantes do mercado consumidor são mais realistas.

Inserido no processo de planejamento da expansão do setor elétrico, os estudos do planejamento da expansão da geração são divididos em três etapas de análise:

- a) estudos de longo prazo;
- b) estudos de médio prazo;
- c) estudos de curto prazo.

#### 2.1.1.1 ESTUDOS DE LONGO PRAZO

Os estudos de longo prazo objetivam identificar as linhas mestras de desenvolvimento dos sistemas elétricos através do cenário esperado de oferta do parque gerador, do sistema de transmissão e das necessidades de desenvolvimento de

processos tecnológicos-industriais, fixando as metas para o programa de expansão de médio prazo (ELETROBRÁS, 1994).

O horizonte de planejamento destes estudos são de 20 a 30 anos, sendo revistos, normalmente, de 5 em 5 anos, a menos que fatores excepcionais exijam revisões em menores prazos. Para a realização dos estudos de geração de longo prazo, deve-se ter conhecimento prévio das seguintes informações:

- a) cenários de demanda de energia elétrica;
- b) configuração do sistema elétrico existente;
- c) recursos energéticos para geração de energia elétrica e seus custos;
- d) recursos tecnológicos e capacitação industrial;
- e) impactos sócio-ambientais das alternativas de expansão.

Como resultado destes estudos, obtém-se a configuração do parque gerador no final do horizonte, determinando a participação ótima das diversas fontes geradoras e por região. Este conhecimento permite, especialmente no caso de usinas hidrelétricas, a identificação dos potenciais energéticos mais competitivos, possibilitando a sinalização da época em que estudos mais aprofundados dos seus potenciais devem estar concluídos. Determina-se, também, a necessidade de desenvolvimento tecnológico-industrial para novas fontes de geração, evitando a transição brusca entre diferentes fontes de geração, e o cálculo dos custos marginais de referência de longo prazo, utilizados no dimensionamento energético de novas fontes geradoras.

O último estudo de longo prazo realizado pelo setor elétrico brasileiro está consolidado no Plano Nacional de Energia Elétrica 1993/2015 (Plano 2015), concluído em 1993. Sua execução, como não poderia deixar de ser, foi coordenada

pela ELETROBRÁS, contando com a participação das empresas do setor elétrico, dos órgãos colegiados como o GCPS, Grupo Coordenador da Operação Interligada (GCOI), Comitê Coordenador de Operação Norte/Nordeste (CCON), Grupo Técnico Operacional da Região Norte (GTON), Comitê Coordenador das Atividades de Meio Ambiente do Setor Elétrico (COMASE), Comitê de Distribuição (CODI) e diversos outros agentes relacionados com o setor de energia elétrica.

O objetivo principal do Plano 2015, como em todos os estudos de longo prazo anteriormente desenvolvidos pelo setor, é a atualização da estratégia de expansão definida no último estudo desta natureza realizado, no caso o Plano 2010. Esta atualização foi realizada mediante a consideração de quatro cenários para o crescimento do mercado consumidor, face as incertezas quanto a evolução dos parâmetros sócio-econômicos no momento de sua elaboração.

Quanto ao desenvolvimento do parque gerador brasileiro, o Plano 2015 aponta para a hidreletricidade como a fonte de melhor perspectiva dentro do respectivo horizonte de estudo. Esta estratégia de expansão, no Plano 2015, é defendida pelas seguintes argumentações (ELETROBRÁS, 1994):

- a) custos inferiores quando comparados às outras fontes de geração;
- b) fonte energética renovável, independente de oscilações de custo de combustível;
- c) domínio tecnológico nacional em planejamento, projeto, construção, equipamentos e operação;
- d) possibilidade de usos múltiplos dos reservatórios;

- e) viabilidade técnico-econômica e experiência existente no país em sistemas de transmissão de longa distância, possibilitando o aproveitamento do potencial hidrelétrico da Amazônia como fonte de abastecimento dos sistemas interligados Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

Contudo, ressalta-se que a maior parte do potencial hidrelétrico ainda não aproveitado está localizado na Amazônia e, face a questões relacionadas com aspectos ambientais e a postura da sociedade brasileira, pairam incertezas quanto a parcela a ser efetivamente aproveitada.

Observa-se que a não consideração do potencial hidrelétrico da Amazônia acarretaria o esgotamento desta fonte energética no período 2003 a 2012, conforme o cenário de mercado adotado. Esta situação abriria espaço para o desenvolvimento de um parque gerador termelétrico a partir do quinquênio 2005/2010. Porém, o Plano 2015 considera esta alternativa não recomendável, acreditando que o espaço de tempo restante até o período projetado, 15 anos na época, seria insuficiente para capacitar o país no campo da termelétricidade.

Desta forma, o Plano 2015 admite o esgotamento do potencial hidrelétrico nacional no período 2010/2020, incluindo parte do potencial da região amazônica, estabelecendo metas a serem cumpridas em dois períodos distintos, médio e longo prazos, permitindo a transição entre a expansão predominantemente hidrelétrica e a expansão predominantemente termelétrica.

Para o médio prazo, no horizonte até 2005, o Plano 2015 apresenta a programação de obras de geração (e também transmissão) por região. Neste período, projeta-se o desenvolvimento do parque térmico com usinas a carvão e gás natural, atingindo um montante global de aproximadamente 3000 MW, e integrações

energéticas com os países vizinhos, entre elas a importação de gás da Bolívia e a interligação Brasil-Argentina via Garabi, ambas em fase de execução atualmente.

Destaca-se a proposta do desenvolvimento destes empreendimentos prioritariamente pela iniciativa privada. Esta estratégia tem-se confirmado atualmente, principalmente no tocante às usinas a gás natural. Pode-se citar, como exemplo, os projetos das termelétricas de Cuiabá (ENRON, 480 MW), no Mato Grosso, e Uruguaiana (AES, 600 MW), no Rio Grande do Sul. Considera-se, em menor escala, o desenvolvimento do programa nuclear, através das usinas de Angra II e Angra III. Atualmente, os estudos de curto prazo projetam a entrada em operação destas usinas em, respectivamente, 2001 e 2006 (GCPS, 1997).

Para o longo prazo, período 2005/2015, o Plano 2015 indica a necessidade de contar com os aproveitamentos da Amazônia. No final deste horizonte, ocorreria o esgotamento do potencial hidrelétrico nacional economicamente e ambientalmente viável, ocorrendo a transição para a expansão predominantemente termelétrica. Estima-se o desenvolvimento de um programa termelétrico a carvão, gás natural e biomassa, também sob a ótica da participação intensa da iniciativa privada, aumento do potencial nuclear e desenvolvimento de fontes alternativas (eólica, solar e resíduos orgânicos).

As estratégias programadas também resultam em ações a serem implementadas no curto prazo, como realização ou reavaliação de estudos de inventário de potenciais hidrelétricos ainda disponíveis, aprofundamento nos estudos de interligação entre subsistemas e manutenção do desenvolvimento de programas termelétricos e de fontes alternativas.

A importância dos estudos de planejamento de longo prazo consolida-se no fato de que o Plano 2015 ainda é referência como balizador para os programas de expansão de médio prazo e o setor elétrico tem procurado atingir as metas de desenvolvimento estabelecidas para o curto prazo.

#### 2.1.1.2 ESTUDOS DE MÉDIO PRAZO

Os estudos de médio prazo estabelecem o programa de obras de geração do sistema elétrico para os próximos 15 anos, condicionado pelos resultados da análise de longo prazo, identificando as principais restrições à sua implementação e analisando soluções alternativas, de forma a atender os requisitos do mercado de energia elétrica previstos para cada região (ELETROBRÁS, 1994). No âmbito do GCPS, atualmente os estudos de médio prazo são realizados pelo GTQG, com periodicidade anual.

As atividades desenvolvidas pelo GTQG têm fornecido alternativas de expansão do parque gerador brasileiro, utilizadas como referência nos estudos de curto prazo. O elenco de projetos candidatos a serem incluídos no horizonte de médio prazo é identificado a partir do programa de expansão dos estudos de curto, médio e longo prazos mais recentes, de informações sobre licitações previstas pelo Poder Concedente e em informações de projetos em andamento nas empresas. Os projetos de geração que compõem as alternativas de médio prazo devem ser conhecidos, no mínimo, a nível de estudos de inventário.

Estes projetos são escalonados de acordo com o índice custo/benefício ou através de modelos computacionais para obtenção de planos ótimos de expansão, como o Modelo de Planejamento sob Incertezas (MODPIN), o qual, a partir de cenários de mercado, custos de combustíveis e custos de investimento das usinas,

procura determinar a expansão ótima do sistema. Nesta etapa, tem-se defrontado com o problema da incerteza dos orçamentos das obras, principalmente aqueles das usinas hidrelétricas cujos estudos de inventário remontam ainda da década de 80. Alerta-se, então, que o ordenamento das usinas de uma mesma região constantes nos planos de expansão de médio prazo deve ser considerado com reserva, principalmente no final do horizonte em estudo.

Os cenários de oferta de energia propostos mostram duas claras tendências (GCPS/GTQG, 1997): o desenvolvimento de um parque gerador predominantemente hidrelétrico e de um parque gerador com maior participação térmica ou **alternativa híbrida**. Os estudos salientam que, principalmente com o processo de reestruturação do setor, haja um aumento do parque térmico mais acentuado, pois envolvem projetos com menores prazos de maturação dos investimentos.

Além disso, os potenciais hidrelétricos economicamente viáveis estão mais afastados dos principais centros de carga, sujeitos à restrições ambientais (principalmente nos aproveitamentos na Amazônia) e grandes obras de transmissão. Por outro lado, deve-se considerar que o aumento do parque térmico também envolve certos riscos, como a dependência no fornecimento de combustíveis e necessidade de maior domínio tecnológico, tanto nos processos de construção e operação quanto no tratamento de riscos ambientais. São considerados também opções colocadas como linhas mestras e de caráter estratégico para o país, exibidas no Plano 2015, como a manutenção de um programa de usinas nucleares.

O próximo passo do processo é o ajuste do cronograma de entrada em operação das obras de geração de cada alternativa, em função do critério de qualidade de suprimento adotado. Nesta etapa, tem-se trabalhado com cenários de

mercado mais recentes para o período em apreço, definidos pelas projeções do CTEM. Desta forma, são identificadas as necessidades de adiantamento ou atraso na entrada de obras ou inclusão de novas fontes de geração.

As alternativas identificadas nos últimos estudos de médio prazo também consideram os benefícios oriundos das interligações entre subsistemas elétricos como, por exemplo, a interligação Norte-Sul. Os resultados das análises mostram que, principalmente com o desenvolvimento dos aproveitamentos hidrelétricos no Norte e Nordeste, esta opção revela-se vantajosa devido ao caráter sazonal das transferências de energia entre os sistemas Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste, permitindo a postergação do obras e, conseqüentemente, a diminuição dos custos marginais de expansão.

Para a escolha da alternativa de expansão mais vantajosa, compara-se os custos de investimento, custos de operação e custos de déficit correspondentes a cada alternativa. Como os custos referentes às usinas hidrelétricas encontram-se desatualizados, tem-se adotado a metodologia do **custo corrigido**, a qual considera a diferença da vida útil dos projetos, atualizando-os para uma mesma referência e, posteriormente, calculando os valores anuais correspondentes a uma série infinita, eliminando a influência das diferentes vidas úteis (GCPS/GTQG, 1997). Em função da programação das obras previstas, determina-se a necessidade dos estudos de viabilidade para os projetos previstos na expansão de médio prazo.

### 2.1.1.3 ESTUDOS DE CURTO PRAZO

Os estudos de curto prazo de geração objetivam determinar a composição do parque gerador dentro de um horizonte de 10 anos, revistos a cada ano, atualizando desta maneira o programa de expansão de médio prazo. O GTPG tem sido o órgão

responsável pela elaboração do Programa Decenal de Geração (PDG), parte integrante do Programa Decenal de Expansão, onde estão consolidados os resultados do planejamento de curto prazo nas áreas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Na verdade, os estudos de curto prazo representam uma extensão dos estudos de médio prazo. Enquanto estes enfatizam a economicidade das alternativas de expansão, os estudos de curto prazo procuram ajustar estas alternativas frente às mudanças conjunturais recentes, principalmente as restrições físico-financeiras das obras de geração e novas projeções de mercado.

Assim, a metodologia adotada para a definição da expansão da geração é a mesma dos estudos de médio prazo, baseada na ordenação de índice custo/benefício das obras. Cabe, nesta fase, a revisão das condicionantes referentes a viabilização de cada projeto, mediante a análise de fatores tais como:

- a) cronograma físico-financeiro das obras em andamento;
- b) prazos mínimos para a implantação de novos projetos;
- c) a viabilidade ambiental dos projetos, tanto no aspecto legal, no que diz respeito à obtenção das licenças ambientais, quanto no equacionamento das questões sócio-ambientais;
- d) diretrizes das metas propostas pelos estudos de longo prazo.

As informações referentes ao cronograma físico-financeiro das obras em andamento são obtidas pelas informações existentes na própria ELETROBRÁS, Poder Concedente e nas empresas concessionárias responsáveis por essas obras.

Para determinação dos prazos mínimos necessários à implementação de um novo empreendimento, são considerados os aspectos legais referentes ao processo de estudos, meio ambiente e licitação da concessão, apresentados na Tabela 1.

TABELA 1 - REQUISITOS PARA A IMPLANTAÇÃO DE PROJETOS DE  
GERAÇÃO

Etapa	Aspectos legais de engenharia e meio ambiente
1. Inventário	Solicitação da Licença Prévia
2. Estudos de Viabilidade	Apresentação do EIA/RIMA e obtenção da Licença Prévia
3. Licitação da Concessão	Resultado da licitação, outorga da concessão e autorização para o Projeto Básico
4. Projeto Básico	Aprovação do Poder Concedente e autorização de construção, solicitação e obtenção da Licença de Instalação
5. Projeto executivo, implantação de projetos ambientais e elaboração de programas de monitoramento	Solicitação e obtenção da Licença de Operação, início do enchimento do reservatório
6. Operação, manejo, monitoramento e avaliação ambiental	

A duração de cada etapa está condicionada ao porte do empreendimento e ao trâmite dos processos de aprovação junto aos órgãos reguladores. Desta forma, procura-se determinar a data mais cedo possível para a operação comercial de um empreendimento em função do *status* em que este se encontra.

As revisões anuais de mercado realizadas pelo CTEM também são consideradas para a formulação do cenário de oferta da expansão da geração, indicando a necessidade de antecipação/atraso de obras ou dos estudos de viabilidade.

Definida a expansão do sistema de geração para os próximos 10 anos, o Programa Decenal de Geração consolida o programa de investimentos necessário ao desenvolvimento do parque gerador. De acordo com GCPS (1998), o investimento anual médio em geração, no período 1998/2007, é de R\$ 2,8 bilhões (data base = dez/96).

Outra atribuição dos estudos de curto prazo é o cálculo do custo marginal de expansão no horizonte decenal, definido com base nos custos totais de investimento das obras previstas para entrada em operação no horizonte do sexto ao décimo anos do PDG, e nos correspondentes incrementos proporcionados à energia garantida do sistema. O custo marginal de expansão é utilizado nas análises de economicidade de novos projetos de geração e como sinalizador econômico para a estrutura tarifária baseada nos custos marginais.

No entanto, o custo marginal de expansão deixou de ser calculado nos dois últimos ciclos de planejamento do GCPS (1996 e 1997), justificado pela tendência que, a partir do aumento da participação da iniciativa privada no setor elétrico e a existência de um mercado livre com competição, o planejamento assumirá um caráter apenas indicativo, baseado em preços e não mais em custos incorridos pela sociedade. Desta forma, de acordo com GCPS (1997), o custo marginal de expansão foi apenas sinalizado em função dos editais de licitação para obtenção de concessão de empreendimentos de geração e de compra de energia, recomendando um valor de 40 US\$/MWh.

Sobre este aspecto, ROSENBLATT e PACIORNIK (1995) salientam que, em um ambiente de planejamento sob incertezas, o custo marginal de expansão perde sua validade. Em primeiro lugar, este fato ocorre porque o mesmo sofre alteração

conforme o cenário de expansão considerado. Em segundo lugar, não ocorre a igualdade entre os custos marginais de curto e longo prazos, no sentido de que, para alguns cenários, a ocorrência de eventuais sobras ou déficits de energia motivadas, respectivamente, por um super-investimento ou subinvestimento do programa de expansão, gerariam custos marginais crescentes e decrescentes ao longo do tempo, contrapondo-se com a teoria de que devem ser crescentes ou constantes.

A consequência desta decisão implicou na ausência do cálculo do Custo Implícito de Déficit (CIDE), o qual era determinado, através de um processo iterativo, pela igualdade entre o custo marginal de expansão e o CMO do sistema. Uma vez que o CIDE é um parâmetro importante na condução dos estudos de planejamento da expansão e operação, o atual valor considerado pelo setor elétrico brasileiro, 540 US\$/MWh, foi obtido através de uma interpolação linear entre os valores calculados no ciclo de planejamento de 1995 (GCPS, 1996 b).

Os estudos de curto prazo são responsáveis, também, pelo cálculo dos contratos de suprimento de longo prazo entre as empresas de energia elétrica, conforme previsto na Lei N° 8.631/93 e o Decreto N° 744/93. Assim, o GCPS calcula os valores contratuais anuais dentro do horizonte do Plano Decenal de Expansão, revendo, a cada ciclo anual de planejamento, os valores do quarto ao décimo anos. A revisão do primeiro ano do contrato, correspondente a cada ciclo de planejamento do GCPS, fica a cargo do GCOI em função do Plano de Operação para o ano correspondente. Devido ao disposto nas Leis N° 8.987/95 e N° 9.074/95, que obrigam a licitação da concessão de novos projetos de geração e liberam uma parcela do mercado cativo das empresas concessionárias, criando o chamado mercado livre, a sistemática de cálculo dos contratos de suprimento compreende:

- a) consideração somente da parcela de oferta de energia com concessão definida, ou energia velha;
- b) o mercado de contratação de cada empresa composto pelo seu mercado cativo e uma parcela ou a totalidade do mercado livre na sua área de concessão.

Os valores dos contratos de suprimento são obtidos através da realização de um balanço energético entre a oferta de energia e o mercado previsto. A oferta de energia considerada nestes contratos é obtida em função da energia garantida de cada empresa, considerando-se penalizações decorrentes de atrasos no cronograma de obras e aumentos de mercado em relação ao ciclo de planejamento anterior. As eventuais sobras ou déficits de energia são rateadas entre todas as empresas.

FILL (1984) realiza uma análise crítica das estratégias de expansão para as regiões Sul e Sudeste constantes no Plano 90, Plano 95 e Plano 2000, todos de longo prazo, concluindo que as metas estabelecidas nestes planos eram demasiadamente irreais. Apontou-se falhas na metodologia de previsão do mercado consumidor, as quais foram bastante acima do realizado, recomendando que o fator preço seja considerado nas avaliações pois, ao fixar-se uma política tarifária para o futuro, haveriam reflexos desta política sobre os níveis de consumo. Além disso, sugere-se a estimativa de probabilidade a cada cenário de mercado previsto (alto, baixo, referência) ou uma distribuição de probabilidade para o mercado em cada ano, acompanhando a evolução metodológica ocorrida nos estudos energéticos. As projeções de mercado ainda são baseadas no histórico, evolução de indicadores macro-econômicos e demográficos e metas dos programas de conservação de energia.

A Tabela 2 apresenta uma comparação do mercado total realizado com o previsto no Plano 2010 (estudo de longo prazo) e em alguns PDG's da década de 90 (estudos de curto prazo).

TABELA 2 - COMPARAÇÃO ENTRE O MERCADO TOTAL REALIZADO E O  
PREVISTO

ano	realizado	PLANO 2010		PDG 1990/1999		PDG 1994/2003		PDG 1996/2005	
		previsto	diferença	previsto	diferença	previsto	diferença	previsto	diferença
1990	23241	27900	20%	23606	2%				
1991	23901			25508	7%				
1992	24296			27068	11%				
1993	25193			28640	14%				
1994	25775			30308	18%	29197	13%		
1995	28438	37865	33%	32004	13%	30358	7%		
1996	29693			33937	14%	31493	6%	32691	10%
1997	31621			35666	13%	33101	5%	34199	8%

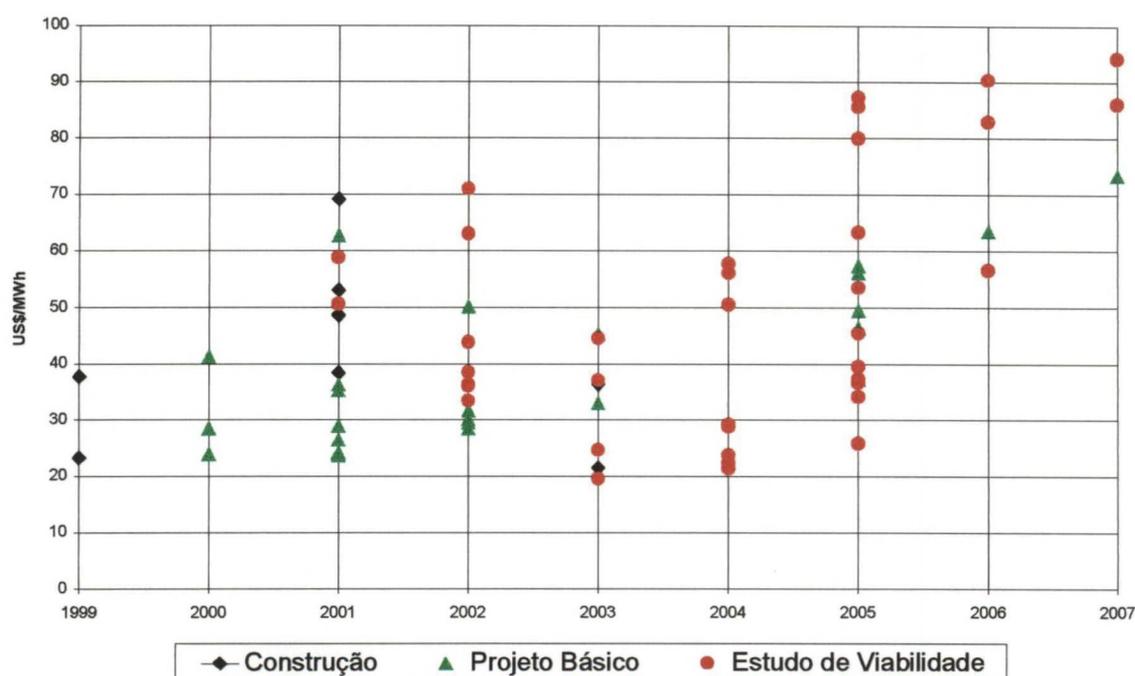
Valores do mercado realizado e previsto em MWano

Outro ponto abordado por FILL (1984) compreende desvios nos programas de obras visando atender objetivos políticos e compromissos internacionais assumidos sem o devido cuidado. Discute-se a irrealidade dos custos estipulados para as usinas nucleares no Plano 90 (387 US\$/kW, sem juros durante a construção a preços de junho/74) e para a usina de Itaipu (197 US\$/kW, sem juros durante a construção). Neste caso, mesmo considerando as projeções de mercado do Plano 90, a adoção de custos mais realistas teria postergado o programa nuclear e a construção de Itaipu. Novamente, no Plano 2000, considera-se um programa prioritário termelétrico a

carvão (3465 MW) e nuclear (10400 MW), com custos superiores aos projetos hidrelétricos em geral.

A obtenção de custos reais dos projetos de geração tem sido uma das grandes dificuldades no estabelecimento dos programas de expansão da geração. Como já mencionado, grande parte destes custos remontam da década de 80 e vem sofrendo atualizações somente em função de indicadores econômicos e *status* do estudo. A Figura 3 ilustra este problema mostrando os custos considerados no PDG 1998/2007 (GCPS, 1998), em uma época em que o custo marginal de expansão projetado deveria variar entre 30 a 40 US\$/MWh (preços de dez/96).

FIGURA 3 - CUSTOS DE GERAÇÃO DAS HIDRELÉTRICAS DO SISTEMA  
SUL/SUDESTE/CENTRO-OESTE



Observa-se que poucos projetos, sabidamente aqueles com estudos recentes, apresentam valores dentro do intervalo projetado, apesar de todos contarem com um *status* onde os custos, teoricamente, deveriam estar próximos do custo real.

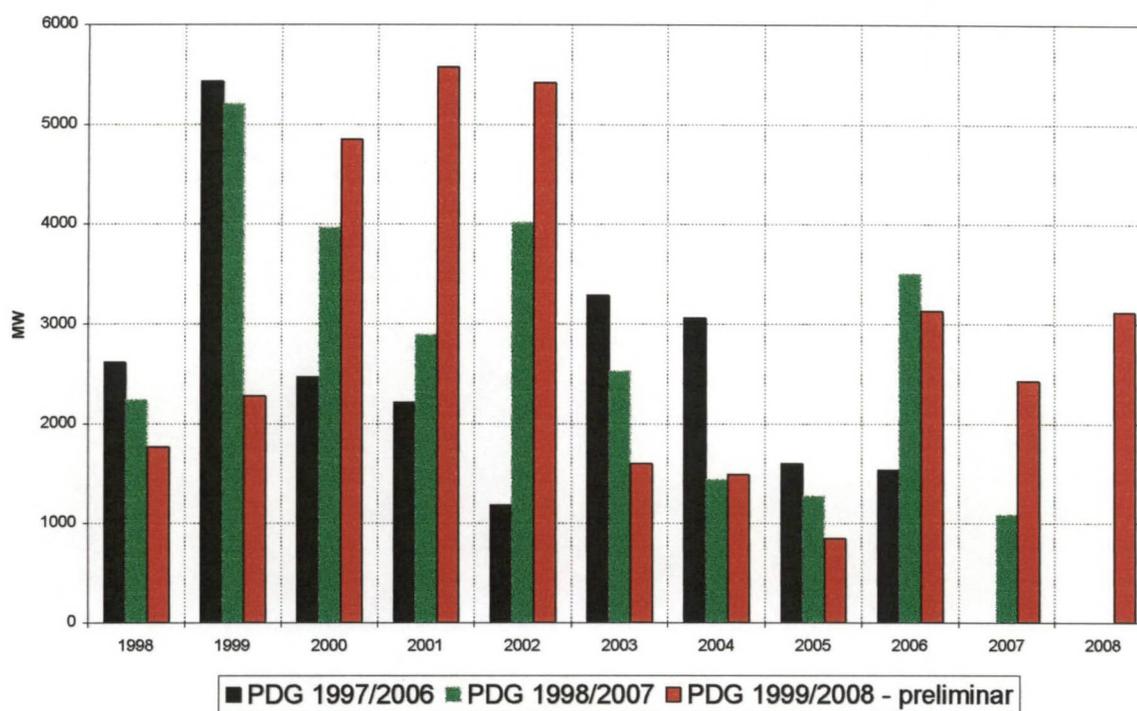
Os estudos de planejamento da expansão de geração, principalmente os estudos de curto prazo, também têm sofrido bastante influência das dificuldades de investimento no setor elétrico. Observa-se que a expansão hidrelétrica nos primeiros anos do horizonte decenal é praticamente determinística, pois oferece pouca margem para alterações devido à restrição tempo de construção. A deterioração das condições de atendimento nos primeiros anos do horizonte, apontada pelos últimos estudos do GCPS, conduziu, então, à programação de uma expansão do parque termelétrico a gás natural no sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste, abastecido pelo gasoduto Bolívia-Brasil, uma vez que estas obras conseguiriam entrar em operação a tempo de suprir os requisitos de mercado, pois demandam um período menor de construção, cerca de 2 anos.

De acordo com GCPS (1997), esta expansão termelétrica a gás natural previa 1610 MW em 1999 e 2769 MW em 2000. No entanto, incertezas relacionadas ao mercado consumidor, fornecimento e preço do gás têm dificultado a viabilização destas obras. A Figura 4 apresenta o acréscimo de capacidade instalada para o sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste previsto nos três últimos ciclos de planejamento de curto prazo do GCPS. Observa-se a instabilidade no programa de obras causada pelo desequilíbrio conjuntural entre a oferta e demanda de energia elétrica.

Outro fator que tem influenciado os estudos de planejamento da expansão refere-se à mudança institucional do setor elétrico. Neste aspecto, a consolidação de um ambiente competitivo no futuro próximo fará com que as informações sobre projetos de geração elétrica e mercado tornem-se pontos de cunho estratégico para as empresas, dificultando a obtenção de dados precisos. Somando-se a isto a atuação mais independente do novo órgão regulador, a Agência Nacional de Energia

Elétrica (ANEEL), tanto no relacionamento com os agentes do setor quanto no estabelecimento do seu programa de licitação de obras, fez com que o caráter determinativo do planejamento do GCPS perdesse sentido. Assim, aos poucos o planejamento vem assumindo um papel indicativo, relaxando os critérios normalmente utilizados para a inserção de novas obras, principalmente no final dos horizontes. Observa-se, também, que os últimos estudos de curto prazo tiveram maior ênfase na determinação dos contratos de suprimento entre as concessionárias, tarefa dispensável no novo ambiente institucional.

FIGURA 4 - ACRÉSCIMO ANUAL DE POTÊNCIA PARA O SISTEMA  
SUL/SUDESTE/CENTRO-OESTE

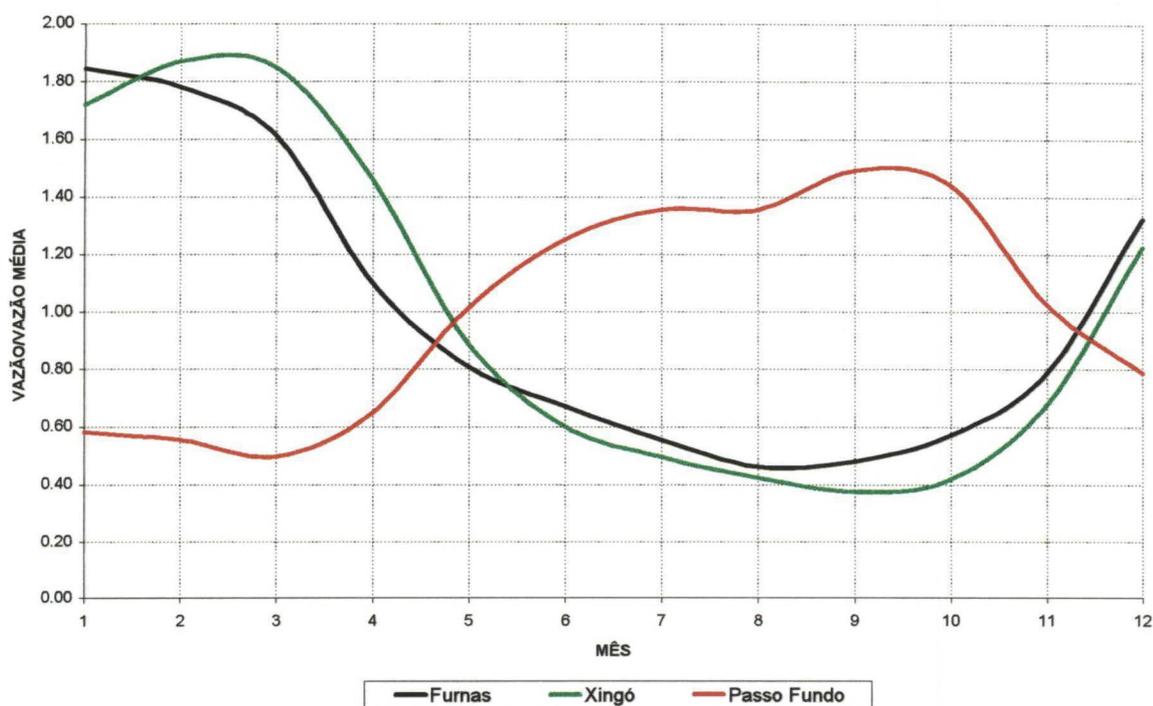


### 2.1.2 O PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO

A hidrologia no sistema brasileiro apresenta, no seu histórico de vazões, pequena frequência de anos isolados em que ocorrem baixas hidraulicidades e, com

freqüência ainda menor, anos consecutivos com vazões afluentes significativamente inferiores às vazões médias. Também, dentro de um determinado ano, as vazões naturais apresentam uma sazonalidade bem marcante, onde o período de altas afluições às principais bacias hidrográficas ocorre no início do ano (VENTURA et al., 1987), além da existência de diversidade hidrológica entre bacias hidrográficas, isto é, a ocorrência de períodos secos em uma bacia de uma determinada região é compensada pela ocorrência, no mesmo período, de cheias em bacias de outra região. A Figura 5 ilustra a complementariedade hidrológica, mostrando as vazões médias mensais do histórico para as usinas de (i) Furnas, localizada no rio Grande, região Sudeste, (ii) Xingó, localizada no rio São Francisco, região Nordeste e (iii) Passo Fundo, localizada no rio Passo Fundo, na região Sul.

FIGURA 5 - VAZÕES MÉDIAS MENCIAIS PARA USINAS LOCALIZADAS EM DIFERENTES BACIAS HIDROGRÁFICAS



Esta condição hidrológica favorável levou o parque gerador brasileiro a caracterizar-se pela predominância da geração hidrelétrica, contando com grande número de reservatórios de acumulação ou de regularização plurianual. De acordo com VENTURA et al. (1987) e ELETROBRÁS (1994), estes reservatórios permitem armazenar grande parte do excedente de água disponível nos períodos hidrológicamente favoráveis e utilizá-la nos anos secos, inclusive quando os mesmos ocorrem de forma consecutiva, alcançando períodos de 4 a 5 anos. O volume útil armazenável pode manter as vazões médias por um período de 5 meses, sem considerar as vazões naturais. Além dos reservatórios de acumulação, existem as usinas hidrelétricas com reservatórios de compensação ou usinas a fio d'água, cuja capacidade de regularização é apenas semanal ou diária.

A Tabela 3 apresenta a capacidade de armazenamento dos reservatórios do sistema elétrico brasileiro, segundo GCOI (1996). Os reservatórios formados pelas usinas hidrelétricas podem ter outras finalidades além da geração de energia elétrica, como irrigação, navegação, controle de cheias e recreação. Os impactos causados pela inundação de terras pelos reservatórios também podem ser devidamente controlados.

TABELA 3 – CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO DOS RESERVATÓRIOS  
DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Região	Volume útil (hm <sup>3</sup> )	Energia armazenada (GWh)
Sudeste/Centro-Oeste	188.295	114.800
Sul	13.461	10.300
Nordeste	34.125	36.100
Norte	32.013	5.600
<b>TOTAL</b>	<b>267.894</b>	<b>166.800</b>

A predominância da geração hidrelétrica no país, a localização dos aproveitamentos cada vez mais distantes dos centros de carga e a complementariedade hidrológica entre as bacias hidrográficas contribuíram para o desenvolvimento conjunto de um grande sistema de transmissão o qual, através da transferência de energia de uma região para outra do país, possibilita postergar novos investimentos em geração. Atualmente, o sistema de transmissão interliga eletricamente as regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste, formando o Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste, e as regiões Norte e Nordeste, formando o Sistema Interligado Norte/Nordeste. A construção da Interligação Norte-Sul, prevista para 1999, finalmente caracterizará a interligação total entre os subsistemas elétricos brasileiros. A Tabela 4, de acordo com GCPS (1998), oferece uma idéia, de forma sucinta, da magnitude do sistema de transmissão.

TABELA 4 - SISTEMA INTERLIGADO DE TRANSMISSÃO

Linhas de Transmissão (kV)	Linhas de Transmissão (km)
750	1138
500	13845
440	5923
345	8876
230	31566
138	57700
69	44921
34	7318

A Tabela 5 apresenta a capacidade instalada do parque gerador brasileiro em 1997 para o Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste (GCOI, 1997).

O potencial hidráulico do Sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste possui 39.000 MW já inventariado, enquanto que o Sistema Norte/Nordeste conta com 58.000 MW já inventariado (GCPS, 1998). Além dos Sistemas Interligados, há os

Sistemas Isolados correspondentes às localidades isoladas eletricamente, sendo 85% destas no Norte do país. Destacam-se, pelo porte, os sistemas das capitais estaduais Boa Vista, Macapá, Manaus, Porto Velho e Rio Branco. Em 1997, os Sistemas Isolados apresentavam uma potência instalada de 1932 MW, sendo 1367 MW em termelétricas e 565 MW em hidrelétricas (GCPS, 1998).

TABELA 5 - CAPACIDADE INSTALADA NO BRASIL EM 1997

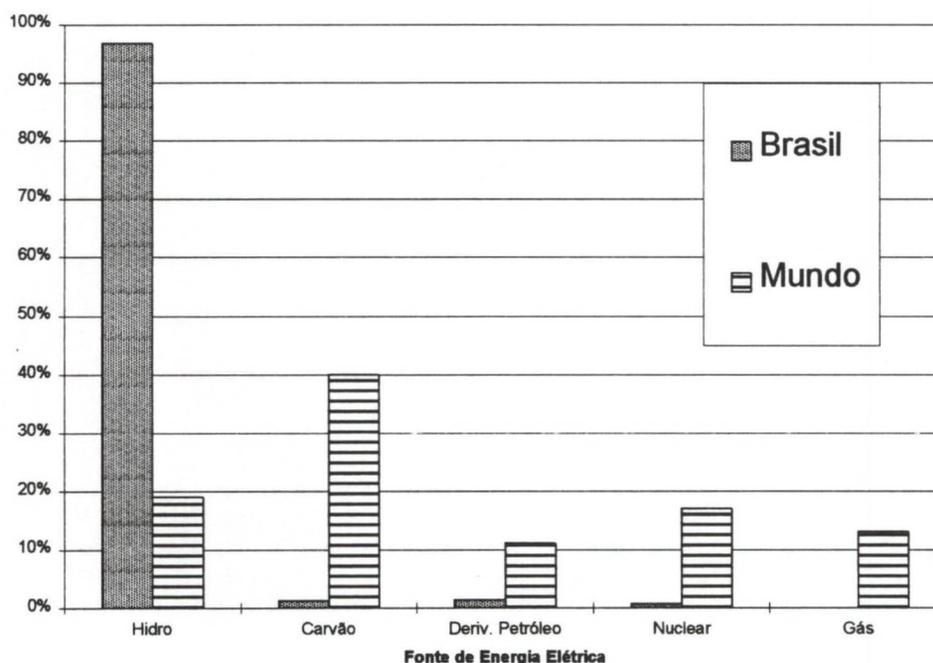
	Potência Instalada Total (MW)
Sistema Sudeste/Centro – Oeste	27718
Sistema Sul	8554
Sistema Nordeste	10435
Sistema Norte	4251
Sistema Brasileiro	
Hidráulica	47229
Térmica	3073
Nuclear	657
Autoprodutores	135
Total Brasil (com Autoprodutores)	51093
Total Brasil (c/ Autoprodutores+50%Itaipu)	57393

A Figura 6, extraída de GCPS (1997), apresenta uma comparação da produção de energia elétrica entre as fontes geração no Brasil e no mundo. Verifica-se, portanto, que o sistema brasileiro destaca-se pela utilização da geração hidrelétrica.

Em função da evolução e das características do sistema elétrico brasileiro, o planejamento da operação estruturou-se com o objetivo de determinar, ao longo do horizonte de operação, uma estratégia de geração das usinas de tal forma que minimize o custo esperado total de operação e, como consequência, os custos incorridos pela sociedade brasileira. Uma vez que o custo de geração das usinas hidrelétricas é considerado desprezível, pois necessitam somente das vazões naturais

dos rios como **combustível**, o custo de operação do sistema é representado pelo custo de combustível necessário à geração das usinas termelétricas e pelo custo de não atendimento à demanda (custo de déficit).

FIGURA 6 - COMPARAÇÃO ENTRE UTILIZAÇÃO DE FONTES DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL E NO MUNDO



Este objetivo só pode ser alcançado através da coordenação centralizada das unidades de geração e linhas de transmissão, garantindo a otimização do sistema. Portanto, as empresas concessionárias de geração não têm controle sobre a quantidade de energia a ser gerada a cada intervalo de tempo, uma vez que a operação de uma determinada usina depende das vazões liberadas a montante por outras, do mesmo modo que a sua operação afeta as usinas situadas à jusante. Estabelece-se, então, uma grande interdependência operativa entre as diversas empresas.

Obviamente, esta interdependência operativa não se aplica somente às empresas detentoras de usinas hidrelétricas, mas também àquelas detentoras de usinas

termelétricas. Em um sistema predominantemente termelétrico, a minimização do custo de operação é obtida em função do custo de combustível das usinas, acionando-se progressivamente as unidades geradoras de menor custo de combustível para as de maior custo. Já em um sistema hidrotérmico, como o brasileiro, a operação das usinas termelétricas deve ser realizado de forma complementar, ou seja, nos períodos de baixa hidraulicidade, nos horários de demanda máxima do sistema (horário de ponta) e na presença de restrições de transmissão, buscando-se a redução dos custos operativos totais (PINHEIRO, 1992).

Para disciplinar a operação centralizada do sistema elétrico brasileiro, bem como garantir que toda a produção da usina hidrelétrica de Itaipu fosse, compulsoriamente, repassada às concessionárias estaduais por intermédio das supridoras federais FURNAS e ELETROSUL, foi criado através da Lei N° 5899, de 05 de julho de 1973, conhecida como a **Lei de Itaipu**, e regulamentado pelo Decreto N° 73102, de 07 de novembro de 1973, o GCOI, subordinado à ELETROBRÁS. Os princípios estabelecidos para atuação do GCOI estabelecem que os benefícios e ônus resultantes da operação otimizada do sistema sejam rateados entre todos os agentes do setor.

Os ônus referentes à operação centralizada correspondem (GCOI, 1998):

- a) a uma reserva financeira, incidente sobre as distribuidoras de energia elétrica, para cobrir os gastos com combustível provenientes da operação das usinas termelétricas, denominada Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC);
- b) a necessidade de eventuais investimentos para garantir a confiabilidade do sistema, sem ocorrer aumento de mercado;

- c) participação em eventuais superávits ou déficits de energia no atendimento à carga prevista e o custeio da estrutura operacional do GCOI.

Os benefícios resultantes da operação otimizada do sistema correspondem (GCOI, 1998):

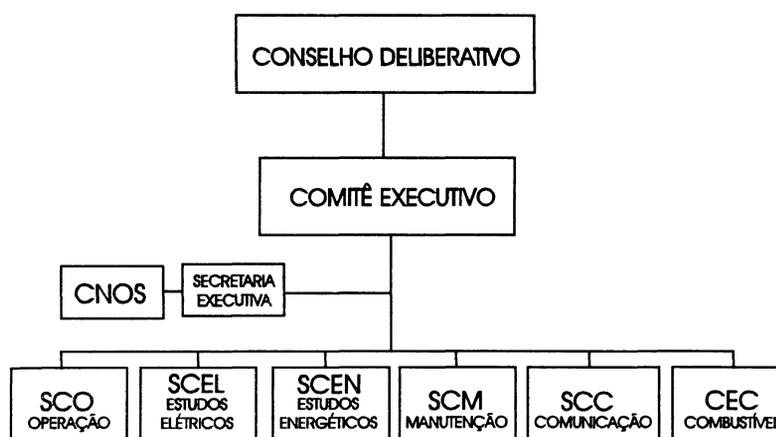
- a) compartilhamento das reservas de capacidade de geração, diminuindo as necessidades de alocação de reserva de potência operativa;
- b) transferência de recursos energéticos entre bacias hidrográficas distintas, tornando os geradores hidrelétricos menos dependentes das condições hidrológicas locais;
- c) coordenação da utilização dos reservatórios do sistema no controle de cheias;
- d) operação complementar da geração termelétrica, reduzindo os custos;
- e) tratamento igualitário, entre todas as empresas participantes do GCOI, no atendimento de energias excedentes;
- f) compartilhamento do uso dos sistemas de transmissão;
- g) minimização dos riscos de déficit, garantindo a qualidade de atendimento à demanda;
- h) definição do plano de obras e prioridade das instalações do sistema de transmissão sob o ponto de vista operativo, em conjunto com os estudos de planejamento da expansão;

Segundo ELETROBRÁS (1994), caso a operação do sistema elétrico brasileiro não fosse coordenada, as perdas energéticas alcançariam 22% da energia total disponível no sistema.

Porém, nem todas as centrais geradoras estão sujeitas ao despacho centralizado pelo GCOI. De acordo com o Decreto N° 2003, de 10 de setembro de 1996, está sujeita à operação integrada, ou seja, ao despacho pelo GCOI, a usina que, em função de sua capacidade e de sua localização, interferir significativamente na operação do sistema elétrico. Usinas termelétricas destinadas à autoprodução não estão sujeitas ao despacho centralizado, podendo ser interligadas à rede de transmissão do sistema.

A Figura 7 ilustra a estrutura hierárquica do GCOI. O Conselho Deliberativo, seu órgão máximo, é formado pelos Presidentes das empresas participantes. O Comitê Executivo, formado pelos Diretores de Operação das empresas participantes, é o órgão técnico máximo do GCOI. Os Subcomitês Técnicos estabelecem os critérios de planejamento e executam estudos periódicos em suas áreas de especialização. Esses estudos são executados por grupos de trabalhos formados por técnicos das empresas participantes.

FIGURA 7 - ORGANOGRAMA DO GCOI



Assim como no planejamento da expansão, as atividades para o planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro necessitam de uma discretização no tempo, com horizontes que vão desde períodos pluri-anuais até a operação em tempo real,

onde os resultados obtidos em cada etapa servem como dados de entrada para a fase seguinte. A decomposição utilizada atualmente para o planejamento elétrico e energético da operação compreende:

- a) estudos de médio prazo;
- b) estudos de curto prazo;
- c) programação da operação do sistema;
- d) coordenação da operação em tempo real;

#### 2.1.2.1 ESTUDOS DE MÉDIO PRAZO

O Subcomitê de Estudos Energéticos (SCEN) realiza os estudos de planejamento da operação energética de médio prazo, objetivando o gerenciamento dos recursos energéticos disponíveis para o atendimento ao mercado consumidor e a comercialização de energia elétrica entre as empresas. Estes estudos contemplam um horizonte máximo de cinco anos, dando origem ao Plano de Operação Elétrico Energético. Elaborado com periodicidade anual, o Plano de Operação apresenta com detalhamento mensal os resultados para o primeiro ano do horizonte de estudo.

Para a elaboração do Plano de Operação, tornam-se importantes os resultados dos trabalhos desenvolvidos pelo Subcomitê de Estudos Elétricos (SCEL), responsável pela realização dos estudos de planejamento da operação elétrica, os quais envolvem a elaboração de análises das condições de operação dos sistemas de geração e da rede de transmissão em diferentes condições de carregamento, contemplando horizontes de três anos a um mês. Da mesma forma, são necessários os resultados dos estudos do CTEM e do CTEE, ambos pertencentes ao GCPS.

Ao longo do estudo, também há uma forte interação com a Comissão de Estudos de Combustíveis (CEC), cujas funções são a elaboração do Plano Anual de

Combustíveis, no qual são estabelecidos os montantes da CCC, a comercialização de cinzas e atuar como interveniente no estabelecimento dos contratos entre fornecedores de carvão energético e as empresas de energia elétrica. Dentre os principais resultados do Plano de Operação figuram (GCOI, 1997):

- a) análise das condições de atendimento aos requisitos de energia e potência, com a estimativa de riscos de déficit;
- b) estimativas de geração térmica para fins de composição da CCC para o primeiro ano do horizonte do estudo, levando em conta restrições de origens elétrica, energética e contratuais;
- c) revisão dos contratos de longo prazo entre as concessionárias, para o primeiro ano do horizonte de estudo, estabelecidos pelo Plano Decenal de Expansão;
- d) estabelecimento dos contratos de suprimento de demanda (potência) entre as concessionárias e CMO para o primeiro ano do horizonte de estudo;
- e) necessidades de reforços na transmissão do sistema;

#### 2.1.2.2 ESTUDOS DE CURTO PRAZO

Os estudos de planejamento da operação de curto prazo, também realizados pelo SCEN, objetivam produzir um programa de geração para o mês, de tal forma que atenda o mercado consumidor previsto considerando as restrições operativas vigentes e as informações oriundas do Plano de Operação. Nesta fase, as previsões de aflúências e de mercado ao longo do mês são consideradas como precisas.

A elaboração desses estudos resultam nos Programas Mensais de Operação Elétrico e Energético (PMO), os quais são passíveis de modificações ao longo do mês

em função da evolução eletro-energética do sistema. Os principais produtos do PMO são (GCOI, 1998):

- a) despacho de geração térmica para o mês em função da estratégia ótima de operação determinada no planejamento de médio prazo e o consumo de combustíveis associado;
- b) definição dos intercâmbios de energia entre subsistemas para o mês;
- c) liberação do atendimento de energias interruptíveis;
- d) filosofia do controle de tensão e atualização das máximas transferências de potência entre regiões e subsistemas;
- e) coordenação da manutenção programada das unidades geradoras e dos desligamentos programados das instalações da transmissão;
- f) alocação por aproveitamento do montante de energia hidráulica a ser produzida pelo sistema;
- g) determinação do montante de energia proveniente de Itaipu a ser recebido pelo sistema brasileiro;
- h) definição e identificação dos intercâmbios a serem praticados entre concessionárias;
- i) atualização da quantificação da reserva de potência operativa e sua alocação pelas diversas unidades geradoras do sistema;
- j) atualização e definição dos ajustes finais dos esquemas de controle de emergência e da proteção em instalações de geração e transmissão;
- k) programação da operação de reservatórios para atendimento de metas de volumes de espera para controle de cheias;

- l) estabelecimento de índices de avaliação de desempenho do sistema para análises pós-operativas;
- m) procedimentos para recomposição do sistema após colapsos parciais ou totais; e,
- n) determinação do CMO, utilizados pela ANEEL como sinal econômico para o estabelecimento de tarifas associadas aos intercâmbios de energia não assegurados contratualmente.

### 2.1.2.3 PROGRAMAÇÃO DA OPERAÇÃO DO SISTEMA

O passo seguinte à etapa do planejamento mensal da operação é a programação da operação energética, a cargo do Subcomitê de Operação (SCO), a qual define a programação diária de geração e intercâmbios, tendo como base as metas, diretrizes e restrições estabelecidas no PMO e as condições atualizadas do sistema.

O processo para a programação da operação em bases diárias, discretizado em intervalos de 30 minutos, tem início nas concessionárias, as quais elaboram o Programa Diário de Produção (PDP). Posteriormente, os PDP's das empresas são remetidos à ELETROBRÁS, responsável pela análise e validação dos mesmos, onde é então elaborado o PDP dos sistemas interligados. Caso seja constatada a necessidade de compatibilização dos PDP's elaborados pelas empresas, a ELETROBRÁS, em conjunto com as próprias concessionárias, realizará medidas corretivas tais como a realocação de geração de algumas usinas, reprogramações de intercâmbios, defluências de usinas e de manutenções programadas. Os principais produtos resultantes do PDP são os seguintes (GCOI, 1998):

- a) programa de produção para cada aproveitamento;

- b) programa de intercâmbios entre concessionárias;
- c) alocação da reserva de potência operativa;
- d) análise crítica dos desligamentos na malha principal e programados para o mês, que imponham restrições energéticas, visando sua viabilização ou até mesmo cancelamentos ou remanejamentos necessários;
- e) análise crítica das restrições impostas pela operação de controle de cheias e questões ambientais; e,
- f) indicativo de eventuais revisões do programa semanal para os dias restantes da semana, no caso de afastamentos sensíveis das condições pré-estabelecidas.

Da mesma forma, a disponibilidade de geração a ser alocada em cada usina termelétrica é aquela definida no PMO. Eventualmente essa disponibilidade pode ser alterada em função das necessidades do sistema. Nesta fase, os aproveitamentos de pequeno porte, geralmente aqueles com potência instalada inferior a 10 MW, são considerados através das disponibilidades efetivas de potência e energia informadas pelas próprias concessionárias, constituindo a chamada **geração externa**.

As atividades de programação da operação também compreendem a elaboração do Programa Diário de Transmissão (PDT). O PDT contém a programação de desligamentos para manutenção de equipamentos de transmissão na malha principal do sistema interligado.

#### 2.1.2.4 COORDENAÇÃO DA OPERAÇÃO EM TEMPO REAL

A operação em tempo real é realizada em conjunto pelo Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS), da ELETROBRÁS, e pelos Centros de Operação (COS) das empresas concessionárias com parque gerador e/ou de

transmissão mais relevantes dos sistemas interligados Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste, além da Itaipu Binacional. Os COS estão ligados ao CNOS através de canais de comunicação de dados e de voz.

O CNOS é responsável pela supervisão de toda a malha principal eletroenergética e a coordenação das ações com repercussões sistêmicas. Aos COS das empresas compete a execução das ações determinadas pelo CNOS, bem como a supervisão e coordenação das ações com repercussões locais.

O processo tem início a partir do recebimento, pelo CNOS, do PDP e do PDT. Efetua-se, então, a consolidação final dos programas diários com os COS das concessionárias, incorporando as alterações verificadas nos sistemas e as atualizações de informações significativas com influência na otimização da operação energética para o dia subsequente, dando origem ao Programa Diário de Operação (PDO).

Durante a operação em tempo real, três situações distintas podem ocorrer, quais sejam:

- a) condições operacionais conforme a previsão no PDO consolidado;
- b) condições operacionais divergentes daquelas previstas;
- c) situações de emergência no sistema.

Caso as condições operacionais estejam conforme previsto no PDO, o CNOS somente supervisiona a operação do sistema pelos COS das concessionárias. A supervisão compreende o monitoramento permanente das principais grandezas e restrições operativas, tais como:

- a) níveis de tensão nos principais barramentos;
- b) limites de transmissão entre áreas geelétricas e entre subsistemas;
- c) alocação da reserva de potência operativa;

- d) despacho de geração; e
- e) monitoramento dos níveis dos reservatórios visando, em particular, o controle de enchentes, na busca do cumprimento das metas pré-estabelecidas.

Na segunda situação, com vistas a manutenção da integridade dos sistemas elétricos, são coordenadas pelo CNOS, em conjunto com os COS das concessionárias, ações corretivas, como:

- a) reprogramações de intercâmbios;
- b) realocação de geração;
- c) cancelamento de manutenções programadas;
- d) manobras em instalações de transmissão, visando inclusive o controle de tensão;
- e) reprogramação de defluências para controle de cheias.

Em situações de emergência, os COS das concessionárias, com a coordenação do CNOS, executam as seguintes funções:

- a) restabelecimento da malha principal do sistema;
- b) corte de carga por ocasião de indisponibilidades de instalações de porte ou em situações de subfrequência sustentada; e
- c) a troca de informações necessárias para agilizar a normalização do sistema com rapidez e segurança.

Após a operação em tempo real do sistema, resta a execução de análises pós-operativas, realizadas em conjunto pelo CNOS e as áreas de programação da operação elétrica e energética do GCOI. Esta última fase objetiva auxiliar as equipes responsáveis pelo planejamento da operação, programação da operação e operação em

tempo real em identificar a necessidade de ajustes operativos em qualquer uma das etapas da cadeia de operação, além de manter elevados os padrões de qualidade de suprimento e fornecimento de energia elétrica.

Neste processo de planejamento da operação do sistema elétrico, merece destaque o fato de que a necessidade da otimização da operação do sistema proporciona uma desvinculação parcial entre os montantes de energia e potência contratados no longo prazo e a produção física das unidades geradoras, dando origem a suprimentos de curto prazo entre as empresas. Estes novos suprimentos decorrem, por exemplo, de crescimentos do mercado de energia não previstos, de intercâmbios de otimização energética e intercâmbios internacionais, atrasos na entrada de operação de novas unidades geradoras e indisponibilidades de máquinas ou linhas de transmissão não previstas. Assim, os montantes de energia e potência estabelecidos nos contratos de longo prazo devem ser faturados independentemente dos valores dos intercâmbios apurados na operação real do sistema.

As tarifas associadas aos contratos de longo prazo são a Tarifa de Energia Contratada (TEC) e a Tarifa de Demanda Contratada (TDC), propostas pelo concessionário supridor e sujeitas à homologação do Poder Concedente. Os intercâmbios de energia e potência ocorridos durante a operação em tempo real do sistema são identificados na fase pós-operativa. A Portaria N° 540, de 30 de dezembro de 1996, estabelece a TDC para faturamento dos adicionais de potência. Os desvios positivos de carga própria de energia devem ser faturados aplicando-se o maior valor entre a TEC e a tarifa fixada com base no CMO, definida como Tarifa Marginal de Operação (TMO). Os intercâmbios de energia de otimização são faturados aplicando-se a Tarifa de Energia de Otimização (TEO), fixada em 3 R\$/MWh.

No decorrer do tempo, foram criadas outras formas de comercialização de curto prazo visando, em função das condições hidrológicas do sistema, atender a segmentos específicos da indústria com tarifas subsidiadas, tais como a Energia Temporária para Substituição Térmica (ETST), a Energia Elétrica de Sobra Temporária (EST) e a Energia Térmica de Alta Interruptibilidade (ETAI), conforme GCOI (1998).

## 2.2 MODELAGEM MATEMÁTICA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Em um sistema hidrotérmico, a produção de energia elétrica resulta da transformação da energia potencial da água nos reservatórios das usinas hidrelétricas ou da queima de combustível nas usinas termelétricas. Desta forma, a energia elétrica não pode ser armazenada na sua forma final, devendo ser consumida no momento em que é produzida. Uma vez que, como visto anteriormente, a operação do sistema elétrico brasileiro objetiva a minimização dos custos operativos, deve-se decidir, a cada intervalo de despacho, os montantes de geração hidrelétrica e termelétrica correspondentes para atender o mercado consumidor.

Caso opte-se em produzir uma maior quantidade de energia elétrica através das usinas hidrelétricas, utilizando a água armazenada nos reservatórios do sistema, a ocorrência de baixas afluências futuras poderá levar à utilização de usinas termelétricas mais caras ou até mesmo eventos de déficits de energia. No entanto, dada a pequena esperança de ocorrência de vazões baixas no futuro, esta decisão pode levar uma economia de combustível na operação futura. Caso opte-se por uma maior utilização das usinas termelétricas, a energia potencial da água dos reservatórios economizada poderá ser utilizada no futuro na ocorrência de uma hidraulicidade desfavorável, evitando o acionamento de usinas termelétricas mais onerosas. No

entanto, a ocorrência de altas afluições futuras poderá ocasionar vertimentos e a economia da energia armazenada terá sido em vão.

Nota-se, portanto, que uma decisão operativa tomada no presente afeta a operação do sistema no futuro, uma vez que as afluições futuras às usinas hidrelétricas não são conhecidas, conferindo um caráter estocástico ao problema da operação. Adicionalmente, o problema da operação do sistema elétrico brasileiro agrega as seguintes características (KELMAN, 1994):

- a) as funções de custo das usinas termelétricas e produção das usinas hidrelétricas não são lineares;
- b) as variáveis envolvidas são não-separáveis, pois os benefícios da geração de uma usina hidrelétrica não podem ser medidos isoladamente mas sim em função da economia de combustível no sistema;
- c) é um problema de grande porte devido ao alto grau de interligação entre as bacias hidrográficas, tamanho do sistema e do horizonte de planejamento.

Desta forma, torna-se indispensável a adoção de algumas simplificações na formulação matemática do problema, as quais resultam no chamado Modelo Equivalente de Energia:

- a) as usinas termelétricas com características semelhantes são reunidas em uma única classe térmica em que os custos de combustível e as restrições operativas são, aproximadamente, equivalentes;
- b) a demanda de energia elétrica é suposta concentrada em um único local, considerando-se uma perda constante na transmissão de energia para o seu suprimento a cada instante do período de estudo;

- c) as usinas hidrelétricas são agregadas em um reservatório equivalente de energia, que corresponde ao conjunto de reservatórios do sistema a ser simulado. As vazões afluentes aos reservatórios do sistema são representadas por energias controláveis, enquanto que a água armazenada nos reservatórios é substituída pela energia armazenada.
- d) o sistema equivalente é completado por uma usina a fio d'água, que corresponde às usinas a fio d'água do sistema. Da mesma forma, as vazões incrementais afluentes a estas usinas do sistema são representadas por energias a fio d'água no sistema equivalente.
- e) também são representadas a energia de vazão mínima, correspondente às vazões mínimas que devem defluir dos reservatórios, a energia evaporada, representando as perdas por evaporação nos reservatórios do sistema e valores que indiquem a potência em função da energia armazenada nos reservatórios.

Na construção do reservatório equivalente de energia, a energia armazenada no  $i$ -ésimo reservatório  $E_i(v)$  é o resultado do deplecionamento do reservatório partindo de um volume inicial  $v = v_i$  para o armazenamento final  $v = 0$ . Neste caso,

$$E_i(v) = 9,81 * 10^{-3} * \eta_i * \int_0^{v_i} h l_i(v) dv \quad (1)$$

onde:

$dv$  = volume correspondente à massa de água turbinada na usina  $i$  durante o intervalo de tempo  $t$  considerado;

$10^{-3}$  = peso específico da água ( $\text{kg/m}^3$ );

9,81 = aceleração da gravidade ( $\text{m/s}^2$ );

$h l_i$  = queda líquida;

$\eta_i$  = rendimento do conjunto turbina-gerador.

Numa cascata de reservatórios, a energia armazenada depende tanto do estado de cada reservatório quanto da operação realizada para deplecioná-los. Assume-se a hipótese que os reservatórios esvaziem em paralelo, ou seja, que todos os reservatórios mantenham o mesmo percentual de volume armazenado em relação aos seus respectivos volumes iniciais. Por exemplo, se o volume armazenado no reservatório 1, em um dado instante, for igual a 30% de  $v_1$ , então o reservatório 2 terá um volume armazenado de 30% de  $v_2$ . Seguindo esta hipótese, a energia armazenada entre dois pontos do sistema ( $v_1$  e  $v_2$ ) será:

$$E(v_1, v_2) = 9,81 * 10^{-3} * \sum_{i \in R} \left( (v_{2_i} - v_{1_i}) * \sum_{j \in J_i} \eta_j h_j(v_{1_j}, v_{2_j}) \right) \quad (2)$$

onde:

$R$  = conjunto de usinas com reservatórios;

$J_i$  = conjunto de usinas em cascata a partir da usina de reservatório  $i$ , inclusive, até a última à jusante.

O conjunto de reservatórios a constituírem um sistema equivalente devem pertencer a uma mesma região com regimes hidrológicos e níveis de regularização semelhantes. As usinas de um sistema equivalente devem estar desconectadas hidráulicamente das usinas de um outro sistema equivalente vizinho, sendo a única conexão possível a existência de uma linha de transmissão.

Segundo KLIGERMAN e PEREIRA (1994), a principal desvantagem do emprego do sistema equivalente é a perda de precisão na consideração de restrições locais inerentes à cada aproveitamento, tais como turbinamentos máximos, limites elétricos, perdas por altura de queda, variação do canal de fuga e diversidades

hidrológicas. Sua principal vantagem, de acordo com PEREIRA e PINTO (1985), é enfatizar o aspecto mais importante em termos econômicos, correspondente à decisão do montante de geração térmica.

Com o auxílio do modelo equivalente de energia, o estabelecimento de uma política ótima de operação do sistema hidrotérmico, objetivando minimizar os custos esperados de operação ao longo do horizonte de estudo, é possível pela aplicação de um algoritmo de otimização utilizando a técnica de Programação Dinâmica Estocástica (PDE), a qual, desde 1979, tem sido aplicada no planejamento da expansão e operação do sistema elétrico brasileiro (TERRY et al., 1986).

PEREIRA e PINTO (1985) e FORTUNATO et al. (1990) apresentam o problema da PDE empregando uma recursão do tipo acaso-decisão, ou seja, supondo que ao início de cada mês é conhecida a energia afluenta a ocorrer nesse mês, representada por um conjunto de afluências de igual probabilidade, define-se a melhor operação (decisão). Cada afluência equiprovável é estudada separadamente, resultando em diferentes decisões ótimas individuais. Matematicamente tem-se:

$$\alpha_t^*(X_t) = E_{A_t/X_t} \left\{ \min_{U_t} \left[ C_t(U_t) + \frac{1}{\beta} \alpha_{t+1}^*(X_{t+1}) \right] \right\} \quad (3)$$

$$\forall t = T, T-1, \dots, 1$$

sujeito a:

$$X_{t+1} = f_t(X_t, A_t, U_t) \quad (4)$$

$$g_{t+1}(X_{t+1}) \geq 0 \quad (5)$$

$$h_t(U_t) \geq 0 \quad (6)$$

onde:

$X_t$  = estado de armazenamento do sistema no início do estágio  $t$ ;

$A_t$  = afluência ao sistema durante o estágio  $t$ ;

$E_{A_t|X_t}$  = valor esperado sobre todos os possíveis vetores de afluência  $A_t$

condicionado pelo vetor de estado  $X_t$ , o qual é conhecido no início do estágio  $t$ ;

$U_t$  = vetor de decisão no estágio  $t$ ;

$C_t(U_t)$  = custo operativo associado à decisão  $U_t$ ;

$T$  = número de estágios no período de planejamento;

$\alpha_t^*(X_t)$  = custo de operação esperado de  $t$  até o final do período de planejamento, supondo-se uma operação ótima do sistema hidrotérmico;

$\beta$  = fator de desconto;

$f_t(X_t, A_t, U_t)$  = função de transição de estado do sistema (relações que levam de  $X_t$  a  $X_{t+1}$ , supondo  $A_t$  e  $U_t$ );

$g_{t+1}(X_{t+1})$  = conjunto de restrições relativas ao estado do sistema em  $X_{t+1}$ ;

$h_t(U_t)$  = conjunto de restrições relativas às variáveis de decisão.

Os estágios representam os intervalos de tempo em que o período de estudo foi dividido (por exemplo, mensal) e as variáveis de estado devem representar o sistema em estudo. No caso de operação dos sistemas hidrotérmicos, o nível de armazenamento nos reservatórios  $V_t$  e as afluências incrementais aos reservatórios no estágio anterior  $A_{t-1}$ , admitindo-se a existência de uma tendência hidrológica, são as variáveis escolhidas. Ambas devem ser discretizadas quando da implementação computacional. Assim:

$$X_t = \begin{bmatrix} V_t \\ A_{t-1} \end{bmatrix} \quad (7)$$

A idéia básica da programação dinâmica é dividir o problema inicial em um conjunto de problemas mais simples, ao invés de tentar resolver o problema complexo de uma única vez. Desta forma, a equação 3 estabelece uma relação funcional de recorrência através da qual se pode determinar  $\alpha_t^*(X_t)$  para qualquer valor de  $X$  e  $1 \leq t \leq T-1$ , desde que o valor de  $\alpha_{t+1}^*(X_{t+1})$  seja conhecido. Tomando-se o último estágio do processo, tem-se um problema de minimização condicionado a uma única variável:

$$\alpha_T^*(X_T) = E_{A_T / X_T} \left[ \min_{U_T} C_T(U_T) \right] \quad (8)$$

Resolvendo-se a equação 8 para todos os estados em que o sistema foi discretizado e aplicando-se a equação 3 retroativamente, obtém-se a solução do problema de otimização através de programação dinâmica. Porém, uma vez que a função  $C_t(U_t)$  não é conhecida no final do período, o algoritmo de PDE necessita da aplicação das seguintes condições de contorno:

- a) estender o período de estudo por um certo número de anos, determinado pelo usuário, considerando os dados referentes ao último ano;
- b) para o período estendido, arbitrar um valor para a função  $C_t(U_t)$  no último estágio (por exemplo, zero).

Devido à aleatoriedade das vazões e a existência de uma taxa de desconto na recursão, a função  $C_t(U_t)$  já terá se estabilizado e a política de operação para o horizonte de interesse será independente do valor arbitrado. Para o sistema elétrico brasileiro, tem-se adotado cinco anos para o período de extensão.

Observa-se também que, para um estágio  $t$ , o mínimo custo é calculado como a soma entre o custo presente (estágio  $t$ ) e o mínimo custo para se chegar ao fim do

processo (estágio  $T$ ), independentemente de como o sistema alcançou o estado presente (estágio  $t$ ). A relação de recorrência expressa, desta forma, o Princípio da Otimalidade de Bellman: “uma estratégia ótima tem a propriedade de que, qualquer que seja o estado inicial e decisão inicial, as decisões subseqüentes devem constituir uma política ótima com relação ao estado resultante da primeira decisão”.

O vetor de decisões  $U_t$  usualmente representa as vazões turbinadas e vertidas, respectivamente  $Q_t$  e  $S_t$ :

$$U_t = \begin{bmatrix} Q_t \\ S_t \end{bmatrix} \quad (9)$$

A equação de transição 4 corresponde à equação do balanço hídrico, onde  $M_i$  é o conjunto de usinas imediatamente à montante da usina  $i$ :

$$V_{t+1}(i) = V_t(i) + A_t(i) - (Q_t(i) + S_t(i)) + \sum_{j \in M_i} (Q_t(j) + S_t(j)) \quad (10)$$

As restrições sobre o estado do sistema, equação 5, são usualmente representadas como limites superiores e inferiores para os volumes armazenados:

$$\underline{V}_{t+1} \leq V_{t+1} \leq \bar{V}_{t+1} \quad (11)$$

As restrições às variáveis de decisão, equação 6, correspondem a limites superiores para a vazão turbinada:

$$Q_t \leq \bar{Q}_t \quad (12)$$

e inferiores para a defluência total:

$$Q_t + S_t \geq \underline{U}_t \quad (13)$$

Em função da decisão  $U_t$ , relacionada com a geração hidrelétrica, o custo operativo associado  $C_t(U_t)$  corresponde à geração termelétrica necessária para o

atendimento da demanda remanescente, podendo ser obtido através dos seguintes passos:

a) cálculo total da geração hidrelétrica no sistema,  $GH(U_t)$ :

$$GH(U_t) = \sum_{i=1}^N \rho_i * Q_t(i) \quad (14)$$

onde:

$N$  = número de usinas hidrelétricas do sistema;

$\rho_i$  = coeficiente de produtividade da  $i$ -ésima usina.

O coeficiente de produtividade depende dos volumes armazenados inicial e final e da defluência:

$$\rho_i = \rho(V_t(i), V_{t+1}(i), Q_t(i), S_t(i)) \quad (15)$$

b) geração termelétrica para atender a demanda remanescente, com custo mínimo:

$$C_t(U_t) = \min \sum_{j=1}^J CT_j(GT_j) \quad (16)$$

sujeito a:

$$\sum_{j=1}^J GT_j = L_t - GH(U_t) \quad (17)$$

$$\underline{GT}_j \leq GT_j \leq \overline{GT}_j \quad (18)$$

onde:

$J$  = número de usinas termelétricas no sistema;

$GT_j$  = geração da  $j$ -ésima usina termelétrica;

$CT_j(GT_j)$  = custo de operação da  $j$ -ésima usina termelétrica;

$\overline{GT}_j, \underline{GT}_j$  = limite superior e inferior de geração da  $j$ -ésima usina

termelétrica, respectivamente;

$GH(U_t)$  = geração hidrelétrica no sistema (equação 14)

$L_t$  = mercado de energia para o estágio  $t$ .

Uma vez que a decisão  $U_t$  depende da afluência no mês  $A_t$ , a qual não é conhecida, deve-se adotar um modelo estocástico para produzir possíveis seqüências hidrológicas para o período de planejamento. Pode-se citar, por exemplo, o modelo autoregressivo lag 1 - processo de Markov - onde a distribuição das afluências no estágio  $t+1$  depende somente dos valores das afluências no estágio anterior (KELMAN, 1994). Assim, utiliza-se informações de afluências passadas ( $A_{t-1}$ ) para produzir a distribuição de probabilidades relativas às afluências possíveis no mês ( $A_t$ ) condicionada pelas afluências observadas anteriormente. Tem-se, então:

$$A_t = b_t + \xi_t \quad (19)$$

$$b_t = \frac{\rho_t \sigma_t}{\sigma_{t-1}} * A_{t-1} \quad (20)$$

$$\xi_t = \mu_t - \frac{\rho_t \sigma_t}{\sigma_{t-1}} * \mu_{t-1} + \sigma_t \sqrt{1 - \rho_t^2} * \eta_t \quad (21)$$

onde:

$A_t$  = energia total afluenta no mês  $t$ ;

$b_t$  = coeficiente de regressão linear de ordem 1, relativo ao  $t$ -ésimo mês do ano;

$\xi_t$  = variável aleatória de distribuição log-normal de três parâmetros, correspondente ao  $t$ -ésimo mês do ano;

$\eta_t$  = variável aleatória log-normal, com média zero e desvio padrão 1;

$\mu_t$  = média das afluições no mês  $t$ ;

$\sigma_t^2$  = variância das afluições no mês  $t$ ;

$\rho_t$  = coeficiente de correlação entre afluições do mês  $t$  e do mês  $t-1$ ;

A distribuição condicionada ( $A_t/A_{t-1}=A_{t-1}$ ) tem média  $\mu_t^*$  e variância  $\sigma_t^{2*}$ ,

onde:

$$\mu_t^* = \mu_t + \rho_t \left( \frac{\sigma_t}{\sigma_{t-1}} \right) (A_{t-1} - \mu_{t-1}) \quad (22)$$

$$\sigma_t^{2*} = \sigma_t^2 (1 - \rho_t^2) \sigma_t^2 \quad (23)$$

A discretização do espaço de estados requerida para a solução do problema de PDE requer um esforço computacional bastante considerável. TERRY et al. (1986) e FORTUNATO et al. (1990) fazem um retrato desta questão supondo que, para  $N$  reservatórios em que os estados de armazenamento sejam divididos em 20 intervalos e as afluições em 20 intervalos também, verifica-se que o esforço computacional para a solução da equação 3 torna-se inviável mesmo para sistemas com poucos reservatórios. A maldição da dimensionalidade, como conhecido este problema, atingiria as seguintes dimensões neste exemplo:

$$1 \text{ reservatório} = (20 \times 20)^1 = 400 \text{ estados}$$

$$2 \text{ reservatórios} = (20 \times 20)^2 = 160.000 \text{ estados}$$

$$3 \text{ reservatórios} = (20 \times 20)^3 = 64.000.000 \text{ estados}$$

$$4 \text{ reservatórios} = (20 \times 20)^4 = 25.000.000.000 \text{ estados}$$

$$5 \text{ reservatórios} = (20 \times 20)^5 = 10.000.000.000.000 \text{ estados}$$

Para reduzir os custos computacionais envolvidos no cálculo da política ótima de operação, os modelos matemáticos baseados na PDE utilizam um algoritmo de decomposição através de aproximações sucessivas. Este método, apesar de não

garantir a otimalidade, consiste em calcular a política ótima de operação para cada subsistema equivalente isoladamente, seguindo-se a simulação de todos os subsistemas de forma conjunta visando a obtenção do intercâmbio de energia esperado para cada subsistema em cada estado de energia armazenada. Na seqüência, os intercâmbios esperados correspondentes a cada estado são adicionados à carga de cada subsistema, e o algoritmo da PDE é aplicado novamente individualmente. Segundo OLADE/BID (1993), o algoritmo trabalha somente com a série histórica de vazões e é finalizado quando não ocorrerem diferenças significativas nos valores dos custos operativos verificados nas duas últimas iterações. A experiência brasileira mostra que são necessárias três iterações para ocorrer a convergência.

Como resultado da PDE dispõe-se, para cada mês  $t$  do horizonte considerado, de uma tabela de custos futuros contendo, para cada estado  $(V_p; A_{t-1})$ , o valor esperado e atualizado dos custos de operação a partir deste estágio até o final do horizonte, de acordo com a política ótima (tabela de decisão). A política ótima de operação usualmente é representada pelo valor marginal da água, correspondente à derivada parcial do custo esperado de operação assim obtido em relação à energia armazenada (OLADE/BID, 1993).

A técnica da PDE é encontrada em modelos matemáticos como o Modelo de Simulação a Subsistemas Equivalentes (MSSSE), (ELETROBRÁS, 1993), o Modelo de Despacho Hidrotérmico (MODDHT), (OLADE/BID, 1993), ambos utilizados nos estudos de planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro, e o BACUS (GCOI, 1987), utilizado nos estudos de planejamento da operação energética do sistema.

PEREIRA e PINTO (1985) e KLIGERMAN e PEREIRA (1994) contornam o problema da maldição da dimensionalidade encontrada na PDE através de um algoritmo baseado na técnica da Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE), possibilitando a representação do intercâmbio entre os subsistemas equivalentes de forma explícita e a utilização de um modelo de energias afluentes auto-regressivo mensal de ordem  $p$  (CEPEL, 1993).

A PDDE consiste, basicamente, em um processo iterativo composto dos seguintes passos (CEPEL, 1993):

- a) selecionar um conjunto de estados  $X_t$  para cada estágio do horizonte de estudo, obtidos pela simulação da operação do sistema para um conjunto de  $n$  seqüências de energias afluentes. Esta etapa requer o conhecimento das funções de custo futuro em cada estágio, as quais são inicializadas com zero na primeira iteração do algoritmo;
- b) cálculo das funções de custo futuro para cada estágio, empregando-se o princípio da decomposição de Benders.

A política ótima de operação produzida pelo algoritmo de PDDE é descrita por uma função de custo futuro para cada estágio do período de planejamento. A técnica da PDDE é encontrada no modelo matemático atualmente utilizado nos estudos de planejamento da operação energética do sistema, o Modelo NEWAVE (CEPEL, 1999).

Os modelos matemáticos empregados no cálculo da política ótima de operação também realizam a simulação do sistema hidrotérmico com o histórico de vazões ou com séries sintéticas de vazões.

A etapa de simulação consiste em realizar um balanço mensal de energia no sentido cronológico, percorrendo todo o horizonte de estudo. Para cada mês, são tomadas decisões quanto à geração termelétrica, intercâmbios entre subsistemas, racionamentos e o montante de água a desestocar (deplecionamento do reservatório equivalente), baseadas na comparação entre os custos relativos a cada uma das opções consideradas e o valor marginal da água. Por exemplo, a geração de uma classe térmica só é aumentada enquanto seu custo unitário for inferior ao valor marginal da água do subsistema equivalente a que pertence.

As decisões referentes a racionamentos preventivos são tomadas de forma análoga, quando se dispõe de uma função do custo de déficit em patamares. Os intercâmbios de energia visam igualar o CMO dos subsistemas interconectados, levando em conta a capacidade de transmissão entre os subsistemas equivalentes, os limites de armazenamento e a folga do parque gerador de cada subsistema para fins de recebimento ou fornecimento de energia.

A simulação é realizada no sentido cronológico porque a energia armazenada nos subsistemas equivalentes no início de um mês é igual à energia armazenada final obtida no mês anterior, a menos de uma correção que procura refletir variações na energia armazenada pela entrada de novos reservatórios a jusante. A condição inicial de armazenamento de cada subsistema equivalente é um dado de entrada do usuário.

Obtém-se, como principais resultados da simulação: déficit de energia, CMO de cada subsistema equivalente, geração hidráulica dos subsistemas equivalentes, geração das classes térmicas, intercâmbios de energia entre subsistemas, vertimentos e evolução da energia armazenada de cada subsistema equivalente.

A desagregação da geração hidráulica equivalente de cada subsistema por usina pode ser obtida através de um simulador a usinas individualizadas como, por exemplo, o Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas (MSUI), (ELETROBRÁS, 1993), o Modelo OPUS (GCOI, 1998) e o Modelo SUSI (GCOI, 1998). Neste tipo de modelo, a operação de cada usina hidrelétrica é realizada detalhadamente segundo suas características particulares, sendo considerados os seguintes parâmetros:

- a) polinômio cota x volume do reservatório;
- b) polinômio área x cota do reservatório;
- c) polinômio nível de jusante x vazão defluente;
- d) perdas hidráulicas médias no circuito de adução;
- e) rendimento médio do conjunto turbina/gerador;
- f) tipo e principais características da turbina e do gerador;
- g) dados de evaporação;
- h) vazão mínima defluente.

Desta forma, a operação do sistema, realizada mensalmente, tem como objetivo atender a geração hidráulica proveniente do modelo a sistema equivalente. Naturalmente, ambas as simulações devem ser realizadas com a mesma série de vazões, configuração do parque gerador e horizonte de estudo. O processo de esvaziamento e enchimento dos reservatórios no modelo individualizado é realizado por faixas paralelas, onde cada faixa representa uma porcentagem do volume útil de cada reservatório. A principal desvantagem deste processo é o fato que, devido aos diferentes níveis de detalhamento na representação das usinas hidrelétricas entre os modelos individualizado e equivalente, pode não haver a convergência do montante

de geração hidráulica obtido pelos dois modelos para um mesmo ano, mês e série hidrológica. Este problema é solucionado quando se dispõe de um modelo capaz de promover a interação entre a representação equivalente e individualizada, de tal forma que, quando as metas de geração hidráulica não são atingidas pelo simulador a usinas individualizadas, restrições adicionais são repassadas ao sistema equivalente o qual refaz o balanço hidrotérmico e fornece novas metas de geração hidráulica ao simulador individualizado, num processo iterativo até ocorrer a convergência (GTQG, 1998).

### 2.3 QUALIDADE DE ATENDIMENTO AO MERCADO CONSUMIDOR

O atendimento a um acréscimo do mercado de energia elétrica, considerando que um sistema elétrico deve respeitar um nível de qualidade satisfatório para os consumidores, pode ser realizado, basicamente, de duas formas:

- a) utilizando o parque gerador existente, através de um aumento da geração térmica;
- b) incorporando ao parque gerador uma nova usina.

Caso o custo do aumento da geração térmica seja inferior ao custo de construção de uma nova usina, aquela de melhor índice custo/benefício no momento, opta-se pela não expansão do sistema. Caso contrário, o atendimento ao acréscimo de mercado deve ser feito através da construção de uma nova usina. Uma vez que este atendimento deve procurar o mínimo custo, a condição de otimalidade para expansão do sistema seria expressa pela igualdade entre o CMO e o custo marginal de expansão.

Porém, nos estudos de planejamento, trabalha-se com projeções de mercado e disponibilidades futuras de geração, as quais são bastante influenciadas por fatores

aleatórios de difícil previsão, tornando praticamente impossível garantir que todo acréscimo real de mercado seja atendido. A metodologia utilizada pelo setor elétrico brasileiro admitia, então, por razões essencialmente econômicas, que uma parcela do mercado não fosse atendido, ou seja, a ocorrência de déficit. No sistema elétrico brasileiro podem existir dois tipos de déficits: déficit de potência e déficit de energia.

### 2.3.1 DÉFICIT DE POTÊNCIA

Resulta da indisponibilidade forçada nos sistemas de transmissão, distribuição e nas unidades geradoras. No caso de usinas hidrelétricas, este último caso pode ocorrer também devido à diminuição da queda líquida disponível, causada pelo deplecionamento dos reservatórios, normalmente associado a condições hidrológicas desfavoráveis, ou ao aumento do nível do canal de fuga, provocado pela ocorrência de vertimentos ou aumento na vazão turbinada.

O risco de déficit desta natureza não pode ser previsto com antecedência, sendo avaliado através da probabilidade de perda de carga (LOLP). Por razões práticas, a LOLP é normalmente representada em horas por mês, obtida pela multiplicação da probabilidade de não atendimento da demanda de potência pelo número de horas do mês médio.

O critério de garantia de atendimento à potência considera um nível de risco inferior a 5 horas/mês. De acordo com KAMOGAWA (1994), o sistema gerador brasileiro tem sido dimensionado basicamente para atender os requisitos de energia, uma vez que a alta interligação entre os subsistemas elétricos favorece o aproveitamento de excedentes localizados de aflúncias, resultando em uma folga no atendimento aos requisitos de potência.

### 2.3.2 DÉFICIT DE ENERGIA

Ocorre em função de aflúências hidrológicas desfavoráveis, resultando em uma quantidade de água insuficiente para que as usinas hidrelétricas supram sua parcela de atendimento ao mercado, ou pela insuficiência das instalações de geração. Este tipo de déficit pode ser previsto com certa antecedência, em função dos níveis de armazenamento dos reservatórios e da previsão das vazões afluentes futuras, no primeiro caso, ou através dos estudos de curto prazo da expansão da geração, no segundo caso.

Há, basicamente, dois critérios de atendimento aos requisitos de energia: o critério determinístico e o critério probabilístico.

#### 2.3.2.1 CRITÉRIO DETERMINÍSTICO DE SUPRIMENTO DE ENERGIA

O critério determinístico estabelece que o sistema deve ser capaz de atender os requisitos de energia elétrica para qualquer hipótese de repetição de aflúências iguais ao registro histórico de vazões. Segundo este critério, a maior carga que o sistema pode atender sem a ocorrência de déficits denomina-se energia firme.

Defini-se como período crítico do sistema ao período de tempo correspondente à seqüência de meses do histórico de vazões em que, submetido a uma carga igual a sua energia firme, o armazenamento dos reservatórios do sistema vai de seu nível máximo ao seu nível mínimo, sem reenchimentos totais intermediários. A energia firme associada a cada usina hidrelétrica corresponde a sua produção média durante todo o período crítico.

Segundo FORTUNATO et al. (1990), a energia firme do sistema é calculada utilizando-se modelos de simulação a sistema equivalente onde, através de um processo iterativo, modifica-se o requisito de energia do sistema até que, para a pior

seqüência de vazões considerada, o sistema equivalente seja totalmente deplecionado sem a ocorrência de déficits.

Os algoritmos dos modelos de simulação utilizados no cálculo da energia firme operavam as usinas termelétricas através da curva limite inferior de armazenamento, quando considerado todo o bloco de geração térmica do sistema, ou curvas-guia, quando agrupadas em classes térmicas. A sistemática para obtenção destas curvas concebe a simulação, com o histórico de vazões, de uma configuração do parque gerador sendo conhecidos os requisitos de energia e supondo-se a operação das usinas termelétricas na base (fator de capacidade máximo). Conhecido o armazenamento final do mês, calcula-se o armazenamento mínimo no início de cada mês para que não ocorram déficits através da realização de balanços no sentido inverso do tempo. A envoltória superior dos armazenamentos mínimos mensais corresponde à curva limite de armazenamento ou curva-guia.

Estas curvas estabelecem o momento em que, de acordo com os níveis de reserva hidráulica, as usinas termelétricas devem ser operadas com fator de capacidade máximo para evitar a ocorrência de déficits, caso se repitam as afluências mais críticas do histórico.

Definida a energia firme do sistema, determina-se a energia firme correspondente à cada usina hidrelétrica através de modelos de simulação individualizados. Nesta fase, é considerada a seqüência de afluências correspondente ao período crítico do sistema e o requisito de energia a ser atendido passa a ser a energia firme do parque hidráulico equivalente.

A identificação de algumas deficiências do critério determinístico levou o setor elétrico adotar o chamado critério probabilístico. Dentre as principais deficiências do critério determinístico destacam-se:

- a) dependência da série histórica de vazões, uma vez que esta representa apenas uma possibilidade dentre uma infinidade de cenários hidrológicos possíveis de ocorrerem;
- b) a falta de uma quantificação dos riscos de não atendimento ao mercado futuro de energia. É evidente que uma série de vazões pior que a do período crítico pode ocorrer, ou seja, existe um nível de risco associado ao critério que pode variar de configuração para configuração;
- c) considerar as usinas termelétricas operando na capacidade máxima durante o período crítico, ao invés de considerar a operação conjunta do sistema hidrotérmico, visando a minimização do custo total;
- d) dificuldade de avaliar um único período crítico para todo o sistema, a medida que o parque gerador aumenta e engloba regiões com regimes hidrológicos diferenciados;
- e) dificuldade no rateio de energia firme entre as usinas pertencentes a um sistema.

Esta última deficiência é apontada por ROSENBLATT (1985), observando o fato que a energia firme de um sistema como um todo é maior do que a soma das energias firmes das usinas isoladas em seus respectivos períodos críticos. Um rateio baseado na produção média, caso ocorra a repetição do histórico de vazões, penalizaria as usinas termelétricas e as hidrelétricas com reservatório, enquanto que um rateio baseado apenas no período crítico favoreceria as usinas cujas vazões

ocasionalmente tenham sido favoráveis neste período mas que, em termos estatísticos, podem não ocorrerem no **próximo** período crítico.

Alguns estudos procuraram identificar o risco de déficit associado ao critério de energia firme. Em COPEL (1984), apresenta-se uma proposta de determinação do risco utilizando-se um método analítico e outro empírico. O método analítico proposto trata o risco de déficit como um problema de probabilidades, sem exigir simulação. Admitida uma distribuição para as afluências médias anuais e fixado um coeficiente de autocorrelação, determinou-se o tempo de retorno  $T$  associado a dois índices adimensionais:

a) a energia equivalente, calculada por:

$$\mu = \frac{E - M}{\sigma_E} \quad (24)$$

onde:

$E$  = energia natural média;

$M$  = mercado atendido pelo parque hidrelétrico, no caso, sua energia firme;

$\sigma_E$  = desvio padrão da energia natural média.

b) armazenamento equivalente, calculado por:

$$\alpha = \frac{A_p}{\sigma_E} \quad (25)$$

onde:

$A_p$  = armazenamento plurianual;

Assim, obteve-se a probabilidade de ocorrência de déficit para uma sucessão de  $n$  anos através de:

$$P = 1 - \left(1 - \frac{1}{T}\right)^n \quad (29)$$

Já o método empírico emprega a geração de séries sintéticas de vazões e a subsequente simulação do sistema, cuja carga de atendimento corresponde à energia firme do parque hidrelétrico. No caso, foram geradas 1000 séries sintéticas de 10 anos cada uma. A probabilidade de déficit é igual à frequência relativa de ocorrência de déficit para o horizonte de anos considerado.

Os resultados do estudo indicaram que o risco de déficit associado ao critério de energia firme, expresso em termos do tempo de recorrência, situa-se entre 50 e 100 anos, tanto para o método analítico, com distribuição normal de energias médias afluentes, quanto para o método empírico.

FILL (1985) avaliou, para um sistema hidrelétrico, a variação do risco de não atendimento de uma carga igual ao valor esperado da energia firme em função de diferentes coeficientes de variação das energias afluentes e capacidades de armazenamento plurianual. Observou-se que o risco de déficit associado ao critério de energia firme apresenta uma redução ou permanece constante quando, ao expandir-se o sistema hidrelétrico: (i) as suas características mantiverem-se constantes (coeficiente de variação e armazenamento plurianual relativo); (ii) ocorrer um aumento na capacidade de armazenamento relativo do sistema ou; (iii) redução do coeficiente de variação, através da incorporação de novas bacias fracamente correlacionadas com o sistema existente. Porém, este trabalho absteve-se de indicar um valor numérico absoluto para o risco de déficit associado ao critério de energia firme.

### 2.3.2.2 CRITÉRIO PROBABILÍSTICO DE SUPRIMENTO DE ENERGIA

A possibilidade da ocorrência de déficit nos estudos de planejamento deve ser considerada de tal forma a não promover a deterioração da qualidade do atendimento dos serviços de energia elétrica prestados ao consumidor. Desta forma, o déficit pode ser incorporado nas condições de atendimento ao mercado de energia elétrica através de duas alternativas distintas:

- a) pela adoção de um nível pré-fixado de qualidade de suprimento, considerado adequado para o planejamento e operação do sistema (risco de déficit pré-fixado);
- b) pelo conhecimento do valor econômico para a sociedade do não atendimento ao mercado de energia (custo de déficit pré-fixado).

A utilização do critério baseado no custo de déficit pré-fixado procura minimizar o custo de atendimento à carga, o qual deve incluir expansão, operação e eventuais déficits. A grande dificuldade em utilizar este enfoque está na necessidade de se conhecer a função custo de déficit, obtida a partir de dados econômicos complexos, os quais devem ser confiáveis e atualizados de tal forma que avaliem o impacto causado pelo não suprimento de energia elétrica nas diversas atividades do país. Adicionalmente, deve-se levar em conta a ocorrência de custos de déficits diferentes em cada região, conforme o grau de importância da energia elétrica para cada uma delas.

Uma das particularidades deste critério é o fato de que, uma vez minimizado o custo de atendimento, resulta um único plano de expansão. Também, caso o custo unitário do déficit seja constante, haverá variações na garantia de suprimento ao longo

do tempo ou entre regiões. O risco de déficit resultante é mera consequência da função custo de déficit utilizada.

Desta forma, o setor elétrico optou pela adoção de um nível de risco pré-fixado de qualidade de suprimento, ou probabilidade de déficit, definido como a probabilidade do sistema não atender o seu mercado ao longo de um determinado ano. O atendimento ao mercado é considerado satisfatório quando a probabilidade de déficit for menor ou igual a  $x\%$ , o que implica na minimização dos custos de expansão, operação e déficit sem, no entanto, tratar-se do real custo de déficit. O requisito de energia para o qual isto ocorre corresponde à energia garantida do sistema, a qual representa o mesmo papel que a energia firme no critério determinístico. A utilização da probabilidade anual de déficit como base para este critério reside no fato de o ano ser o menor período de tempo para o qual não ocorrem transferências de déficits de outros períodos, minimizando a influência de políticas de operação adotadas.

Este tipo de critério proporciona a manutenção da qualidade do serviço ao longo do tempo e entre regiões, mas não leva em conta diretamente a grandeza do déficit. Esta última é considerada indiretamente, dado que a aceitação de um risco maior implica na aceitação de déficits maiores. Uma das vantagens associadas a este critério é o fato do mesmo ser intuitivo, na medida em que o próprio risco de déficit é uma medida palpável da qualidade de atendimento. Além disso, o risco pré-fixado pode ser alterado, conferindo certa flexibilidade ao critério.

A escolha do nível de garantia adequado foi realizada a partir do nível de garantia associado ao critério determinístico, para evitar uma alteração muito grande com a mudança de critério. Para tanto, através de simulações para várias

configurações estáticas, isto é, parque gerador e mercado de energia permanecem inalterados durante todo o horizonte de estudo, verificou-se que a probabilidade anual de déficit do sistema quando submetido à sua energia firme era em torno de 3%, situando-se em torno de 5% para configurações previstas para o futuro. Adotou-se, como nível de risco de déficit, o valor de 5% (ROSENBLATT, 1985).

A principal desvantagem deste critério reside na necessidade da utilização de um valor para o custo de déficit, o CIDE, o qual representa o papel de uma termelétrica de altíssimo custo de combustível. Desta forma, caso fosse **verdadeiro**, o CIDE conduziria a um plano de expansão ótimo com um nível de risco de déficit de 5%.

A obtenção do CIDE é realizado de forma iterativa, procurando a igualdade entre o CMO e o custo marginal de expansão correspondentes a um plano de expansão ajustado a um nível de risco de déficit de 5%. O custo marginal de expansão é calculado considerando-se os custos incorridos entre o sexto e o décimo anos do plano de expansão de geração previsto, através da seguinte expressão:

$$CME = \frac{1000 * (AINV + ACO\&M)}{8,76 * (AOFER - AOFERN)} + \frac{1000 * (ACGT + ACDEF)}{8,76 * AOFER} \quad (27)$$

onde:

$AINV$  = valor anualizado do acréscimo de investimento correspondente às obras de geração (\$/ano);

$ACO\&M$  = valor anualizado do acréscimo do custo de operação e manutenção (\$/ano);

$AOFER$  = valor anualizado do acréscimo da oferta de energia (MWano);

$AOFERN$  = valor anualizado do acréscimo da oferta das usinas nucleares (MWano);

$ACGT$  = valor anualizado do acréscimo do custo de geração térmica (\$/ano);

$ACDEF$  = valor anualizado do acréscimo do custo de déficit esperado (\$/ano).

Outro aspecto relevante tem sido a consideração, nos ciclos de planejamento do setor elétrico, de um único valor para o CIDE, ou seja, o custo de déficit não varia com a sua profundidade. Isto, na prática, pode provocar distorções, uma vez que a importância da energia elétrica para cada setor de atividade é variável, acarretando em diferentes custos pela perda de produtividade.

Sob este prisma, CAMOZZATO (1988) e ROSENBLATT (1987) investigaram a consideração de uma curva que levasse em conta custos distintos em função da profundidade do déficit (custo de déficit por patamares). Em decorrência direta da função de custo de déficit dada por patamares, também foi considerado nestes estudos o emprego ou não de racionamento preventivo, isto é, admite-se a ocorrência de déficits mesmo que o sistema seja capaz de atender totalmente uma determinada carga. Assim, uma vez que o déficit assume valores diferentes, pode-se estocar energia prevendo-se déficits maiores no futuro e, portanto, mais caros.

Os resultados obtidos indicaram que a utilização de custo de déficit por patamares com racionamento preventivo permite uma maior economia nos custos totais de operação, quando comparado com os casos em que não se permite racionamento preventivo. Em contrapartida, a probabilidade de déficit aumenta muito atingindo, talvez, níveis inaceitáveis para o consumidor. CAMOZZATO (1988) procurou contornar esta situação utilizando um racionamento preventivo retardado pelo aumento dos valores do custo de déficit nos patamares iniciais. Isto provocou

uma redução da probabilidade de déficit aos níveis dos casos sem racionamento preventivo, verificando-se ainda diminuição dos custos de operação.

Em GCPS/GTPE (1991), buscou-se a igualdade entre o CMO e o custo marginal de expansão adotando-se o custo de déficit por patamares e três políticas de operação: sem racionamento, com racionamento preventivo e com racionamento preventivo retardado. Instabilidades encontradas na obtenção do CMO com relação à semente do gerador de séries sintéticas e o algoritmo de cálculo da política de racionamento retardado impediram um maior aprofundamento dos estudos.

### 2.3.3 CÁLCULO DA ENERGIA GARANTIDA

A utilização do critério probabilístico de suprimento de energia levou o setor elétrico a realização de vários estudos para definição de uma metodologia para o cálculo e rateio da disponibilidade de energia entre as empresas, necessário ao estabelecimento dos contratos de suprimento. Basicamente, os debates sobre o tema detiveram-se entre as chamadas linha física e a linha econômica.

Dois aspectos são relevantes na comparação entre estas duas metodologias. O primeiro, concerne à representação da evolução temporal do sistema. A linha física utiliza configurações estáticas (oferta e demanda de energia constantes no horizonte de estudo), tornando-a independente das condições iniciais do sistema. Já a linha econômica enfatiza a análise dinâmica, onde são representadas as condições iniciais de armazenamento, a evolução temporal da demanda e a expansão do parque gerador e troncos de transmissão ao longo do horizonte de planejamento.

O segundo aspecto refere-se à forma de utilização das séries sintéticas. A linha econômica utiliza um grande número de séries sintéticas de vazões com a mesma extensão do horizonte de planejamento. Para cada série, realiza-se a operação

do sistema a partir das condições iniciais de armazenamento fornecidas. Este tipo de simulação é usualmente conhecida como **método pente** e pode ser utilizada tanto para configurações estáticas como dinâmicas. A linha física utiliza uma única série sintética de vazões correspondente a uma seqüência longa de anos. Esta abordagem é usualmente denominada **método lingüiça**, sendo aplicável somente à configurações estáticas.

ELETROBRÁS (1990) realizou a comparação do comportamento estatístico dos métodos pente e lingüiça como estimadores de energia garantida, concluindo que o primeiro comporta-se como um estimador da energia garantida mais eficiente.

### 2.3.3.1 LINHA FÍSICA

A linha física propõe uma extensão do critério determinístico anteriormente adotado, contornando o problema da baixa representatividade estatística do registro histórico de vazões pela utilização de uma seqüência de 1000 anos de vazões sintéticas afluentes aos aproveitamentos do sistema.

A determinação do risco de energia ajustado ao critério de risco pré-fixado é obtido através da simulação do sistema a usinas individualizadas, dado pela razão entre o número de anos em que ocorreram déficits e o número de anos simulados. Após obtida a convergência do risco de déficit, determina-se os períodos em que o sistema apresenta déficits quando, partindo do seu armazenamento máximo, é deplecionado sem ocorrer reenchimentos totais intermediários. Determina-se, então, a geração média de cada usina nestes períodos, denominados períodos secos.

A parcela da energia não suprida nos períodos secos é rateada proporcionalmente à geração média de cada usina nestes períodos. A energia garantida correspondente a cada usina é, então, composta pelo valor esperado da

geração da usina nos períodos secos e a sua quota no rateio da energia não suprida pelo sistema na ocorrência dos períodos secos.

### 2.3.3.2 LINHA ECONÔMICA

A linha econômica baseia-se na determinação da oferta de energia do sistema a um risco de 5%, num processo iterativo de ajuste da carga. O valor da carga que atende este requisito corresponde à energia garantida do sistema.

Na verdade, a metodologia utilizada por esta linha apresentou uma mudança de critério a partir da consideração da Interligação Norte-Sul nos estudos de expansão, durante o ciclo de planejamento 1997 do GCPS. Este novo critério caracteriza-se pela utilização de configurações estáticas do parque gerador, enquanto que o critério anteriormente utilizado trabalhava com uma única configuração dinâmica. O processo pode ser dividido em 4 etapas:

1ª. ETAPA: determinação da energia garantida do sistema.

A primeira etapa do critério utilizado a partir do ciclo 1997 compreende a determinação da configuração do parque gerador para cada ano do horizonte em análise, geralmente 10 anos, de tal forma que sejam elencadas todas as usinas que entrem em operação até o final do mês de dezembro de cada ano. No caso das usinas hidrelétricas, deve-se considerar somente aquelas que, até o mês de dezembro, estiverem com o número de máquinas de base em operação. As simulações da operação do sistema são realizadas com modelos a subsistemas equivalentes, com o emprego de 2000 séries sintéticas de energias afluentes. Assim, para cada ano do horizonte em análise deve-se proceder uma simulação correspondente à cada configuração.

Já no caso do critério utilizando configuração dinâmica, as simulações também empregam 2000 séries sintéticas de energias afluentes, mas os valores de carga devem ser crescentes a cada ano consecutivo do horizonte ou, no mínimo, constantes. Em ambos os critérios (configuração dinâmica ou estática), os requisitos de carga testados devem manter a proporcionalidade presente nas projeções de mercado dos subsistemas durante todo o horizonte em análise, além da sazonalidade (distribuição do mercado nos meses do ano) e fator de carga (razão entre a demanda de energia e de ponta do mercado).

O critério de convergência ao nível de risco pré-fixado (5%), utilizado no critério adotado no ciclo de planejamento 1997, considera a execução de duas fases:

FASE 1 - convergência do risco de déficit 2x2, ou seja, ajuste dos requisitos de mercado para os sistemas Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste separadamente, sem a consideração da interligação Norte-Sul. O ajuste dos requisitos de mercado, nesta fase, considera a proporcionalidade entre os mercados de cada subsistema calculada a partir da média entre o sexto e o décimo anos do mercado previsto pelo CTEM e limite de transmissão infinito entre os subsistemas. A convergência desta fase é obtida quando os sistemas Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste apresentarem o risco de déficit pré-fixado;

FASE 2 - convergência do risco de déficit 4x4, ou seja, com a consideração da interligação Norte-Sul nos seus limites de transmissão previstos e sem a consideração de perdas elétricas. Nesta fase, o ajuste dos requisitos de mercado é realizado em função das cargas críticas obtidas na FASE 1. A

convergência é alcançada quando qualquer um dos subsistemas atingir o risco de déficit pré-fixado.

Em ambas as fases acima, o cálculo da convergência considera a média dos riscos dos cinco últimos anos da simulação.

No critério com configuração dinâmica, os efeitos devido ao estado do sistema no início da simulação são eliminados através da simulação de um determinado número de anos antes da data inicial (geralmente 5 anos), com configuração estática. A convergência é considerada atingida quando todos os anos do horizonte em análise apresentarem risco de déficit de 5%.

## 2ª. ETAPA Rateio da energia garantida atribuída a cada subsistema.

Obtida a energia garantida do sistema, o próximo passo é a determinação da energia garantida correspondente à cada subsistema, a qual considera o mercado atribuído ao subsistema na etapa anterior e o intercâmbio líquido de energia ocorrido com o(s) subsistema(s) adjacente(s). Conforme GCPS, (1987):

$$Q_i = M_i + F_i \quad (28)$$

onde:

$Q_i$  = parcela atribuída ao subsistema  $i$  no rateio da energia garantida total;

$M_i$  = mercado do subsistema  $i$  na simulação utilizada para o rateio;

$F_i$  = fornecimento líquido de energia do subsistema  $i$ .

A determinação do fornecimento líquido de energia considera a ocorrência de duas situações:

- 1) não há intercâmbio de energia: neste caso, atribui-se ao mês e série hidrológica um peso igual ao seu custo marginal médio, o qual é a média dos CMO's dos subsistemas ponderada pelos respectivos mercados.

$$CR_{t,s} = \frac{\sum_i M_{i,t} * CMO_{i,t,s}}{\sum_i M_{i,t}} \quad (29)$$

onde:

$CR_{t,s}$  = custo marginal médio dos subsistemas recebedores de energia no mês  $t$  e série hidrológica  $s$ ;

$M_{i,t}$  = mercado do subsistema  $i$  no mês  $t$ ;

$CMO_{i,t,s}$  = CMO para o subsistema  $i$ , mês  $t$  e série hidrológica  $s$ ;

2) há intercâmbio de energia: neste caso, atribui-se ao mês e série hidrológica em questão um peso igual ao valor médio da energia recebida, o qual corresponde a média dos CMO's dos subsistemas recebedores de energia ponderada pelas energias recebidas.

$$CR_{t,s} = \frac{\sum_{(i,j)} TR_{i,j,t,s} * CMO_{i,t,s}}{\sum_{(i,j)} TR_{i,j,t,s}} \quad (30)$$

onde:

$TR_{i,j,t,s}$  = energia transmitida do subsistema  $i$  para o subsistema  $j$ , no mês  $t$ , na série hidrológica  $s$ ;

Os valores de  $TR_{i,j,t,s}$  são sempre positivos ou nulos, significando que o subsistema  $i$  é sempre fornecedor de energia para o subsistema  $j$ . Caso o fluxo de energia se inverta,  $TR_{i,j,t,s}$  será nulo e o intercâmbio será representado em  $TR_{j,i,t,s}$ .

O valor da energia fornecida ou recebida por cada subsistema é o produto entre o custo marginal médio dos subsistemas recebedores de energia e o montante de energia fornecida ou recebida, sendo atribuído sinal positivo às energias fornecidas e

sinal negativo às energias recebidas. Com isso, o somatório dos valores de troca de energia por todos os subsistemas é nulo para cada mês e série hidrológica.

De posse dos intercâmbios ocorridos em cada mês de todas as séries hidrológicas, obtém-se o fornecimento líquido de energia para cada subsistema, pela seguinte razão:

$$F_i = \frac{\sum_t \sum_{j \neq i} \sum_s CR_{t,s} (TR_{i,j,t,s} - TR_{j,i,t,s})}{\sum_t \sum_s CR_{t,s}} \quad (31)$$

Raciocínio análogo pode ser aplicado para ponderação dos fornecimentos líquidos através da valoração correspondente ao custo marginal médio dos subsistemas fornecedores ou, como considerado atualmente pelo GCPS, pela média aritmética entre os custos marginais médios dos subsistemas fornecedores e recebedores.

3ª. ETAPA: para cada subsistema, determinação da energia garantida correspondente a cada fonte de geração.

O rateio da energia garantida de cada subsistema por fonte de geração é realizado com base no valor da energia gerada pela respectiva fonte, a menos da energia externa, proveniente das unidades geradoras não incluídas nas simulações, cuja participação no rateio corresponde à sua própria magnitude.

O valor da energia gerada de um tipo de fonte para um subsistema, mês e série hidrológica é o produto entre a energia gerada por este tipo de fonte e o CMO. Estes valores de geração são acumulados da seguinte forma:

$$H_i' = \frac{\sum_t \sum_s GH_{i,t,s} * CMO_{i,t,s}}{\sum_t \sum_s CMO_{i,t,s}} \quad (32)$$

$$T'_{i,k} = \frac{\sum_t \sum_s GT_{i,k,t,s} * CMO_{i,t,s}}{\sum_t \sum_s CMO_{i,t,s}} \quad (33)$$

onde:

$H'_i$  = valor total da energia gerada pela usinas hidrelétricas do subsistema  $i$ ;

$GH_{i,t,s}$  = geração hidrelétrica no subsistema  $i$ , mês  $t$ , e série hidrológica  $s$ ;

$T'_{i,k}$  = valor total da energia gerada pela usinas termelétricas da classe  $k$  do subsistema  $i$ ;

$GT_{i,k,t,s}$  = geração das usinas termelétricas de classe  $k$  no subsistema  $i$ , mês  $t$  e série hidrológica  $s$ ;

Terminada a acumulação para todos os meses e séries hidrológicas, a energia garantida de cada subsistema é rateada entre os tipos de fontes de geração proporcionalmente ao valor total da energia acumulada acima. Nesta etapa, deve-se descontar a energia externa de cada subsistema do montante de energia garantida atribuída a cada subsistema.

$$H_i = \frac{H'_i * (Q_i - EX_i)}{H'_i + \sum_k T'_{i,k}} \quad (34)$$

$$T_{i,k} = \frac{T'_{i,k} * (Q_i - EX_i)}{H'_i + \sum_k T'_{i,k}} \quad (35)$$

onde:

$H_i$  = energia garantida correspondente às usinas hidrelétricas do subsistema  $i$ ;

$T_{i,k}$  = energia garantida correspondente às usinas termelétricas da classe  $k$  do subsistema  $i$ ;

$EX_i$  = energia externa correspondente ao subsistema  $i$ ;

A partir do ciclo 1997 (configurações estáticas), estes valores são determinados pela média aritmética dos cinco últimos anos do período de simulação correspondentes à cada configuração estática do parque gerador.

4ª. ETAPA: rateio da energia garantida obtida no passo anterior entre as usinas pertencentes ao subsistema.

Uma vez obtida o montante de energia garantida correspondente às usinas hidrelétricas e termelétricas de cada subsistema  $i$ , o próximo passo é ratear este montante entre cada usina pertencente a este subsistema.

O rateio da energia garantida para as usinas hidrelétricas, a partir do ciclo de 1997, é realizado proporcionalmente à sua energia firme, mediante a aplicação da seguinte fórmula:

$$EG_{i,u} = EF_{i,u} * \frac{\sum_i H_i}{\sum_i EF_i} \quad (36)$$

onde:

$EG_{i,u}$  = energia garantida da usina hidrelétrica  $u$ , do subsistema  $i$ ;

$EF_{i,u}$  = energia firme da usina hidrelétrica  $u$ , do subsistema  $i$ ;

$\sum_i H_i$  = energia garantida total do sistema correspondente às usinas

hidrelétricas;

$\sum_i EF_i$  = energia firme total das usinas hidrelétricas pertencentes à

configuração.

A energia firme das usinas hidrelétricas, para um período crítico dado, é obtida através de um modelo de simulação que represente a operação individualizada

dessas usinas. Nesta fase, as perdas de água devido à irrigação nas usinas do subsistema Nordeste (Usinas Sobradinho, Complexo Moxotó, Itaparica e Xingó) são descontadas.

Na metodologia utilizada com configuração dinâmica, para a realização do rateio no caso das usinas hidrelétricas, a geração hidráulica obtida com a série histórica de vazões pelo modelo equivalente é desagregada através de um modelo a usinas individualizadas. Acumula-se, então, o valor estimado da geração de cada usina hidrelétrica, obtido pelo produto entre a energia gerada e o CMO correspondente a cada subsistema, mês e série hidrológica. Finalmente, a energia atribuída ao conjunto de usinas hidrelétricas do subsistema é rateada entre as usinas proporcionalmente aos respectivos valores estimados de geração. Este procedimento é mostrado através das seguintes expressões:

$$EG_{i,u} = \frac{VEG_{i,u} * H_i}{\sum_u VEG_{i,u}} \quad (37)$$

$$VEG_{i,u} = \sum_t \sum_s GHE_{i,u,t,s} * CMO_{i,t,s} \quad (38)$$

onde:

$VEG_{i,u}$  = valor estimado da geração da usina hidrelétrica  $u$  do subsistema  $i$ ;

$GHE_{i,u,t,s}$  = geração de energia da usina hidrelétrica  $u$ , do subsistema  $i$ , no mês  $t$ , na série hidrológica  $s$ ;

No caso das usinas termelétricas, em ambas as metodologias, o rateio da energia garantida entre as usinas pertencentes a uma mesma classe é realizado proporcionalmente aos fatores de capacidade máximas contínuas de geração. Este rateio é expresso da seguinte forma:

$$EGT_{i,k,u} = \frac{P_{i,k,u} * FC_{i,k,u} * T_{i,k}}{\sum_u (P_{i,k,u} * FC_{i,k,u})} \quad (39)$$

onde:

$EGT_{i,k,u}$  = energia garantida correspondente à usina termelétrica  $u$ ,  
pertencente à classe  $k$  e subsistema  $i$ ;

$P_{i,k,u}$  = potência da usina termelétrica  $u$ , pertencente à classe  $k$  e subsistema  $i$ ;

$FC_{i,k,u}$  = fator de capacidade máxima da usina termelétrica  $u$ , pertencente à  
classe  $k$  e subsistema  $i$ ;

Deve-se verificar, no caso de configurações estáticas, se as usinas pertencentes às classes que necessitem de períodos de maturação, como as nucleares e carvão, já cumpriram estes períodos, uma vez que as configurações estáticas utilizadas nas simulações não levam em conta este fator.

O capítulo 5 apresenta um exemplo de cálculo da energia garantida pela metodologia adotada no ciclo de planejamento 1997 do GCPS (configurações estáticas).

## 2.4 A REFORMA INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A partir de 1994, o governo do presidente Fernando Henrique Cardoso colocou em prática a venda das empresas estatais do setor elétrico brasileiro, atendendo o Plano Nacional de Desestatização instituído pela Lei N° 8031, de 12 de abril de 1990. Entre 1995 e 1997, empresas concessionárias de distribuição começaram a ser vendidas ao capital privado, como a Light e CERJ (Rio de Janeiro), ESCELSA (Espírito Santo), CEEE (Rio Grande do Sul), COELBA (Bahia), ENERSUL (Mato Grosso do Sul), CEMAT (Mato Grosso) e CPFL (São Paulo). No ramo da geração, a ELETROSUL foi vendida ao capital privado em setembro de

1998, constituindo a GERASUL, sendo previsto também a privatização das demais subsidiárias da ELETROBRÁS e empresas estaduais, como a CESP, em São Paulo. Além disso, abriu-se novamente espaço para o engajamento da iniciativa privada nos empreendimentos de geração de energia elétrica, como é o caso das usinas hidrelétricas de Serra da Mesa (1275 MW), Machadinho (1040 MW), Dona Francisca (125 MW), Piraju (70 MW), Campos Novos (880 MW) e Cana Brava (450 MW).

Os fatores que propiciaram a quebra do monopólio estatal e a conseqüente reforma do setor elétrico podem ser melhor compreendidos pela realização de um panorama da evolução econômico-financeira e institucional do setor elétrico, principalmente a partir de 1964, época em que o governo militar permitiu o reajuste das tarifas de serviços públicos, preços de combustíveis, transportes e insumos produzidos pelas empresas públicas, os quais estavam defasados em relação à inflação dos anos anteriores. Institui-se a correção monetária sobre os bens do ativo imobilizado das empresas elétricas, repercutindo na elevação das tarifas então baseadas no custo histórico. As tarifas cresceram, em média, 62% contra 39% de inflação no período 1964-1967.

O realismo tarifário, como passou a ser chamada esta fase, não foi implantado em anos anteriores a 1964 devido ao forte nacionalismo vigente na época, no sentido em que qualquer melhora na tarifa estaria beneficiando as concessionárias estrangeiras, no caso a Light e as empresas do grupo AMFORP. Interessante notar também que a correção monetária nada mais é do que a cláusula-ouro utilizada na correção das tarifas públicas nas primeiras décadas deste século.

As condições tarifárias proporcionadas pela correção monetária, aliada a fontes de autofinanciamento como o empréstimo compulsório, o IUEE, onde 36% do

valor arrecadado era transferido à ELETROBRÁS e 4% ao MME, e uma taxa de remuneração mínima de 10% sobre o capital investido, permitiu o crescimento dos recursos setoriais e diminuição dos extra-setoriais, principalmente no período 1968-1973, quando a economia do país cresceu 10% a.a. provocando um aumento do consumo de eletricidade em todos os setores. A Tabela 6, extraída de RODRIGUES e HERMANN (1989), mostra as principais fontes de recursos do setor no período 1967-1973.

TABELA 6 - ESTRUTURA DE FINANCIAMENTO DO SETOR ELÉTRICO (%)

	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973
<b>1. Recursos Setoriais</b>	42,1	41,4	38,4	44,0	45,3	51,7	54,3
1.1 Próprios	34,0	33,5	30,1	33,6	33,7	42,8	44,9
1.1.1 IUEE	5,0	6,4	6,7	6,6	8,2	9,5	10,5
1.1.2 Geração Interna	24,5	21,9	18,8	24,9	21,6	24,2	25,4
1.1.3 RGR	-	-	-	-	-	8,5	10,5
1.1.4 Outros	4,4	5,2	4,6	2,1	3,9	0,6	1,5
1.2 Terceiros	8,1	7,9	8,3	10,4	11,6	8,9	9,4
1.2.1 Empréstimos	8,1	7,9	8,3	10,4	11,6	8,9	9,4
1.2.2 Outros	-	-	-	-	-	-	-
<b>2. Recursos Extra Setoriais</b>	57,9	58,5	61,6	56,0	54,7	48,4	45,7
2.1 Próprios	31,9	32,2	29,1	23,4	22,3	21,3	20,3
2.1.1 Gov. Federal	8,0	6,9	6,8	6,2	6,9	6,3	6,8
2.1.2 Gov. Estadual	23,3	23,6	18,7	15,0	12,6	6,9	13,1
2.1.3 Gov. Municipal	0,0	0,1	0,4	0,3	0,1	0,2	0,1
2.1.4 Outros	0,6	1,7	3,2	1,9	2,7	4,8	0,3
2.2 Terceiros	26,0	26,3	32,5	32,6	32,4	27,1	25,4
2.2.1 Emp. e Fin. no País	13,0	13,9	15,3	15,3	13,5	4,1	6,5
2.2.2 Resolução 63	-	0,7	2,7	1,1	0,1	-	0,1
2.2.3 Empréstimos e Financ. no Exterior	13,0	11,7	14,5	16,2	18,8	23,0	18,8
<b>Total</b>	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Em 1971, a Lei N° 5.655, de 20 de maio de 1971, definiu a elevação da taxa mínima de remuneração legal de 10% para 12%, reduziu a alíquota do imposto de renda sobre o lucro das empresas concessionárias de 17% para 6% e modificou a

sistemática da quota de reversão, que passou a ser transferida para a ELETROBRÁS, constituindo a Reserva Global de Reversão (RGR). Os recursos que movimentariam a RGR seriam aplicados, segundo o Artigo 4º da Lei N° 5.655, “nos casos de reversão, de encampação de serviços públicos de energia elétrica ou em empréstimos a concessionários, para expansão dos respectivos serviços”. Até então, a quota de reversão, criada pelo Decreto N° 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, constituía um fundo de reversão de recursos da União, depositado nas concessionárias, destinado a cobrir as indenizações devidas em caso de reversão dos bens e instalações da empresa ao final do prazo de concessão. Não obstante, apesar da ELETROBRÁS corrigir monetariamente os recursos da RGR, creditando juros de 3% a.a., estes mesmos recursos eram repassados às concessionárias exclusivamente via empréstimo, mas a juros de, em média, 11,5% a.a..

O primeiro choque do petróleo, em 1973, conferiu novo impulso de desenvolvimento do setor elétrico, uma vez que o II Plano Nacional de Desenvolvimento (II PND), elaborado no governo Geisel, defendia o desenvolvimento das indústrias de base, de alto consumo energético, procurando diminuir as importações e aumentar as exportações de produtos manufaturados. Esta premissa impunha a necessidade de grande expansão da oferta de energia, não apenas em função do ritmo de crescimento previsto - 12% a.a. no período 1974/1980 - mas também devido à redução da dependência externa de petróleo por meio da eletricidade, biomassa e, eventualmente, carvão mineral nacional. Esta política iniciou a realização de grandes projetos, como as hidrelétricas Itaipu (12600 MW), Tucuruí, (4200 MW em sua primeira fase), Sobradinho (1050 MW), Itumbiara (2280 MW) e Paulo Afonso IV (2460 MW) e o programa nuclear. O acentuado investimento no

período elevou a capacidade instalada de 17.526 MW, em 1974, para 38.989 MW, em 1982, correspondente à uma taxa de 10,5% a.a.

Contudo, a captação de recursos pelo setor começou a sofrer significativa alteração no perfil verificado no período 1967-1973. O Decreto N° 1383/74 introduziu, gradativamente, a equalização das tarifas de energia elétrica em todo o território nacional, através da Reserva Global de Garantia (RGG). Este mecanismo objetivava a viabilização de sistemas elétricos de alto custo e a desconcentração industrial, concorrendo para minimização das desigualdades regionais através da transferência de recursos para as concessionárias com remuneração insuficiente.

Com o passar do tempo, observou-se uma completa distorção dos objetivos da RGG, uma vez que a localização das indústrias não se realizou em função dos preços mas sim da existência de energia em quantidade e confiabilidade satisfatórias. Além disto, verificou-se a perda das referências de eficiência, gerando um sentimento de que o sistema premiava a ineficiência e punia a eficiência.

Em 1975, o Conselho de Desenvolvimento Econômico (CDE) decidiu limitar os reajustes de tarifas de preços públicos ao máximo de 20% a.a., procedimento relacionado com a política antinflacionária, resultando na deterioração dos preços dos serviços públicos e, conseqüentemente, na geração interna de recursos pelas concessionárias. Em contrapartida, para fazer frente ao volume de investimentos no período, o setor elétrico criou linhas de financiamento internacionais junto a bancos privados. Estes empréstimos contribuíram para um acentuado processo de endividamento externo do setor em uma fase que, considerando os preceitos legais até então vigentes, as tarifas ainda eram suficientes para garantir a remuneração dos investimentos efetuados.

Contribuindo para o aumento das dificuldades econômico-financeiras do setor elétrico, o Decreto N° 83.940, de 10 de agosto de 1979, definiu que o reajuste de qualquer preço ou tarifa dependeria de aprovação do Ministro do Estado Chefe da Secretaria de Planejamento. Esta determinação feria o critério da prestação de serviço pelo custo, distorcendo a estrutura tarifária vigente. A partir de então, definitivamente patenteou-se que a fixação dos níveis tarifários realizar-se-ia em função de outros objetivos, como a contenção inflacionária.

Deste modo, configurou-se o estrangulamento econômico-financeiro do setor de energia elétrica, ocasionado durante a década de 1970 e motivado por duas linhas principais (LIMA, 1995): a primeira corresponde à corrosão da base de autofinanciamento do setor, que resultou na drástica queda da taxa de remuneração de 12% a.a. em 1975 para 6% a.a. em 1983; a segunda, corresponde ao processo de endividamento externo do setor, que se efetuou em ritmo acelerado a partir da segunda metade da década de 1970.

Após o surto expansionista verificado na década de 1970, a economia nacional comportou-se de maneira instável no período 1980/90. A taxa de variação do Produto Interno Bruto (PIB) nesta década foi de 1,5%, bastante inferior à taxa de 8,6% verificada da década anterior (GCPS, 1997). Contudo, o consumo de energia elétrica continuou a crescer, fruto da maturação dos investimentos industriais realizados no II PND e da queda constante das tarifas de energia elétrica. A participação da energia elétrica no balanço energético do Brasil, em 1990, chegou próximo a 40%, uma das mais elevadas em termos mundiais.

A partir de 1981, pelo Decreto-Lei N° 1849/81, criou-se uma taxa referencial para a Remuneração Média do Setor, a qual serviria como base para a

fixação das quotas da RGG e conseqüente transferência de recursos entre as empresas concessionárias. Também em 1981, o Decreto-Lei N° 1859/81 desvinculava do setor elétrico os recursos provindos do IUEE, transformando-os em recursos ordinários da União.

Os investimentos anuais no setor elétrico verificados na década de 80 remontam a uma média de US\$ 12 bilhões. Porém, ainda alvo de políticas de contenção da inflação, os baixos níveis tarifários praticados continuavam a comprometer a situação econômica-financeira das concessionárias, promovendo o declínio dos investimentos setoriais para uma média de US\$ 6 bilhões por ano entre 1990 e 1996.

O segundo choque do petróleo e a elevação das taxas de juros no mercado internacional para acima de 20%, no início dos anos 80, criaram maiores ônus para o setor, que recorria a empréstimos externos para pagamento da sua dívida de curto prazo. Nesta época as empresas valiam-se de um dispositivo chamado Conta de Resultados a Compensar (CRC), através do qual as concessionárias que não atingissem a taxa de remuneração de 10% a.a. registravam o valor necessário para cobrir os déficits para serem compensados em exercícios futuros. O ponto crítico da depressão dos níveis tarifários ocorreu em abril de 1993, quando a tarifa média de fornecimento, isto é, aquela cobrada dos consumidores finais, atingiu 36 US\$/MWh e, nas CRC das concessionárias acumulava-se um montante de US\$ 24 bilhões. A Tabela 7, extraída de RAMOS (1994), ilustra a situação das concessionárias apresentando as taxas de remuneração da COPEL no período 1989 à 1993.

Perante este quadro, o governo promulgou a Lei N° 8.631, em 1993, seguida pelo Decreto N° 774/93, que a regulamentou, extinguindo as tarifas unificadas a nível

nacional, a taxa legal de remuneração dos ativos e os mecanismos de compensação de diferenças de rentabilidade (Reserva Nacional de Compensação de Remuneração e a CRC). Desta maneira, realizou-se o acerto de contas entre o Governo Federal e as concessionárias em função da CRC e definiu-se uma nova política tarifária para o setor elétrico, de tal forma que as tarifas passaram a ser propostas pelas próprias concessionárias, com base no custo de serviço, as quais deveriam ser homologadas pelo DNAEE através da avaliação da taxa de retorno implícita.

TABELA 7 – TAXAS DE REMUNERAÇÃO SOBRE O INVESTIMENTO DA  
COPEL

Ano	Taxa de Remuneração (%)
1989	-6,8
1990	8,6
1991	-3,9
1992	-6,4
1993	-1,5

Outras medidas da Lei N° 8.631/93 foram a reativação da RGR (3% sobre os investimentos do concessionário), que passou a ser instrumento de financiamento da expansão setorial e conservação de energia administrado pela ELETROBRÁS, a ampliação da CCC para os Sistemas Isolados, a criação de conselhos de consumidores de caráter consultivo, “voltado para a orientação, análise e avaliação das questões ligadas ao fornecimento, tarifas e adequações dos serviços prestados ao consumidor final” e a obrigatoriedade da celebração de contratos de suprimento de energia elétrica entre fornecedores e supridores, calculados pelo GCPS e revistos pelo GCOI. O Decreto N° 774, de 18 de março de 1993, estabelecia que a revisão tarifária seria permitida somente se o concessionário celebrasse estes contratos de suprimento e houvesse o recolhimento, junto à ELETROBRÁS, da RGR, CCC e Compensação

Financeira pela utilização dos recursos hídricos voltados à geração de energia elétrica (royalties).

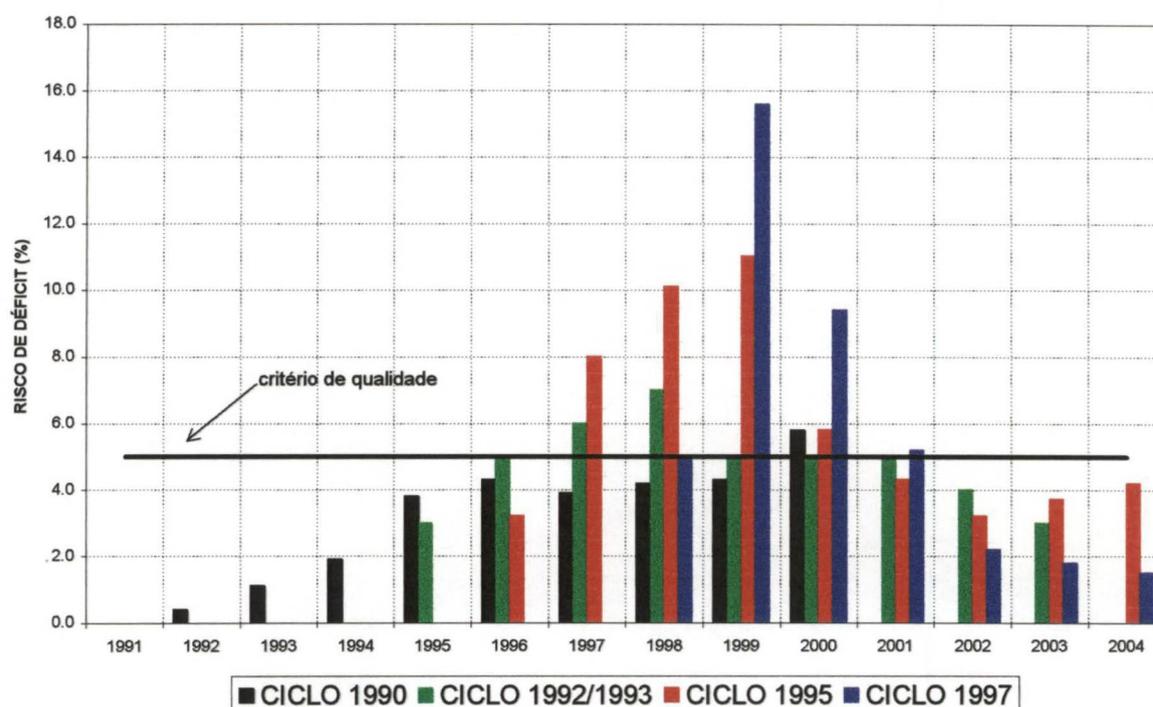
A recuperação tarifária visando a remuneração adequada do capital investido pelas concessionárias, pretendida com a Lei N° 8.631/93, foi adiada pela implantação do Plano Real para a estabilização da economia. A primeira seqüência de reajuste tarifário foi permitida somente a partir de novembro de 1995, quando o DNAEE desmembrou a classe de consumidores residenciais em residencial de baixa renda e residencial normal, mantendo os descontos progressivos, até então concedidos indistintamente, somente para a classe de baixa renda. Esta mudança e os demais reajustes nas outras categorias fez com que a tarifa média de fornecimento em 1996 atingisse 72 R\$/MWh.

Em 1996, somente as concessionárias até então já privatizadas (Light, ESCELSA e CERJ) conseguiram nova correção de suas tarifas, em observância à cláusulas dos respectivos contratos de concessão. As demais concessionárias só foram autorizadas a corrigir suas tarifas a partir de 1997. Não obstante, apesar desta correção tarifária ter melhorado o equilíbrio econômico-financeiro das empresas do setor, a previsão da capacidade de captação de recursos próprios para o financiamento das obras necessárias à expansão setorial é, em média, de R\$ 3,4 bilhões anuais no período 1997/2001, frente a uma necessidade de investimento anual estimada em R\$ 6,5 bilhões (GCPS, 1996).

Atribui-se ao Plano Real, também, a nova retomada do crescimento da economia e conseqüente aumento da demanda de energia elétrica, principalmente nas classes industrial e residencial. Este fato, somado à dificuldade das empresas do setor elétrico em retomar os investimentos necessários, provocou uma acentuada

decadência nas condições de atendimento ao mercado consumidor previstas pelo GCPS nos últimos ciclos de planejamento, chegando a alcançar patamares muito acima do critério de risco de 5%, visualizado na Figura 8. Em 1997, os riscos de déficit no sistema interligado foram reduzidos graças à recuperação dos níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas após o período chuvoso verificado no início daquele ano, mostrando a dependência de fatores climáticos para a manutenção da qualidade de atendimento, caso os investimentos previstos não sejam retomados.

FIGURA 8 – CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO NOS CICLOS DE PLANEJAMENTO DO GCPS



A alternativa para que o setor elétrico tivesse novamente condições de fazer frente ao crescimento da demanda de energia elétrica seria a participação do capital privado. Neste sentido, o Decreto N° 1009, de 22 de dezembro de 1993, garante o acesso de qualquer agente do setor à malha de transmissão através da criação do Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica (SINTREL), regido pelo GCOI,

englobando inicialmente os sistemas de propriedade da ELETROBRÁS, sendo facultativo a adesão das outras concessionárias.

A Lei N° 8987, de 13 de fevereiro de 1995, conhecida como a Lei de Concessões, coloca em prática o artigo 175 da Constituição Federal de 1988, que estipula a outorga de concessão de serviço público mediante licitação. Esta medida trouxe profunda mudança no setor elétrico, uma vez que as concessões, até então, eram outorgadas às empresas estatais através de simples ato administrativo. As tarifas passam a ser baseadas no serviço pelo preço licitado, sendo permitidas revisões de acordo com o estabelecido no edital de licitação ou no contrato de concessão. Também extinguiu as concessões outorgadas sem licitação na vigência da Constituição de 1988, assim como aquelas concessões obtidas sem licitação anteriormente à Constituição de 1988 cujas obras não tivessem sido iniciadas ou estivessem paralisadas. No caso de obras em atraso, as concessionárias deviam apresentar um plano de conclusão das obras em 180 dias após a entrada em vigor da Lei. Se o plano não fosse apresentado ou não fosse viável, a concessão do empreendimento seria extinta. Os aproveitamentos cuja concessão fosse outorgada antes da promulgação da Lei de Concessões seriam objeto de nova licitação a medida em que os prazos de concessão fossem vencidos.

Na Lei N° 9074/95, de 07 de julho de 1995, conhecida como Lei de Prorrogação das Concessões, figuram novas e importantes medidas para implantar a competitividade no setor elétrico. Estipula em 35 anos, prorrogáveis por igual período (a critério do órgão regulador e fiscalizador do Poder Concedente e segundo disposto no contrato de concessão), o prazo das concessões de geração e, da mesma forma, em 30 anos para as concessões de distribuição e transmissão. As concessões de geração

de energia elétrica outorgadas antes da Lei de Concessões poderão ser prorrogadas por 20 anos e as de distribuição poderão ser prorrogadas desde que reagrupadas segundo critérios de racionalidade operacional e econômica, por solicitação do concessionário ou iniciativa do Poder Concedente, promovendo o aumento do número de agentes no setor e, portanto, a competitividade.

Condiciona as licitações ao aproveitamento ótimo dos empreendimentos hidrelétricos, ou seja, os estudos devem estar a nível de viabilidade, onde defini-se o melhor eixo da barragem, níveis de água, potência e arranjo físico. Estipula também os limites de capacidade instalada térmica e hidráulica, de acordo com a Tabela 8, definindo o tipo de outorga correspondente à cada empreendimento.

**TABELA 8 - LIMITES PARA DEFINIÇÃO DO TIPO DE OUTORGA DE  
CONCESSÃO**

DESTINO DA ENERGIA	tipo usina	CAPACIDADE INSTALADA DA USINA (MW)			
		até 1	até 5	até 10	acima de 10
SERVIÇO PÚBLICO	UHE	LIVRE	LICITAÇÃO		
	UTE	LIVRE		LICITAÇÃO	
AUTOPRODUÇÃO	UHE	LIVRE	AUTORIZAÇÃO		LICITAÇÃO
	UTE	LIVRE		AUTORIZAÇÃO	
PRODUÇÃO INDEPENDENTE	UHE	LIVRE	LICITAÇÃO		
	UTE	LIVRE		AUTORIZAÇÃO	

Livre: dispensados da licitação, autorização ou permissão, bastando comunicação ao Poder Concedente; UHE: hidrelétrica; UTE: termelétrica.

Entende-se como serviço público “aqueles que satisfazem interesses comuns de usuários determinados e para tanto a Administração os presta através de seus órgãos ou entidades descentralizadas - empresas, autarquias, fundações - ou delega a sua prestação a concessionários ou permissionários sempre sob regulamentação do Poder Concedente, mas em ambos os casos por conta e risco dos prestadores”, (COGE, 1996).

Produtor Independente de Energia Elétrica (PIEE) é a “empresa que receba a concessão do Poder Concedente para produção de energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, sob sua conta e risco”, e o Autoprodutor “corresponde à pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo”. O Decreto N° 2794/98, atualizando a Tabela 8, ampliou para 30 MW o limite para requerer somente autorização de aproveitamentos hidrelétricos.

O PíEE pode vender sua produção de energia elétrica para:

- a) concessionários de serviço público de energia elétrica;
- b) consumidores livres;
- c) consumidores de energia elétrica integrantes do complexo industrial ou comercial, aos quais o produtor independente também forneça vapor oriundo de processo de cogeração;
- d) conjunto de consumidores de energia elétrica, independentemente de tensão ou carga, em condições previamente ajustadas com o concessionário local de distribuição;
- e) a qualquer consumidor que prove ao Poder Concedente o não fornecimento de energia elétrica pelo concessionário por um tempo de até 180 dias contados da respectiva solicitação.

Outra medida de destaque da Lei de Prorrogações de Concessões é a criação da figura do consumidor livre, autorizando consumidores com carga própria maior ou igual que 10 MW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, contratarem seu fornecimento diretamente com PíEE. A partir de 1998, permite que estes

consumidores comprem energia de outros concessionários, excluídas as concessionárias supridoras regionais. A partir do ano 2000, os consumidores com carga igual ou superior a 3 MW, atendidos em nível de tensão igual ou superior a 69 kV, passarão a ser consumidores livres. A partir do ano de 2003, o Poder Concedente poderá diminuir os limites de tensão e carga para os consumidores livres. Os novos consumidores com carga igual ou superior a 3 MW e atendidos em qualquer tensão poderão imediatamente escolher seus fornecedores. Garante também o acesso dos fornecedores e respectivos consumidores ao sistema de transmissão e distribuição dos concessionários de serviço público, mediante o pagamento de tarifas de transporte estipuladas pelo Poder Concedente.

Autoriza a formação de consórcios para a geração de energia elétrica, objetivando o serviço público de geração, a produção independente, a autoprodução ou a associação destas atividades. (O Decreto N° 915, de 6 de setembro de 1993, já autorizava a formação de consórcio para autoprodução e entre concessionários de serviço público e autoprodutores). Autoriza, também, os autores dos projetos básico e executivo dos empreendimentos a participarem das correspondentes licitações de outorga de concessão.

Ainda com relação ao PíEE e autoprodutor, o Decreto N°. 2003, de 10 de setembro de 1996, estabelece que as concessões terão prazo de 35 anos e autorizações terão prazo de 30 anos, prorrogáveis a critério do órgão regulador e fiscalizador do Poder Concedente, estando suas centrais geradores sujeitos às regras da operação otimizada do GCOI.

Finalmente, a Lei N° 9.427, de 26 de dezembro de 1996, institui a ANEEL, extinguindo o DNAEE, com a finalidade de “regular e fiscalizar a produção,

transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal”. Estas atividades deverão ser executadas de forma a promover o equilíbrio entre os agentes participantes do mercado de energia elétrica e em benefício da sociedade. Dentre as principais competências da ANEEL estabelecidas no Decreto N° 2.335, de 06 de outubro de 1997, que a regulamentou, destacam-se:

- a) implementar as políticas e diretrizes do governo federal relacionadas com o setor de energia elétrica;
- b) promover a competição, sob sua supervisão, em todos os segmentos do setor de energia elétrica;
- c) fixar os critérios a serem utilizados nos cálculos das tarifas de acesso ao sistema de transmissão e distribuição, bem como atuar no processo de definição e controle de preços e tarifas;
- d) zelar pela boa qualidade dos serviços de energia elétrica, atuando também em defesa do consumidor;
- e) conceder a outorga de concessões para fins de aproveitamento ótimo dos potenciais de energia hidráulica;
- f) emitir atos de autorização para a execução e aproveitamento de instalações e serviços de energia elétrica;
- g) manutenção dos serviços de hidrologia relacionados aos aproveitamentos de energia hidráulica;
- h) definir e fiscalizar o recolhimento e utilização de valores relativos à compensação financeira pela utilização de recursos hídricos voltados à geração de energia elétrica, royalties da Itaipu Binacional, quota anual de

reversão, quota da CCC e outras transferências de recursos relacionados com o setor de energia elétrica.

Assim, as ações realizadas no campo institucional vieram a preparar o terreno para que, novamente, o setor elétrico voltasse a ter participação maciça da iniciativa privada, seja pela entrada de novos agentes pela licitação de concessões ou pela venda das empresas estatais hoje existentes, objetivando a redução do custo de energia elétrica através da instauração de um ambiente competitivo e a conseqüente melhoria da eficiência econômica das concessionárias. Ao Estado, atribui-se somente a missão de fiscalizador e regulador.

O novo ambiente a vigorar no setor elétrico brasileiro gerou a necessidade de uma nova regulamentação abrangendo o inter-relacionamento entre as empresas concessionárias. O rumo a ser tomado pelo setor elétrico iria de encontro, então, às mesmas tendências das reformas estabelecidas a nível internacional, como no Chile (1982), Inglaterra (1990), Noruega e Nova Zelândia (1991), Argentina (1992), Peru (1993), Bolívia e Colômbia (1994). Porém, dois aspectos importantes destacam-se na reforma a ser estabelecida no Brasil quando comparada à outros países: (i) o fato da mudança institucional do setor estar sendo formulada ao mesmo tempo que o processo de privatização das concessionárias e (ii) a complexidade do sistema elétrico brasileiro, único no mundo, dificultando o estabelecimento de novas regras capazes de atrair o investidor privado, principalmente no segmento de geração.

Para elaborar o novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro, o governo federal contratou uma consultoria internacional, liderada pela Coopers & Lybrand, além da colaboração de técnicos das empresas concessionárias. Iniciado em 1996, o Projeto da Reforma do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB) apresentou sua

proposta final em junho de 1997 (SEN/ELETROBRÁS, 1997). A partir de então, teve início a fase de implantação legal e detalhamento das propostas, principalmente junto à ANEEL, ainda contando com a participação efetiva dos agentes do setor. Desta forma, o cronograma para funcionamento do novo modelo previa uma fase preliminar no início de 1999, para testes e eventuais correções, e instauração definitiva em junho de 1999. Devido à complexidade das questões envolvidas, inerentes ao setor elétrico brasileiro, este cronograma previsto tem sofrido atrasos. O presente trabalho, desenvolvido durante a fase de transição para o novo modelo institucional, contempla, então, as regras preliminares estabelecidas pelo RE-SEB em junho de 1997.

### **3 PRINCIPAIS PREMISSAS DO NOVO MODELO INSTITUCIONAL**

#### **3.1 O MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA**

A principal característica do novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro é a criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE), onde terá lugar a compra e venda de energia elétrica entre geradores, distribuidores e comercializadores, sob preços e quantidades livremente acordados entre as partes. Estas transações comerciais, sob a forma de contratos bilaterais, substituirão os contratos de suprimento realizados entre as empresas em cumprimento a Lei N° 8.631/93.

Participam obrigatoriamente do MAE, segundo a Resolução da ANEEL N° 249, de 11 de agosto de 1998, todos os geradores com capacidade instalada maior ou igual a 50 MW, todos os distribuidores/comercializadores com demanda maior ou igual a 300 GWh/ano e todos os agentes importadores/exportadores com carga maior ou igual a 50 MW. É facultada a participação dos autoprodutores com potência instalada maior ou igual a 50 MW, desde que a planta geradora esteja diretamente conectada às instalações de consumo. Consumidores livres e outros concessionários, permissionários e autorizados de geração, comercialização, exportação e importação poderão participar ou serem representados por outro participante do MAE integrante da mesma categoria.

As bases para composição e funcionamento do MAE estão consolidadas no Acordo do Mercado, assinado em 26 de agosto de 1998. Este documento estabelece que, além de todas as operações de compra e venda de energia elétrica serem efetuadas no âmbito do MAE, todos os participantes deverão registrar seus respectivos contratos bilaterais, informando quantidades e prazos. Um agente do

MAE não poderá realizar contratos de venda de energia elétrica cujo montante exceda a energia garantida das suas próprias centrais geradoras e de contratos de compra de energia. Os agentes que negociam com consumidores finais deverão possuir, no mínimo, 85% do montante comercializado proveniente de energia garantida das suas próprias usinas e de contratos de compra de energia elétrica, cuja duração seja de pelo menos 2 anos. Para evitar a ação de agentes especuladores, exige-se também que todos os participantes do MAE depositem uma garantia financeira equivalente a dois meses de compras de energia previstas ao preço do mercado.

Para monitorar o cumprimento das regras acordadas por todos os membros do MAE, foi criado o Comitê Executivo (COEX), formado por representantes dos agentes produtores e consumidores, cujas funções também incluem a contratação e fiscalização da Administradora dos Serviços do MAE (ASMAE), do Administrador do Sistema de Contabilização e Liquidação (ACL) e do Auditor do Sistema de Contabilização e Liquidação, entidades para apoio do MAE nas áreas de, respectivamente, suporte técnico/jurídico/administrativo, liquidação dos fluxos de energia não contratados e auditoria das atividades do ACL. Porém, as regras para o funcionamento efetivo do MAE, como a formação de preços, definição de submercados, aplicação de penalidades, entre outras, não constavam no Acordo de Mercado na época da sua assinatura, devendo ser incorporadas quando da finalização dos estudos no âmbito do projeto RE-SEB.

O novo modelo prevê a competição somente nos segmentos de geração e comercialização, uma vez que as atividades de transmissão e distribuição constituem monopólios naturais. Uma das medidas chave, portanto, para a viabilização do novo modelo, é a desverticalização da indústria de energia elétrica, fato já encontrado nos

modelos de privatização das concessionárias verticalizadas, como é o caso da CEEE (Rio Grande do Sul), dividida em três empresas de distribuição, sendo duas adquiridas pela iniciativa privada e uma permanecendo ainda sob controle do estado, uma empresa de transmissão e outra de geração, estas duas últimas também permanecendo sob controle do estado. Outro exemplo da desverticalização é a reestruturação das subsidiárias da ELETROBRÁS, segundo a Lei N° 9648, de 27 de maio de 1998, da seguinte forma:

- a) divisão de FURNAS em duas empresas de geração e uma empresa de transmissão;
- b) a ELETRONORTE seria composta de duas empresas de geração, transmissão e distribuição para os sistemas isolados de Manaus e Boa Vista, uma empresa de geração proprietária da usina hidrelétrica de Tucuruí, uma empresa de geração para os sistemas do Acre e Rondônia, uma empresa de geração para o Amapá e uma empresa para transmissão.
- c) a CHESF seria dividida em até duas empresas de geração e uma de transmissão.

A ELETROSUL, privatizada em 1998, foi dividida em uma empresa de geração e outra de transmissão. Para outras empresas do setor que apresentam atividades em todos os ramos da energia elétrica, como a CEMIG, exige-se, no mínimo, a separação contábil dos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização.

A proposta de distinção entre os segmentos de distribuição e comercialização de energia é motivada pelo fato de que uma distribuidora poderia cobrar encargos mais altos de uma concorrente para o acesso e uso do seu sistema de distribuição,

prejudicando a competitividade em igualdade de condições. Para garantir, também, o livre acesso ao sistema de transmissão, as empresas de transmissão não poderão firmar contratos com geradores e comercializadores. Assim, cada empresa de transmissão assinará um contrato de prestação de serviços com o órgão responsável pela operação do sistema, o qual realizará a operação da malha de transmissão em troca de pagamentos periódicos relacionados à disponibilidade de seus respectivos ativos.

No entanto, apesar do modelo exigir no mínimo a separação contábil dos segmentos da indústria de energia elétrica, poderia ocorrer uma nova verticalização de empresas via contratos bilaterais. Para não permitir este fato, é proposto a criação de limites de *self-dealing* ou auto-suprimento, entre geradores e distribuidores/comercializadores pertencentes a uma mesma empresa. Neste sentido, conforme a Resolução da ANEEL N° 94, de 30 de março de 1998, empresas vinculadas, ou seja, aquelas que além de concessionárias de distribuição/comercialização também detêm ativos de geração, só poderão contratar com a sua própria geradora até 30% do seu mercado cativo. A identificação da existência de uma empresa vinculada será função da constituição acionária da distribuidora e geradora em análise. Caso a participação acionária de um mesmo grupo, em ambas as empresas, for igual ou superior a 12,5%, a empresa é considerada vinculada, recaindo no limite de *self-dealing*. Para tanto, cada agente deverá informar sua participação acionária nas concessionárias à ANEEL.

Para evitar a formação de cartéis ou monopólios privados, com a existência de grandes geradores e distribuidores, um agente de geração e de distribuição, que atue no sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste, não poderá deter mais do que 25%,

respectivamente, do parque gerador ou do mercado de distribuição deste sistema. Caso atue no sistema Norte/Nordeste, este limite passa para 35%. Nenhum gerador ou distribuidor poderá deter mais do que 20%, respectivamente, da capacidade instalada nacional ou do mercado de distribuição brasileiro. Um mesmo agente atuando na geração e distribuição não poderá ter a soma aritmética de sua participação na capacidade instalada nacional com a sua participação no mercado de distribuição nacional superior a 30%.

Salienta-se que a existência de contratos bilaterais entre geradores e distribuidores/comercializadores não garante a entrega física de energia. Estes contratos desempenham apenas um papel de *hedge* financeiro contra possíveis elevados preços de mercado em períodos de baixa hidraulicidade. Uma vez que os preços de mercado irão refletir o CMO, propõem-se a formação de sub-mercados em função da existência de restrições de transmissão no sistema interligado. Segundo SEN/ELETROBRÁS (1997), existiriam três ou quatro sub-mercados no sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste e dois ou três no sistema Norte/Nordeste.

O despacho de energia e o cálculo do preço do MAE será realizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), órgão independente e sem fins lucrativos, que substituirá as atividades realizadas pelo GCOI. O despacho das unidades geradoras deverá ser econômico, ou seja, a custo mínimo, através de modelos de otimização da operação acordados entre todos os signatários do Acordo do Mercado. Naturalmente, as atividades para o planejamento da operação pelo ONS aproveitará a estrutura e metodologia herdadas do GCOI. No entanto, as decisões operativas deverão ser as mais transparentes possíveis, baseadas nos algoritmos de

otimização, os quais deverão ter seus programas computacionais auditados e cedidos a todos os agentes.

Assim, o despacho do sistema não será baseado na oferta de preço de energia declarado por cada agente, mas sim em função dos dados técnicos submetidos ao ONS referentes à disponibilidade de cada unidade geradora antes de cada período de despacho, bem como níveis dos reservatórios, restrições nos túneis de adução e órgãos de descarga, vazões afluentes e defluentes dos reservatórios, quando estes dados não são diretamente obtidos pela rede de dados controlada pelo ONS, e outros dados relevantes para a otimização do sistema.

Os geradores termelétricos deverão informar, além da disponibilidade de suas unidades geradoras e outros dados técnicos necessários ao despacho, as condições dos seus respectivos contratos de fornecimento de combustível, caracterizando os geradores termelétricos inflexíveis (com contrato de combustível *take-or-pay*) e flexíveis. Também está prevista a revisão dos custos de geração dos geradores termelétricos a cada três meses. Os geradores não sujeitos ao despacho centralizado deverão informar ao ONS a sua produção prevista correspondente ao próximo período de despacho.

Os consumidores livres ou os comercializadores que os representam no MAE poderão sinalizar uma série de preços a partir dos quais estariam dispostos a reduzir certas quantidades de sua demanda. Os agentes detentores de interligações internacionais também deverão declarar a disponibilidade da interligação para importação e exportação, bem como ofertas de preços correspondentes a compras e vendas de geração. Nestes casos, arranjos alternativos poderão existir, como uma

operação em tempo real da interligação conforme acordos entre o ONS e o órgão responsável pela operação do sistema estrangeiro.

Em função da disponibilidade declarada pelos geradores, das ofertas de redução de carga, da disponibilidade e das ofertas provenientes de interligações internacionais, da demanda prevista pelos distribuidores, das vazões afluentes aos reservatórios, da necessidade de racionamento preventivo e considerando somente as restrições de transmissão entre sub-mercados, o ONS realizará um pré-despacho determinando:

- a) a geração programada para cada unidade geradora sujeita ao despacho centralizado, tanto para os geradores hidrelétricos quanto para os geradores termelétricos;
- b) a programação da redução de carga dos consumidores livres;
- c) a disponibilidade de cada unidade geradora;
- d) a programação dos fluxos de energia entre sub-mercados e das interligações internacionais
- e) o CMO de cada sub-mercado (preço de mercado ou preço do MAE).

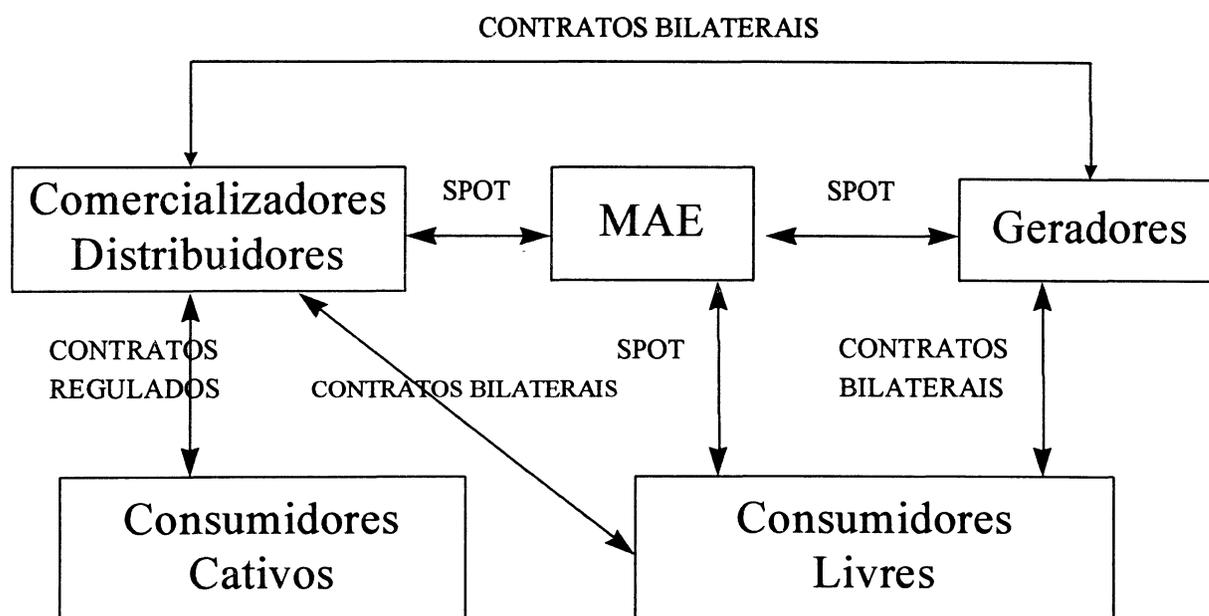
Desta forma, o pré-despacho definirá o preço do MAE, a partir do qual será valorizada qualquer comercialização de curto prazo verificada entre os agentes resultantes do despacho em tempo real, originando o chamado mercado *spot*. Pretende-se que a discretização do tempo em que o preço do MAE seja calculado alcance níveis horários ou menores. O preço do MAE de cada sub-mercado será determinado em função do:

- a) maior custo de geração, térmica ou hidráulica, despachada para atender a demanda; ou

- b) preço do MAE de um sub-mercado adjacente, quando a importação de energia daquele sub-mercado equivale ao maior custo de geração despachada; ou
- c) preço de importação de energia proveniente de uma interligação internacional, quando esta corresponder ao maior custo de geração despachada; ou
- d) preço de redução de exportação de energia em uma interligação internacional, quando este corresponder ao maior valor programado para demanda; ou
- e) preço de redução de carga, programado para equilibrar a geração com a demanda.

Na presença de uma situação de racionamento, o CMO será igual ao valor do custo de racionamento correspondente ao montante de carga não atendida. A existência de racionamento em um único sub-mercado não afetará o preço do MAE nos outros sub-mercados. A Figura 9 ilustra, portanto, o fluxo comercial entre os agentes do setor elétrico no âmbito do MAE.

FIGURA 9 - FLUXOS COMERCIAIS NO MAE



O pré-despacho difere do despacho real a ser determinado pelo ONS, uma vez que não leva em conta todas as restrições operacionais existentes dentro de cada sub-mercado, considerando apenas os dados declarados pelos geradores e previsões de demanda. Antes do despacho real, todos os agentes poderão realizar uma redeclaração dos dados com o objetivo de substituir qualquer declaração de disponibilidade prévia. No caso dos geradores, esta redeclaração de dados poderá ocorrer em eventos como:

- a) uma unidade geradora atingiu um nível de disponibilidade diferente daquele previamente declarado;
- b) uma unidade geradora declarada disponível tornou-se indisponível e vice-versa;
- c) surgimento de uma determinada restrição na operação da usina anteriormente não presente e vice-versa.

Situações semelhantes também poderão ser aplicadas às interligações internacionais e ofertas de redução de carga pelos consumidores livres. Estas redeclarações deverão mencionar o período em que os novos dados poderão ser considerados, além do fato de serem restritas a parâmetros ou quantidades, nunca à mudança de preços.

Findo o período de tempo estabelecido para a redeclaração dos dados, o ONS realizará o despacho em tempo real. Após o despacho, em função da geração e o consumo medidos para cada período de transação, ajustando-se as perdas do sistema de transmissão, será possível determinar a demanda e geração total do sistema.

O ONS realizará, também, um pós-despacho com o objetivo de identificar e calcular os custos provenientes das restrições de transmissão, uma vez que, nesta fase, tem-se conhecimento dos dados reais de demanda em cada sub-mercado,

disponibilidade dos geradores (considerando-se as falhas ou erros ocorridos), vazões afluentes, interligações internacionais e ofertas de redução de carga. Como no pré-despacho, a programação resultante do pós-despacho considera somente as principais restrições de transmissão entre sub-mercados. O resultado do pós-despacho fornecerá, para cada período de transação:

- a) a geração programada em cada unidade de geração submetida ao despacho centralizado;
- b) fluxos programados entre sub-mercados e das interligações internacionais;
- c) redução de carga previstas;
- d) disponibilidade real de cada unidade geradora.

As diferenças verificadas entre a geração programada e a geração efetiva, no pós-despacho, serão atribuídas às restrições de transmissão e não a erros ou falhas por parte dos geradores. Os geradores, então, terão direito a um ressarcimento devido aos efeitos da restrição de transmissão na medida em que (i) a geração efetiva exceder a geração programada (*constrained on*) e (ii) a geração efetiva é menor do que a geração programada (*constrained off*), o qual deverá considerar o custo de geração e o preço do MAE em vigor.

A forma como uma restrição de transmissão impacta os geradores termelétricos e hidrelétricos apresenta uma importante diferença. Para um gerador termelétrico, a decisão de gerar no presente independe se ele gerou ou não no passado, a menos de alguma limitação no seu suprimento de combustível. Desta forma, qualquer provável receita oriunda de uma ordem de despacho em tempo real é única e, se afetada por restrições de transmissão, será perdida.

Para um gerador hidrelétrico, a sua receita esperada depende da água disponível em um certo instante. Se um gerador é impedido de gerar, resta a ele armazenar água para ser usada em um outro instante no futuro. Caso contrário, estará utilizando água que deveria ser armazenada para o futuro. Assim, a menos que ocorram vertimentos, o seu custo de oportunidade refletirá a diferença entre o preço de mercado durante a restrição e o preço de mercado em que sua água for utilizada no futuro. Percebe-se, portanto, que a existência de uma restrição de transmissão afeta o valor marginal da água e, como consequência, ocasionará preços de mercado mais altos no presente e no futuro, devido à necessidade de uma operação não otimizada.

Ao final de cada período de transação, o ACL realizará a liquidação financeira das transações no MAE. Aos geradores hidrelétricos e termelétricos será contabilizado as transações no mercado *spot* (energia alocada menos energia contratada) e pagamentos correspondentes às restrições de transmissão. Os geradores hidrelétricos também terão direito aos pagamentos ou recebimentos correspondentes à transferência de energia resultante da otimização da operação do sistema. Aos geradores não sujeitos ao despacho centralizado será contabilizada a energia comercializada no mercado *spot*.

Os distribuidores/comercializadores pagarão por toda a sua transação no mercado *spot*, pela Taxa de Serviço do Sistema, a qual contempla os custos de restrição de transmissão, e pelo consumo de potência reativa. Aos agentes proprietários de interligações internacionais também será contabilizado suas transações de exportação e importação realizadas no mercado *spot*.

No início do processo de transição para o novo modelo, a fixação de contratos bilaterais entre as empresas será determinado pelos **contratos iniciais**,

visando disciplinar a formação destes contratos até que todos os agentes do setor já estejam adaptados com o novo ambiente. Os contratos iniciais terão como base os atuais contratos de suprimento estabelecidos pela Lei N° 8631/93 e, conforme a Lei N° 9648/98 serão definidos da seguinte maneira:

- a) para 1998, definido pelo GCOI quando da realização do Plano de Operação;
- b) para 1999, 2000 e 2001, definido pelo GCPS, respectivamente, nos Planos Decenais de Expansão 1996/2005, 1997/2006 e 1998/2007 e atualizados pelo GCOI/CCON;
- c) para 2002, repetem-se os valores de 2001.
- d) após 2002, haverá redução de 25% ao ano dos montantes de demanda e energia contratados em 2002.

Os valores dos contratos iniciais abrangerão somente as obras de geração existentes e/ou com concessão definida, a chamada energia velha, e o mercado de contratação fornecido pelas empresas distribuidoras no ciclo de planejamento 1997 do GCPS. Os acréscimos de mercado das empresas distribuidoras, verificados a partir de 1998, deverão ser atendidos por novos empreendimentos de geração através da livre negociação entre concessionários, verificados os requisitos de *self-dealing*, ou pelo mercado *spot*. O mesmo tratamento deverá ser dado à parcela liberada dos contratos iniciais a partir de 2003. Os limites de *self-dealing* não se aplicarão aos contratos iniciais.

Tratamentos especiais serão dados à usina hidrelétrica de Itaipu e às usinas nucleares. Neste sentido, todas as distribuidoras continuarão a receber a quota obrigatória de Itaipu e uma quota para absorção da energia nuclear. A administração

dos contratos de suprimento de Itaipu ficará a cargo de uma nova figura, o Agente Operador de Itaipu. Os ativos nucleares permanecerão sob o controle estatal, visando a manutenção do programa nuclear brasileiro e por razões de segurança nacional.

Outro aspecto importante previsto no novo modelo institucional é a extinção da CCC nos sistemas interligados, ou seja, o rateio do ônus da operação termelétrica entre os agentes do setor desaparecerá. A Lei N° 9648/98 estabelece que as usinas termelétricas, cuja entrada em operação se der a partir de 06 de fevereiro de 1998, já não terão direito à CCC. Para as usinas termelétricas existentes, a CCC será mantida até o ano de 2002. A partir de 2003, de acordo com a Resolução da ANEEL N° 261, de 13 de agosto de 1998, haverá uma redução de 25% ao ano até sua total eliminação em 2006. A Lei N° 9648/98 também estabelece a extinção da RGR a partir do ano de 2002.

Com relação às atividades do planejamento setorial, sinaliza-se a instauração definitiva do planejamento indicativo, formalizando a extinção do planejamento determinativo de geração e transmissão centralizados na ELETROBRÁS. Esta nova figura, denominada de Planejador Indicativo, não teria fins lucrativos, sendo financiada pela ANEEL e pelos agentes setoriais, e desempenharia, sob contrato, algumas funções em nome do Poder Concedente tais como:

- a) realização de estudos de longo prazo para o sistema de geração e transmissão, subsidiando a ANEEL para elaboração do programa de licitações;
- b) realização, quando solicitado, de estudos de inventário e viabilidade de projetos de geração e transmissão, bem como apoiar a ANEEL na análise de estudos de viabilidade nos processos de licitação de concessão;

- c) responsável pela coleta de dados hidrológicos e manutenção da rede de coleta;
- d) manutenção de base de dados de opções e custos de geração termelétrica;
- e) realização de estudos de mercado;
- f) apoiar produtores independentes e autoprodutores nas áreas de engenharia, financiamento, operação e manutenção, legislação e comercialização de energia.

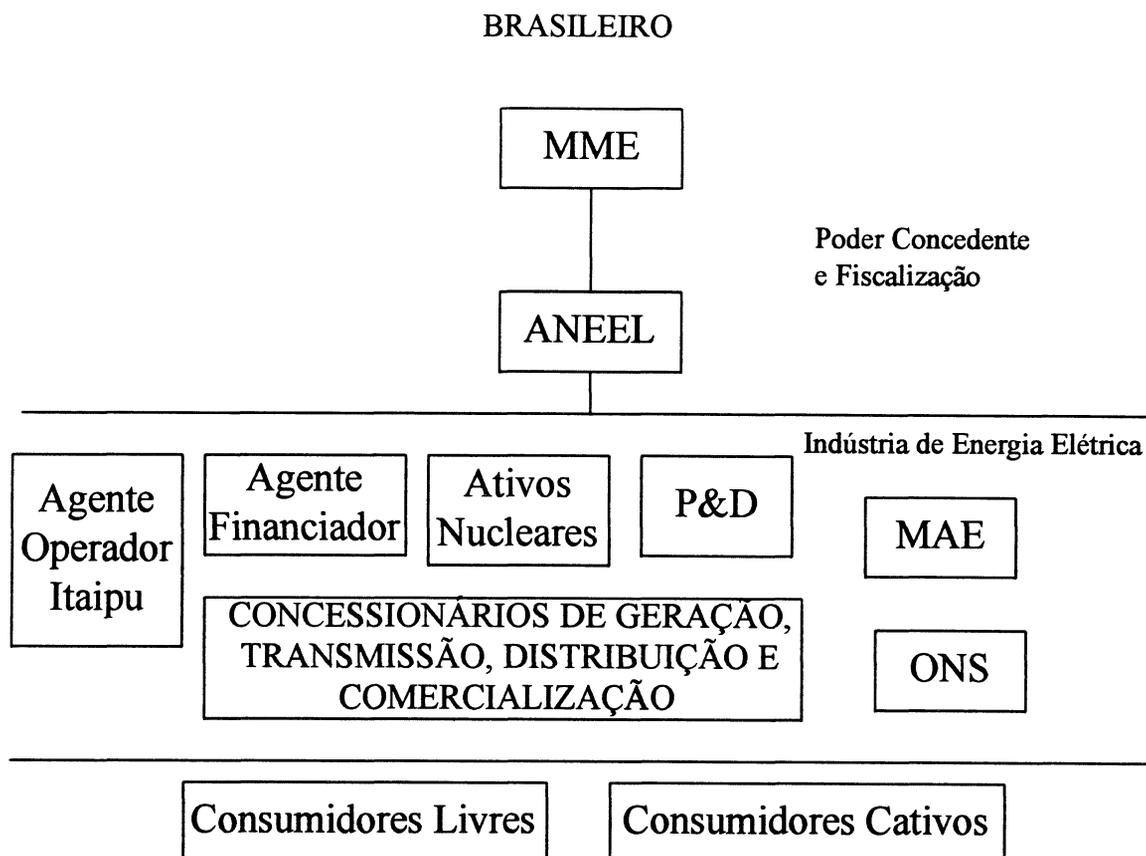
Observa-se que a criação do MAE e do ONS e a implantação de todas as outras medidas propostas, aliada à transferência da responsabilidade do financiamento setorial a um novo agente específico, limitou o papel da ELETROBRÁS somente aos programas voltados à pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico (P & D). Há a proposta, então, que o Agente Operador de Itaipu, o controle do programa nuclear brasileiro e as atividades do Planejador Indicativo sejam estabelecidos na ELETROBRÁS.

A estrutura proposta para o setor elétrico após a efetivação das reformas está ilustrado na Figura 10.

### 3.2 O MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA

Como visto anteriormente, o ONS realizará o despacho de forma centralizada em função de dados de disponibilidade das unidades geradoras e afluências aos reservatórios, buscando a operação do sistema a custo mínimo (*tight pool*). Esta situação decorre da predominância da geração hidrelétrica no sistema elétrico brasileiro. Desta forma, os geradores estarão impossibilitados de realizarem ofertas de preços de energia (*loose pool*) como ocorre em outros sistemas, por exemplo, na Argentina, Inglaterra e Noruega.

FIGURA 10 - ESTRUTURA PROPOSTA PARA O SETOR ELÉTRICO



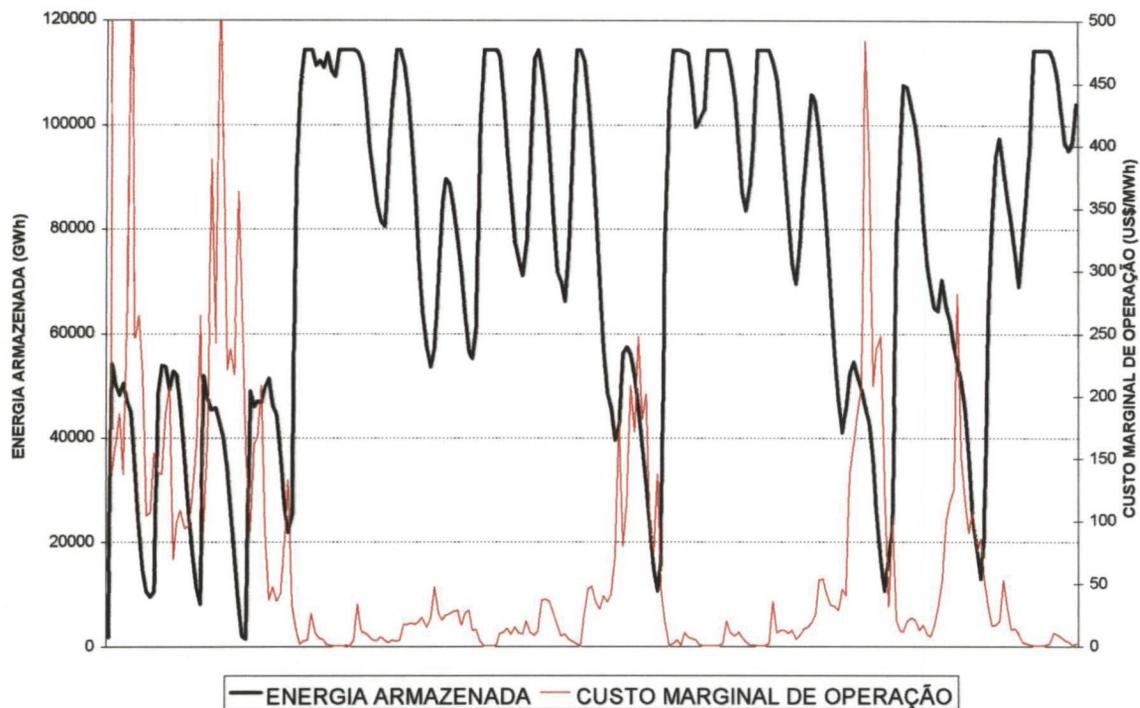
Caso o *loose pool* fosse aplicado, os geradores hidrelétricos seriam responsáveis pela determinação dos seus próprios valores marginais da água, conduzindo a um processo de não otimização do sistema. Por exemplo, um gerador hidrelétrico, prevendo uma elevação da demanda no futuro, através de informações estratégicas ou fatores climáticos, poderia armazenar água em seu reservatório quando, a favor da otimização, deveria ser despachado, promovendo elevações no CMO presente e futuro. Da mesma forma, um gerador hidrelétrico estaria disposto a gerar para cobrir problemas de fluxo de caixa quando deveria armazenar água para o futuro. Adicionalmente, problemas poderiam ocorrer quando usinas de uma mesma cascata pertencessem a mais de um proprietário, pois decisões tomadas pelos

geradores à montante influenciariam na disponibilidade dos geradores à jusante. Deve-se lembrar, também, que a água é um bem público devendo, portanto, ser utilizada da melhor forma possível.

Em contrapartida, a aplicação do *tight pool* provoca a exposição de um gerador hidrelétrico ao risco hidrológico, no sentido em que, sob certas condições hidrológicas, um determinado gerador seria instruído a não gerar em benefício da otimização do sistema devendo, para completar a sua produção necessária para cobrir os seus contratos bilaterais, comprar energia no mercado *spot* ao preço do MAE em vigor. O preço do MAE, ao refletir o CMO, poderá atingir valores iguais a zero, quando há vertimentos no sistema, ou valores muito altos, quando as condições de armazenamento no sistema estiverem muito baixas, podendo conduzir a sérias dificuldades no fluxo de caixa de um gerador. Esta situação pode ser visualizada na Figura 11, a qual mostra a variação do CMO com relação à energia armazenada no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, para uma simulação com o histórico de vazões.

Para contornar este problema, o qual também contribui para o afastamento do capital privado dos empreendimentos de geração hidrelétrica, a proposta do novo modelo institucional do setor elétrico idealizou um mecanismo para administrar o risco hidrológico, garantindo que, em condições normais de operação do sistema, isto é, sem a ocorrência de racionamentos, os geradores hidrelétricos recebessem as receitas correspondentes à sua energia garantida estabelecida no contrato de concessão. Este mecanismo denomina-se Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

FIGURA 11 – VARIAÇÃO DO CMO COM A ENERGIA ARMAZENADA



Segundo SEN/ELETOBRÁS (1997), o MRE será válido para todos os geradores hidrelétricos sujeitos ao despacho centralizado. Sua filosofia principal consiste na transferência de energia dos geradores que produziram acima da sua energia garantida para aqueles que produziram abaixo desta, independente do submercado em que se encontram localizados. Trata-se, portanto, de um mecanismo de proteção financeira em que a realocação de energia via MRE não significa transferência física de energia, mas sim o fato que o contrato de um gerador pode ser atendido pela geração de usinas pertencentes a outras empresas sem, no entanto, ficar exposto ao preço do MAE, refletindo também o processo de otimização da operação do sistema. O custo desta realocação será acordado no âmbito do MAE, devendo cobrir os custos de operação e royalties incidentes sobre os geradores.

Outra função implícita desempenhada pelo MRE seria no sentido de que, uma vez assegurada a energia garantida da usina sob condições normais de operação,

o gerador hidrelétrico ficaria indiferente às ordens de despacho estabelecidas pelo ONS, garantindo a otimização do sistema.

A aplicação do MRE compreende, em uma primeira fase, a determinação da energia garantida correspondente à cada usina hidrelétrica, a qual será registrada no MAE para fins da contabilização e liquidação da comercialização de curto prazo. A metodologia atualmente adotada para o cálculo da energia garantida de cada empreendimento é aquela descrita no **capítulo 2.3.3**. Desta forma, obtém-se a energia garantida total do sistema hidrelétrico pela soma das energias garantidas das usinas hidrelétricas.

A segunda fase da aplicação do MRE terá lugar após a realização do despacho pelo ONS, sendo possível, portanto, determinar a geração efetiva de cada gerador hidrelétrico e a geração efetiva total correspondente ao sistema hidrelétrico em cada período de contabilização do MAE. Duas situações poderão, então, ocorrer: o sistema hidrelétrico está em déficit ou em superávit.

Caso o sistema hidrelétrico esteja em déficit, ou seja, sua geração efetiva total seja inferior à sua energia garantida total, a geração hidrelétrica total será alocada proporcionalmente à energia garantida de cada usina hidrelétrica. Conseqüentemente, cada gerador hidrelétrico terá direito a um montante de energia inferior à sua energia garantida e, caso seja insuficiente para honrar seus contratos bilaterais, ficará exposto ao preço do MAE em vigor para adquirir o restante. Uma alternativa para o gerador hidrelétrico eliminar esta exposição ao MAE seria firmar um contrato bilateral com um gerador termelétrico, o qual seria acionado para cobrir o seu déficit individual quando necessário.

A Tabela 9 apresenta um exemplo simplificado da aplicação do MRE para a hipótese de um evento hidrológico em que o parque hidráulico produziu apenas 95% de sua energia garantida total, ou seja, optou-se por um aumento da geração termelétrica para atender a demanda total do sistema, economizando a água armazenada nos reservatórios. Neste caso, independente do nível de geração de cada usina hidrelétrica, cada gerador teria direito a uma energia realocada correspondente a 95% da respectiva energia garantida. Assume-se que os valores já consideram deduzidas as perdas de transmissão.

TABELA 9 - EXEMPLO DO MRE PARA SISTEMA HIDRELÉTRICO EM DÉFICIT

Energias (MWh)	Ger 1	Ger 2	Ger 3	Ger 4	Total
Energia Garantida	1600	2000	1000	1400	6000
Geração Real	1200	2000	900	1600	5700
MRE	1520	1900	950	1330	5700

A exposição dos geradores ao preço do MAE é função da energia realocada pelo MRE e do montante contratado bilateralmente. Neste exemplo, as exposições ao preço do MAE seriam as seguintes:

$$\text{Ger 1} = (1520 - \text{contrato}) * \text{CMO};$$

$$\text{Ger 2} = (1900 - \text{contrato}) * \text{CMO};$$

$$\text{Ger 3} = (950 - \text{contrato}) * \text{CMO};$$

$$\text{Ger 4} = (1330 - \text{contrato}) * \text{CMO}.$$

Propõe-se que o CMO a ser considerado na exposição de cada gerador corresponda ao CMO no centro de gravidade do submercado do

distribuidor/consumidor com o qual foi realizado o contrato bilateral. A mesma regra deve ser aplicada para as exposições de um distribuidor/comercializador.

O custo da realocação de energia seria pago pelos geradores que receberam energia aos geradores que tiveram energia transferida via MRE, valorizados por uma tarifa suficiente para compensar os custos operacionais destes últimos. Assim, teríamos:

$$\text{Ger 1} = (1200 - 1520) * \text{TEO} = -320 * \text{TEO};$$

$$\text{Ger 2} = (2000 - 1900) * \text{TEO} = +100 * \text{TEO};$$

$$\text{Ger 3} = (900 - 950) * \text{TEO} = -50 * \text{TEO};$$

$$\text{Ger 4} = (1600 - 1330) * \text{TEO} = +270 * \text{TEO}.$$

onde TEO seria, por exemplo, a tarifa de otimização atualmente utilizada pelo GCOI, igual a 3 R\$/MWh. Como era esperado, o somatório das operações devido ao custo do MRE é nulo.

Neste exemplo, se o MRE não fosse aplicado, as exposições dos geradores ao preço do MAE seriam as seguintes:

$$\text{Ger 1} = (1200 - \text{contrato}) * \text{CMO};$$

$$\text{Ger 2} = (2000 - \text{contrato}) * \text{CMO};$$

$$\text{Ger 3} = (900 - \text{contrato}) * \text{CMO};$$

$$\text{Ger 4} = (1600 - \text{contrato}) * \text{CMO}.$$

Caso o sistema hidrelétrico esteja em superávit, ou seja, sua geração efetiva total supera a sua energia garantida total, o MRE será aplicado da seguinte forma:

- a) cada gerador receberá sua energia garantida;
- b) 50% do superávit será rateado para todos os geradores hidrelétricos proporcionalmente à respectiva energia garantida;

- c) 50% do superávit será rateado entre os geradores cuja geração efetiva superou a sua energia garantida, de forma proporcional ao superávit individual com relação ao superávit total.

A Tabela 10 apresenta um exemplo da aplicação do MRE para a hipótese de um evento hidrológico em que o parque gerador hidráulico produziu 5% a mais do que sua energia garantida total, ou seja, optou-se por uma maior geração hidrelétrica no atendimento da demanda total do sistema para minimizar desperdício de energia (vertimentos).

TABELA 10 - EXEMPLO DO MRE PARA SISTEMA HIDRELÉTRICO EM SUPERÁVIT

Energias (MWh)	Ger 1	Ger 2	Ger 3	Ger 4	Total
Energia Garantida	1600	2000	1000	1400	6000
Geração Real	1500	2200	900	1700	6300
MRE(itens a + b)	1640	2050	1025	1435	6150
MRE (item c.)	-	60	-	90	150
MRE Total	1640	2110	1025	1525	6300

Neste caso, 150 unidades da energia secundária (50% de 300) são rateados entre todos os participantes do MRE proporcionalmente à respectiva energia garantida. Assim:

$$\text{Ger 1} = (1600 + 150 \cdot 1600 / 6000) = 1640;$$

$$\text{Ger 2} = (2000 + 150 \cdot 2000 / 6000) = 2050;$$

$$\text{Ger 3} = (1000 + 150 \cdot 1000 / 6000) = 1025;$$

$$\text{Ger 4} = (1400 + 150 \cdot 1400 / 6000) = 1435.$$

As 150 unidades restantes são rateadas somente entre os geradores que efetivamente geraram acima da respectiva energia garantida:

$$\text{Ger2} = 150 * (200/500) = 60;$$

$$\text{Ger4} = 150 * (300/500) = 90.$$

Como os geradores não podem contratar valores acima de suas respectivas energias garantidas, tem-se uma situação em que os geradores estão vendendo no mercado *spot*, cujos montantes seriam os seguintes:

$$\text{Ger 1} = (1640 - \text{contrato}) * \text{CMO};$$

$$\text{Ger 2} = (2110 - \text{contrato}) * \text{CMO};$$

$$\text{Ger 3} = (1025 - \text{contrato}) * \text{CMO};$$

$$\text{Ger 4} = (1525 - \text{contrato}) * \text{CMO}.$$

Neste caso, o CMO a ser considerado é o CMO no centro de gravidade do submercado onde está localizado o gerador.

As transações devidas à realocação de energia via MRE corresponderiam a:

$$\text{Ger 1} = (1500 - 1640) * \text{TEO} = -140 * \text{TEO};$$

$$\text{Ger 2} = (2200 - 2110) * \text{TEO} = +90 * \text{TEO};$$

$$\text{Ger 3} = (900 - 1025) * \text{TEO} = -125 * \text{TEO};$$

$$\text{Ger 4} = (1700 - 1525) * \text{TEO} = +175 * \text{TEO}.$$

Neste exemplo, se o MRE não fosse aplicado, as exposições dos geradores ao preço do MAE seriam função do montante de energia contratado bilateralmente, da seguinte forma:

$$\text{Ger 1} = (1500 - \text{contrato}) * \text{CMO};$$

$$\text{Ger 2} = (2200 - \text{contrato}) * \text{CMO};$$

$$\text{Ger 3} = (900 - \text{contrato}) * \text{CMO};$$

$$\text{Ger 4} = (1700 - \text{contrato}) * \text{CMO}.$$

Observa-se que a liquidação das transações no mercado *spot* apresentarão um balanço financeiro igual a zero, ou seja, o volume de vendas iguala o montante de compras pelos agentes, somente quando o preço do MAE for o mesmo nos submercados. Porém, esta situação será difícil de acontecer, uma vez que a existência de limites de transmissão leva a diferentes CMO's entre submercados. Para ilustrar esta situação, considere as informações da Tabela 11.

TABELA 11 – EXEMPLO PARA LIQUIDAÇÃO FINANCEIRA NO MAE

	Submercado 1		Submercado 2		Total
	Ger 1	Ger 2	Ger 3	Ger 4	
Energia Garantida (MWh)	1600	2000	1000	1400	6000
Geração Real (MWh)	1500	2200	900	1700	6300
Energia Realocada (MWh)	1640	2110	1025	1525	6300
Contrato Bilateral (MWh)	1600	2000	1000	1400	6000
Demanda (MWh)	3600		2700		6300
Preço do MAE (R\$/MWh)	10		20		

A receita atribuída aos geradores provenientes da venda do excedente no mercado *spot* resultaria em R\$ 4500, obtida da seguinte forma:

$$\text{Ger 1} = (1640 - 1600) * 10 = 400;$$

$$\text{Ger 2} = (2110 - 2000) * 10 = 1100;$$

$$\text{Ger 3} = (1025 - 1000) * 20 = 500;$$

$$\text{Ger 4} = (1525 - 1400) * 20 = 2500.$$

Uma vez que a demanda verificada no submercado 2 foi superior à demanda contratada, os distribuidores/comercializadores deste submercado estariam comprando 300 MWh ao preço de 20 R\$/MWh, totalizando R\$ 6000. Portanto, origina-se uma

receita adicional (R\$ 1500, no exemplo) cujo tratamento ainda deverá ser objeto de detalhamento das regras do MAE. Imagina-se que a solução para este problema poderia ser dada pela alteração das regras do MRE, de tal forma que as diferenças de preço entre submercados fossem consideradas, ou por alguma forma de rateio desta receita adicional entre os participantes do MAE.

Outra questão relevante é a necessária separação da contabilização dos fluxos de energia entre submercados e o MRE, dado que, como já mencionado, a proposta de realocação independe do submercado onde a energia fisicamente foi gerada e do submercado do gerador ao qual esta energia é realocada. Considere que, no exemplo da Tabela 11, não existem contratos bilaterais e, portanto, a comercialização de energia é realizada somente no mercado *spot*. Assim, teríamos para a contabilização do MAE:

$$\text{vendas (geração)} = (1640+2110) * 10 + (1025+1525) * 20 = \text{R\$ } 89000;$$

$$\text{compras (demanda)} = (3600 * 10) + (2700 * 20) = \text{R\$ } 90000.$$

O fluxo de energia de 100 MWh entre os submercados (diferença entre a geração real e a demanda do submercado 1) é considerado como uma demanda na fronteira do submercado 1 e como uma geração na fronteira do submercado 2. A receita adicional de R\$ 10000 corresponde, então, à valorização do fluxo de energia ocorrido pela diferença dos preços entre os submercados. Esta situação reflete o custo da restrição de transmissão, no sentido em que, se os limites de transmissão fossem aumentados, o preço do submercado 1 tenderia a aumentar enquanto que o preço do submercado 2 tenderia a diminuir. Neste caso, os geradores do submercado 1 teriam maiores receitas, enquanto que os distribuidores/comercializadores estariam sujeitos a maiores preços de mercado do que com a presença da restrição. Já os geradores do

submercado 2 teriam suas receitas diminuídas enquanto que os distribuidores/comercializadores pagariam menos por sua exposição ao MAE.

Desta forma, o modelo propõe duas alternativas para a distribuição da receita adicional devido aos fluxos de energia entre submercados: alocar esta receita para melhorar do sistema de transmissão, em função das análises efetuadas pelo ONS ou alocar esta receita entre os geradores e distribuidores/comercializadores, de acordo com regras a serem estabelecidas pelos integrantes do MAE.

Outra questão em aberto é a consideração ou não da usina de Itaipu no MRE, uma vez que o Agente Operador de Itaipu ainda estaria sujeito ao cumprimento dos tratados internacionais estabelecidos. De acordo com SEN/ELETROBRÁS (1997), à medida em que os geradores hidrelétricos adquiram maior capacidade para administrar o risco hidrológico, a proposta do novo modelo recomenda a extinção do MRE e também a passagem do *tight pool* para o *loose pool*.

#### **4 O MODELO DE ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA PROPOSTO**

A avaliação da viabilidade econômico-financeira de um empreendimento de geração hidrelétrica consiste, basicamente, na análise quantitativa do seu fluxo de caixa. No fluxo de caixa são representados os fluxos monetários negativos, correspondentes aos investimentos no período de construção, e os fluxos monetários positivos nos períodos seguintes, correspondentes às receitas provenientes da venda de energia elétrica.

Os empreendimentos colocados em licitação pela ANEEL já apresentam os estudos de viabilidade técnico-econômica e ambiental aprovados, os quais fornecem informações suficientes para realização do projeto básico, permitindo um nível de detalhamento mais profundo. Assim, é possível determinar, com um grande grau de certeza, os custos envolvidos para a realização de um projeto e, conseqüentemente, o fluxo de caixa no período inicial.

Determinados os investimentos necessários à implementação do projeto, o empreendedor deverá decidir qual o montante que estará disposto a pagar pelos direitos de exploração do potencial hidráulico ou qual a tarifa de venda de energia elétrica, conforme o critério de julgamento estabelecido pelo edital de licitação, de tal forma que as receitas obtidas pelo projeto, ou seja, o fluxo de caixa nos períodos seguintes à construção, remunerem adequadamente os investimentos realizados. Tradicionalmente, a obtenção das receitas do empreendimento é realizada em função da energia garantida do projeto em questão, estabelecida pela ANEEL. A energia garantida da usina corresponde à sua quota de participação na energia garantida do sistema, obtida considerando-se um risco de déficit de 5%.

Observa-se que a utilização da energia garantida da usina para obtenção das receitas do fluxo de caixa presume que a usina estaria gerando, ao longo de toda a sua vida útil, a sua energia garantida, o que não é verdade. Na realidade, quando o sistema atender o critério de 5% de déficit, as variações da geração da usina em relação à sua energia garantida conduziriam a receitas e despesas, ao longo do tempo, cujo fluxo financeiro seria nulo, uma vez que a energia garantida, no seu processo de cálculo, considera a ponderação da geração das usinas pelo CMO, refletindo a ocorrência do déficit pré-estabelecido e da utilização da geração termelétrica.

Definido o fluxo de caixa do empreendimento, vários métodos de análise quantitativos podem ser empregados para sua avaliação. Entre os mais utilizados, destacam-se:

- a) Método do Valor Presente Líquido (VPL): consiste em calcular o valor presente dos fluxos monetários para a data de entrada em operação do empreendimento, utilizando-se uma taxa de desconto, a qual deve refletir o custo de oportunidade (taxa de juros de menor risco). Caso o VPL seja maior que o investimento inicial, o projeto é considerado atrativo. Caso o VPL seja menor que o investimento inicial, o projeto deve ser rejeitado. Caso o VPL seja igual ao investimento inicial, a escolha entre aceitar e rejeitar o projeto é indiferente.
- b) Método da Taxa Interna de Retorno (TIR): consiste em calcular a taxa de desconto que torna o VPL igual a zero. Caso a TIR do projeto seja maior que a taxa de juros de menor risco, o projeto é considerado atrativo. Caso a TIR seja menor que a taxa de juros de menor risco, o projeto deve ser

rejeitado. Caso a TIR seja igual à taxa de juros de menor risco, a escolha entre aceitar e rejeitar o projeto é indiferente.

c) Índice Benefício Líquido/Custo Líquido (BL/CL): consiste em calcular os benefícios líquidos (BL) e os custos líquidos (CL), ambos referenciados a uma mesma data no fluxo de caixa. Caso o quociente BL/CL seja maior que 1, o projeto deve ser aceito. Caso BL/CL seja menor que 1, o projeto deve ser rejeitado. Caso BL/CL seja igual a 1, a escolha entre aceitar e rejeitar o projeto é indiferente.

d) Tempo de Retorno Descontado (TRD): consiste em determinar o tempo em que o capital é recuperado através da soma do investimento inicial com as receitas, corrigindo as parcelas aplicando-se uma taxa de desconto. Caso o TRD for inferior ao período de tempo do estudo, o projeto deve ser aceito. Caso o TRD for superior ao período de tempo do estudo, o projeto deve ser rejeitado. Caso o TRD for igual ao período de tempo do estudo, a escolha entre aceitar e rejeitar o projeto é indiferente.

Assegurado o retorno do capital investido pela análise do fluxo de caixa e a entrada em operação do empreendimento na data prevista, o ambiente comercial regulado até então vigente não traria maiores preocupações ao gerador vencedor da licitação, uma vez que o equilíbrio econômico-financeiro do projeto estaria representado pelos contratos de longo prazo exigidos pela Lei N° 8631/93 e, caso o risco de déficit do sistema estivesse acima do estabelecido, os ônus resultantes de uma maior geração termelétrica estariam cobertos pela CCC.

Considerando, então, a análise do fluxo de caixa baseado na energia garantida de uma usina hidrelétrica, FEIL (1996) desenvolveu um modelo

computacional de análise econômico-financeira para dar suporte às decisões empresariais, de tal forma que as análises efetuadas levassem em conta todos os parâmetros intervenientes no fluxo de caixa. Os principais parâmetros necessários à utilização deste modelo são:

- a) energia garantida da usina;
- b) tempo de construção da obra;
- c) tarifa de venda de energia;
- d) período de estudo, geralmente considerado o prazo de concessão;
- e) investimento total da obra;
- f) participação de capital próprio e de terceiros no investimento total;
- g) taxa de mínima atratividade e taxa de juros durante a construção;
- h) cronograma de desembolsos da obra;
- i) despesas com operação e manutenção da usina;
- j) sistema de financiamento considerado;
- k) encargos legais incidentes sobre o empreendimento, tais como compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos, taxa de fiscalização da ANEEL, imposto de renda, PIS/COFINS e contribuição social.

No entanto, de acordo com o **capítulo 3**, a consideração do risco hidrológico na análise de um empreendimento de geração hidrelétrica torna-se relevante uma vez que, mesmo existindo o MRE para minimização do risco hidrológico, há uma probabilidade de que o gerador tenha que recorrer ao MAE para honrar seus contratos bilaterais. Esta situação torna-se ainda mais crítica se grandes exposições ao preço do MAE ocorram durante os anos de pagamento dos financiamentos tomados para

execução do projeto. Por outro lado, também há a probabilidade de que o gerador venda excedentes no mercado *spot*, auferindo novas receitas além daquela proveniente dos seus contratos bilaterais. Estas situações não estão inseridas nas análises de fluxo de caixa convencionais dado que, a princípio, a geração efetiva da usina ao longo do tempo não é conhecida. As análises de sensibilidade do projeto estariam limitadas, portanto, aos aspectos tarifários e financeiros, como taxas de desconto e sistemas de financiamento.

Propõe-se, então, uma metodologia para incorporar as transações realizadas por um gerador no mercado *spot* no modelo de análise econômico-financeira desenvolvido por FEIL (1996). Desta forma, possibilita-se uma melhor análise dos riscos inerentes ao empreendimento, uma vez que estariam sendo contabilizados, ao mesmo tempo, os benefícios resultantes dos contratos bilaterais e a efetiva atuação da usina no MAE.

A implementação da metodologia proposta compreende, em primeiro lugar, a definição de um ou mais cenários de oferta e demanda de energia, contemplando as possibilidades de desenvolvimento do parque gerador e crescimento da demanda do sistema dentro do horizonte de estudo. As bases para a formulação destes cenários seriam, por exemplo, informações contidas nos planos de expansão indicativos do setor elétrico (realizados, até o momento, pelo GCPS), informações obtidas junto à ANEEL e informações estratégicas do próprio empreendedor.

Definidos os cenários a serem considerados, determina-se o comportamento do sistema frente à demanda obtendo-se, conseqüentemente, as gerações das usinas pertencentes a cada configuração. A realização desta etapa requer, portanto:

- a) a utilização conjunta de um modelo de simulação equivalente e de um modelo de simulação individualizado, representando a operação do sistema elétrico brasileiro;
- b) dados físicos e hidrológicos da usina sob estudo, necessários à sua representação nos modelos matemáticos, tais como: potência instalada, série de vazões, número de máquinas, dados da turbina/gerador, perdas hidráulicas no circuito de adução, polinômios cota x volume, vazão x nível do canal de fuga e cota x área, nível médio do canal de fuga, níveis operativos do reservatório, vazão mínima defluente, evaporações mensais e localização geográfica.

Dado que o período de estudo abrangido pelo fluxo de caixa é bastante extenso, recomenda-se adotar os modelos matemáticos utilizados pelo planejamento da expansão da geração. Assim, a utilização do modelo equivalente permitirá a obtenção do CMO e a geração do parque hidráulico resultante no atendimento à demanda considerada. A geração do parque hidráulico no modelo equivalente é então repassada ao modelo individualizado, determinando a geração correspondente à cada usina hidrelétrica a nível mensal.

Observa-se que nesta seqüência de trabalho, a geração equivalente do parque hidráulico fornecida ao modelo individualizado corresponde ao mercado a ser atendido pelo modelo individualizado. Teoricamente, conclui-se que os montantes de energia hidráulica obtidos pelos modelos equivalente e individualizado deveriam ser iguais. Na prática, como já mencionado, dependendo dos modelos matemáticos utilizados, esta igualdade não é verificada em 100% do tempo devido ao maior nível de detalhamento dos aproveitamentos pelo modelo individualizado, como variações

no canal de fuga e vertimentos localizados. Deve-se verificar, portanto, que as eventuais diferenças entre a produção do parque hidráulico obtida pelos modelos equivalente e individualizado possam ser desprezadas sem prejuízo ao modelo proposto.

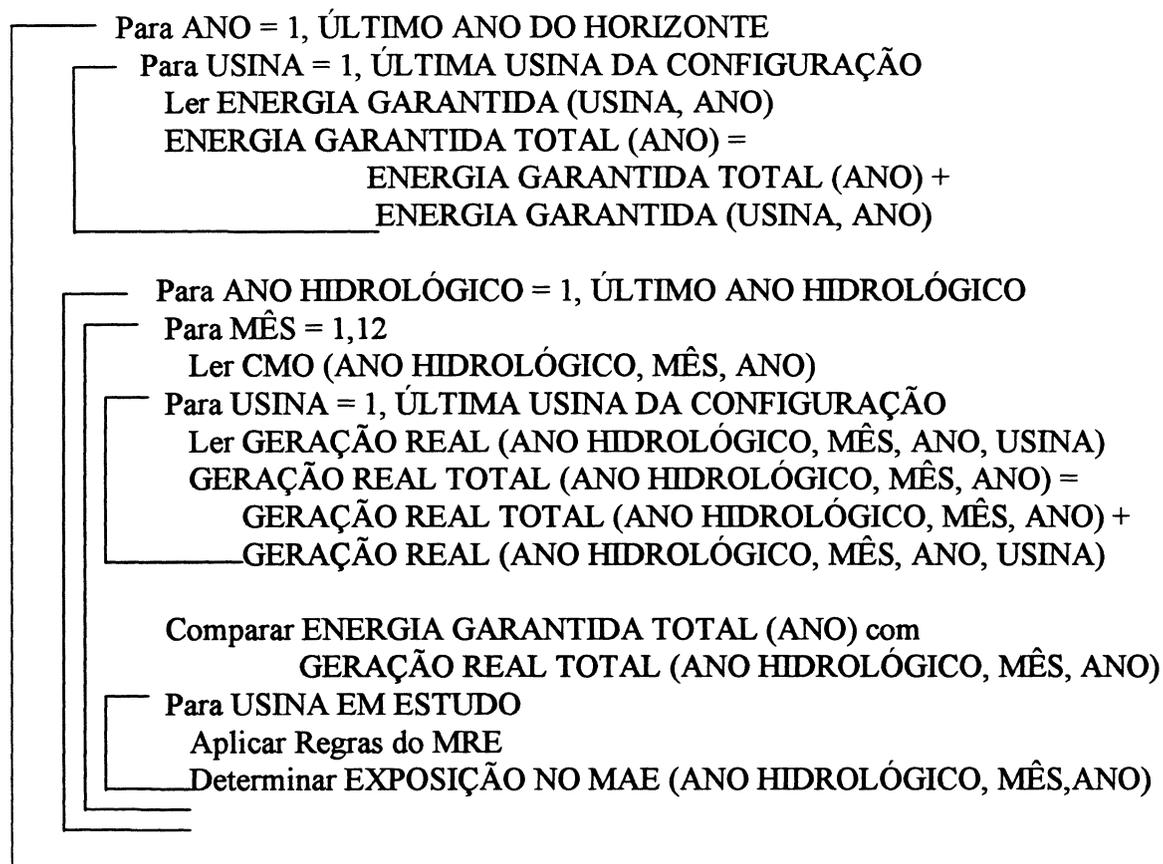
Outro aspecto importante, de certa forma óbvio, é que a simulação conjunta dos dois modelos requer, além da mesma configuração do parque gerador, a utilização da mesma série de vazões. Apesar dos modelos equivalentes utilizados pelo setor elétrico permitirem a simulação do sistema com várias séries sintéticas de vazões, alguns modelos individualizados não apresentam esta possibilidade, limitando as análises somente com a utilização da série histórica de vazões. Porém, a utilização do **método pente** pelos modelos de simulação confere certa estocasticidade ao processo, onde são simuladas  $n$  séries de mesma extensão do horizonte de estudo obtidas a partir de cortes na série histórica de vazões. Por exemplo, caso o horizonte de estudo seja igual a 20 anos e a extensão do registro histórico de vazões cubra o período de 1931 a 1994, tem-se 64 séries de 20 anos de extensão cada uma, sendo a primeira série correspondente ao período 1931 a 1950, a segunda série ao período 1932 a 1951 e assim por diante, até a última série correspondente ao período 1994 a 1949. Neste caso, cada ano do registro histórico de vazões é denominado **ano hidrológico**.

A próxima fase do modelo proposto compreende a obtenção da exposição mensal ao MAE para a usina sob estudo. Para tanto, foi desenvolvida uma ferramenta computacional para aplicação das regras do MRE, detalhadas no **capítulo 3.1**. Como, nesta etapa, as gerações de todas as usinas hidrelétricas da configuração são conhecidas, requer-se somente as energias garantidas das usinas hidrelétricas. Pode-se, então, determinar se o sistema hidrelétrico está em déficit ou em superávit,

comparando-se a energia garantida do sistema com a energia total gerada pelo parque.

O algoritmo da ferramenta computacional desenvolvida está sintetizado na Figura 12.

FIGURA 12 - ALGORITMO PARA CÁLCULO DA EXPOSIÇÃO AO PREÇO DO  
MAE



Através de uma implementação realizada no modelo desenvolvido por FEIL (1996), as exposições mensais ao MAE da usina sob análise são adicionadas às receitas operacionais do fluxo de caixa. Assim, ao invés de um único fluxo de caixa, obtém-se uma série de fluxos de caixa igual ao número de séries de vazões simuladas, considerando a variável risco hidrológico presente no processo. Como o fluxo de caixa utilizado trabalha em base anual, as receitas operacionais para cada série do fluxo de caixa seriam dadas por:

$$\text{rec.operacional}_{(\text{serie,ano})} = \text{tarifa} * \text{energia contrato} + \sum_{\text{mes}=1,12} \text{exposicao MAE}_{(\text{serie,mes,ano})} \quad (40)$$

O resultado final do modelo de avaliação econômico-financeira assim proposto permite a obtenção de uma amostra de parâmetros quantitativos resultantes de cada fluxo de caixa analisado, proporcionando uma análise de risco do empreendimento em termos estatísticos.

Uma vez que a exposição ao MAE é valorizada pelo CMO, obtido pela política ótima de operação do modelo equivalente e, portanto, puramente econômico, os encargos incidentes sobre as receitas e despesas do mercado *spot* são captadas pelo fluxo de caixa como, por exemplo, uma maior ou menor incidência do imposto de renda sobre o lucro líquido. Da mesma forma, as receitas e despesas resultantes da transferência de energia via MRE não são computadas, uma vez que envolvem somente custos operacionais e encargos da compensação financeira.

Outra simplificação adotada refere-se à desconsideração da receita adicional proveniente dos fluxos de energia entre os subsistemas. Porém, estabelecido algum tipo de participação dos geradores nesta receita, sua obtenção seria possível, pois o modelo equivalente fornece os intercâmbios mensais entre subsistemas para cada série hidrológica simulada.

Devido ao porte do sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste quando comparado ao sistema Norte/Nordeste, além de envolver um menor esforço computacional, admite-se a aplicação do MRE somente considerando o sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste, não obstante a existência da interligação Norte-Sul. Outro aspecto importante diz respeito ao número e representação topológica dos submercados a comporem o sistema interligado. Até o momento, por exemplo, o modelo equivalente utilizado nos

estudos do planejamento da expansão permite a representação de somente 5 subsistemas, interconectados em linha reta.

A questão da existência de contratos bilaterais entre submercados também depende de maiores definições das regras do MAE. Por enquanto, a proposta vigente é que cada gerador fique exposto ao preço do MAE do submercado base do contrato. Considere, por exemplo, um gerador que tenha contratado parcelas de sua energia garantida em dois submercados. Quando o sistema estiver em superávit, o gerador estará atendendo seus dois contratos além de vender sua quota da energia secundária ao preço do MAE do submercado em que está localizado. Porém, na presença de uma situação de déficit do sistema, deve-se definir qual será a exposição ao MAE do gerador em cada submercado. Neste caso, do ponto de vista do gerador, seria mais interessante considerar que, em função da energia a ele realocada, atender primeiramente o contrato no submercado em que o preço do MAE estiver mais alto, ficando exposto, portanto, somente no submercado cujo preço do MAE é inferior. Por simplificação, o modelo proposto considera a inexistência de contratos bilaterais entre submercados para o gerador sob estudo.

A participação da usina hidrelétrica de Itaipu no MRE também depende de uma definição das regras do MAE. O modelo proposto permite a opção da consideração ou não de Itaipu no MRE. BETTEGA, BUSETTI E MÜLLER (1998) verificaram que a participação de Itaipu no MRE aumentou a sua exposição ao preço do MAE para uma condição de risco de déficit de 5%.

## 5 ESTUDO DE CASO

Apresenta-se, neste capítulo, a aplicação do modelo de análise econômico-financeira proposto para a usina hidrelétrica Jataizinho (COPEL, 1994), localizada no rio Tibagi, no Estado do Paraná. A condução do estudo de caso levou a uma comparação entre os resultados obtidos através do fluxo de caixa baseado somente na energia garantida e do fluxo de caixa do modelo proposto, com e sem a aplicação do MRE.

### 5.1 DADOS DO EMPREENDIMENTO

De acordo com a reavaliação dos estudos de inventário do rio Tibagi (COPEL, 1994), o qual propõe a divisão de quedas visando o aproveitamento ótimo do potencial energético deste rio, a usina hidrelétrica Jataizinho está localizada a 4,5 km a montante da cidade de Jataizinho, ribeirinha à margem direita do rio Tibagi. O arranjo selecionado para a hidrelétrica Jataizinho prevê a construção de uma barragem de enrocamento com núcleo de argila, cuja altura máxima é de 48 m e comprimento de 750 m. O vertedouro, equipado com quatro comportas de crista, tipo segmento, com dimensões de 17,74 m de largura por 20 m de altura cada uma, foi dimensionado para escoar a vazão de 13.074 m<sup>3</sup>/s, correspondente ao período de recorrência de 10.000 anos. As principais quantidades de obras civis são:

a) concreto	133.000 m <sup>3</sup>
b) escavação comum	759.000 m <sup>3</sup>
c) escavação em rocha – estruturas	2.086.000 m <sup>3</sup>
d) enrocamento – barragem	1.541.000 m <sup>3</sup>
e) enrocamento – ensecadeiras	437.000 m <sup>3</sup>

O prazo de construção foi estimado em quatro anos e o investimento total necessário à realização do empreendimento é de US\$ 146,631 milhões, sem juros durante a construção. O cronograma de desembolsos adotado está apresentado na Tabela 12.

TABELA 12 – CRONOGRAMA DE DESEMBOLSOS ADOTADO

ANO 1	ANO 2	ANO 3	ANO 4
US\$ 39.580.000,00	US\$ 72.570.000,00	US\$ 24.221.000,00	US\$ 10.260.000,00

A área de drenagem correspondente ao aproveitamento é igual a 21.200 km<sup>2</sup> e o reservatório formado, na cota 383,0 m, inundará 31,7 km<sup>2</sup>, dos quais 10 km<sup>2</sup> correspondem ao leito do rio. Os municípios paranaenses atingidos pelo reservatório são: Jataizinho, Ibiporã, Londrina e Assaí. O volume total armazenado, correspondente à cota 383,0 m, é de 390 x 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>.

Os estudos energéticos realizados apontam para uma potência instalada de 156 MW e a operação do reservatório a fio d'água, ou seja, sem deplecionamento. Os demais parâmetros básicos da usina necessários à simulação energética estão apresentados na Tabela 13. A Tabela 14 apresenta a série histórica de vazões mensais para a usina Jataizinho.

TABELA 13 – PARÂMETROS DA USINA HIDRELÉTRICA JATAIZINHO

Número de unidades		3
Número de unidades de base		2
Rendimento do conjunto turbina/gerador		88 %
Queda de referência		38,9 m
Perda de carga média		0,8 m
Vazão mínima defluente		45 m <sup>3</sup> /s
Nível médio do canal de fuga		343,3 m
Tipo de turbina		Francis
Polinômio volume x cota	x0	0,383000E+03
Polinômio cota x área	x0	0,317000E+02
Polinômio vazão x nível de jusante	x0	0,343300E+03

TABELA 14 – VAZÕES MENSAIS DA USINA JATAIZINHO (M<sup>3</sup>/S)

ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MEDIA
1931	538	649	504	345	389	479	330	241	347	321	358	442	412
1932	353	549	423	553	413	471	329	334	336	532	603	898	483
1933	442	512	280	162	116	108	94	68	84	66	74	90	175
1934	202	348	189	134	66	116	93	58	86	137	70	377	157
1935	149	128	187	77	58	137	175	413	741	2512	624	375	465
1936	735	340	304	139	120	88	56	179	376	308	187	309	262
1937	1020	377	384	361	212	217	129	202	142	502	1302	377	436
1938	239	378	177	162	409	414	626	480	278	246	178	155	312
1939	224	245	231	113	230	204	175	104	117	101	425	655	236
1940	315	218	125	146	162	79	61	61	68	51	65	104	122
1941	291	707	290	187	178	158	180	565	511	528	540	674	401
1942	293	808	378	421	302	467	527	268	246	254	123	107	350
1943	137	234	221	115	86	145	112	91	173	398	253	197	181
1944	346	216	608	242	131	92	72	53	62	45	102	88	172
1945	54	286	313	130	97	246	535	165	105	122	113	78	187
1946	345	1214	1065	290	248	405	691	318	190	500	310	231	484
1947	452	431	303	167	154	178	158	248	493	708	279	312	324
1948	331	450	309	192	145	142	143	435	199	222	444	152	264
1949	105	79	109	127	110	180	101	76	72	73	70	88	100
1950	195	325	589	235	186	114	140	86	94	355	259	239	235
1951	416	564	572	254	149	131	149	93	67	242	409	302	279
1952	139	154	165	93	58	199	116	79	243	448	466	193	197
1953	338	287	188	213	230	243	147	105	215	370	455	309	259
1954	411	313	483	214	1268	823	507	286	198	334	214	115	431
1955	181	115	218	174	216	846	952	412	411	202	322	225	357
1956	200	188	148	225	603	629	428	692	328	209	143	119	327
1957	227	409	200	190	134	150	1110	1248	2029	943	749	508	659
1958	283	225	348	192	209	264	177	149	487	352	474	435	300
1959	400	554	290	206	214	163	118	119	137	146	109	86	212
1960	190	249	171	228	315	386	303	432	254	329	420	220	292
1961	216	261	473	903	579	391	218	132	218	236	591	354	382
1962	169	176	368	199	138	143	95	107	233	682	373	254	245
1963	818	522	448	335	138	113	84	59	50	314	661	487	336
1964	193	399	218	216	206	394	387	293	271	174	228	280	272
1965	418	832	466	378	1312	517	809	453	267	724	344	695	602
1966	556	749	503	311	236	178	192	128	280	419	505	395	372
1967	491	473	605	240	119	313	310	185	176	132	148	231	286
1968	465	288	175	147	104	84	59	62	45	99	101	91	144
1969	108	145	131	170	137	470	344	162	110	571	783	334	289
1970	363	306	322	217	380	588	667	222	406	481	225	530	393
1971	1309	476	365	290	487	722	741	306	273	264	142	235	468
1972	608	1228	690	463	208	166	376	469	727	1390	556	445	611
1973	598	594	411	285	357	487	660	462	677	682	367	261	487
1974	697	471	564	295	212	477	324	241	380	380	337	338	394
1975	378	353	390	212	163	194	271	313	189	728	665	1014	406
1976	698	714	449	326	323	838	377	716	580	438	550	488	542
1977	688	710	383	547	227	245	210	168	156	235	240	431	354
1978	173	123	155	90	106	108	440	344	595	196	221	215	231
1979	162	129	121	72	438	192	147	183	596	623	635	472	315
1980	455	438	606	414	259	209	467	395	701	468	258	705	448
1981	851	425	240	178	181	131	92	76	54	244	293	605	281
1982	317	351	275	142	101	584	1295	428	212	577	1249	1227	564
1983	626	454	840	522	1564	2570	1546	485	958	823	492	337	935
1984	251	248	193	296	428	320	270	296	387	351	491	509	337
1985	291	237	275	407	354	238	163	105	121	78	114	59	204
1986	81	357	356	212	508	316	154	347	203	216	253	602	301
1987	441	751	268	231	1162	923	437	258	215	238	323	230	457
1988	182	250	290	164	683	650	279	159	119	118	94	78	256
1989	719	730	419	255	448	239	286	514	642	329	203	481	439
1990	1904	597	306	243	299	348	762	708	862	757	659	310	647
1991	191	268	257	176	161	243	286	190	103	327	261	357	236
1992	205	206	591	596	1076	1039	434	440	398	463	321	256	503
1993	385	722	536	371	358	596	387	275	487	1189	278	436	502
1994	398	576	328	228	242	545	582	277	139	143	231	219	326
MAX	1904	1228	1065	903	1564	2570	1546	1248	2029	2512	1302	1227	2570
MIN	54	79	109	72	58	79	56	53	45	45	65	59	45
MED	406	424	356	257	327	373	358	282	327	416	365	350	353

## 5.2 CENÁRIO DE OFERTA E DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA

A metodologia proposta sugere a inserção da usina sob análise em um ou mais cenários de oferta e demanda de energia elétrica. O presente estudo de caso optou em utilizar um único cenário em todo o horizonte de estudo, ou seja, adotou-se uma configuração estática. A configuração estática adotada procurou, também, respeitar o critério vigente de qualidade de atendimento do sistema elétrico brasileiro (risco de déficit de 5%).

Adicionalmente, com o objetivo de permitir um maior número de casos relacionados com a provável exposição da usina Jataizinho no mercado *spot*, utilizando-se uma configuração estática, variou-se a condição inicial de armazenamento dos reservatórios dos subsistemas, a qual é um dado de entrada do usuário, afetando assim as decisões operativas quanto à utilização de geração hidrelétrica ou termelétrica. Esta hipótese implica em diferentes CMO's nos primeiros anos do horizonte simulado e, conseqüentemente, diferentes exposições ao preço do MAE. Admitiu-se, então, as seguintes possibilidades para o armazenamento inicial dos reservatórios dos subsistemas:

- a) armazenamento inicial igual a 100%;
- b) armazenamento inicial igual a 75%;
- c) armazenamento inicial igual a 50%;
- d) armazenamento inicial igual a 25%;

O mercado de energia elétrica considerado em cada ano do horizonte do estudo, apresentado na Tabela 15, corresponde a adoção de um único patamar de carga, ou seja, a representação gráfica da potência consumida a cada intervalo de tempo (energia), denominada **curva de carga**, é uma constante.

TABELA 15 – MERCADO ANUAL DE ENERGIA ELÉTRICA DO SISTEMA  
INTERLIGADO

Subsistema	Sul	Sudeste/Centro-Oeste	Norte	Nordeste
(Mwmédio)	6927	25667	2479	6081

Como a simulação energética é realizada em nível mensal, este mercado é distribuído nos meses do ano conforme a sazonalidade apresentada na Tabela 16 (GCPS, 1998). Observe que a média dos valores mensais do mercado de energia elétrica assim obtidos resulta no mercado anual.

TABELA 16 – SAZONALIDADES DE MERCADO PARA OS SUBSISTEMAS

	Sul	Sudeste/Centro-Oeste	Norte	Nordeste
Janeiro	1,0210	0,9809	0,9974	1,0176
Fevereiro	1,0444	1,0017	0,9923	1,0119
Março	1,0577	1,0122	0,9949	1,0077
Abril	1,0141	1,0025	0,9887	0,9868
Maió	0,9941	0,9939	0,9982	0,9823
Junho	0,9943	0,9937	0,9961	0,9761
Julho	0,9852	1,0013	0,9941	0,9753
Agosto	0,9796	1,0116	1,0052	0,9872
Setembro	0,9720	1,0167	1,0102	1,0060
Outubro	0,9610	1,0110	1,0144	1,0318
Novembro	0,9744	1,0007	1,0038	1,0167
Dezembro	1,0022	0,9738	1,0047	1,0006

Também foram adicionados 694,80 MW/mês ao mercado de energia elétrica do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, referente ao consumo próprio da usina hidrelétrica de Itaipu, das usinas reversíveis da Light e da concessionária paraguaia administradora de Itaipu (Ande) (GCPS, 1998). Este tipo de requisito de mercado não é determinado pelas previsões do CTEM, mas sim informado pelas empresas responsáveis (Itaipu, Light e Ande) sendo considerado na simulações do sistema interligado que visam mensurar a qualidade de atendimento ao mercado consumidor.

A Tabela 17 apresenta o parque gerador do sistema interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste considerado na configuração estática adotada para este estudo. O Anexo 1 contém algumas informações características das usinas da Tabela 17 (GCPS, 1998).

TABELA 17 – USINAS CONSTANTES NA CONFIGURAÇÃO ADOTADA

<b>Hidrelétricas</b>		
<b>Sudeste/Centro-Oeste</b>	<b>Itumbiara</b>	<b>Sul</b>
Armando A. Laydner	Itutinga	Complexo Segredo
Água Vermelha	Jaguara	Costa Rica
A. Souza Lima	Jaguari	Cubatão
Armando Salles de Oliveira	Lucas Nogueira Garcez	Ernestina
Barra Bonita	Mascarenhas	Foz do Areia
Billings	Mascarenhas de Moraes	Itaúba
Cachoeira Dourada	Marimbondo	Jacuí
Cachoeira do Emboque	Mário L. Leão	Jataizinho
Camargos	Miranda	Parigot de Souza
Caconde	Muniz Freire	Passo Fundo
Chavantes	Nilo Peçanha	Passo Real
Canoas 1	Nova Avanhandava	Salto Caxias
Canoas 2	Nova Ponte	Salto Osório
Capivara	Paraibuna	Salto Santiago
Complexo Ilha Solteira	Pereira Passos	<b>Norte</b>
Corumbá 1	Porto Colômbia	Curua-Una
Emborcação	Primavera – MT	Tucuruí 1
Estreito	Rosal	<b>Nordeste</b>
Euclides da Cunha	Rosana	Boa Esperança
Fontes-BC	Salto Grande	Complexo Moxotó
Fontes-Lajes	Santa Branca	Itaparica
Funil	Santa Cecília	Sobradinho
Furnas	São Simão	Xingó
Guilman-Amorim	Serra da Mesa	
Henry Borden	Sobragi	
Igarapava	Souza Dias	
Ilha dos Pombos	Taquaruçu	
Ibitinga	Três Marias	
Itaipu	Volta Grande	

TABELA 17 – CONTINUAÇÃO

Termelétricas		
<b>Sudeste/Centro-Oeste</b>	São Mateus – ES	P. Médici B
Angra I	Santa Cruz 1/2	São Jerônimo
Angra II	Santa Cruz 3/4	Uruguaiana
Carioba	<b>Sul</b>	<b>Nordeste</b>
Corumbá I	Alegrete	Camaçari I
Cuiabá	Charqueadas	
Eletropaulo I	Figueira	
Igarapé	J. Lacerda	
Piratininga ½	Jorge Lacerda IV	
Piratininga ¾	Nutepa	
R. Silveira	P. Médici A	

Adicionalmente às fontes geradoras da Tabela 17, o atendimento ao mercado consumidor também considerou os valores de energia correspondentes às usinas não simuláveis, a **geração externa**, apresentados na Tabela 18 (GCPS, 1998).

TABELA 18 – GERAÇÃO EXTERNA NOS SUBSISTEMAS

Subsistema	Sul	Sudeste/Centro-Oeste	Norte	Nordeste
(Mwmédio)	197	301	22	43

Os limites de transmissão entre os subsistemas adotados para o estudo de caso estão apresentados na Tabela 19 (GCPS, 1998). Foram consideradas perdas elétricas na transmissão de 5%.

TABELA 19 – LIMITES DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA

SUBSISTEMA		Transferência de 1 para 2	Transferência de 2 para 1
1	2	(MW)	(MW)
Sul	Sudeste/Centro-Oeste	3329	3600
Norte	Nordeste	1000	1000
Sudeste/Centro-Oeste	Norte	1000	1000

### 5.3 SIMULAÇÃO ENERGÉTICA DO SISTEMA INTERLIGADO

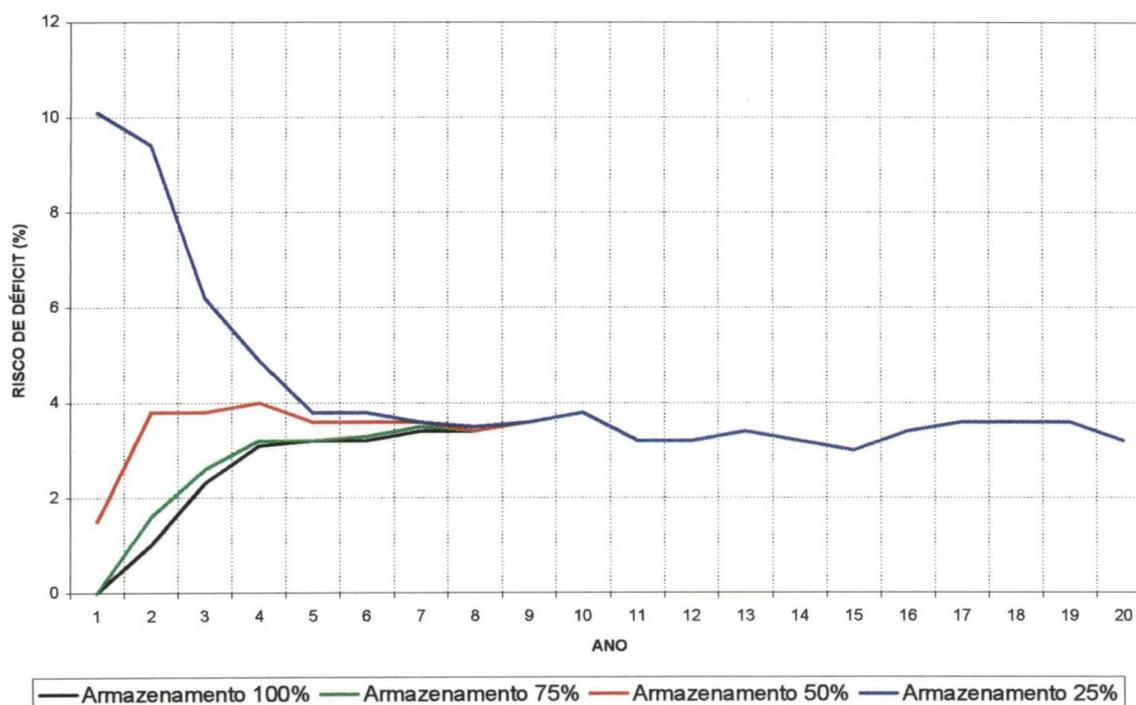
O próximo passo da metodologia proposta consiste em simular cada cenário de oferta e mercado de energia elétrica utilizando-se dois tipos de modelos matemáticos: um modelo a subsistemas equivalentes e um modelo a usinas individualizadas. No presente caso, contamos com uma configuração estática e quatro hipóteses de armazenamento inicial dos subsistemas, ou seja, esta etapa deverá ser realizada quatro vezes.

O modelo a subsistemas equivalentes utilizado no presente estudo de caso foi o MODDHT (OLADE/BID, 1993) o qual, conforme abordado no **capítulo 2.2**, determina a política ótima de operação através da aplicação de um algoritmo de PDE e realiza a simulação do sistema interligado. Assim, obteve-se o CMO e a geração hidráulica equivalente dos subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste correspondentes a cada ano do horizonte simulado, mês e ano hidrológico (fruto da aplicação do **método pente**) para cada hipótese de armazenamento inicial dos reservatórios. Os dados básicos relativos ao sistema interligado, necessários à simulação energética, compreenderam (GCPS, 1998):

- a) custo de déficit de energia igual a 540 US\$/MWh;
- b) horizonte de simulação de 20 anos;
- c) taxa de desconto de 12% a.a.;
- d) características e custos de combustíveis das usinas termelétricas utilizados nos estudos de planejamento do ciclo de 1997 do GCPS;
- e) dados das usinas hidrelétricas e série histórica de vazões utilizados nos estudos de planejamento do ciclo de 1997 do GCPS;

A Figura 13 apresenta os riscos de déficit para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste resultantes das simulações com a configuração estática adotada, utilizando-se o MODDHT com 2000 séries sintéticas de vazões. Observa-se que, somente para o cenário de armazenamento inicial igual a 25%, ocorreram riscos de déficit acima de 5%. Verifica-se também que, em função da utilização de uma configuração estática, os efeitos das diferentes condições de armazenamento inicial foram eliminados a partir do oitavo ano do horizonte simulado.

FIGURA 13 – CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO NAS SIMULAÇÕES DO ESTUDO DE CASO



Posteriormente, para os cenários de armazenamento inicial considerados, obteve-se a geração das usinas hidrelétricas constantes na configuração adotada em cada ano do horizonte de estudo, mês e ano hidrológico, através da aplicação de um modelo a usinas individualizadas. No presente estudo utilizou-se o MSUI (ELETROBRÁS, 1993), o qual, conforme discutido no **capítulo 2.2**, procura atender

a geração hidráulica equivalente de cada subsistema, resultante da simulação com o MODDHT, através de uma operação mais detalhada das usinas. A simulação com o MSUI considerou os seguintes dados gerais:

- a) operação dos reservatórios em 20 faixas paralelas, de acordo com prioridades calculadas internamente pelo modelo, maximizando a geração das cascatas;
- b) tempo de permanência na ponta de 2 horas;
- c) fator de carga de 70% (razão entre a demanda de energia elétrica fora do horário de ponta e demanda de energia elétrica no horário de ponta)
- d) as simulações foram realizadas somente com a série histórica de vazões, devido a impossibilidade do MSUI trabalhar com séries sintéticas de vazões.

#### 5.4 CÁLCULO DA ENERGIA GARANTIDA DAS USINAS

Além da geração de cada usina para os cenários adotados, a metodologia proposta necessita também da energia garantida de cada usina da configuração. A presente seção objetiva detalhar o processo de cálculo da energia garantida das usinas hidrelétricas. É oportuno salientar que o cálculo da energia garantida é um processo independente da simulação energética descrita no **capítulo 5.3**.

A determinação da energia garantida das usinas hidrelétricas da configuração adotada foi calculada de acordo com a metodologia utilizada no ciclo de planejamento 1997 do GCPS (configuração estática), apresentada no **capítulo 2.3**. Como mencionado, esta metodologia consiste na realização de duas fases (Fase 1 e Fase 2) e exige a utilização de um modelo de simulação a usinas equivalentes e um modelo de simulação a usinas individualizadas. O modelo equivalente utilizado foi o

MODDHT (OLADE/BID, 1993) e o modelo individualizado foi o MSUI (ELETROBRÁS, 1993).

O processo tem início com a Fase 1, onde a configuração adotada foi simulada com o MODDHT para um horizonte de 12 anos, considerando infinito e sem perdas os limites de transmissão entre os sistemas Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste, um custo de déficit de 540 US\$/MWh, armazenamento inicial de 100% para todos os subsistemas, uma taxa de desconto de 12% a.a. e a inexistência da interligação Norte-Sul (daí o nome convergência 2x2, ou seja, considera-se a existência de dois sistemas interligados: Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste).

O mercado de energia elétrica sofreu ajustes até que a média do risco de déficit dos últimos cinco anos do período simulado, em cada sistema interligado, estivesse entre 4,96% e 5,04%, aceitando-se esta faixa de valores para a convergência de risco de déficit de 5%. Desta forma, estabelece-se que os dois sistemas interligados partam da mesma condição de atendimento antes de promover uma troca de energia entre eles, através da interligação Norte-Sul.

O ajuste dos valores de mercado de energia elétrica deve obedecer a denominada **proporcionalidade**, definida como a participação do mercado de cada subsistema (no caso Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste) no mercado do sistema interligado ao qual pertence (Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste), apresentada na Tabela 20 (GCPS, 1998). As sazonalidades de mercado utilizadas são as mesmas apresentadas na Tabela 16.

TABELA 20 – PROPORCIONALIDADE ENTRE MERCADOS DOS  
SUBSISTEMAS (FASE 1)

Subsistema	Proporcionalidade	Subsistema	Proporcionalidade
Sul	0,21830	Norte	0,32579
Sudeste/Centro-Oeste	0,78170	Nordeste	0,67421

A Tabela 21 apresenta a **carga crítica** de cada subsistema para a Fase 1, isto é, os valores de mercado de energia elétrica que levam cada sistema interligado, em função do parque gerador considerado, ao risco de déficit de 5%.

TABELA 21 – RESULTADOS DA FASE 1

Subsistema	Carga Crítica (MWmédio)	Risco de déficit (%)
Sul	7073,74	4,80
Sudeste/Centro-Oeste	25330,00	4,96
Norte	2766,42	4,92
Nordeste	5725,00	5,00
Total	40895,16	

Tomando como exemplo os resultados da Tabela 21, verifica-se que a hipótese de proporcionalidade entre os mercados de energia elétrica implica que, em cada sistema interligado, um subsistema alcance o risco de déficit de 5% e outro permaneça com folga. Portanto, se a proporcionalidade entre mercados fosse desconsiderada, haveria espaço para aumentar a carga crítica dos subsistemas Sul e Norte. Conseqüentemente, isto provocaria uma redução da carga crítica dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste.

A Fase 2 também utiliza o MODDHT para simular a configuração adotada com a interligação Norte-Sul, representada nos limites constantes na Tabela 19 e sem perdas de transmissão (daí o nome convergência 4x4, ou seja, considera-se a existência do sistema interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste/Norte/Nordeste). Os

mercados dos subsistemas Sul, Norte e Nordeste para a convergência da simulação são proporcionais ao mercado do subsistema Sudeste/Centro-Oeste. A proporcionalidade utilizada, apresentada na Tabela 22, foi calculada em função das cargas críticas obtidas na Fase 1 da seguinte forma:

$$\alpha_{\text{subsistema } i} = \frac{\alpha'_{\text{subsistema } i}}{\alpha'_{\text{subsistema SE/CO}}} \quad (41)$$

onde:

$$\alpha'_{\text{subsistema } i} = \frac{\text{Carga Crítica Subsistema Fase 1}}{\text{Carga Crítica Total Fase 1}} \quad (42)$$

TABELA 22 – PROPORCIONALIDADE ENTRE MERCADOS DOS  
SUBSISTEMAS (FASE 2)

Subsistema	Proporcionalidade ( $\alpha$ )
Sul	0,27926314
Norte	0,10921514
Nordeste	0,22601658

A convergência desta fase é obtida quando a média dos riscos de déficit nos cinco últimos anos da simulação para o subsistema de maior mercado, no caso o Sudeste/Centro-Oeste, permaneça na faixa entre 4,96% e 5,04%. As demais hipóteses são as mesmas utilizadas na Fase 1. Os resultados da Fase 2 estão apresentados na Tabela 23.

TABELA 23 – RESULTADOS DA FASE 2

Subsistema	Carga Crítica (MW médio)	Risco de déficit (%)
Sul	7154,72	4,78
Sudeste/Centro-Oeste	25260,00	5,02
Norte	2798,09	3,48
Nordeste	5790,54	3,48
Total	41363,35	

Portanto, para a configuração adotada, a interligação Norte-Sul, simulada para uma capacidade de 1000 MW, proporcionou um aumento na energia garantida do sistema interligado igual a 468,19 MWmédio.

A energia garantida atribuída ao parque hidrelétrico de cada subsistema, correspondente à média dos cinco últimos anos do horizonte simulado, é obtida após o rateio da carga crítica total do sistema por subsistema e fonte de geração, conforme o **capítulo 2.4**.

Para este estudo, a energia garantida total do parque hidrelétrico brasileiro resultou em 34.231 MWmédio. Este valor é rateado proporcionalmente às energias firmes das usinas da configuração (equação 36), calculadas pelo MSUI, considerando:

- a) o período crítico do sistema interligado de junho/1949 a novembro/1956;
- b) operação dos reservatórios com 20 faixas paralelas de acordo com prioridades calculadas internamente pelo modelo, maximizando a geração das cascatas;
- c) tempo de permanência na ponta de 2 horas;
- d) fator de carga de 70%

A Tabela 24 apresenta os valores de energia garantida para as usinas hidrelétricas da configuração adotada, considerados constantes para todo o horizonte de estudo. É importante observar que, na prática, os valores de energia garantida podem variar ano a ano conforme novas usinas são adicionadas à configuração do parque gerador. Por este motivo, é um valor que deve ser revisado periodicamente.

TABELA 24 – ENERGIA GARANTIDA DAS USINAS HIDRELÉTRICAS

Usina	MWmédio	Usina	MWmédio
Armando A. Laydner	47,25	Muniz Freire	10,74
Água Vermelha	736,39	Nilo Peçanha	333,53
A. Souza Lima	59,09	Nova Avanhandava	128,66
Armando Salles de Oliveira	14,52	Nova Ponte	272,30
Barra Bonita	41,54	Paraibuna	48,73
Billings	0	Pereira Passos	50,96
Cachoeira Dourada	409,68	Porto Colômbia	182,30
Cachoeira do Emboque	7,90	Primavera - MT	5,75
Camargos	20,83	Rosal	32,92
Caconde	32,27	Rosana	174,48
Chavantes	170,27	Salto Grande	73,38
Canoas 1	56,36	Santa Branca	30,93
Canoas 2	46,91	Santa Cecília	0
Capivara	326,85	São Simão	1266,46
Complexo Ilha Solteira	1915,29	Serra da Mesa	662,98
Corumbá 1	206,64	Sobragi	41,42
Costa Rica	11,08	Souza Dias	959,09
Emborcação	490,77	Taquaruçu	199,08
Estreito	487,38	Três Marias	233,51
Euclides da Cunha	47,70	Volta Grande	225,14
Fontes-BC	62,18	Complexo Segredo	584,79
Fontes-Lajes	40,07	Cubatão	18,51
Funil	117,07	Ernestina	0
Furnas	590,99	Foz do Areia	591,80
Guilman Amorim	73,30	Itaúba	185,46
Henry Borden	306,02	Jacuí	119,75
Igarapava	133,84	Jataizinho	82,01
Ilha dos Pombos	89,81	Parigot de Souza	108,12
Ibitinga	66,21	Passo Fundo	115,87
Itaipu	7500,35	Passo Real	67,26
Itumbiara	1002,23	Salto Caxias	587,73
Itutinga	27,59	Salto Osório	506,17
Jaguara	330,55	Salto Santiago	703,46
Jaguari	13,98	Curua-Una	23,78
Lucas Nogueira Garcez	54,52	Tucuruí 1	2778,86
Mascarenhas	106,28	Boa Esperança	140,52
Mascarenhas de Moraes	290,55	Complexo Moxotó	2183,53
Marimondo	713,90	Itaparica	940,29
Mário L. Leão	96,28	Sobradinho	519,78
Miranda	199,06	Xingó	2097,54

## 5.5 APLICAÇÃO DO MODELO PROPOSTO

A primeira etapa para aplicação do modelo de análise econômico-financeira proposto consiste na construção do fluxo de caixa baseado somente na energia garantida (análise padrão) para a usina sob análise. No presente estudo de caso, os dados considerados nesta fase, exigidos pelo modelo desenvolvido por FEIL (1996), foram os seguintes:

- a) Investimento: US\$ 146.631.000,00, distribuído no tempo conforme a Tabela 12;
- b) Tempo de construção: 4 anos;
- c) Tarifa de venda de energia elétrica: 40 US\$/MWh;
- d) Participação em capital próprio: US\$ 43.989.300,00 (30%), distribuído durante o período de construção conforme a Tabela 25;
- e) Participação em financiamentos: US\$ 102.641.700,00 (70%);
- f) Sistema de financiamento: Tabela Price;
- g) Taxa de juros do financiamento: 9% a.a.;
- h) Início do pagamento do financiamento: ano de entrada em operação comercial da usina;
- i) Prazo para pagamento do financiamento: 10 anos
- j) Período de estudo: 24 anos;
- k) Taxa de desconto: 10% a.a.;
- l) Taxa para cálculo dos juros durante a construção: 10% a.a.;
- m) Prazo para depreciação: 20 anos;
- n) Taxa de depreciação: 5%;
- o) Compensação financeira: 6%;

- p) Tarifa de referência, utilizada no cálculo da compensação financeira:  
19,53 R\$/MWh;
- q) PIS/COFINS: 2,65%;
- r) Contribuição social: 8%;
- s) Imposto de renda: 15% (até 240.000,00) ou 25% (maior que 240.000,00);
- t) Taxa de fiscalização da ANEEL: 0,5%
- u) Outros encargos: 2% sobre a receita bruta;
- v) Despesa com operação e manutenção (R\$/ano): adotada a fórmula  $19243 * P^{0,8719}$  (COPEL, 1998), onde  $P$  é a potência da usina em MW, e uma taxa de incremento anual de 1% a partir do segundo ano de operação.
- w) Energia garantida: 82 MW médio
- x) Energia contratada: 82 MW médio
- y) taxa de câmbio adotada: 1 R\$=1 US\$

TABELA 25 – DISTRIBUIÇÃO DO CAPITAL PRÓPRIO NO PERÍODO DE  
CONSTRUÇÃO (US\$)

ANO	DESEMBOLSO	%
1	11.874.000,00	26,99
2	21.771.000,00	49,49
3	7.266.300,00	16,52
4	3.078.000,00	7,00

O fluxo de caixa do projeto resultante da análise padrão está apresentado na Tabela 26 e ilustrado na Figura 14. Os resultados obtidos pela análise padrão do fluxo de caixa estão apresentados na Tabela 27. Observa-se que, baseado nesta análise, o empreendimento é considerado viável.

TABELA 26 – FLUXO DE CAIXA DO EMPREENDIMENTO (US\$) - ANÁLISE PADRÃO (CAPITAL PRÓPRIO = 30%)

ANO	X - 3	X - 2	X - 1	X	1	2	3	4	5	6	7	8
<b>RECEITAS</b>												
Receitas Operacionais				28 732 800.00	28 732 800.00	28 732 800.00	28 732 800.00	28 732 800.00	28 732 800.00	28 732 800.00	28 732 800.00	28 732 800.00
<b>DESPESAS</b>												
Desembolsos	-11 874 000.00	-21 771 000.00	-7 266 300.00	-3 078 000.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Juros durante a const.	-593 700.00	-2 335 320.00	-2 773 947.00	-1 157 924.70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
O&M					-1 572 020.00	-1 587 740.20	-1 603 617.60	-1 619 653.78	-1 635 850.32	-1 652 208.82	-1 668 730.91	-1 685 418.22
Despesas ANEEL					-143 664.00	-143 664.00	-143 664.00	-143 664.00	-143 664.00	-143 664.00	-143 664.00	-143 664.00
RGR					0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Comp. Financeira					-841 727.38	-841 727.38	-841 727.38	-841 727.38	-841 727.38	-841 727.38	-841 727.38	-841 727.38
Cofins/PIS					-761 419.20	-761 419.20	-761 419.20	-761 419.20	-761 419.20	-761 419.20	-761 419.20	-761 419.20
CCC					0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Outros Encargos					-574 656.00	-574 656.00	-574 656.00	-574 656.00	-574 656.00	-574 656.00	-574 656.00	-574 656.00
Contribuição Social					-394 128.41	-441 513.17	-493 263.17	-549 772.29	-611 469.85	-678 823.86	-752 344.42	-832 587.58
Imposto de Renda					-1 109 119.17	-1 245 350.35	-1 394 131.61	-1 556 595.32	-1 733 975.83	-1 927 618.60	-2 138 990.21	-2 369 689.28
<b>TOTAL DESPESAS</b>	-12 467 700.00	-24 106 320.00	-10 040 247.00	-4 235 924.70	-5 396 734.16	-5 596 070.30	-5 812 478.96	-6 047 487.96	-6 302 762.57	-6 580 117.85	-6 881 532.11	-7 209 161.65
<b>FINANCIAMENTOS</b>												
Juros	0.00	0.00	0.00	0.00	-12 238 113.77	-11 630 084.03	-10 967 331.62	-10 244 931.50	-9 457 515.36	-8 599 231.77	-7 663 702.66	-6 643 975.93
Amortização	0.00	0.00	0.00	0.00	-6 755 885.92	-7 363 915.66	-8 026 668.06	-8 749 068.19	-9 536 484.33	-10 394 767.92	-11 330 297.03	-12 350 023.76
<b>RESULTADOS</b>												
VALOR FUTURO	-12 467 700.00	-24 106 320.00	-10 040 247.00	-4 235 924.70	4 342 066.15	4 142 730.01	3 926 321.36	3 691 312.35	3 436 037.74	3 158 682.46	2 857 268.20	2 529 638.66
VALOR PRESENTE	-11 334 272.73	-19 922 578.51	-7 543 386.18	-2 893 193.57	2 696 081.47	2 338 463.09	2 014 823.68	1 722 024.46	1 457 215.42	1 217 808.83	1 001 455.07	806 020.84
VAL. PRES. ACUM.	-11 334 272.73	-31 256 851.24	-38 800 237.42	-41 693 430.99	-38 997 349.52	-36 658 886.43	-34 644 062.75	-32 922 038.29	-31 464 822.87	-30 247 014.04	-29 245 558.97	-28 439 538.13
TIR												-9.13%
BL ACUM. EM VP	0.00	0.00	0.00	0.00	2 696 081.47	5 034 544.56	7 049 368.24	8 771 392.70	10 228 608.12	11 446 416.95	12 447 872.02	13 253 892.86
CL ACUM. EM VP	-11 334 272.73	-31 256 851.24	-38 800 237.42	-41 693 430.99	-41 693 430.99	-41 693 430.99	-41 693 430.99	-41 693 430.99	-41 693 430.99	-41 693 430.99	-41 693 430.99	-41 693 430.99
ÍNDICE BL/CL	0.00	0.00	0.00	0.00	0.06	0.12	0.17	0.21	0.25	0.27	0.30	0.32

ANO	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>RECEITAS</b>												
Receitas Operacionais	28 732 800.00	28 732 800.00	28 732 800.00	28 732 800.00	28 732 800.00	28 732 800.00	28 732 800.00	28 732 800.00	28 732 800.00	28 732 800.00	28 732 800.00	28 732 800.00
<b>DESPESAS</b>												
Desembolsos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Juros durante const.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
O&M	-1 702 272.40	-1 719 295.12	-1 736 488.07	-1 753 852.95	-1 771 391.48	-1 789 105.40	-1 806 996.45	-1 825 066.42	-1 843 317.08	-1 861 750.25	-1 880 367.75	-1 899 171.43
Despesas ANEEL	-143 664.00	-143 664.00	-143 664.00	-143 664.00	-143 664.00	-143 664.00	-143 664.00	-143 664.00	-143 664.00	-143 664.00	-143 664.00	-143 664.00
RGR	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Comp. Financeira	-841 727.38	-841 727.38	-841 727.38	-841 727.38	-841 727.38	-841 727.38	-841 727.38	-841 727.38	-841 727.38	-841 727.38	-841 727.38	-841 727.38
Cofins/PIS	-761 419.20	-761 419.20	-761 419.20	-761 419.20	-761 419.20	-761 419.20	-761 419.20	-761 419.20	-761 419.20	-761 419.20	-761 419.20	-761 419.20
CCC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Outros Encargos	-574 656.00	-574 656.00	-574 656.00	-574 656.00	-574 656.00	-574 656.00	-574 656.00	-574 656.00	-574 656.00	-574 656.00	-574 656.00	-574 656.00
Contribuição Social	-920 159.41	-1 015 720.58	-1 360 020.06	-1 358 630.87	-1 357 227.79	-1 355 810.68	-1 354 379.39	-1 352 933.79	-1 351 473.74	-1 349 999.09	-1 348 509.69	-1 347 005.39
Imposto de Renda	-2 621 458.31	-2 896 196.67	-3 886 057.68	-3 882 063.75	-3 878 029.89	-3 873 955.69	-3 869 840.75	-3 865 684.66	-3 861 487.00	-3 857 247.37	-3 852 965.35	-3 848 640.50
<b>TOTAL DESPESAS</b>	<b>-7 565 356.69</b>	<b>-7 952 678.95</b>	<b>-9 304 032.39</b>	<b>-9 316 014.15</b>	<b>-9 328 115.74</b>	<b>-9 340 338.34</b>	<b>-9 352 683.17</b>	<b>-9 365 151.44</b>	<b>-9 377 744.40</b>	<b>-9 390 463.29</b>	<b>-9 403 309.37</b>	<b>-9 416 283.90</b>
<b>FINANCIAMENTOS</b>												
Juros	-5 532 473.79	-4 320 936.46	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Amortização	-13 461 525.90	-14 673 063.23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>RESULTADOS</b>												
VALOR FUTURO	2 173 443.62	1 786 121.36	19 428 767.61	19 416 785.85	19 404 684.26	19 392 461.66	19 380 116.83	19 367 648.56	19 355 055.60	19 342 336.71	19 329 490.63	19 316 516.10
VALOR PRESENTE	629 569.20	470 341.58	4 651 092.50	4 225 658.32	3 839 113.33	3 487 904.69	3 168 803.97	2 878 877.55	2 615 459.71	2 376 128.18	2 158 681.91	1 961 120.85
VAL. PRES. ACUM.	-27 809 968.93	-27 339 627.35	-22 688 534.85	-18 462 876.53	-14 623 763.20	-11 135 858.51	-7 967 054.54	-5 088 176.99	-2 472 717.28	-96 589.10	2 062 092.81	4 023 213.66
TIR	-7.60%	-6.49%	0.14%	3.34%	5.40%	6.86%	7.95%	8.79%	9.45%	9.98%	10.41%	10.77%
BL ACUM. EM VP	13 883 462.06	14 353 803.64	19 004 896.14	23 230 554.46	27 069 667.79	30 557 572.48	33 726 376.45	36 605 254.00	39 220 713.71	41 596 841.89	43 755 523.80	45 716 644.65
CL ACUM. EM VP	-41 693 430.99	-41 693 430.99	-41 693 430.99	-41 693 430.99	-41 693 430.99	-41 693 430.99	-41 693 430.99	-41 693 430.99	-41 693 430.99	-41 693 430.99	-41 693 430.99	-41 693 430.99
ÍNDICE BL/CL	0.33	0.34	0.46	0.56	0.65	0.73	0.81	0.88	0.94	1.00	1.05	1.10

FIGURA 14 – FLUXO DE CAIXA DO EMPREENDIMENTO –  
ANÁLISE PADRÃO

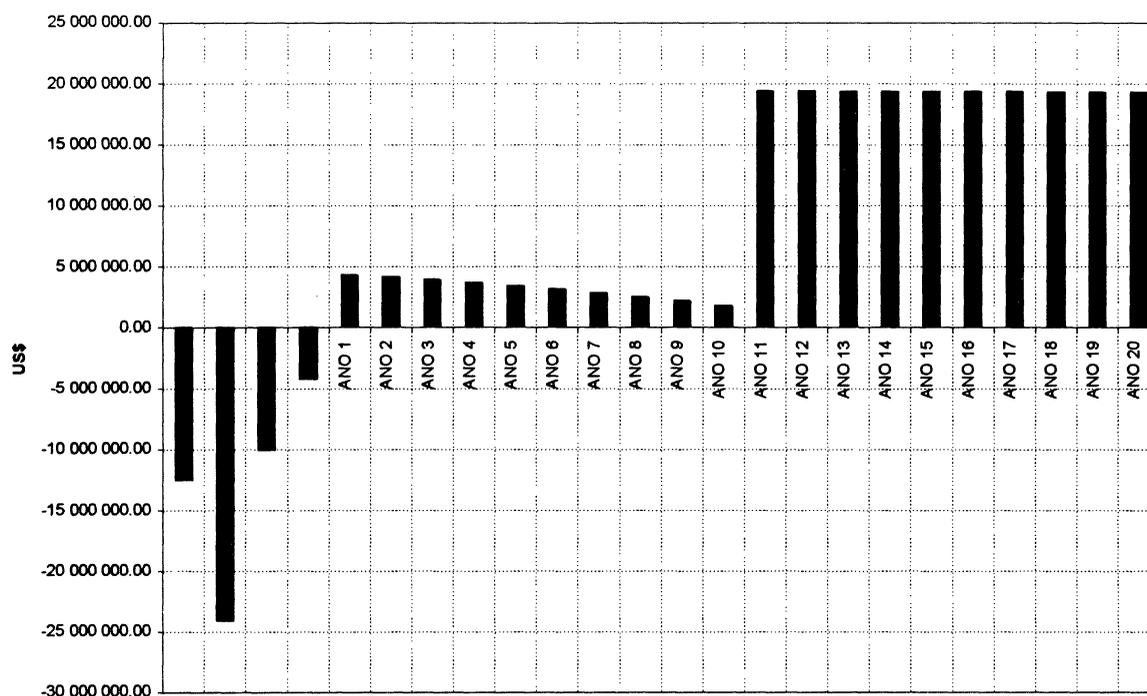


TABELA 27 – RESULTADOS DO FLUXO DE CAIXA – ANÁLISE PADRÃO

Tempo de Retorno Descontado	22 anos
Taxa Interna de Retorno	10,77%
Valor Presente Líquido	US\$ 4.023.213,66
Índice Benefício Líquido/Custo Líquido	1,10

Taxa de desconto = 10%a.a.

Definidas a energia garantida e geração efetiva de cada usina hidrelétrica pertencente à configuração sob estudo, bem como os CMO's correspondentes à cada período da simulação, a segunda fase da metodologia proposta consiste na incorporação da comercialização verificada no mercado *spot* à receita operacional do fluxo de caixa da análise padrão. A comercialização no *spot*, considerando a aplicação do MRE, é obtida através da ferramenta computacional desenvolvida para este fim, conforme o **capítulo 4**. Também, atendendo aos objetivos deste estudo, foram

incorporadas as transações no mercado *spot* sem considerar a aplicação do MRE. Neste estudo, a usina de Itaipu não foi considerada na aplicação do MRE.

Desta forma, dado que o registro histórico de vazões mensais da usina Jataizinho compreende o período 1931 a 1994, a aplicação do **método pente** proporcionou a simulação de 64 séries hidrológicas de 20 anos de extensão cada uma, obtendo-se, para cada hipótese de armazenamento inicial, 64 fluxos de caixa considerando a aplicação do MRE e 64 fluxos de caixa desconsiderando a aplicação do MRE. Cada fluxo de caixa foi submetido, então, a uma análise quantitativa, obtendo-se uma amostra de 64 valores refletindo o efeito de vários eventos hidrológicos distintos na viabilidade do empreendimento hidrelétrico.

Ilustrando o procedimento realizado, a Tabela 28 apresenta as receitas operacionais resultantes do contrato bilateral (fluxo de caixa – análise padrão) e da exposição ao MAE do empreendimento, considerando o MRE, correspondente a uma série hidrológica (série 3) simulada para o cenário de 75% de armazenamento inicial. Este procedimento também foi realizado para o mesmo cenário acima, porém sem a aplicação do MRE, conforme apresentado na Tabela 29.

TABELA 28 – RECEITAS OPERACIONAIS COM O MRE - SÉRIE

## HIDROLÓGICA 3 – ARMAZENAMENTO INICIAL 75%

Ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Contrato										
Bilateral (US\$*1000)	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733
Mercado										
Spot (US\$*1000)	3.501	-3.919	281	748	228	1.002	566	389	527	82
Receita										
Operacional (US\$*1000)	32.234	24.814	29.014	29.481	28.961	29.735	29.299	29.122	29.260	28.815
Ano	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Contrato										
Bilateral (US\$*1000)	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733
Mercado										
Spot (US\$*1000)	464	-199	95	233	171	599	571	343	816	1.173
Receita										
Operacional (US\$*1000)	29.197	28.532	28.828	28.966	28.904	29.332	29.304	29.076	29.549	29.906

TABELA 29 – RECEITAS OPERACIONAIS SEM O MRE – SÉRIE

## HIDROLÓGICA 3 – ARMAZENAMENTO INICIAL 75%

Ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Contrato										
Bilateral (US\$*1000)	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733
Mercado										
Spot (US\$*1000)	170	-25693	-3.639	-1.794	1.663	1.454	-1.693	-4.396	2.279	388
Receita										
Operacional (US\$*1000)	28.903	3.040	25.094	26.939	30.396	30.187	27.040	24.337	31.012	29.121
Ano	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Contrato										
Bilateral (US\$*1000)	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733
Mercado										
Spot (US\$*1000)	-2.734	-9.956	-4.576	512	134	-821	-6.289	-2.184	-1.333	-4.540
Receita										
Operacional (US\$*1000)	25.999	18.777	24.157	29.245	28.867	27.912	22.444	26.549	27.400	24.193

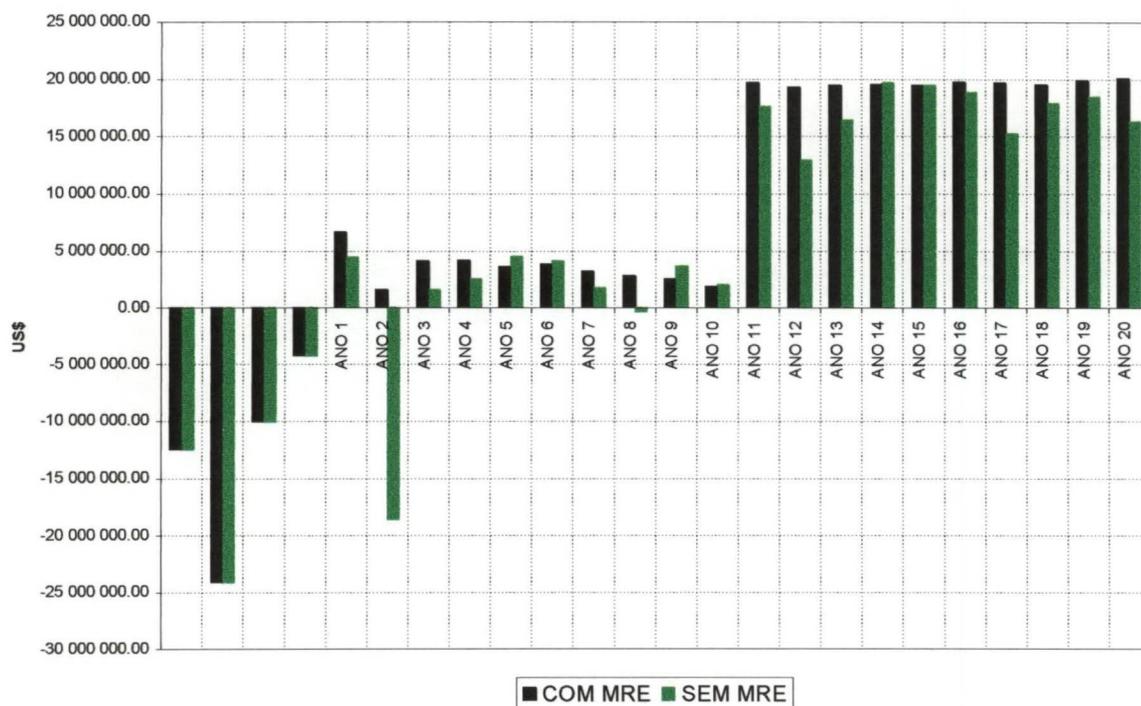
Observa-se que, mesmo com a aplicação do MRE (Tabela 28), ocorreram exposições negativas ao MAE nos anos 2 e 12, indicando que, em função da hidrologia afluyente ao sistema, o parque hidrelétrico produziu abaixo da sua energia garantida e, portanto, a todos os geradores foi realocada uma energia inferior à energia garantida individual. Como a usina em estudo contratou toda a sua energia garantida, precisou comprar energia no MAE para honrar o seu contrato bilateral. No entanto, a não aplicação do MRE (Tabela 29) também apresentou valores negativos nestes anos, indicando que a usina em estudo produziu abaixo da sua energia garantida. Verifica-se que, embora ambos os casos tenham conduzido à compras no mercado *spot*, a exposição ao MAE foi minimizada através da realocação de energia via MRE (energia realocada maior que a energia efetivamente gerada).

Para os anos 5, 6, 9, 10 e 14 verifica-se que a não consideração do MRE conduziria a um melhor desempenho no mercado *spot*, indicando que a usina sob estudo transferiu energia via MRE (energia realocada inferior à energia efetivamente produzida). Nota-se ainda que, como a exposição ao MAE com MRE também proporcionou vendas de energia no mercado *spot*, o parque hidrelétrico produziu acima da sua energia garantida (energia secundária).

Para os anos 1, 3, 4, 7, 8, 11, 13, 15, 16, 17, 18, 19 e 20 verifica-se um melhor desempenho no mercado *spot* considerando o MRE, ou seja, independente da geração efetiva, a usina sob estudo recebeu energia via MRE (energia realocada maior que a energia efetivamente gerada). As vendas de energia no mercado *spot* nestes anos também indicam que a usina sob estudo teve uma energia realocada superior à sua energia garantida, ou seja, o parque hidrelétrico produziu acima de sua energia garantida (energia secundária).

Os fluxos de caixa com e sem o MRE, correspondentes à série hidrológica 3 e armazenamento inicial 75%, podem ser visualizados na Figura 15. Nesta figura, fica bem claro o impacto do MRE na minimização do risco hidrológico, evitando uma despesa significativa no ano 2 do horizonte de estudo e estabilizando as receitas após o período de pagamento do financiamento.

FIGURA 15 – FLUXO DE CAIXA PARA A SÉRIE HIDROLÓGICA 3 –  
ARMAZENAMENTO INICIAL 75%



Portanto, caso esta série hidrológica viesse realmente a ocorrer para a hipótese de armazenamento inicial considerada, os resultados do fluxos de caixa, apresentados na Tabela 30, mostram que a aplicação do MRE mantém a viabilidade do empreendimento, inclusive proporcionando um maior retorno que o esperado pela análise padrão do fluxo de caixa. Por outro lado, caso não existisse um mecanismo

para minimização do risco hidrológico, o empreendimento não alcançaria o retorno esperado.

TABELA 30 – RESULTADOS DO FLUXO DE CAIXA COM E SEM O MRE

SÉRIE HIDROLÓGICA 3 – ARMAZENAMENTO INICIAL 75%

	COM MRE	SEM MRE
Tempo de Retorno Descontado	21 anos	Maior que 24 anos
Taxa Interna de Retorno	11,02%	7,47%
Valor Presente Líquido	US\$ 5.339.247,03	US\$ -14.034.872,89
Índice Benefício Líquido/Custo Líquido	1,13	0,73

Taxa de desconto = 10%a.a.

Porém, o MRE não garante a eliminação total do risco hidrológico. Vejamos, por exemplo, para o cenário de armazenamento inicial de 75% o comportamento do fluxo de caixa para uma outra série hidrológica (série 20) simulada. As Tabelas 31 e 32 apresentam as receitas operacionais correspondentes a esta série para os casos, respectivamente, com e sem o MRE.

Observa-se que, para os anos 5, 6, 7, 15 e 20, a aplicação do MRE (Tabela 31) conduziu a exposições negativas ao preço do MAE. Esta situação deve-se ao fato de, em função da hidrologia afluyente ao sistema, o parque hidrelétrico produziu abaixo da sua energia garantida e, portanto, a todos os geradores foi realocada uma energia inferior à energia garantida individual. Como a usina em estudo contratou bilateralmente toda a sua energia garantida, precisou comprar, ao preço do MAE em vigor, o montante necessário para honrar seu contrato, independente da sua geração efetiva. No entanto, para o ano 20, observa-se que a inexistência do MRE (Tabela 32) conduziria a uma maior exposição ao preço do MAE, indicando que a usina recebeu energia via MRE.

TABELA 31 – RECEITAS OPERACIONAIS COM O MRE - SÉRIE

## HIDROLÓGICA 20 – ARMAZENAMENTO INICIAL 75%

Ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Contrato										
Bilateral (US\$*1000)	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733
Mercado										
Spot (US\$*1000)	835	738	840	60	-5.007	-29735	-24112	144	484	587
Receita										
Operacional (US\$*1000)	29.568	29.471	29.573	28.793	23.726	-1.002	4.621	28.877	29.217	29.320
Ano	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Contrato										
Bilateral (US\$*1000)	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733
Mercado										
Spot (US\$*1000)	685	557	524	457	-328	35	224	413	423	-126
Receita										
Operacional (US\$*1000)	29.418	29.290	29.257	29.190	28.405	28.768	28.957	29.146	29.156	28.607

TABELA 32 – RECEITAS OPERACIONAIS SEM O MRE - SÉRIE

## HIDROLÓGICA 20 – ARMAZENAMENTO INICIAL 75%

Ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Contrato										
Bilateral (US\$*1000)	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733
Mercado										
Spot (US\$*1000)	-2.124	-1.214	-3.149	-2.734	2.871	-357	10.455	1.972	502	-2.930
Receita										
Operacional (US\$*1000)	26.609	27.519	25.584	25.999	31.604	28.376	39.188	30.705	29.235	25.803
Ano	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Contrato										
Bilateral (US\$*1000)	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733	28.733
Mercado										
Spot (US\$*1000)	1.089	269	-1.280	-1.549	2.301	890	-205	-1.036	-8.133	-4.940
Receita										
Operacional (US\$*1000)	29.822	29.002	27.453	27.184	31.034	29.623	28.528	27.697	20.600	23.793

Por outro lado, os resultados obtidos sem o MRE (Tabela 32) para os anos 5, 7 e 15 indicam que a usina em estudo teve uma afluência favorável nestes anos, podendo vender o seu excedente individual ao preço do MAE em vigor. Para os anos 8, 9, 11 e 16, observa-se também que a inexistência do MRE conduziria a maiores vendas no MAE do que o caso com o MRE, indicando que, além do parque hidrelétrico apresentar superávit, a usina sob estudo transferiu energia via MRE.

Para os anos 1, 2, 3, 4, 10, 12, 13, 14, 17, 18, e 19 verifica-se que, com a consideração do MRE, ocorreram vendas no mercado *spot* (energia realocada superior à energia garantida individual), indicando que o parque hidrelétrico produziu acima da sua energia garantida (energia secundária). Quando confrontados com a exposição ao MAE sem o MRE, verifica-se também que a usina sob estudo recebeu energia via MRE (energia realocada superior à energia efetivamente produzida).

O fluxo de caixa correspondente à série hidrológica 20 e armazenamento inicial 75% pode ser visualizado na Figura 16. Percebe-se, nos anos 6 e 7, o impacto do risco hidrológico refletindo a condição de déficit dos geradores hidrelétricos despachados centralizadamente.

Os resultados correspondentes à série hidrológica 20, com e sem o MRE, estão apresentados na Tabela 33. Verifica-se que, caso esta série hidrológica realmente ocorresse para o cenário considerado, a aplicação do MRE não conduziria ao retorno do capital investido, enquanto que a inexistência do MRE conduziria a resultados aceitáveis.

FIGURA 16 – FLUXO DE CAIXA PARA A SÉRIE HIDROLÓGICA 20 –  
ARMAZENAMENTO INICIAL 75%

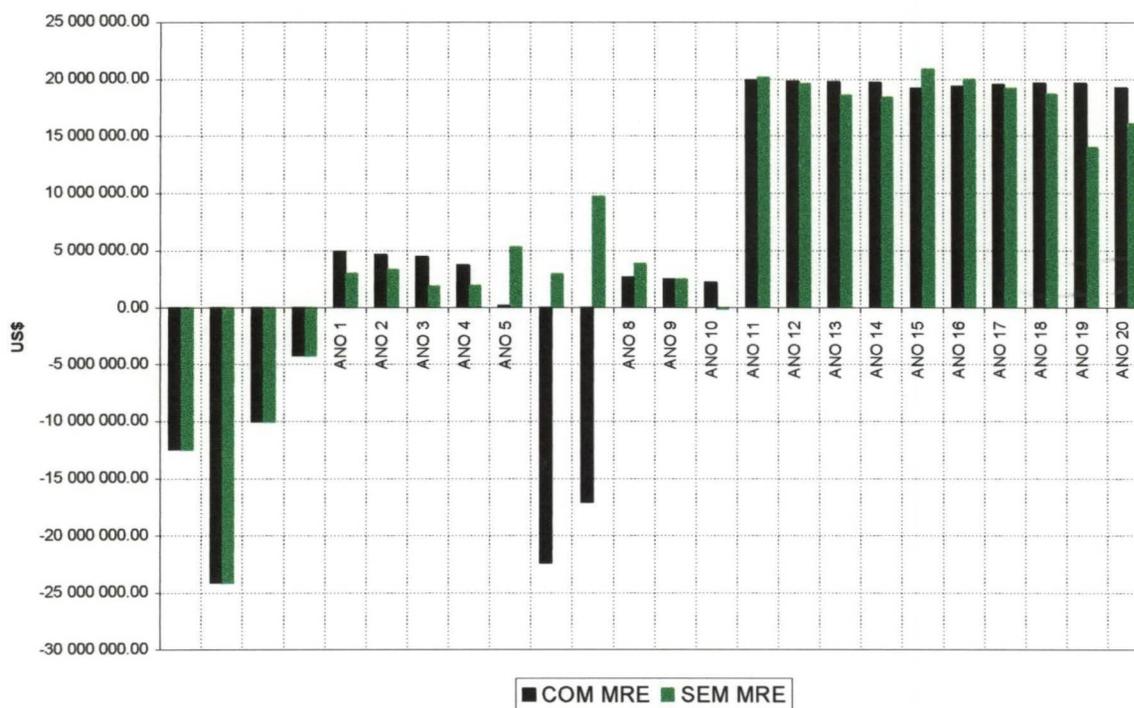


TABELA 33 – RESULTADOS DO FLUXO DE CAIXA COM E SEM O MRE  
SÉRIE HIDROLÓGICA 20 – ARMAZENAMENTO INICIAL 75%

	COM MRE	SEM MRE
Tempo de Retorno Descontado	Maior que 24 anos	22
Taxa Interna de Retorno	7,60%	10,59%
Valor Presente Líquido	US\$ -12.749.550,63	US\$ 3.095.146,07
Índice Benefício Líquido/Custo Líquido	0,77	1,07

Taxa de desconto = 10%a.a.

Desta forma, para todas as séries de fluxos de caixa correspondentes a cada cenário de armazenamento inicial, foram calculados a Taxa Interna de Retorno, o Valor Presente Líquido, o Índice Benefício Líquido/Custo Líquido e o Tempo de Retorno Descontado. O Anexo 2 apresenta os resultados obtidos para todas as séries de fluxos de caixa.

A Tabela 34 apresenta os parâmetros estatísticos da Taxa Interna de Retorno, Valor Presente Líquido e Índice Benefício Líquido/Custo Líquido para todos os cenários simulados. Verifica-se que o valor esperado das análises dos fluxos de caixa para os casos com MRE apontam para a viabilidade do empreendimento. No entanto, apesar da Tabela 34 fornecer os valores do desvio padrão, seria extremamente útil a construção de uma curva de permanência dos resultados obtidos, fornecendo, portanto, uma melhor análise de risco do empreendimento.

**TABELA 34 – PARÂMETROS ESTATÍSTICOS DA TAXA INTERNA DE RETORNO, DO VALOR PRESENTE LÍQUIDO E DO ÍNDICE BENEFÍCIO LÍQUIDO/CUSTO LÍQUIDO**

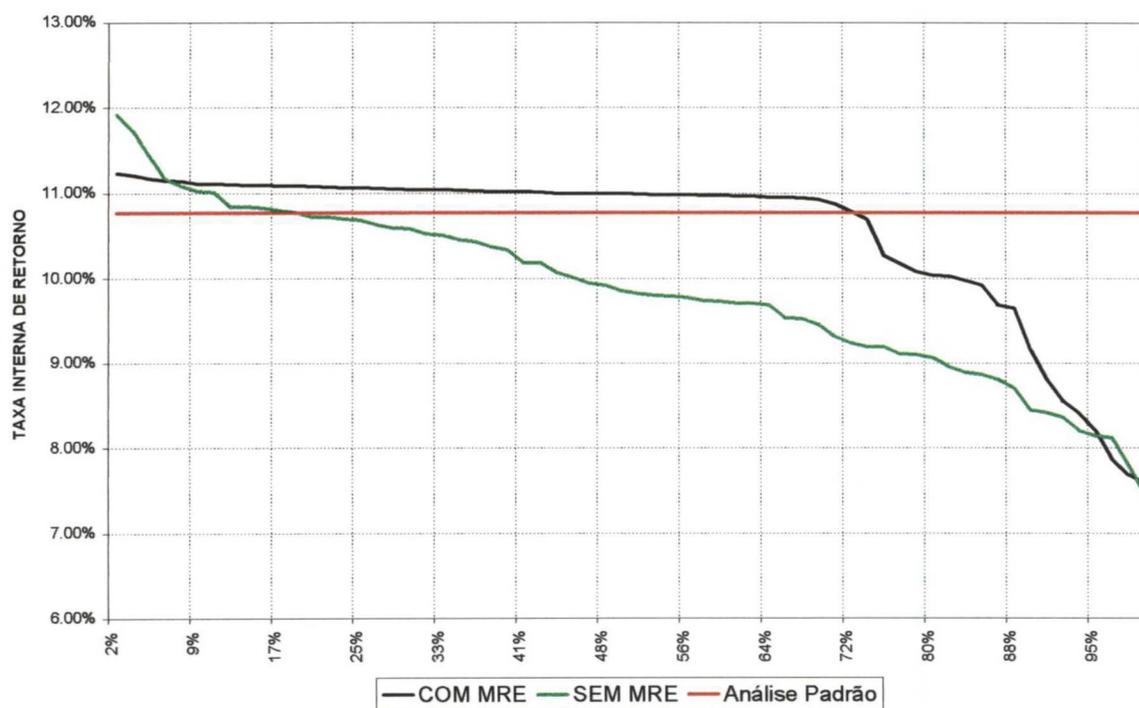
Armaz Inicial	Caso	Taxa Interna de Retorno (%)			Valor Presente Líquido (US\$*1000)			Índice Benefício Líquido/Custo Líquido		
		Média	Desvio Padrão	Coef. Variação	Média	Desvio Padrão	Coef. Variação	Média	Desvio Padrão	Coef. Variação
100 %	Com MRE	10,48	0,010	0,091	2.490	5.062	2,032	1,07	0,10	0,098
	Sem MRE	9,91	0,009	0,095	-497	4.990	-10,033	0,99	0,11	0,110
75 %	Com MRE	10,53	0,010	0,091	2.773	5.058	1,824	1,07	0,11	0,098
	Sem MRE	9,86	0,010	0,100	-801	5.220	-6,520	0,99	0,12	0,117
50 %	Com MRE	10,65	0,010	0,097	3.307	5.545	1,677	1,09	0,11	0,106
	Sem MRE	9,54	0,020	0,210	-2.097	9.397	-4,481	0,97	0,17	0,173
25 %	Com MRE	10,54	0,016	0,155	2.278	9.836	4,317	1,08	0,17	0,156
	Sem MRE	9,94	0,029	0,286	-3.778	21.868	-5,789	1,00	0,28	0,279

Taxa de desconto = 10%a.a.

A Figura 17 apresenta a curva de permanência dos resultados da Taxa Interna de Retorno obtidos com e sem o MRE, para a hipótese de armazenamento inicial de 75%. Observa-se que, com a aplicação do MRE, a probabilidade da Taxa

Interna de Retorno do projeto ser maior que a Taxa Mínima de Atratividade (10%) é de 81%, e a probabilidade da Taxa Interna de Retorno do projeto ser superior à Taxa Interna de Retorno resultante da análise padrão do fluxo de caixa (10,77%) é de 73%. Por outro lado, quando o MRE é desconsiderado, a probabilidade da Taxa Interna de Retorno do projeto ser maior que a Taxa Mínima de Atratividade e da Taxa Interna de Retorno resultante da análise padrão do fluxo de caixa é de, respectivamente, 45% e 19%. Observa-se também que há uma probabilidade de somente 8% de que a não aplicação do MRE conduza a melhores resultados.

FIGURA 17 –PERMANÊNCIA DA TAXA INTERNA DE RETORNO –  
ARMAZENAMENTO INICIAL 75%



Análise análoga pode ser realizada para todas as outras hipóteses de armazenamento inicial. As Figuras 18 e 19 apresentam a permanência da Taxa Interna de Retorno, respectivamente, com e sem MRE para todos os cenários simulados.

FIGURA 18 –PERMANÊNCIA DA TAXA INTERNA DE RETORNO COM MRE

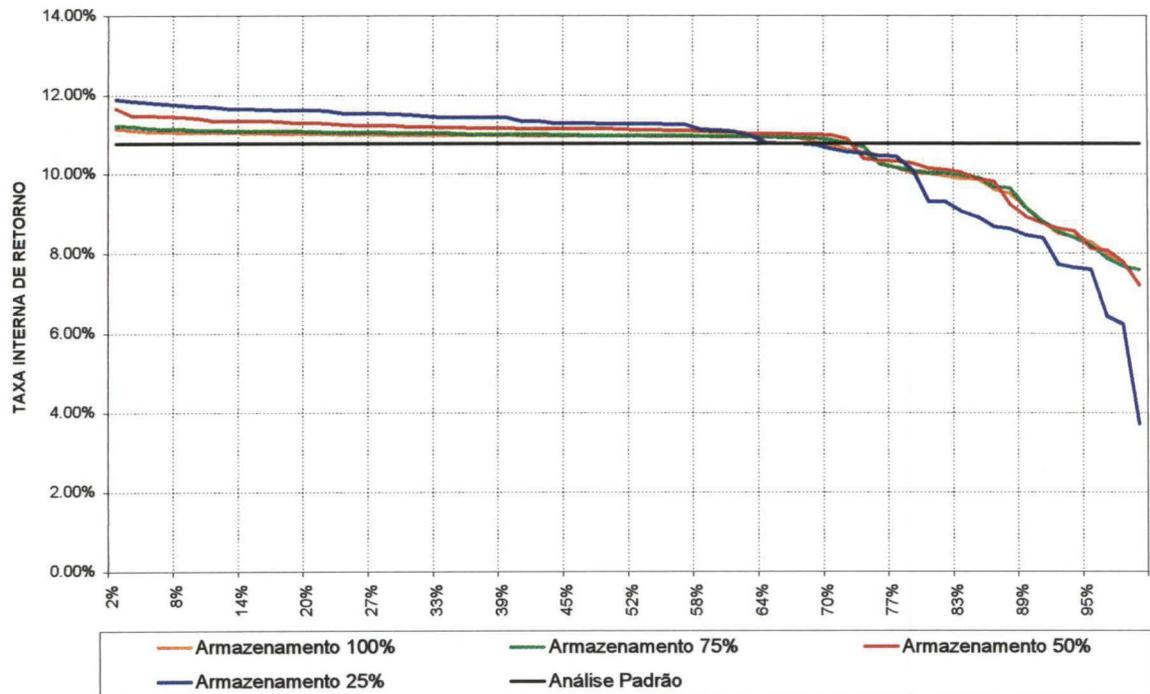
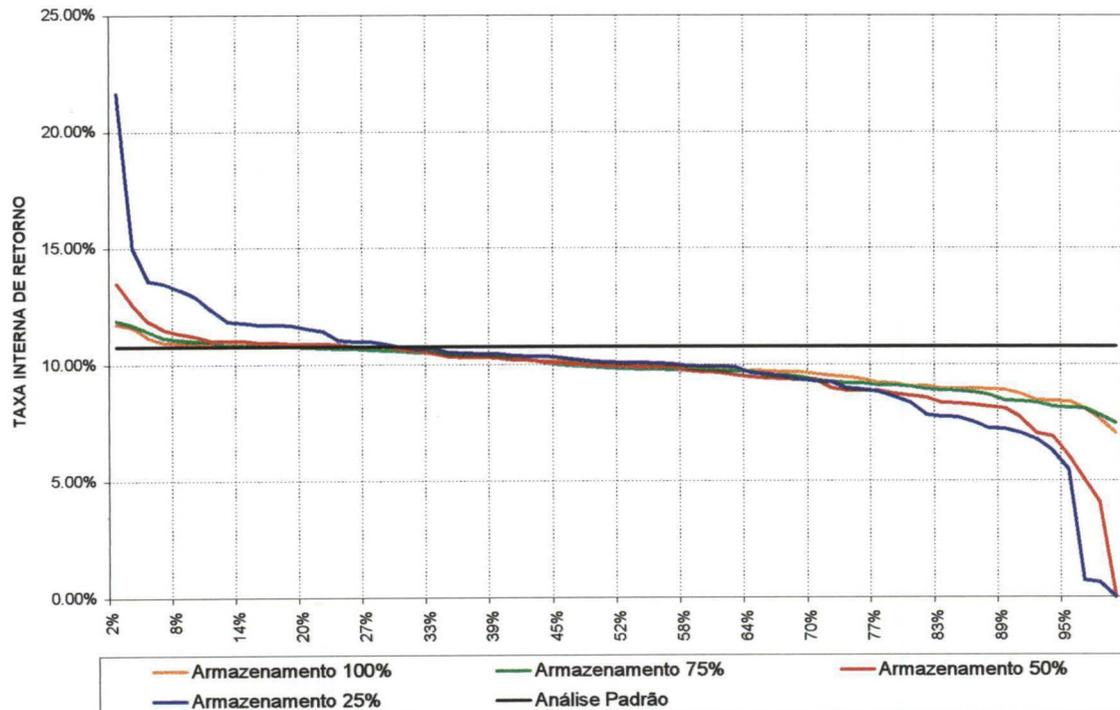


FIGURA 19 –PERMANÊNCIA DA TAXA INTERNA DE RETORNO SEM MRE



As Figuras 20 e 21 apresentam a permanência do Valor Presente Líquido, respectivamente, com e sem MRE para todos os cenários simulados.

FIGURA 20 –PERMANÊNCIA DO VALOR PRESENTE LÍQUIDO COM MRE

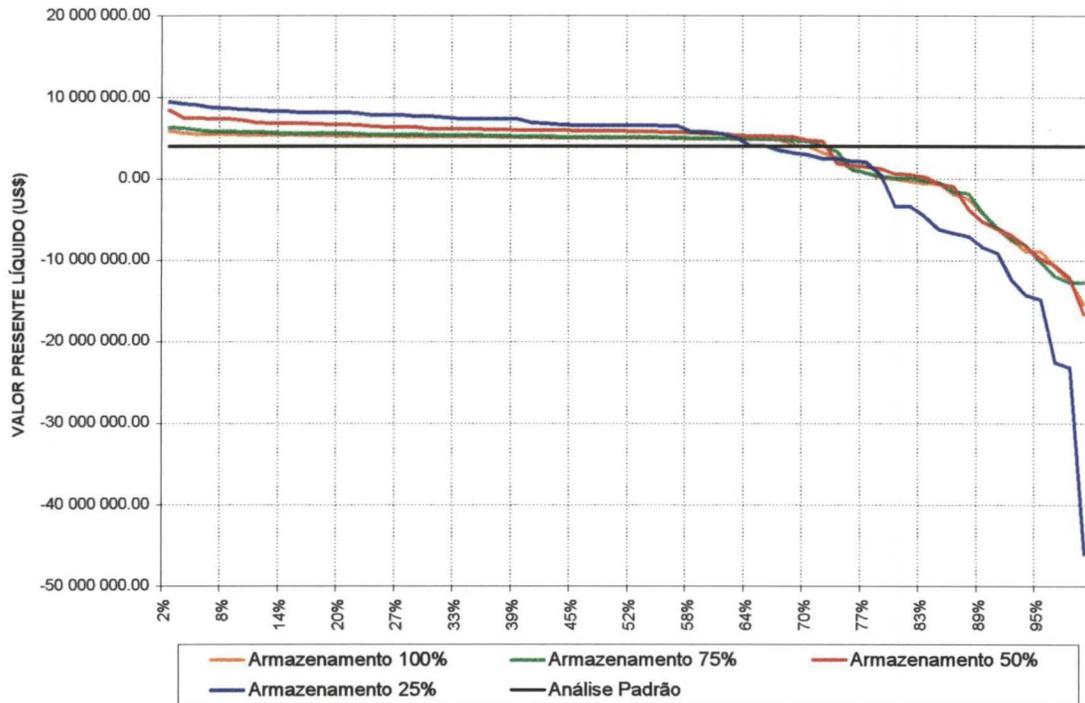
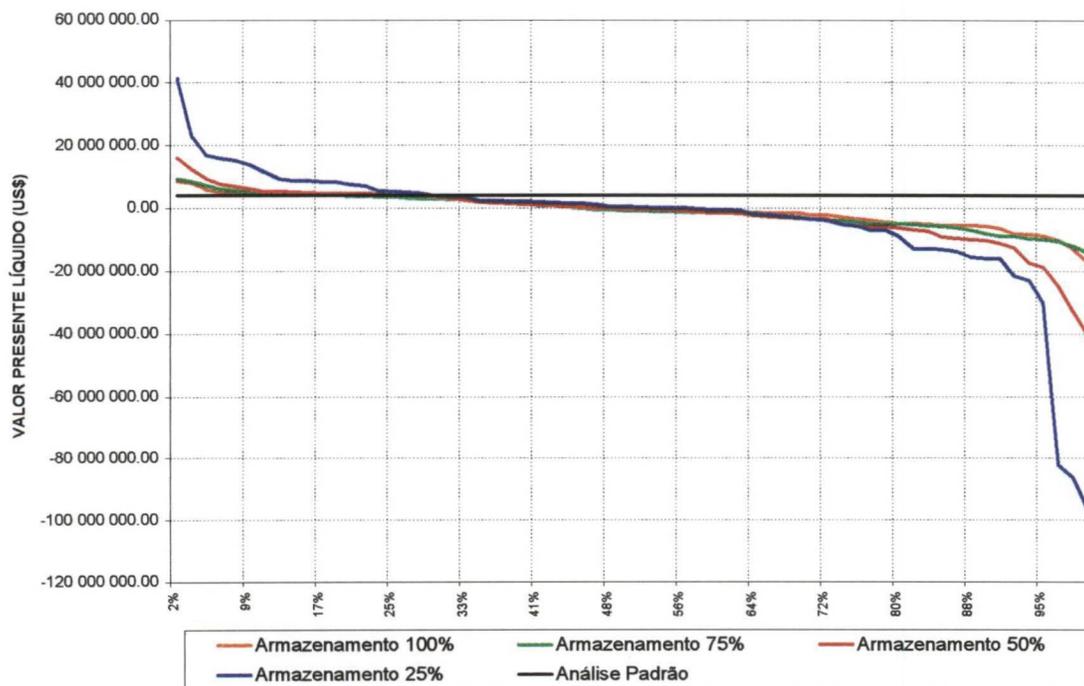


FIGURA 21 –PERMANÊNCIA DO VALOR PRESENTE LÍQUIDO SEM MRE



Para a hipótese de armazenamento inicial de 75%, por exemplo, observa-se que com a aplicação do MRE, a probabilidade do Valor Presente Líquido do projeto ser maior que zero (ou seja, maior que o valor presente do investimento inicial) é de 81%, e a probabilidade do Valor Presente Líquido do projeto ser superior ao Valor Presente Líquido resultante da análise padrão do fluxo de caixa (US\$ 4.023.213,66) é de 73%. Por outro lado, quando o MRE é desconsiderado, a probabilidade do Valor Presente Líquido do projeto ser maior que zero e do Valor Presente Líquido resultante da análise padrão do fluxo de caixa é de, respectivamente, 45% e 19%. Observa-se também que há uma probabilidade de somente 8% de que a não aplicação do MRE conduza a melhores resultados. Análise análoga pode ser realizada para todas as outras hipóteses de armazenamento inicial.

As Figuras 22 e 23 apresentam a permanência do Índice Benefício Líquido/Custo Líquido, respectivamente, com e sem MRE para todos os cenários simulados.

FIGURA 22 –PERMANÊNCIA DO ÍNDICE BENEFÍCIO LÍQUIDO/CUSTO LÍQUIDO COM MRE

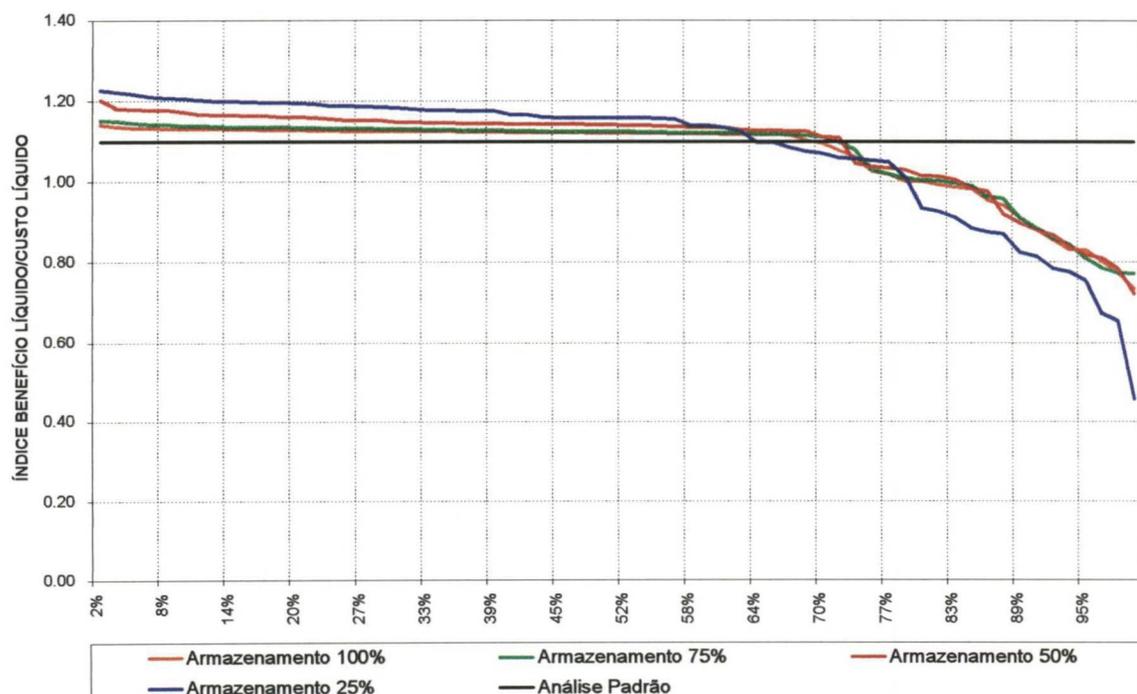
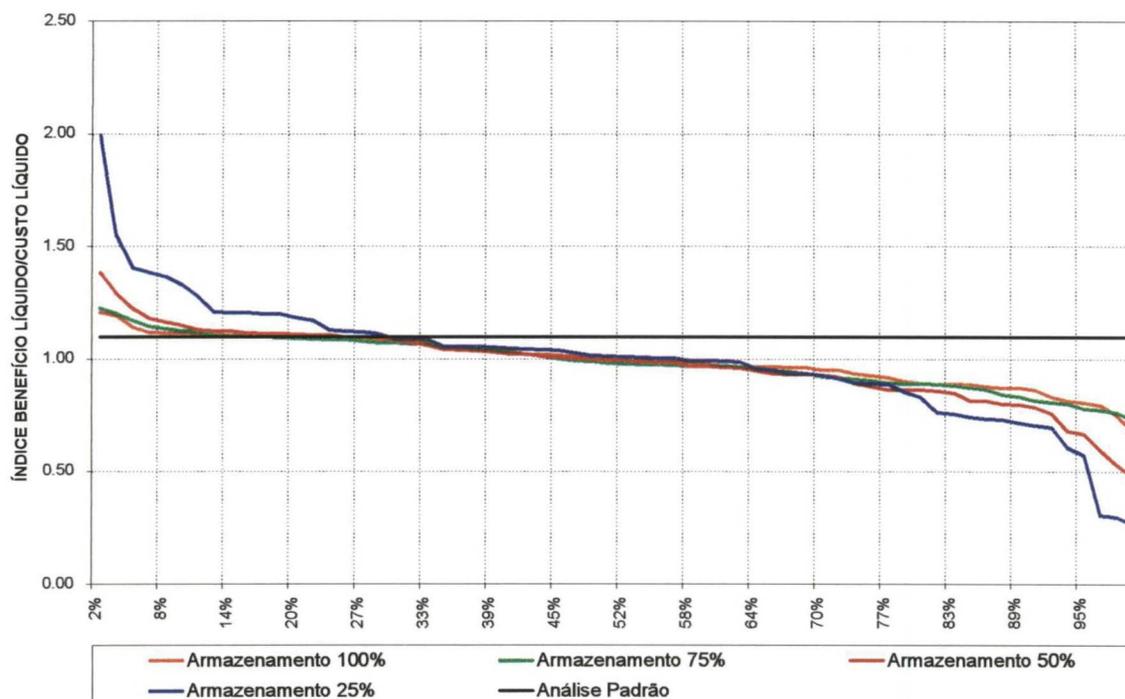


FIGURA 23 - PERMANÊNCIA DO ÍNDICE BENEFÍCIO LÍQUIDO/CUSTO LÍQUIDO SEM MRE



Para a hipótese de armazenamento inicial de 75%, por exemplo, observa-se que com a aplicação do MRE, a probabilidade do Índice Benefício Líquido/Custo Líquido do projeto ser maior que 1,0 (um) é de 81%, e a probabilidade do Índice Benefício Líquido/Custo Líquido do projeto ser superior ao Índice Benefício Líquido/Custo Líquido resultante da análise padrão do fluxo de caixa (1,10) é de 73%. Por outro lado, quando o MRE é desconsiderado, a probabilidade do Índice Benefício Líquido/Custo Líquido do projeto ser maior que 1,0 (um) e do Índice Benefício Líquido/Custo Líquido resultante da análise padrão do fluxo de caixa é de, respectivamente, 45% e 19%. Observa-se também que há uma probabilidade de somente 8% de que a não aplicação do MRE conduza a melhores resultados. Análise análoga pode ser realizada para todas as outras hipóteses de armazenamento inicial.

Observa-se também que, para os casos sem MRE, à medida em que o nível de armazenamento inicial do sistema decresce, ou seja, ocorrência de períodos iniciais com maiores preços do MAE, a probabilidade de maiores retornos do empreendimento aumenta mas, em contrapartida, o risco de piores resultados também aumenta. Nota-se, portanto, que a atuação do MRE tende a minimizar o efeito do armazenamento inicial, reduzindo a variabilidade dos resultados obtidos.

As Tabelas 35 e 36 apresentam a permanência do Tempo de Retorno Descontado, respectivamente, com e sem o MRE para todos os cenários simulados. Para a hipótese de armazenamento inicial de 75%, por exemplo, observa-se que com a aplicação do MRE (Tabela 35) a probabilidade do Tempo de Retorno Descontado do projeto ser inferior ao período de estudo considerado (24 anos) é de 81%, e a probabilidade do Tempo de Retorno Descontado do projeto ser inferior ao Tempo de Retorno Descontado resultante da análise padrão do fluxo de caixa (22 anos) é de 73%. Por outro lado, quando o MRE é desconsiderado (Tabela 36), a probabilidade do Tempo de Retorno Descontado do projeto ser inferior ao período de estudo considerado e do Tempo de Retorno Descontado resultante da análise padrão do fluxo de caixa é de, respectivamente, 45% e 17%. Observa-se também que há uma probabilidade de 5% de que a não aplicação do MRE conduza a melhores resultados.

TABELA 35 - PERMANÊNCIA DO TEMPO DE RETORNO DESCONTADO  
COM MRE

Probabilidade	Armazenamento			
	100%	75%	50%	25%
17%			maior que 24	
19%		maior que 24	23	
20%	maior que 24	23	23	
22%	23	23	23	maior que 24
23%	23	23	23	23
25%	23	23	23	22
27%	22	22	23	22
28%	22	21	21	22
30%	21	21	21	22
31%	21	21	21	22
33%	21	21	21	22
34%	21	21	21	22
36%	21	21	21	21
38%	21	21	21	21
39%	21	21	21	21
41%	21	21	21	21
42%	21	21	21	21
44%	21	21	21	21
45%	21	21	21	21
47%	21	21	21	21
48%	21	21	21	21
50%	21	21	21	20
52%	21	21	21	20
53%	21	21	21	20
55%	21	21	21	20
56%	21	21	21	20
58%	21	21	21	20
59%	21	21	21	20
61%	21	21	21	20
63%	21	21	21	20
64%	21	21	21	20
66%	21	21	21	20
67%	21	21	21	20
69%	21	21	21	20
70%	21	21	21	20
72%	21	21	21	20
73%	21	21	21	20
75%	21	21	21	20
77%	21	21	20	20
78%	21	21	20	20
80%	21	21	20	20
81%	21	21	20	20
83%	21	21	20	20
84%	21	21	20	20
86%	21	21	20	20
88%	21	21	20	20
89%	21	21	20	20
91%	21	21	20	20
92%	21	21	20	20
94%	21	21	20	20
95%	21	21	20	20
97%	21	21	20	19
98%	21	21	20	19
100%	21	21	20	19

TABELA 36 - PERMANÊNCIA DO TEMPO DE RETORNO DESCONTADO SEM

## MRE

probabilidade	Armazenamento Inicial			
	100%	75%	50%	25%
44%				maior que 24
45%				23
47%				23
48%				23
50%				23
52%				23
53%	maior que 24		maior que 24	23
55%	23	maior que 24	23	23
56%	23	23	23	23
58%	23	23	23	23
59%	23	23	23	23
61%	23	23	23	23
63%	23	23	23	22
64%	23	22	23	22
66%	22	22	23	22
67%	22	22	23	22
69%	22	22	22	22
70%	22	22	22	21
72%	22	22	22	21
73%	22	22	22	21
75%	22	22	22	21
77%	22	22	22	21
78%	22	22	21	21
80%	22	22	21	20
81%	22	22	21	20
83%	21	22	21	20
84%	21	21	21	20
86%	21	21	21	20
88%	21	21	21	19
89%	21	21	21	19
91%	21	21	21	19
92%	21	21	20	18
94%	21	21	20	18
95%	21	21	20	17
97%	21	20	19	17
98%	20	20	18	16
100%	20	19	17	5

Outra informação importante, possível de ser extraída desta análise, refere-se aos máximos desembolsos e as máximas receitas que o projeto estaria sujeito durante o horizonte de estudo, exceto o período de construção. O Anexo 2 apresenta estes valores para todas as séries de fluxo de caixa. Portanto, pode-se extrair a probabilidade do valor mínimo futuro do fluxo de caixa e da receita máxima auferida pelo projeto durante o período de estudo. A Tabela 37 apresenta os parâmetros estatísticos referentes aos valores mínimos futuros e às receitas máximas futuras para todos os cenários de armazenamento inicial simulados.

TABELA 37 – PARÂMETROS ESTATÍSTICOS DOS VALORES MÍNIMOS  
FUTUROS E RECEITAS MÁXIMAS FUTURAS DO FLUXO DE CAIXA

Armaz. Inicial	Caso	Valores Mínimos Futuros (US\$*1000)			Receitas Máximas Futuras (US\$ * 1000)		
		Média	Desvio Padrão	Coef. Variação	Média	Desvio Padrão	Coef. Variação
100 %	Com MRE	-826	6.676	-8,084	19.841	149	0,008
	Sem MRE	-3.447	5.818	-1,688	21.376	2.019	0,094
75 %	Com MRE	-820	6.632	-8,092	19.841	149	0,008
	Sem MRE	-3.909	5.765	-1,475	21.376	2.019	0,094
50 %	Com MRE	-1.193	7.110	-5,958	19.840	149	0,008
	Sem MRE	-6.652	10.674	-1,605	21.376	2.019	0,094
25 %	Com MRE	-3.720	11.226	-3,017	19.840	150	0,008
	Sem MRE	-12.354	26.363	-2,134	22.103	4.722	0,214

Observa-se que, principalmente no caso com MRE, o valor esperado das receitas máximas futuras do fluxo de caixa praticamente não varia, apesar de apontar montantes inferiores aos casos sem o MRE. Verifica-se também que o MRE minimiza o valor esperado dos valores mínimos futuros do fluxo de caixa decorrentes de eventos de compras no MAE e, quanto menor o nível de armazenamento inicial do sistema, maiores são os desembolsos, uma vez que, nestes casos, o parque hidrelétrico despachado centralizadamente apresenta maior probabilidade de déficit em períodos onde o preço do MAE é mais alto.

As Figuras 24 e 25 apresentam a permanência dos valores mínimos futuros do fluxo de caixa, respectivamente, com e sem MRE para todos os cenários de armazenamento inicial.

FIGURA 24 –PERMANÊNCIA DOS VALORES MÍNIMOS FUTUROS DO  
FLUXO DE CAIXA COM MRE

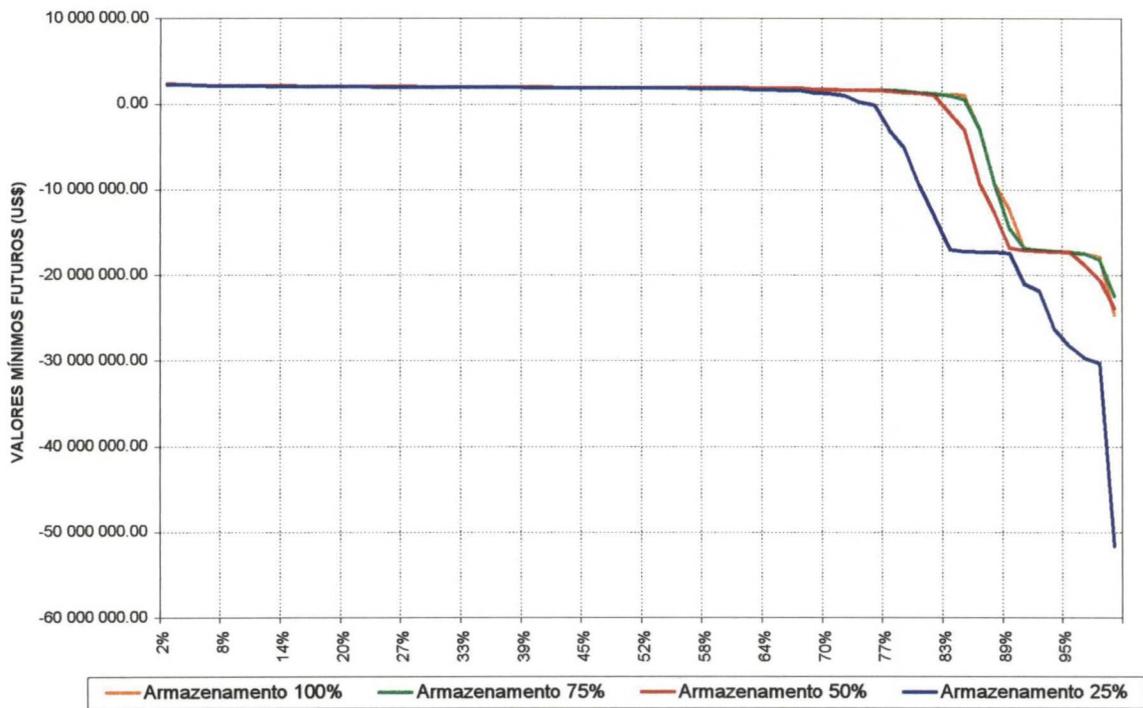
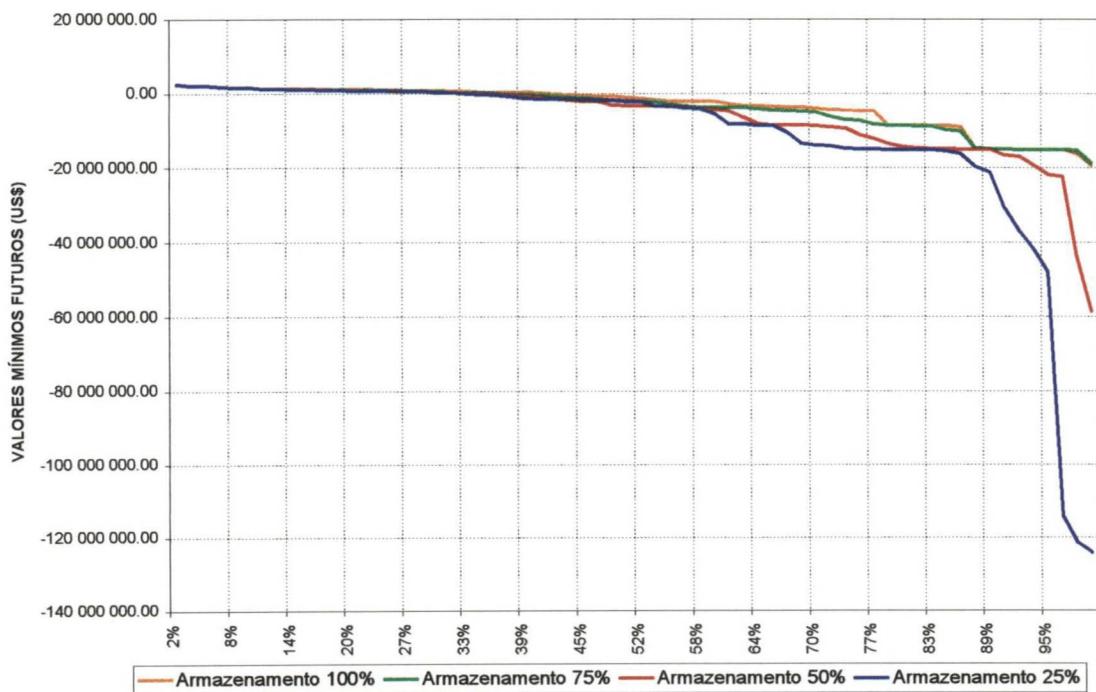


FIGURA 25 - PERMANÊNCIA DOS VALORES MÍNIMOS FUTUROS DO  
FLUXO DE CAIXA SEM MRE



Para a hipótese de 75% de armazenamento inicial, por exemplo, verifica-se que a consideração do MRE aumenta de 36% para 86% a probabilidade de não ocorrer valores futuros negativos do fluxo de caixa. Análise análoga pode ser realizada para todos os cenários de armazenamento inicial. Observa-se que o MRE também tende a eliminar a influência do nível de armazenamento inicial nos valores mínimos futuros do fluxo de caixa.

As Figuras 26 e 27 apresentam a permanência das receitas máximas futuras do fluxo de caixa, respectivamente, com e sem MRE.

FIGURA 26 – PERMANÊNCIA DAS RECEITAS MÁXIMAS FUTURAS DO FLUXO DE CAIXA COM MRE

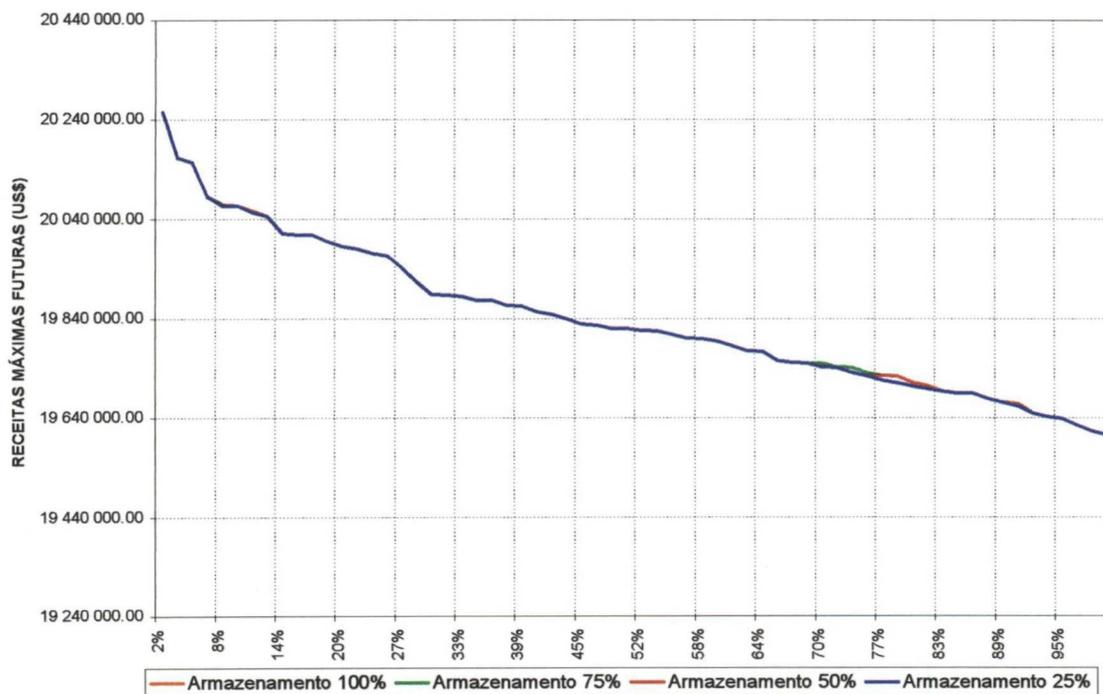
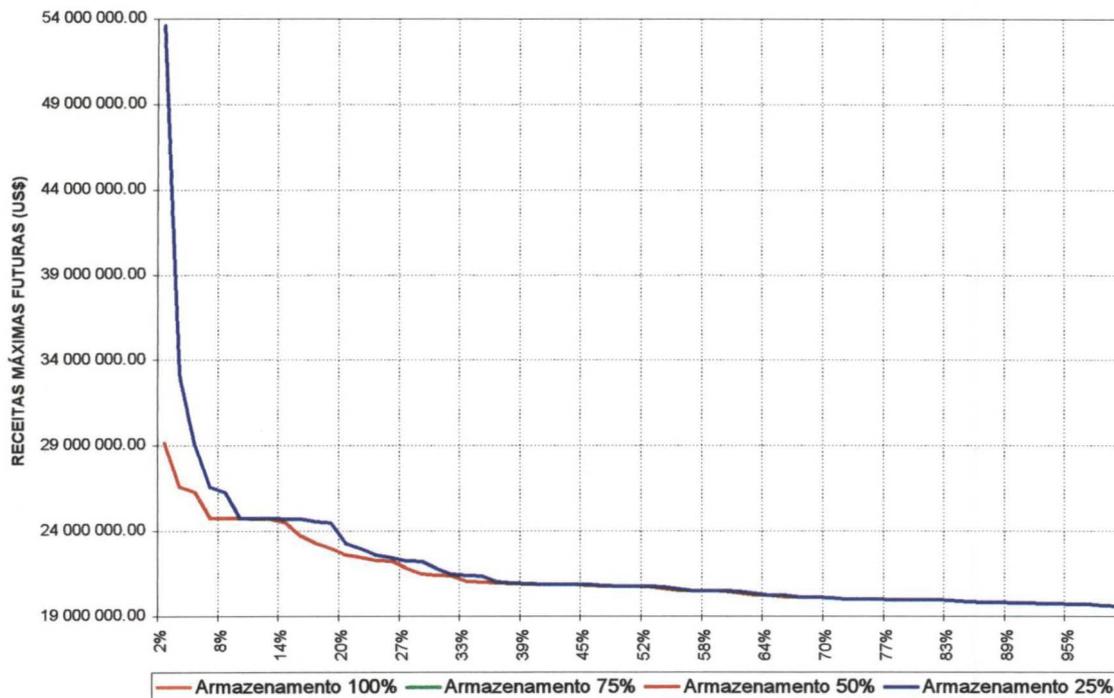


FIGURA 27 - PERMANÊNCIA DAS RECEITAS MÁXIMAS FUTURAS DO  
FLUXO DE CAIXA SEM MRE



Observa-se que o nível de armazenamento inicial não influi significativamente nos valores máximos futuros do fluxo de caixa, tanto nos casos com MRE quanto sem MRE, dado que, no presente estudo, estes valores ocorrem nos períodos onde a política de operação do sistema já se encontra estabilizada (mesmo preço do MAE). Exceção é feita para a hipótese de armazenamento inicial de 25% sem MRE, onde a possibilidade de eventos com altos preços do MAE e afluência favorável à usina sob estudo, nos primeiros anos do horizonte, propiciam grandes montantes de venda no mercado *spot*. Constata-se também a menor variação das receitas máximas futuras do fluxo de caixa com MRE quando comparadas com o caso sem MRE.

## 6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Desde as primeiras incursões no campo da energia elétrica no Brasil até praticamente o final da década de 50, o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro esteve a cargo da iniciativa privada. A partir da década de 60, o monopólio privado foi paulatinamente transferido ao Estado. Às portas do novo século, a reforma institucional proposta para o setor elétrico brasileiro parece fechar um ciclo, transferindo novamente à iniciativa privada a responsabilidade pelo desenvolvimento setorial.

Os motivos que levaram às mudanças de controle do setor elétrico não estão relacionados ao desenvolvimento tecnológico do setor o qual, principalmente no período estatal, atingiu um elevado patamar nos campos de planejamento, operação e construção, impulsionado pelas características únicas do sistema elétrico brasileiro. Praticamente, a principal razão da mudança do controle do setor elétrico brasileiro, da iniciativa privada para o Estado e vice-versa, recai sobre a incapacidade das concessionárias em realizar os investimentos necessários ao atendimento da demanda futura de energia elétrica.

Neste sentido, as tarifas de energia elétrica baseadas no custo histórico, após o Código de Águas, afastaram as empresas privadas da primeira metade do século de qualquer expansão de seus sistemas elétricos, concentrando-se somente em manter suas concessões, as capitais estaduais, as quais correspondiam aos grandes pólos de consumo de energia elétrica. Outros entraves também contribuíram para esta situação, como o sentimento nacionalista vigente desde o primeiro mandato de Getúlio Vargas, onde empresas estrangeiras não podiam obter novas concessões para aproveitamento de recursos hidrelétricos, e a tendência dos grandes capitais, a partir do final da

Segunda Guerra Mundial, em atuar na indústria de equipamentos e serviços para abastecer o Estado, responsável então pelo desenvolvimento da infra-estrutura.

Na era estatal, embora a correção monetária instituída em 1964 permitisse uma adequada remuneração das empresas de energia elétrica, a instauração de políticas extra-setoriais a partir da segunda metade da década de 70, como a contenção inflacionária e equalização tarifária, promoveram a corrosão do equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias e o aumento do endividamento externo do setor elétrico, originando uma grande diminuição dos investimentos setoriais principalmente a partir da década de 90.

Impossibilitado, portanto, de cumprir as metas estabelecidas para a manutenção da qualidade de atendimento ao mercado consumidor, medidas no campo institucional foram tomadas visando o retorno do capital privado ao setor elétrico, tais como a obrigatoriedade da licitação de concessões, livre acesso ao sistema de transmissão, criação dos consumidores livres, inclusão das concessionárias federais do setor elétrico no Programa Nacional de Desestatização e fortalecimento do poder concedente, promovendo a introdução da concorrência sem, no entanto, abdicar de uma adequada proteção aos consumidores de energia elétrica.

Os estudos efetuados para a desregulamentação do setor elétrico brasileiro recomendam, então, como bases principais do novo modelo institucional:

- a) a desverticalização da indústria de energia elétrica, no mínimo a nível contábil, separando as empresas em geradores, transmissores, distribuidores e comercializadores de energia elétrica;

- b) criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE), ambiente onde deverá ocorrer o inter-relacionamento entre todos os agentes através de um conjunto de regras comerciais consolidadas no Acordo de Mercado;
- c) manutenção do despacho centralizado das centrais geradoras, visando a otimização do sistema, a cargo do Operador Nacional do Sistema Elétrico.
- d) uma estrutura de livre mercado, contrapondo-se ao monopólio regulado do ambiente estatal, onde as tarifas deverão ser baseadas na competitividade do preço e não no custo dos investimentos e os contratos entre geradores, comercializadores e distribuidores passam a ser livremente negociados;
- e) estabelecimento do mercado *spot* no âmbito do MAE, onde terá lugar a comercialização de montantes não contratados bilateralmente;
- f) fim do planejamento determinativo, dando lugar ao planejamento indicativo com incertezas e;
- g) utilização do custo marginal de operação como sinal econômico para a necessidade de novos investimentos no sistema e para a comercialização de curto prazo no mercado *spot*.

Do ponto de vista de um gerador, em função das características do parque gerador brasileiro, o modelo proposto propõe a manutenção do despacho centralizado das centrais geradoras, promovendo o rateio dos benefícios e ônus resultantes da operação otimizada. Porém, desta feita, a gradual extinção da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis, inadequada dentro de um ambiente competitivo, promove a exposição do gerador hidrelétrico ao mercado *spot* para honrar seus contratos bilaterais. Uma vez que o preço do MAE está sujeito a uma grande variação com

relação à energia armazenada do sistema, o gerador hidrelétrico poderá ser submetido a grandes montantes de compra de energia no MAE, interferindo seriamente no seu equilíbrio econômico-financeiro.

Para minimizar os efeitos do risco hidrológico e, obviamente, não afastar o investidor privado dos investimentos hidrelétricos, uma vez que a expansão do parque gerador brasileiro ainda está baseada na hidreletricidade, as regras propostas para o MAE estabelecem a criação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), com o objetivo de proporcionar que todos os geradores hidrelétricos, quando o sistema não estiver em situação de racionamento de energia, recebam uma receita correspondente àquela que receberiam caso produzissem a respectiva energia garantida, mediante uma realocação de energia dos geradores superavitários para os deficitários.

Com base nos critérios utilizados pelo planejamento da expansão da geração e nas regras propostas para o MRE (SEN/ELETOBRÁS, 1997), o presente estudo desenvolveu um modelo que permite a incorporação do risco hidrológico na análise econômico-financeira de um empreendimento hidrelétrico. O modelo proposto possibilita a execução de uma análise de risco do empreendimento através de uma distribuição de frequência acumulada obtida a partir dos parâmetros resultantes da análise quantitativa de uma série de fluxos de caixa, os quais incorporam as transações no mercado *spot* para um maior espectro de eventos hidrológicos. Outra vantagem do modelo proposto diz respeito à possibilidade de variação do montante de energia a ser contratado bilateralmente, permitindo a liberação de maiores quantidades de energia passíveis de comercialização no mercado *spot*.

A metodologia proposta é condizente, portanto, com o futuro ambiente institucional do setor elétrico, na medida em que, além de conferir certa

estocasticidade à avaliação econômico-financeira do empreendimento, possibilita incorporar as regras do MAE às quais o gerador efetivamente estará submetido.

Os resultados obtidos para o estudo de caso realizado também atestam a eficácia do MRE, o qual minimizou significativamente a exposição do empreendimento hidrelétrico analisado ao preço do MAE. No entanto, deve-se chamar a atenção que o MRE, dentro das regras adotadas neste estudo, não elimina totalmente o risco hidrológico. Da mesma forma, o risco de déficit pré-fixado utilizado na obtenção da energia garantida não expressa o risco de um gerador hidrelétrico ao preço do MAE. Muito menos o termo energia garantida significa que o gerador não precisa preocupar-se com algum tipo de exposição ao preço do MAE. Portanto, apesar da existência do MRE, o investidor deve ficar atento para, em função do risco inerente ao seu projeto, buscar fontes alternativas de proteção contra o risco hidrológico.

Os cenários de oferta e demanda de energia nos quais a(s) usina(s) sob estudo estará inserida devem ser estudados com cuidado, pois refletirão na comercialização no mercado *spot*. A utilização de uma configuração estática no estudo de caso realizado, com variações no nível de armazenamento inicial do sistema para produzir diferentes cenários de exposição ao mercado *spot*, mostrou-se adequada, uma vez que, no horizonte de longo prazo, as incertezas quanto a evolução do parque gerador e do mercado de energia elétrica aumentam. Assim, facilmente, pode-se trabalhar com condições de atendimento ao mercado esperadas, expressas por parâmetros como o risco de déficit ou o custo marginal de operação. Porém, não se deve descartar análises com configurações dinâmicas, principalmente no curto prazo, onde as projeções quanto a oferta e demanda de energia são mais realistas.

Salienta-se que o presente trabalho foi desenvolvido em uma época onde as regras do MAE ainda encontram-se em fase de estudos. Recomenda-se, portanto, que os aspectos pendentes intervenientes na exposição de um empreendimento ao preço do MAE, como a definição de submercados, o destino da receita adicional proveniente do fluxo de energia entre submercados, a sazonalização da energia garantida e dos contratos bilaterais e, obviamente, a própria definição das regras do MRE, sejam incorporadas ao modelo proposto.

Recomenda-se também o acompanhamento da evolução dos critérios de planejamento a serem utilizados dentro do novo ambiente institucional, como a consideração do custo explícito de déficit, racionamento de energia e requisitos do mercado em patamares, além de refinamentos na modelagem matemática do sistema, como a questão da convergência da geração hidráulica obtidas pelos modelos equivalente e individualizado. Outro aspecto a ser investigado refere-se a uma eventual passagem do *tight pool* para o *loose pool*, quando a administração do risco hidrológico pelos geradores não deverá contar com a existência de mecanismos como o MRE.

## ANEXO 1 – PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DAS USINAS SIMULADAS

Nome da usina	Rio	Potência	Rendimento turbina-gerador	Reservatório						Canal de Fuga Médio
				Volume Mínimo	Área Mínima	Cota Mínima	Volume Máximo	Área Máxima	Cota Máxima	
		MW	%	hm3	km2	m	hm3	km2	m	m
Ernestina	Jacuí	0.0	-	21.1	8.5	482.6	258.6	39.3	489.5	457.4
Passo Real	Jacuí	150.0	94	289.0	43.1	300.0	3646.0	224.0	327.0	279.3
Jacuí	Jacuí	180.0	89	29.0	4.8	279.9	29.0	4.8	279.9	182.4
Itaúba	Jacuí	500.0	94	620.0	17.0	184.0	620.0	17.0	184.0	92.7
Passo Fundo	Passo Fundo	228.0	91	185.0	51.6	584.0	1589.0	151.0	598.0	335.5
Complexo Segredo	Iguaçu	1260.0	92	2562.0	73.6	602.0	2950.0	80.6	607.0	490.0
Foz do Areia	Iguaçu	1676.0	92	1974.0	55.9	700.0	5779.0	142.0	742.0	602.0
Salto Santiago	Iguaçu	1420.0	90	2662.0	122.8	480.9	6775.0	208.0	506.0	397.0
Salto Osório	Iguaçu	1078.0	90	1124.0	56.0	397.0	1124.0	56.0	397.0	324.0
Parigot de Souza	Capivari	252.0	90	23.0	2.5	822.0	179.0	12.8	845.0	90.7
Armando A. Laydner	Paranapanema	98.0	91	3843.0	325.0	559.7	7008.0	451.0	568.0	532.2
Chavantes	Paranapanema	416.0	89	5754.0	295.0	465.2	8795.0	400.0	474.0	398.7
Lucas Nogueira Garcez	Paranapanema	72.0	85	45.0	11.6	384.7	45.0	11.6	384.7	366.6
Capivara	Paranapanema	640.0	85	4816.0	318.7	321.0	10540.0	576.0	334.0	285.2
Taquaruçu	Paranapanema	505.0	90	677.0	74.6	284.0	677.0	74.6	284.0	258.5
Rosana	Paranapanema	320.0	90	1918.0	217.7	258.0	1918.0	217.7	258.0	238.0
Billings	Pedras	0.0	-	1.0	16.5	730.0	1167.0	105.4	747.4	728.8
Henry Borden	Cubatão 1	887.4	81	1.0	1.0	728.8	1.0	1.0	728.8	11.5
Barra Bonita	Tietê	140.0	88	569.0	122.9	439.5	3135.0	312.0	451.5	428.0
A. Souza Lima	Tietê	144.0	86	544.0	62.5	427.5	544.0	62.5	427.5	405.0
Ibitinga	Tietê	132.0	90	985.0	114.8	404.0	985.0	114.8	404.0	382.5
Mário L. Leão	Tietê	264.0	90	5280.0	459.2	379.7	7408.0	530.0	384.0	358.7
Nova Avanhandava	Tietê	347.0	90	2720.0	212.0	358.0	2720.0	212.0	358.0	328.0

Nome da usina	Rio	Potência	Rendimento turbina-gerador	Reservatório						Canal de Fuga Médio
				Volume Mínimo	Área Mínima	Cota Mínima	Volume Máximo	Área Máxima	Cota Máxima	
		MW	%	hm3	km2	m	hm3	km2	m	m
Souza Dias	Paraná	1551.2	89	3354.0	327.0	280.0	3354.0	327.0	280.0	257.0
Camargos	Grande	48.0	87	120.0	24.0	899.0	792.0	73.0	913.0	886.1
Itutinga	Grande	52.0	90	11.0	1.6	886.0	11.0	1.6	886.0	857.7
Furnas	Grande	1312.0	88	5733.0	530.1	750.0	22950.0	1443.0	768.0	672.9
Mascarenhas Moraes	Grande	478.0	85	1540.0	144.3	653.1	4040.0	263.0	666.1	622.0
Estreito	Grande	1104.0	90	1423.0	46.5	622.5	1423.0	46.5	622.5	557.8
Jaguara	Grande	424.0	91	450.0	33.9	558.5	450.0	33.9	558.5	512.6
Volta Grande	Grande	380.0	92	2244.0	201.6	494.6	2244.0	201.6	494.6	467.0
Porto Colômbia	Grande	328.0	89	1524.0	143.9	467.2	1524.0	143.9	467.2	443.4
Caconde	Pardo	80.0	86	51.0	6.4	825.0	555.0	30.0	855.0	750.0
Euclides da Cunha	Pardo	108.0	85	14.0	1.1	665.0	14.0	1.1	665.0	573.5
Armando Salles de Oliveira	Pardo	32.0	84	25.0	2.7	573.0	25.0	2.7	573.0	547.6
Marimondo	Grande	1488.0	87	890.0	120.1	426.0	5887.0	426.0	445.7	382.8
Água Vermelha	Grande	1396.2	90	5856.0	399.8	373.3	11025.0	643.0	383.3	326.4
Emborcação	Paranaíba	1192.0	89	4669.0	150.1	615.0	17725.0	477.7	661.0	521.9
Nova Ponte	Araguari	510.0	94	2412.0	125.3	775.5	12792.0	441.0	815.0	696.0
Itumbiara	Paranaíba	2280.0	90	4573.0	273.6	495.0	17027.0	797.0	520.0	435.6
Cachoeira Dourada	Paranaíba	658.0	89	460.0	69.0	434.1	460.0	69.0	434.1	401.1
Sao Simão	Paranaíba	1710.0	92	7000.0	407.7	390.5	12540.0	665.0	401.0	328.1
Paraibuna	Paraíba do Sul	86.0	89	2096.0	98.5	694.6	4732.0	176.0	714.0	626.4
Jaguari	Jaguari	28.0	87	443.0	26.8	603.2	1236.0	54.0	623.0	557.9
Funil	Paraíba do Sul	222.0	84	283.0	15.9	444.0	888.0	39.0	466.5	394.3
Santa Cecília	Paraíba do Sul	0.0	-	6.0	2.7	352.9	6.0	2.7	352.9	348.0
Fontes-Lajes	Ribeirão das Lajes	44.0	85	17.0	3.1	385.0	467.0	30.7	415.0	88.9
Nilo Peçanha	Ribeirão das Lajes	380.0	87	38.0	4.0	399.0	38.0	4.0	399.0	86.9

Nome da usina	Rio	Potência	Rendimento turbina-gerador	Reservatório						Canal de Fuga Médio
				Volume	Área	Cota	Volume	Área	Cota	
				Mínimo	Mínima	Mínima	Máximo	Máxima	Máxima	
		MW	%	hm3	km2	m	hm3	km2	m	m
Fontes-BC	Lajes	88.0	85	38.0	4.0	399.0	38.0	4.0	399.0	89.6
Pereira Passos	Lajes	100.0	85	17.0	1.1	86.5	17.0	1.1	86.5	48.5
Ilha dos Pombos	Paraíba do Sul	173.5	88	8.0	4.0	135.6	8.0	4.0	135.6	102.0
Guilman/Amorim	Piracicaba	140.0	90	9.8	0.7	493.0	11.5	1.0	495.0	375.5
Salto Grande	Santo Antonio	102.0	84	78.0	5.8	355.0	78.0	5.8	355.0	255.1
Mascarenhas	Doce	140.0	89	42.0	3.9	60.8	42.0	3.9	60.8	39.0
Três Marias	São Francisco	396.0	87	4250.0	371.0	549.2	19528.0	1089.0	572.5	515.7
Sobradinho	São Francisco	1050.0	92	5447.0	1128.4	380.5	34116.0	4200.0	392.5	362.5
Itaparica	São Francisco	1500.0	91	7234.0	609.6	299.0	10782.0	816.0	304.0	251.5
Complexo Moxotó	São Francisco	4285.0	92	1226.0	213.0	251.5	1226.0	213.0	251.5	138.0
Boa Esperança	Parnaíba	225.0	92	3173.0	269.6	298.0	5085.0	367.0	304.1	260.0
Tucuruí 1	Tocantins	4200.0	94	13487.2	927.7	51.6	45500.0	2430.0	72.0	8.7
Salto Caxias	Iguaçu	1240.0	92	3572.8	141.4	325.0	3572.8	141.4	325.0	259.0
Cubatão	Cubatão	45.0	85	21.0	2.1	789.0	58.0	4.1	800.0	148.4
Canoas 2	Paranapanema	72.0	90	150.7	23.5	366.0	150.7	23.5	366.0	351.2
Canoas 1	Paranapanema	82.5	91	211.8	29.1	351.0	211.8	29.1	351.0	333.7
Jataizinho	Tibagi	156.0	88	390.0	31.7	383.0	390.0	31.7	383.0	343.3
Itaipu	Paraná	12600.0	92	29000.0	1350.0	220.0	29000.0	1350.0	220.0	100.0
Complexo Ilha Solteira	Paraná	4251.6	90	25467.0	1623.2	323.0	34432.0	1955.0	328.0	281.1
Costa Rica	Sucuriú	16.0	92	0.3	0.1	740.0	0.3	0.1	740.0	674.6
Igarapava	Grande	210.0	92	480.0	52.0	512.0	480.0	52.0	512.0	494.9
Miranda	Araguari	390.0	90	974.0	46.3	693.0	1120.0	50.6	696.0	625.2
Corumbá 1	Corumbá	375.0	91	470.0	23.7	570.0	1500.0	64.6	595.0	518.6
Santa Branca	Paraíba do Sul	50.0	90	131.0	11.0	605.0	439.0	27.0	622.0	576.6
Sobragi	Paraibuna	60.0	92	0.1	0.1	436.5	0.1	0.1	436.5	356.0

Nome da usina	Rio	Potência	Rendimento turbina-gerador	Reservatório						Canal de Fuga Médio
				Volume Mínimo	Área Mínima	Cota Mínima	Volume Máximo	Área Máxima	Cota Máxima	
		MW	%	hm3	km2	m	hm3	km2	m	m
Rosal	Itabapoana	55.0	92	10.9	1.3	555.0	10.9	1.3	555.0	360.4
Muniz Freire	Pardo	25.0	91	0.1	0.1	592.5	0.3	0.2	593.5	390.4
Cachoeira do Emboque	Matipó	18.0	83	6.4	1.3	432.0	22.1	2.8	435.0	350.0
Xingó	São Francisco	3000.0	93	3800.0	60.0	138.0	3800.0	60.0	138.0	19.5
Serra da Mesa	Tocantins	1275.0	93	11150.0	455.0	417.3	54400.0	1784.0	460.0	333.9
Primavera - MT	Mortes	8.1	85	23.0	2.9	99.4	23.0	2.9	99.4	89.0
Curua-Una	Curua-Una	30.0	88	130.0	18.0	61.0	530.0	78.0	68.0	47.3

Nome da Usina	Combustível	Potência (MW)	Custo de Geração(*)	Fator de Capacidade	
			US\$/MWh	Mínimo (%)	Máximo (%)
Angra I	Nuclear	657.0	8.5	46	64
Angra II	Nuclear	1309.0	8.5	50	75
Carioba	Óleo Combustível	36.0	41.9	9	70
Corumbá I	Gás Natural	150.0	17.3	7	80
Cuiabá	Gás Natural	480.0	2.2	0	92
Eletropaulo I	Gás Natural	450.0	7.2	40	90
Igarapé	Gás Natural	255.0	15.4	40	90
Piratininga 1/2	Óleo Combustível	200.0	37.6	4	71
Piratininga 3/4	Óleo Combustível	270.0	37.6	4	73
R. Silveira	Óleo Combustível	16.0	47.8	3	70
R. Silveira	Gás Natural	16.0	43.2	3	70
Santa Cruz 1/2	Óleo Combustível	168.0	29.7	5	71
Santa Cruz 3/4	Óleo Combustível	440.0	29.7	5	76
São Mateus - ES	Gás Natural	150.0	7.2	40	90
Alegrete	Óleo Combustível	66.0	72.7	8	70
Charqueadas	Carvão	72.0	47.2	13	70
Figueira	Carvão	20.0	42.5	30	50
J. Lacerda	Carvão	482.0	35.7	29	71
Jorge Lacerda IV	Carvão	350.0	26.4	40	80
Nutepa	Óleo Combustível	24.0	47.7	13	70
P. Médici A	Carvão	126.0	15.8	38	71
P. Médici B	Carvão	320.0	15.8	38	73
São Jerônimo	Carvão	17.0	76.1	29	70
Uruguaiana	Gás Natural	600.0	14.5	40	88
Camaçari I	Diesel	290.0	107.5	1	47

(\*) referente ao custo de combustível + custo de operação e manutenção

**ANEXO 2 – RESULTADOS DO FLUXO DE CAIXA PARA TODAS AS SÉRIES HIDROLÓGICAS SIMULADAS**

**ARMAZENAMENTO INICIAL = 100% - COM MRE**

SÉRIE	TEMPO DE RETORNO DESC. (TRD) anos	TAXA INT. DE RETORNO (TIR)	VALOR PRES. LÍQUIDO (VPL) (US\$)	BENEFÍCIO LÍQUIDO (BL) (US\$)	CUSTO LÍQUIDO (CL) (US\$)	ÍNDICE BENEF./CUSTO (BL/CL)	VALOR FUTURO MÍN. (US\$)	VALOR FUTURO MÁX. (US\$)
1	21	10.94%	4 917 104.56	46 610 535.54	-41 693 430.98	1.12	2 039 176.80	19 751 798.45
2	21	10.81%	4 257 373.58	45 950 804.57	-41 693 430.98	1.10	1 498 910.67	19 887 517.17
3	22	10.74%	3 934 990.55	45 628 421.53	-41 693 430.98	1.09	1 102 870.98	20 084 419.51
4	21	11.13%	5 935 992.81	47 629 423.79	-41 693 430.98	1.14	1 988 108.90	20 066 984.57
5	21	11.10%	5 716 173.77	47 409 604.76	-41 693 430.98	1.14	1 661 890.82	19 794 394.79
6	21	10.54%	2 626 879.15	45 279 652.86	-42 652 773.71	1.06	-9 449 269.39	19 816 368.92
7	21	10.01%	34 214.46	43 027 756.50	-42 993 542.05	1.00	-3 055 155.83	19 827 632.79
8	> PER. ESTUDO	9.93%	-311 826.37	42 458 686.56	-42 770 512.93	0.99	1 905 567.77	19 839 614.56
9	23	10.23%	1 104 699.14	42 798 130.13	-41 693 430.98	1.03	2 197 550.79	19 848 748.11
10	23	10.16%	752 506.23	42 445 937.22	-41 693 430.98	1.02	1 619 582.04	19 814 726.22
11	23	10.00%	9 681.40	41 703 112.38	-41 693 430.98	1.00	1 333 752.61	19 966 641.99
12	> PER. ESTUDO	9.88%	-578 751.41	41 114 679.57	-41 693 430.98	0.99	1 876 097.77	19 867 673.80
13	> PER. ESTUDO	9.86%	-687 487.62	41 005 943.36	-41 693 430.98	0.98	2 096 269.01	19 877 772.19
14	> PER. ESTUDO	9.61%	-1 877 692.54	39 815 738.44	-41 693 430.98	0.95	1 633 559.03	19 985 529.85
15	> PER. ESTUDO	9.50%	-2 424 603.69	39 268 827.29	-41 693 430.98	0.94	1 000 514.67	19 808 607.44
16	> PER. ESTUDO	9.15%	-4 191 330.70	41 991 837.73	-46 183 168.43	0.91	-17 049 770.49	19 820 041.66
17	> PER. ESTUDO	8.77%	-6 090 315.01	45 105 646.13	-51 195 961.14	0.88	-17 195 614.70	19 828 885.10
18	> PER. ESTUDO	8.50%	-7 573 354.97	44 633 925.14	-52 207 280.11	0.85	-17 401 050.98	19 853 974.48
19	> PER. ESTUDO	8.28%	-8 889 650.51	43 963 739.34	-52 853 389.85	0.83	-17 495 281.26	19 865 329.98
20	> PER. ESTUDO	7.98%	-10 717 962.91	43 399 091.40	-54 117 054.31	0.80	-17 899 380.98	19 877 311.75
21	> PER. ESTUDO	7.21%	-15 447 662.37	42 671 392.99	-58 119 055.36	0.73	-24 638 751.67	20 008 311.78
22	> PER. ESTUDO	7.76%	-12 579 122.13	42 948 991.94	-55 528 114.06	0.77	-16 830 475.87	20 164 015.55

SÉRIE	TEMPO DE RETORNO DESC. (TRD)	TAXA INT. DE RETORNO (TIR)	VALOR PRES. LÍQUIDO (VPL)	BENEFÍCIO LÍQUIDO (BL)	CUSTO LÍQUIDO (CL)	ÍNDICE BENEF./CUSTO (BL/CL)	VALOR FUTURO MÍN.	VALOR FUTURO MÁX.
	anos		(US\$)	(US\$)	(US\$)		(US\$)	(US\$)
23	> PER. ESTUDO	8.43%	-8 896 737.86	43 268 477.46	-52 165 215.31	0.83	-12 454 469.75	19 750 901.83
24	22	10.61%	3 258 831.29	44 952 262.27	-41 693 430.98	1.08	1 125 217.70	19 689 744.40
25	21	11.06%	5 561 984.07	47 255 415.05	-41 693 430.98	1.13	1 522 234.53	19 774 804.32
26	21	11.03%	5 404 297.72	47 097 728.71	-41 693 430.98	1.13	1 805 388.81	19 724 973.36
27	21	11.05%	5 499 138.94	47 192 569.92	-41 693 430.98	1.13	1 925 398.06	19 743 645.96
28	21	11.05%	5 457 792.55	47 151 223.53	-41 693 430.98	1.13	2 027 808.74	19 703 467.17
29	21	11.02%	5 333 768.02	47 027 199.00	-41 693 430.98	1.13	1 953 369.89	19 785 342.10
30	21	11.05%	5 467 801.62	47 161 232.61	-41 693 430.98	1.13	1 578 374.54	19 731 850.35
31	21	11.00%	5 223 241.91	46 916 672.89	-41 693 430.98	1.13	1 986 796.74	19 668 596.31
32	21	10.96%	5 051 796.59	46 745 227.57	-41 693 430.98	1.12	2 002 009.73	19 642 962.40
33	21	10.93%	4 858 620.37	46 552 051.36	-41 693 430.98	1.12	1 937 184.97	19 671 339.95
34	21	11.02%	5 336 950.74	47 030 381.72	-41 693 430.98	1.13	2 012 330.65	19 680 509.72
35	21	10.98%	5 131 479.00	46 824 909.98	-41 693 430.98	1.12	1 965 241.89	19 693 744.62
36	21	10.92%	4 815 216.92	46 508 647.90	-41 693 430.98	1.12	2 003 312.12	19 711 000.06
37	21	10.94%	4 931 546.77	46 624 977.75	-41 693 430.98	1.12	1 855 861.15	19 724 246.96
38	21	10.97%	5 080 067.72	46 773 498.70	-41 693 430.98	1.12	1 924 370.55	19 750 188.46
39	21	11.06%	5 534 684.61	47 228 115.59	-41 693 430.98	1.13	2 114 171.94	19 689 800.98
40	21	11.04%	5 453 879.07	47 147 310.06	-41 693 430.98	1.13	2 047 187.45	19 613 806.82
41	21	11.03%	5 391 798.18	47 085 229.16	-41 693 430.98	1.13	1 882 609.14	19 606 423.62
42	21	10.97%	5 107 042.03	46 800 473.01	-41 693 430.98	1.12	1 886 339.59	20 008 894.25
43	21	10.97%	5 070 885.02	46 764 316.00	-41 693 430.98	1.12	1 976 073.28	19 626 253.91
44	21	10.96%	5 041 945.80	46 735 376.78	-41 693 430.98	1.12	1 786 121.36	19 638 235.68
45	21	10.95%	4 981 495.77	46 674 926.75	-41 693 430.98	1.12	1 996 145.73	19 650 141.89
46	21	10.95%	4 978 195.65	46 671 626.63	-41 693 430.98	1.12	1 890 403.82	19 799 897.40

SÉRIE	TEMPO DE RETORNO DESC. (TRD)	TAXA INT. DE RETORNO (TIR)	VALOR PRES. LÍQUIDO (VPL)	BENEFÍCIO LÍQUIDO (BL)	CUSTO LÍQUIDO (CL)	ÍNDICE BENEF./CUSTO (BL/CL)	VALOR FUTURO MÍN.	VALOR FUTURO MÁX.
	anos		(US\$)	(US\$)	(US\$)		(US\$)	(US\$)
47	21	10.96%	5 046 980.94	46 740 411.92	-41 693 430.98	1.12	2 022 389.77	20 011 584.10
48	21	10.99%	5 210 194.45	46 903 625.43	-41 693 430.98	1.12	1 969 234.13	19 774 091.85
49	21	10.96%	5 038 149.41	46 731 580.40	-41 693 430.98	1.12	1 971 721.09	19 742 355.48
50	21	10.93%	4 898 392.80	46 591 823.78	-41 693 430.98	1.12	2 006 656.43	19 755 131.16
51	21	10.93%	4 864 563.52	46 557 994.50	-41 693 430.98	1.12	1 913 526.06	20 255 228.33
52	21	10.96%	5 012 385.07	46 705 816.05	-41 693 430.98	1.12	2 130 762.63	19 801 284.69
53	21	10.95%	5 010 153.96	46 703 584.94	-41 693 430.98	1.12	1 824 852.60	20 154 336.01
54	21	11.00%	5 225 218.19	46 918 649.17	-41 693 430.98	1.13	1 935 771.33	19 913 139.48
55	21	10.99%	5 212 308.82	46 905 739.81	-41 693 430.98	1.13	1 895 331.94	19 884 905.03
56	21	11.00%	5 256 412.46	46 949 843.44	-41 693 430.98	1.13	2 128 884.32	19 941 510.54
57	21	10.99%	5 192 374.87	46 885 805.85	-41 693 430.98	1.12	2 254 646.31	19 979 854.75
58	21	11.01%	5 283 727.82	46 977 158.80	-41 693 430.98	1.13	2 024 830.93	19 970 764.95
59	21	10.99%	5 190 004.44	46 883 435.42	-41 693 430.98	1.12	1 271 011.60	19 995 917.66
60	21	10.98%	5 154 441.49	46 847 872.47	-41 693 430.98	1.12	1 664 112.77	20 045 641.10
61	21	11.02%	5 347 629.33	47 041 060.31	-41 693 430.98	1.13	2 022 650.81	20 056 630.10
62	21	10.97%	5 081 600.08	46 775 031.07	-41 693 430.98	1.12	1 939 050.20	20 069 456.12
63	21	10.98%	5 133 347.68	46 826 778.66	-41 693 430.98	1.12	2 328 283.49	19 888 930.82
64	21	11.00%	5 248 377.09	46 941 808.07	-41 693 430.98	1.13	2 152 111.28	19 820 761.74

**ARMAZENAMENTO INICIAL = 100% - SEM MRE**

SÉRIE	TEMPO DE RETORNO DESC. (TRD)	TAXA INT. DE RETORNO (TIR)	VALOR PRES. LÍQUIDO (VPL)	BENEFÍCIO LÍQUIDO (BL)	CUSTO LÍQUIDO (CL)	ÍNDICE BENEF./CUSTO (BL/CL)	VALOR FUTURO MÍN.	VALOR FUTURO MÁX.
	anos		(US\$)	(US\$)	(US\$)		(US\$)	(US\$)
1	> PER. ESTUDO	8.08%	-10 090 299.84	38 928 301.51	-49 018 601.35	0.79	-15 097 898.35	20 912 590.30
2	> PER. ESTUDO	7.66%	-12 688 416.64	37 586 301.64	-50 274 718.28	0.75	-16 330 846.97	19 704 685.66
3	> PER. ESTUDO	7.04%	-16 828 715.33	35 873 878.17	-52 702 593.50	0.68	-19 307 240.46	19 728 005.86
4	> PER. ESTUDO	8.94%	-5 517 925.04	37 456 226.06	-42 974 151.09	0.87	-2 050 104.60	19 749 803.29
5	> PER. ESTUDO	9.71%	-1 483 912.48	41 456 690.30	-42 940 602.78	0.97	-4 736 132.84	22 612 925.41
6	> PER. ESTUDO	9.70%	-1 542 612.60	41 741 453.96	-43 284 066.55	0.96	-4 377 502.34	19 773 912.82
7	> PER. ESTUDO	9.71%	-1 510 018.06	41 714 126.68	-43 224 144.74	0.97	-4 034 049.72	22 445 042.05
8	> PER. ESTUDO	9.68%	-1 659 675.63	41 493 962.32	-43 153 637.95	0.96	-3 722 027.40	21 491 008.78
9	> PER. ESTUDO	9.06%	-4 851 116.42	38 310 290.30	-43 161 406.72	0.89	-3 671 141.15	21 837 435.85
10	> PER. ESTUDO	8.90%	-5 679 335.77	38 022 672.18	-43 702 007.95	0.87	-3 359 220.56	20 512 465.63
11	> PER. ESTUDO	9.15%	-4 417 353.55	39 328 403.55	-43 745 757.10	0.90	-3 251 010.04	23 009 026.37
12	> PER. ESTUDO	9.08%	-4 970 550.20	38 991 562.02	-43 962 112.22	0.89	-3 486 421.22	29 134 832.58
13	> PER. ESTUDO	8.38%	-8 798 854.22	36 263 080.54	-45 061 934.76	0.80	-4 768 423.79	20 954 340.10
14	> PER. ESTUDO	8.46%	-8 439 653.13	36 408 588.97	-44 848 242.11	0.81	-4 544 005.13	21 003 920.89
15	> PER. ESTUDO	9.46%	-2 849 768.22	39 085 626.60	-41 935 394.83	0.93	-570 538.09	21 422 433.94
16	> PER. ESTUDO	9.92%	-418 605.62	43 625 194.91	-44 043 800.53	0.99	-8 400 569.72	26 291 153.83
17	> PER. ESTUDO	9.76%	-1 258 404.55	42 894 947.37	-44 153 351.92	0.97	-8 393 060.45	20 717 952.40
18	> PER. ESTUDO	9.59%	-2 202 150.78	42 233 014.86	-44 435 165.64	0.95	-8 604 737.86	20 118 541.96
19	> PER. ESTUDO	8.96%	-5 602 127.48	39 935 547.15	-45 537 674.63	0.88	-8 558 106.41	20 883 507.30
20	> PER. ESTUDO	9.35%	-3 387 137.24	41 674 782.25	-45 061 919.49	0.92	-8 647 237.73	20 885 916.45
21	23	10.32%	1 679 724.03	43 373 155.01	-41 693 430.98	1.04	249 970.98	23 296 815.15
22	> PER. ESTUDO	9.99%	-69 325.26	45 828 084.32	-45 897 409.58	1.00	-9 011 601.49	26 597 249.43
23	22	10.74%	3 982 441.79	45 675 872.77	-41 693 430.98	1.10	830 841.67	23 699 278.41
24	23	10.37%	2 014 014.65	44 750 966.98	-42 736 952.32	1.05	-2 033 527.89	20 993 796.31

SÉRIE	TEMPO DE RETORNO DESC. (TRD)	TAXA INT. DE RETORNO (TIR)	VALOR PRES. LÍQUIDO (VPL)	BENEFÍCIO LÍQUIDO (BL)	CUSTO LÍQUIDO (CL)	ÍNDICE BENEF./CUSTO (BL/CL)	VALOR FUTURO MÍN.	VALOR FUTURO MÁX.
	anos		(US\$)	(US\$)	(US\$)		(US\$)	(US\$)
25	21	10.82%	4 334 914.09	46 028 345.07	-41 693 430.98	1.10	1 110 389.57	22 230 121.39
26	22	10.63%	3 394 137.42	45 087 568.40	-41 693 430.98	1.08	1 459 077.91	24 727 003.54
27	22	10.70%	3 734 746.43	45 428 177.41	-41 693 430.98	1.09	1 662 218.05	24 744 360.67
28	22	10.74%	3 950 205.65	45 643 636.63	-41 693 430.98	1.09	1 140 871.23	24 748 452.69
29	22	10.69%	3 679 297.31	45 923 964.37	-42 244 667.06	1.09	-2 093 318.09	24 768 411.07
30	21	10.93%	4 892 901.09	47 255 914.99	-42 363 013.90	1.12	-1 720 773.66	24 762 174.55
31	21	10.87%	4 586 155.04	46 765 732.47	-42 179 577.44	1.11	-1 371 738.46	24 507 154.23
32	21	10.78%	4 141 887.24	46 201 508.30	-42 059 621.06	1.10	-1 044 783.03	22 264 283.04
33	21	10.88%	4 618 255.27	46 593 227.98	-41 974 972.71	1.11	-730 246.74	19 973 884.60
34	21	10.92%	4 854 133.40	46 732 040.61	-41 877 907.21	1.12	-434 985.30	19 852 075.58
35	21	10.95%	4 999 229.19	46 770 689.49	-41 771 460.29	1.12	-167 262.76	19 944 926.84
36	21	10.80%	4 191 609.61	45 885 040.59	-41 693 430.98	1.10	66 182.07	19 767 446.71
37	21	10.90%	4 727 178.06	46 420 609.04	-41 693 430.98	1.11	231 888.00	19 594 030.33
38	22	10.75%	3 949 163.51	46 038 775.62	-42 089 612.12	1.09	-638 053.68	19 630 574.22
39	20	11.59%	8 006 145.78	49 699 576.76	-41 693 430.98	1.19	586 788.07	19 714 613.18
40	20	11.74%	8 635 070.07	50 328 501.05	-41 693 430.98	1.21	668 589.65	20 065 996.32
41	21	11.17%	5 915 017.69	47 608 448.68	-41 693 430.98	1.14	1 055 041.47	20 114 014.42
42	22	10.65%	3 337 061.43	45 030 492.41	-41 693 430.98	1.08	380 729.77	19 814 065.21
43	22	10.63%	3 259 530.74	44 952 961.72	-41 693 430.98	1.08	762 076.75	19 827 469.18
44	22	10.59%	3 064 261.03	44 757 692.01	-41 693 430.98	1.07	1 118 271.80	19 974 173.99
45	22	10.41%	2 139 825.48	43 833 256.46	-41 693 430.98	1.05	1 445 901.33	19 989 384.48
46	22	10.39%	2 063 603.04	43 757 034.02	-41 693 430.98	1.05	375 638.03	20 013 455.87
47	23	10.35%	1 836 153.39	43 529 584.37	-41 693 430.98	1.04	760 708.92	20 596 983.41
48	23	10.15%	792 698.70	42 486 129.68	-41 693 430.98	1.02	1 112 538.69	20 026 871.57

SÉRIE	TEMPO DE RETORNO DESC. (TRD) anos	TAXA INT. DE RETORNO (TIR)	VALOR PRES. LÍQUIDO (VPL) (US\$)	BENEFÍCIO LÍQUIDO (BL) (US\$)	CUSTO LÍQUIDO (CL) (US\$)	ÍNDICE BENEF./CUSTO (BL/CL)	VALOR FUTURO MÍN. (US\$)	VALOR FUTURO MÁX. (US\$)
49	> PER. ESTUDO	9.88%	-592 077.98	41 384 804.21	-41 976 882.19	0.99	-2 791 918.62	20 038 853.34
50	> PER. ESTUDO	9.98%	-76 757.79	41 616 673.19	-41 693 430.98	1.00	1 027 010.73	19 948 851.31
51	> PER. ESTUDO	9.89%	-549 071.72	41 144 359.26	-41 693 430.98	0.99	1 380 771.17	20 136 304.61
52	23	10.13%	635 879.52	42 329 310.50	-41 693 430.98	1.02	1 414 411.42	20 809 763.07
53	23	10.17%	855 332.76	42 548 763.75	-41 693 430.98	1.02	1 804 161.74	20 340 583.66
54	23	10.08%	406 282.50	42 099 713.48	-41 693 430.98	1.01	2 142 372.84	20 227 909.60
55	> PER. ESTUDO	9.81%	-967 674.54	40 725 756.44	-41 693 430.98	0.98	1 760 237.27	20 240 011.19
56	> PER. ESTUDO	9.89%	-525 974.47	41 167 456.51	-41 693 430.98	0.99	2 145 916.82	21 346 516.00
57	> PER. ESTUDO	9.90%	-477 789.26	41 215 641.72	-41 693 430.98	0.99	2 502 111.87	20 453 648.86
58	> PER. ESTUDO	9.68%	-1 593 954.89	40 644 826.72	-42 238 781.61	0.96	-2 070 968.11	20 482 564.74
59	> PER. ESTUDO	9.52%	-2 345 286.85	43 799 262.66	-46 144 549.51	0.95	-15 033 970.87	20 509 578.25
60	> PER. ESTUDO	9.19%	-3 916 394.27	42 681 390.70	-46 597 784.98	0.92	-15 053 446.42	20 752 856.45
61	> PER. ESTUDO	8.96%	-5 150 685.00	41 704 518.31	-46 855 203.30	0.89	-15 031 157.34	20 749 061.27
62	> PER. ESTUDO	8.93%	-5 385 035.50	41 813 680.14	-47 198 715.64	0.89	-14 933 363.79	20 781 013.87
63	> PER. ESTUDO	8.72%	-6 543 737.83	41 067 043.74	-47 610 781.58	0.86	-14 893 565.51	20 885 156.08
64	> PER. ESTUDO	8.42%	-8 118 043.51	39 931 022.26	-48 049 065.76	0.83	-14 833 120.73	20 903 592.89

**ARMAZENAMENTO INICIAL = 75% - COM MRE**

SÉRIE	TEMPO DE RETORNO DESC. (TRD)	TAXA INT. DE RETORNO (TIR)	VALOR PRES. LÍQUIDO (VPL)	BENEFÍCIO LÍQUIDO (BL)	CUSTO LÍQUIDO (CL)	ÍNDICE BENEF./CUSTO (BL/CL)	VALOR FUTURO MÍN.	VALOR FUTURO MÁX.
	anos		(US\$)	(US\$)	(US\$)		(US\$)	(US\$)
1	21	10.99%	5 187 349.46	46 880 780.44	-41 693 430.98	1.12	2 039 163.71	19 752 380.92
2	21	10.88%	4 618 328.11	46 311 759.09	-41 693 430.98	1.11	1 969 228.85	19 887 517.17
3	21	11.02%	5 339 247.03	47 032 678.01	-41 693 430.98	1.13	1 577 632.98	20 084 419.51
4	21	11.20%	6 288 271.52	47 981 702.50	-41 693 430.98	1.15	2 101 684.75	20 066 984.57
5	21	11.17%	6 081 430.56	47 774 861.54	-41 693 430.98	1.15	1 661 962.81	19 794 394.79
6	21	10.69%	3 345 178.29	45 997 952.00	-42 652 773.71	1.08	-9 449 269.39	19 816 368.92
7	21	10.03%	136 255.09	43 129 797.14	-42 993 542.05	1.00	-3 055 155.83	19 827 632.79
8	> PER. ESTUDO	9.97%	-122 071.02	42 648 441.90	-42 770 512.93	1.00	1 905 567.77	19 839 614.56
9	23	10.27%	1 306 089.17	42 999 520.15	-41 693 430.98	1.03	2 197 550.79	19 848 748.11
10	23	10.17%	836 964.08	42 530 395.06	-41 693 430.98	1.02	1 619 582.04	19 814 726.22
11	23	10.08%	395 870.61	42 089 301.59	-41 693 430.98	1.01	1 333 752.61	19 966 641.99
12	> PER. ESTUDO	9.92%	-392 926.55	41 300 504.43	-41 693 430.98	0.99	1 876 097.77	19 867 673.80
13	23	10.04%	194 768.43	41 888 199.41	-41 693 430.98	1.00	2 096 269.01	19 877 772.19
14	> PER. ESTUDO	9.69%	-1 493 506.52	40 199 924.46	-41 693 430.98	0.96	1 633 559.03	19 985 529.85
15	> PER. ESTUDO	9.65%	-1 700 256.07	39 993 174.91	-41 693 430.98	0.96	1 000 966.25	19 808 607.44
16	> PER. ESTUDO	9.16%	-4 127 349.62	42 054 390.13	-46 181 739.75	0.91	-17 044 345.07	19 820 041.66
17	> PER. ESTUDO	8.81%	-5 887 428.58	45 307 963.84	-51 195 392.42	0.89	-17 193 651.31	19 828 885.10
18	> PER. ESTUDO	8.55%	-7 251 350.46	44 937 303.75	-52 188 654.21	0.86	-17 342 594.93	19 853 974.48
19	> PER. ESTUDO	8.40%	-8 203 510.36	44 639 144.89	-52 842 655.25	0.84	-17 464 654.20	19 865 329.98
20	> PER. ESTUDO	7.60%	-12 749 550.63	43 596 192.02	-56 345 742.66	0.77	-22 439 205.50	19 877 311.75
21	> PER. ESTUDO	7.69%	-12 663 958.86	42 818 966.45	-55 482 925.30	0.77	-18 178 233.62	20 008 311.78
22	> PER. ESTUDO	7.87%	-11 924 008.22	43 657 817.56	-55 581 825.78	0.79	-16 889 908.88	20 164 015.55
23	> PER. ESTUDO	8.21%	-10 181 369.98	43 615 168.98	-53 796 538.96	0.81	-14 497 649.61	19 750 901.83
24	22	10.78%	4 115 213.09	45 808 644.07	-41 693 430.98	1.10	563 091.17	19 689 744.40

SÉRIE	TEMPO DE RETORNO DESC. (TRD) anos	TAXA INT. DE RETORNO (TIR)	VALOR PRES. LÍQUIDO (VPL) (US\$)	BENEFÍCIO LÍQUIDO (BL) (US\$)	CUSTO LÍQUIDO (CL) (US\$)	ÍNDICE BENEF./CUSTO (BL/CL)	VALOR FUTURO MÍN. (US\$)	VALOR FUTURO MÁX. (US\$)
25	21	11.09%	5 668 995.89	47 362 426.88	-41 693 430.98	1.14	1 522 286.89	19 774 804.32
26	21	11.09%	5 672 737.32	47 366 168.30	-41 693 430.98	1.14	1 805 388.81	19 724 973.36
27	21	11.07%	5 590 004.35	47 283 435.33	-41 693 430.98	1.13	1 925 391.51	19 743 645.96
28	21	11.09%	5 695 326.73	47 388 757.71	-41 693 430.98	1.14	2 027 808.74	19 703 467.17
29	21	11.06%	5 549 511.70	47 242 942.68	-41 693 430.98	1.13	1 953 369.89	19 785 342.10
30	21	11.14%	5 941 646.22	47 635 077.20	-41 693 430.98	1.14	1 578 374.54	19 731 850.35
31	21	11.04%	5 455 343.80	47 148 774.78	-41 693 430.98	1.13	1 986 796.74	19 668 596.31
32	21	11.00%	5 205 163.55	46 898 594.53	-41 693 430.98	1.12	2 002 009.73	19 642 962.40
33	21	10.98%	5 130 141.05	46 823 572.03	-41 693 430.98	1.12	1 932 093.24	19 671 339.95
34	21	11.02%	5 331 464.95	47 024 895.93	-41 693 430.98	1.13	2 012 330.65	19 680 509.72
35	21	11.11%	5 795 349.44	47 488 780.43	-41 693 430.98	1.14	1 965 241.89	19 693 744.62
36	21	10.94%	4 949 711.21	46 643 142.19	-41 693 430.98	1.12	2 003 312.12	19 711 000.06
37	21	10.95%	4 956 533.08	46 649 964.06	-41 693 430.98	1.12	1 855 861.15	19 724 246.96
38	21	11.09%	5 697 025.18	47 390 456.16	-41 693 430.98	1.14	1 924 370.55	19 750 338.99
39	21	11.11%	5 782 978.95	47 476 409.94	-41 693 430.98	1.14	2 114 171.94	19 689 800.98
40	21	11.14%	5 948 502.74	47 641 933.72	-41 693 430.98	1.14	2 047 187.45	19 613 806.82
41	21	11.07%	5 555 970.47	47 249 401.45	-41 693 430.98	1.13	1 882 615.68	19 606 423.62
42	21	11.05%	5 467 536.58	47 160 967.56	-41 693 430.98	1.13	1 886 339.59	20 008 894.25
43	21	10.97%	5 093 433.99	46 786 864.97	-41 693 430.98	1.12	1 976 073.28	19 626 253.91
44	21	10.98%	5 126 681.27	46 820 112.25	-41 693 430.98	1.12	1 786 121.36	19 638 235.68
45	21	11.00%	5 230 538.86	46 923 969.84	-41 693 430.98	1.13	1 996 145.73	19 650 141.89
46	21	10.97%	5 093 854.04	46 787 285.02	-41 693 430.98	1.12	1 890 403.82	19 799 897.40
47	21	10.97%	5 069 676.33	46 763 107.31	-41 693 430.98	1.12	2 022 389.77	20 011 584.10
48	21	11.06%	5 543 126.01	47 236 556.99	-41 693 430.98	1.13	1 969 234.13	19 774 091.85

SÉRIE	TEMPO DE RETORNO DESC. (TRD)	TAXA INT. DE RETORNO (TIR)	VALOR PRES. LÍQUIDO (VPL)	BENEFÍCIO LÍQUIDO (BL)	CUSTO LÍQUIDO (CL)	ÍNDICE BENEF./CUSTO (BL/CL)	VALOR FUTURO MÍN.	VALOR FUTURO MÁX.
	anos		(US\$)	(US\$)	(US\$)		(US\$)	(US\$)
49	21	11.08%	5 625 497.59	47 318 928.58	-41 693 430.98	1.13	1 971 721.09	19 742 355.48
50	21	10.95%	5 004 593.43	46 698 024.41	-41 693 430.98	1.12	2 005 452.22	19 755 131.16
51	21	10.92%	4 841 928.88	46 535 359.86	-41 693 430.98	1.12	1 913 526.06	20 255 228.33
52	21	11.02%	5 306 036.52	46 999 467.50	-41 693 430.98	1.13	2 130 762.63	19 801 284.69
53	21	10.97%	5 070 192.17	46 763 623.15	-41 693 430.98	1.12	1 824 852.60	20 154 336.01
54	21	11.02%	5 369 783.73	47 063 214.71	-41 693 430.98	1.13	1 935 908.77	19 913 139.48
55	21	11.03%	5 416 308.66	47 109 739.64	-41 693 430.98	1.13	1 895 325.39	19 884 885.39
56	21	11.10%	5 759 710.22	47 453 141.20	-41 693 430.98	1.14	2 128 884.32	19 941 510.54
57	21	11.00%	5 229 101.72	46 922 532.70	-41 693 430.98	1.13	2 254 940.82	19 979 854.75
58	21	11.05%	5 488 459.03	47 181 890.01	-41 693 430.98	1.13	2 024 830.93	19 970 764.95
59	21	10.99%	5 217 190.62	46 910 621.60	-41 693 430.98	1.13	1 271 011.60	19 995 917.66
60	21	10.98%	5 161 004.64	46 854 435.62	-41 693 430.98	1.12	1 664 112.77	20 045 641.10
61	21	11.23%	6 361 581.17	48 055 012.16	-41 693 430.98	1.15	2 022 650.81	20 056 630.10
62	21	10.99%	5 204 724.88	46 898 155.86	-41 693 430.98	1.12	1 939 030.57	20 069 272.87
63	21	11.04%	5 433 636.28	47 127 067.26	-41 693 430.98	1.13	2 326 156.48	19 888 930.82
64	21	11.01%	5 301 170.93	46 994 601.91	-41 693 430.98	1.13	2 152 124.37	19 820 761.74

**ARMAZENAMENTO INICIAL = 75% - SEM MRE**

SÉRIE	TEMPO DE RETORNO DESC. (TRD)	TAXA INT. DE RETORNO (TIR)	VALOR PRES. LÍQUIDO (VPL)	BENEFÍCIO LÍQUIDO (BL)	CUSTO LÍQUIDO (CL)	ÍNDICE BENEF./CUSTO (BL/CL)	VALOR FUTURO MÍN.	VALOR FUTURO MÁX.
	anos		(US\$)	(US\$)	(US\$)		(US\$)	(US\$)
1	> PER. ESTUDO	8.14%	-9 698 849.09	39 391 014.03	-49 089 863.11	0.80	-15 250 654.27	20 912 590.30
2	> PER. ESTUDO	7.81%	-11 793 410.80	37 842 317.98	-49 635 728.78	0.76	-15 085 637.20	19 704 685.66
3	> PER. ESTUDO	7.47%	-14 034 872.89	38 235 221.64	-52 270 094.53	0.73	-18 541 042.16	19 728 005.86
4	> PER. ESTUDO	8.37%	-8 773 517.64	37 387 349.86	-46 160 867.50	0.81	-7 182 343.25	19 749 803.29
5	> PER. ESTUDO	9.53%	-2 431 268.88	40 509 333.90	-42 940 602.78	0.94	-4 736 132.84	22 612 925.41
6	> PER. ESTUDO	9.71%	-1 469 489.27	41 814 577.28	-43 284 066.55	0.97	-4 377 502.34	19 773 912.82
7	> PER. ESTUDO	9.78%	-1 153 024.54	42 071 120.20	-43 224 144.74	0.97	-4 034 049.72	22 445 042.05
8	> PER. ESTUDO	9.69%	-1 616 466.72	41 537 171.23	-43 153 637.95	0.96	-3 722 027.40	21 491 008.78
9	> PER. ESTUDO	9.06%	-4 831 047.18	38 333 204.59	-43 164 251.77	0.89	-3 678 520.48	21 837 435.85
10	> PER. ESTUDO	8.87%	-5 822 654.69	37 849 429.39	-43 672 084.08	0.87	-3 288 661.65	20 512 465.63
11	> PER. ESTUDO	9.19%	-4 173 129.28	39 714 253.12	-43 887 382.40	0.90	-3 554 596.44	23 009 026.37
12	> PER. ESTUDO	9.11%	-4 807 949.94	39 245 068.93	-44 053 018.87	0.89	-3 663 572.56	29 134 832.58
13	> PER. ESTUDO	8.20%	-9 860 333.92	35 013 955.44	-44 874 289.36	0.78	-4 583 399.89	20 954 340.10
14	> PER. ESTUDO	8.12%	-10 431 319.31	35 956 511.69	-46 387 831.00	0.78	-6 153 192.29	21 003 920.89
15	> PER. ESTUDO	8.70%	-7 073 460.06	37 857 924.32	-44 931 384.38	0.84	-4 823 698.81	21 422 433.94
16	> PER. ESTUDO	9.95%	-279 359.32	43 751 437.94	-44 030 797.26	0.99	-8 400 569.72	26 291 153.83
17	> PER. ESTUDO	9.79%	-1 103 790.36	43 032 849.97	-44 136 640.32	0.97	-8 393 060.45	20 717 952.40
18	> PER. ESTUDO	9.71%	-1 565 624.29	42 757 607.64	-44 323 231.93	0.96	-8 253 441.92	20 118 541.96
19	> PER. ESTUDO	8.42%	-8 752 522.51	39 475 291.91	-48 227 814.42	0.82	-8 617 767.06	20 883 507.30
20	22	10.59%	3 095 146.07	44 823 181.08	-41 728 035.01	1.07	-131 408.73	20 885 916.45
21	> PER. ESTUDO	9.33%	-3 580 023.98	42 367 215.61	-45 947 239.59	0.92	-10 030 258.19	23 296 815.15
22	> PER. ESTUDO	9.47%	-2 997 154.86	45 304 720.75	-48 301 875.61	0.94	-9 828 013.38	26 597 249.43
23	> PER. ESTUDO	9.74%	-1 460 176.33	44 658 842.17	-46 119 018.50	0.97	-8 624 218.08	23 699 278.41
24	22	10.51%	2 737 773.62	45 433 431.73	-42 695 658.11	1.06	-1 953 057.15	20 993 796.31

SÉRIE	TEMPO DE RETORNO DESC. (TRD)	TAXA INT. DE RETORNO (TIR)	VALOR PRES. LÍQUIDO (VPL)	BENEFÍCIO LÍQUIDO (BL)	CUSTO LÍQUIDO (CL)	ÍNDICE BENEF./CUSTO (BL/CL)	VALOR FUTURO MÍN.	VALOR FUTURO MÁX.
	anos		(US\$)	(US\$)	(US\$)		(US\$)	(US\$)
25	22	10.53%	2 836 903.86	45 045 158.17	-42 208 254.32	1.07	-912 040.94	22 230 121.39
26	22	10.37%	2 032 522.88	43 725 953.86	-41 693 430.98	1.05	1 121 223.34	24 727 003.54
27	22	10.69%	3 694 319.78	45 387 750.76	-41 693 430.98	1.09	1 662 218.05	24 744 360.67
28	22	10.73%	3 909 990.74	45 603 421.72	-41 693 430.98	1.09	1 140 871.23	24 748 452.69
29	22	10.72%	3 865 186.59	46 109 853.65	-42 244 667.06	1.09	-2 093 318.09	24 768 411.07
30	21	10.80%	4 245 690.34	46 608 704.24	-42 363 013.90	1.10	-1 720 773.66	24 762 174.55
31	21	10.84%	4 474 543.45	46 654 120.89	-42 179 577.44	1.11	-1 371 738.46	24 507 154.23
32	22	10.70%	3 718 679.61	45 778 300.67	-42 059 621.06	1.09	-1 044 783.03	22 264 283.04
33	21	11.09%	5 694 874.58	47 669 847.29	-41 974 972.71	1.14	-730 246.74	19 973 884.60
34	21	11.01%	5 302 100.68	47 176 766.02	-41 874 665.34	1.13	-427 341.15	19 852 075.58
35	21	11.17%	6 115 850.86	47 879 925.64	-41 764 074.78	1.15	-151 431.25	19 944 926.84
36	21	10.84%	4 439 166.29	46 132 597.27	-41 693 430.98	1.11	100 966.88	19 767 446.71
37	21	10.84%	4 394 688.60	46 088 119.58	-41 693 430.98	1.11	277 833.34	19 594 030.33
38	21	11.03%	5 365 551.16	47 058 982.14	-41 693 430.98	1.13	1 054 231.14	19 630 574.22
39	20	11.44%	7 306 839.36	49 000 270.35	-41 693 430.98	1.18	586 788.07	19 714 613.18
40	19	11.92%	9 435 742.18	51 129 173.16	-41 693 430.98	1.23	668 589.65	20 065 996.32
41	20	11.73%	8 553 097.12	50 246 528.10	-41 693 430.98	1.21	1 055 041.47	20 114 014.42
42	22	10.77%	3 968 351.62	45 661 782.60	-41 693 430.98	1.10	380 729.77	19 814 065.21
43	22	10.63%	3 283 855.40	44 977 286.38	-41 693 430.98	1.08	762 076.75	19 827 469.18
44	22	10.59%	3 089 811.07	44 783 242.06	-41 693 430.98	1.07	1 118 271.80	19 974 173.99
45	22	10.46%	2 396 229.48	44 089 660.46	-41 693 430.98	1.06	1 445 901.33	19 989 384.48
46	22	10.44%	2 293 866.77	43 987 297.75	-41 693 430.98	1.06	375 638.03	20 013 455.87
47	23	10.34%	1 829 981.04	43 523 412.02	-41 693 430.98	1.04	760 708.92	20 596 983.41
48	> PER. ESTUDO	9.11%	-4 960 929.40	41 037 249.96	-45 998 179.37	0.89	-6 932 840.32	20 026 871.57

SÉRIE	TEMPO DE RETORNO DESC. (TRD)	TAXA INT. DE RETORNO (TIR)	VALOR PRES. LÍQUIDO (VPL)	BENEFÍCIO LÍQUIDO (BL)	CUSTO LÍQUIDO (CL)	ÍNDICE BENEF./CUSTO (BL/CL)	VALOR FUTURO MÍN.	VALOR FUTURO MÁX.
	anos		(US\$)	(US\$)	(US\$)		(US\$)	(US\$)
49	> PER. ESTUDO	9.25%	-3 874 915.32	39 540 525.66	-43 415 440.98	0.91	-2 791 918.62	20 038 853.34
50	23	10.01%	65 781.15	41 759 212.13	-41 693 430.98	1.00	1 027 010.73	19 948 851.31
51	> PER. ESTUDO	9.86%	-713 892.15	40 979 538.83	-41 693 430.98	0.98	1 380 771.17	20 136 304.61
52	23	10.19%	963 096.75	42 656 527.74	-41 693 430.98	1.02	1 414 411.42	20 809 763.07
53	23	10.19%	945 391.84	42 638 822.82	-41 693 430.98	1.02	1 804 161.74	20 340 583.66
54	23	10.08%	391 098.05	42 084 529.03	-41 693 430.98	1.01	2 142 372.84	20 227 909.60
55	> PER. ESTUDO	9.83%	-860 296.69	40 833 134.29	-41 693 430.98	0.98	1 760 237.27	20 240 011.19
56	> PER. ESTUDO	9.80%	-979 623.23	40 713 807.76	-41 693 430.98	0.98	2 145 916.82	21 346 516.00
57	> PER. ESTUDO	9.92%	-390 127.52	41 303 303.46	-41 693 430.98	0.99	2 502 111.87	20 453 648.86
58	> PER. ESTUDO	9.74%	-1 302 789.85	40 935 991.77	-42 238 781.61	0.97	-2 070 968.11	20 482 564.74
59	> PER. ESTUDO	9.54%	-2 226 465.27	43 918 084.24	-46 144 549.51	0.95	-15 033 970.87	20 509 578.25
60	> PER. ESTUDO	9.19%	-3 917 299.88	42 680 485.10	-46 597 784.98	0.92	-15 053 446.42	20 752 856.45
61	> PER. ESTUDO	8.96%	-5 162 755.55	41 692 447.75	-46 855 203.30	0.89	-15 031 157.34	20 749 061.27
62	> PER. ESTUDO	8.89%	-5 569 874.52	41 628 841.12	-47 198 715.64	0.88	-14 933 363.79	20 781 013.87
63	> PER. ESTUDO	8.81%	-6 049 605.80	41 560 127.49	-47 609 733.29	0.87	-14 907 973.23	20 885 156.08
64	> PER. ESTUDO	8.45%	-7 972 358.26	40 031 966.28	-48 004 324.54	0.83	-14 755 865.40	20 903 592.89

**ARMAZENAMENTO INICIAL = 50% - COM MRE**

SÉRIE	TEMPO DE RETORNO DESC. (TRD)	TAXA INT. DE RETORNO (TIR)	VALOR PRES. LÍQUIDO (VPL)	BENEFÍCIO LÍQUIDO (BL)	CUSTO LÍQUIDO (CL)	ÍNDICE BENEF./CUSTO (BL/CL)	VALOR FUTURO MÍN.	VALOR FUTURO MÁX.
	anos		(US\$)	(US\$)	(US\$)		(US\$)	(US\$)
1	21	11.25%	6 479 632.09	48 173 063.07	-41 693 430.98	1.16	2 039 268.42	19 751 733.00
2	21	11.23%	6 373 809.40	48 067 240.38	-41 693 430.98	1.15	2 107 542.21	19 887 517.17
3	21	10.89%	4 682 751.63	46 994 809.98	-42 312 058.35	1.11	-1 095 936.12	20 084 419.51
4	20	11.43%	7 426 464.59	49 119 895.57	-41 693 430.98	1.18	2 105 140.33	20 066 984.57
5	20	11.47%	7 531 550.80	49 224 981.78	-41 693 430.98	1.18	1 658 409.06	19 794 394.79
6	20	10.98%	4 663 403.07	47 316 176.77	-42 652 773.71	1.11	-9 449 269.39	19 816 368.92
7	20	10.32%	1 462 047.89	44 455 589.93	-42 993 542.05	1.03	-3 055 155.83	19 827 632.79
8	23	10.14%	632 134.78	43 402 647.70	-42 770 512.93	1.01	1 905 495.78	19 839 614.56
9	23	10.39%	1 871 085.34	43 564 516.32	-41 693 430.98	1.04	2 197 550.79	19 848 748.11
10	23	10.26%	1 240 053.24	42 933 484.22	-41 693 430.98	1.03	1 619 582.04	19 814 726.22
11	23	10.11%	545 451.03	42 238 882.01	-41 693 430.98	1.01	1 333 752.61	19 966 641.99
12	23	10.05%	222 877.14	41 916 308.12	-41 693 430.98	1.01	1 876 097.77	19 867 673.80
13	23	10.34%	1 607 190.06	43 300 621.04	-41 693 430.98	1.04	2 096 269.01	19 877 772.19
14	> PER. ESTUDO	9.80%	-950 242.03	40 743 188.95	-41 693 430.98	0.98	1 633 460.86	19 985 529.85
15	> PER. ESTUDO	9.86%	-678 764.99	41 014 665.99	-41 693 430.98	0.98	977 287.70	19 808 607.44
16	> PER. ESTUDO	9.24%	-3 735 940.18	42 397 511.59	-46 133 451.77	0.92	-16 860 971.57	19 820 041.66
17	> PER. ESTUDO	8.92%	-5 291 899.53	45 904 984.76	-51 196 884.29	0.90	-17 198 801.66	19 828 885.10
18	> PER. ESTUDO	8.75%	-6 188 390.58	45 989 401.80	-52 177 792.38	0.88	-17 308 505.84	19 853 974.48
19	> PER. ESTUDO	8.63%	-6 932 533.38	45 852 481.01	-52 785 014.39	0.87	-17 300 051.51	19 865 329.98
20	> PER. ESTUDO	8.12%	-9 854 138.74	44 440 427.08	-54 294 565.82	0.82	-17 131 047.78	19 877 311.75
21	> PER. ESTUDO	7.77%	-12 101 200.08	43 654 501.64	-55 755 701.71	0.78	-18 820 908.76	20 008 311.78
22	> PER. ESTUDO	8.08%	-10 619 106.94	45 600 068.25	-56 219 175.20	0.81	-20 583 320.46	20 164 015.55
23	> PER. ESTUDO	7.20%	-16 598 648.24	42 945 224.08	-59 543 872.32	0.72	-23 869 951.80	19 750 901.83
24	> PER. ESTUDO	8.55%	-8 279 809.98	43 787 996.99	-52 067 806.97	0.84	-12 802 218.30	19 689 744.40

SÉRIE	TEMPO DE RETORNO DESC. (TRD) anos	TAXA INT. DE RETORNO (TIR)	VALOR PRES. LÍQUIDO (VPL) (US\$)	BENEFÍCIO LÍQUIDO (BL) (US\$)	CUSTO LÍQUIDO (CL) (US\$)	ÍNDICE BENEF./CUSTO (BL/CL)	VALOR FUTURO MÍN. (US\$)	VALOR FUTURO MÁX. (US\$)
25	21	11.01%	5 269 292.62	46 962 723.60	-41 693 430.98	1.13	1 520 905.97	19 774 804.32
26	21	11.14%	5 939 559.12	47 632 990.10	-41 693 430.98	1.14	1 805 388.81	19 724 973.36
27	20	11.33%	6 880 921.18	48 574 352.16	-41 693 430.98	1.17	1 925 384.97	19 743 645.96
28	20	11.34%	6 885 315.63	48 578 746.61	-41 693 430.98	1.17	2 027 808.74	19 703 467.17
29	20	11.29%	6 674 893.77	48 368 324.76	-41 693 430.98	1.16	1 953 369.89	19 785 342.10
30	20	11.46%	7 491 830.60	49 185 261.58	-41 693 430.98	1.18	1 578 374.54	19 731 850.35
31	21	11.15%	5 965 202.59	47 658 633.57	-41 693 430.98	1.14	1 986 829.46	19 668 596.31
32	21	11.10%	5 741 485.50	47 434 916.49	-41 693 430.98	1.14	2 002 009.73	19 642 962.40
33	21	11.14%	5 917 633.08	47 611 064.06	-41 693 430.98	1.14	1 937 165.34	19 671 339.95
34	21	11.00%	5 236 227.92	46 929 658.91	-41 693 430.98	1.13	2 012 330.65	19 680 509.72
35	20	11.33%	6 857 134.94	48 550 565.93	-41 693 430.98	1.16	1 965 241.89	19 693 744.62
36	21	11.00%	5 219 107.82	46 912 538.80	-41 693 430.98	1.13	2 003 312.12	19 711 000.06
37	21	11.08%	5 624 566.47	47 317 997.46	-41 693 430.98	1.13	1 855 861.15	19 724 246.96
38	20	11.32%	6 805 591.74	48 499 022.73	-41 693 430.98	1.16	1 924 396.73	19 725 129.00
39	21	11.14%	5 948 829.24	47 642 260.22	-41 693 430.98	1.14	2 114 171.94	19 689 800.98
40	20	11.45%	7 432 520.95	49 125 951.93	-41 693 430.98	1.18	2 047 187.45	19 613 806.82
41	21	11.15%	5 995 796.60	47 689 227.58	-41 693 430.98	1.14	1 882 602.59	19 606 423.62
42	21	11.19%	6 179 132.10	47 872 563.08	-41 693 430.98	1.15	1 886 339.59	20 008 894.25
43	21	11.16%	6 020 284.84	47 713 715.83	-41 693 430.98	1.14	1 976 073.28	19 626 253.91
44	21	11.10%	5 725 510.25	47 418 941.23	-41 693 430.98	1.14	1 786 121.36	19 638 235.68
45	21	11.23%	6 365 516.78	48 058 947.76	-41 693 430.98	1.15	1 996 145.73	19 650 141.89
46	21	11.18%	6 115 747.55	47 809 178.53	-41 693 430.98	1.15	1 890 403.82	19 799 897.40
47	21	11.07%	5 602 743.98	47 296 174.96	-41 693 430.98	1.13	2 022 389.77	20 011 584.10
48	21	11.22%	6 356 783.43	48 050 214.41	-41 693 430.98	1.15	1 969 234.13	19 774 091.85

SÉRIE	TEMPO DE RETORNO DESC. (TRD)	TAXA INT. DE RETORNO (TIR)	VALOR PRES. LÍQUIDO (VPL)	BENEFÍCIO LÍQUIDO (BL)	CUSTO LÍQUIDO (CL)	ÍNDICE BENEF./CUSTO (BL/CL)	VALOR FUTURO MÍN.	VALOR FUTURO MÁX.
	anos		(US\$)	(US\$)	(US\$)		(US\$)	(US\$)
49	20	11.29%	6 686 916.43	48 380 347.41	-41 693 430.98	1.16	1 971 721.09	19 742 355.48
50	21	11.16%	6 044 169.92	47 737 600.90	-41 693 430.98	1.14	2 006 656.43	19 755 131.16
51	21	11.02%	5 303 141.13	46 996 572.11	-41 693 430.98	1.13	1 913 526.06	20 255 228.33
52	20	11.35%	6 950 514.38	48 643 945.36	-41 693 430.98	1.17	2 130 762.63	19 801 284.69
53	21	11.02%	5 348 927.73	47 042 358.71	-41 693 430.98	1.13	1 824 852.60	20 154 329.47
54	21	11.15%	5 976 134.53	47 669 565.51	-41 693 430.98	1.14	1 935 902.22	19 913 139.48
55	21	11.17%	6 114 114.60	47 807 545.58	-41 693 430.98	1.15	1 895 286.12	19 884 617.06
56	20	11.40%	7 224 667.54	48 918 098.52	-41 693 430.98	1.17	2 128 884.32	19 941 510.54
57	21	11.11%	5 812 707.88	47 506 138.86	-41 693 430.98	1.14	2 254 580.87	19 979 848.21
58	20	11.28%	6 607 169.51	48 300 600.50	-41 693 430.98	1.16	2 024 837.47	19 970 764.95
59	21	11.11%	5 786 879.92	47 480 310.90	-41 693 430.98	1.14	1 268 923.85	19 995 917.66
60	21	11.07%	5 577 377.09	47 270 808.07	-41 693 430.98	1.13	1 659 001.40	20 045 634.56
61	20	11.66%	8 416 575.10	50 110 006.08	-41 693 430.98	1.20	2 028 187.58	20 056 878.79
62	21	11.13%	5 879 174.60	47 572 605.58	-41 693 430.98	1.14	1 937 891.80	20 068 507.15
63	21	11.19%	6 167 137.48	47 860 568.47	-41 693 430.98	1.15	2 346 019.49	19 888 930.82
64	21	11.15%	5 975 278.94	47 668 709.92	-41 693 430.98	1.14	2 151 856.04	19 820 761.74

**ARMAZENAMENTO INICIAL = 50% - SEM MRE**

SÉRIE	TEMPO DE RETORNO DESC. (TRD)	TAXA INT. DE RETORNO (TIR)	VALOR PRES. LÍQUIDO (VPL)	BENEFÍCIO LÍQUIDO (BL)	CUSTO LÍQUIDO (CL)	ÍNDICE BENEF./CUSTO (BL/CL)	VALOR FUTURO MÍN.	VALOR FUTURO MÁX.
	anos		(US\$)	(US\$)	(US\$)		(US\$)	(US\$)
1	> PER. ESTUDO	8.63%	-6 986 498.67	41 251 931.25	-48 238 429.92	0.86	-13 425 531.60	20 912 590.30
2	> PER. ESTUDO	8.24%	-9 258 216.91	40 054 730.65	-49 312 947.56	0.81	-14 457 255.95	19 704 685.66
3	> PER. ESTUDO	4.05%	-39 574 276.31	35 797 877.40	-75 372 153.72	0.47	-58 596 756.77	19 728 005.86
4	> PER. ESTUDO	5.03%	-32 505 747.63	36 353 825.48	-68 859 573.10	0.53	-43 643 404.11	19 749 803.29
5	> PER. ESTUDO	8.17%	-10 111 449.28	39 675 712.98	-49 787 162.26	0.80	-11 026 452.50	22 612 925.41
6	> PER. ESTUDO	9.39%	-3 122 009.93	40 160 490.73	-43 282 500.66	0.93	-4 372 096.46	19 773 912.82
7	23	10.19%	936 598.75	44 159 286.04	-43 222 687.29	1.02	-4 028 892.54	22 445 042.05
8	> PER. ESTUDO	9.73%	-1 392 270.91	41 660 738.33	-43 053 009.24	0.97	-3 434 921.93	21 491 008.78
9	> PER. ESTUDO	8.86%	-5 940 474.76	37 223 535.19	-43 164 009.95	0.86	-3 676 917.52	21 837 435.85
10	> PER. ESTUDO	8.85%	-5 966 643.49	37 788 088.22	-43 754 731.72	0.86	-3 483 540.46	20 512 465.63
11	> PER. ESTUDO	9.44%	-2 870 767.67	40 904 874.68	-43 775 642.36	0.93	-3 315 071.73	23 009 026.37
12	> PER. ESTUDO	9.34%	-3 531 079.80	40 288 099.15	-43 819 178.94	0.92	-3 207 884.71	29 134 832.58
13	> PER. ESTUDO	7.03%	-17 434 253.70	34 702 432.24	-52 136 685.94	0.67	-12 053 251.18	20 954 340.10
14	> PER. ESTUDO	6.04%	-24 722 567.01	36 047 646.99	-60 770 214.00	0.59	-22 393 153.20	21 003 920.89
15	> PER. ESTUDO	8.30%	-9 507 626.10	37 858 703.29	-47 366 329.39	0.80	-8 733 548.60	21 422 433.94
16	23	10.01%	68 291.98	44 119 554.35	-44 051 262.37	1.00	-8 400 569.72	26 291 153.83
17	> PER. ESTUDO	9.95%	-265 649.10	43 902 607.58	-44 168 256.68	0.99	-8 393 060.45	20 717 952.40
18	> PER. ESTUDO	9.88%	-658 049.61	43 666 607.21	-44 324 656.83	0.99	-8 253 441.92	20 118 541.96
19	> PER. ESTUDO	6.91%	-18 655 268.65	39 519 927.78	-58 175 196.43	0.68	-21 871 629.96	20 883 507.30
20	> PER. ESTUDO	9.65%	-1 858 972.11	43 165 990.96	-45 024 963.08	0.96	-8 551 382.32	20 885 916.45
21	> PER. ESTUDO	9.55%	-2 383 879.98	43 092 606.77	-45 476 486.75	0.95	-8 920 247.61	23 296 815.15
22	> PER. ESTUDO	8.34%	-10 060 888.83	43 982 909.22	-54 043 798.05	0.81	-19 417 035.26	26 597 249.43
23	23	10.30%	1 677 639.43	46 321 171.32	-44 643 531.89	1.04	-4 751 167.02	23 699 278.41
24	21	11.02%	5 392 655.53	49 012 142.51	-43 619 486.98	1.12	-3 412 125.70	20 993 796.31

SÉRIE	TEMPO DE RETORNO DESC. (TRD)	TAXA INT. DE RETORNO (TIR)	VALOR PRES. LÍQUIDO (VPL)	BENEFÍCIO LÍQUIDO (BL)	CUSTO LÍQUIDO (CL)	ÍNDICE BENEF./CUSTO (BL/CL)	VALOR FUTURO MÍN.	VALOR FUTURO MÁX.
	anos		(US\$)	(US\$)	(US\$)		(US\$)	(US\$)
25	23	10.19%	1 037 191.61	46 376 116.30	-45 338 924.69	1.02	-6 458 214.48	22 230 121.39
26	23	10.32%	1 770 286.02	43 463 717.00	-41 693 430.98	1.04	620 823.98	24 727 003.54
27	22	10.77%	4 114 957.85	45 808 388.83	-41 693 430.98	1.10	1 662 218.05	24 744 360.67
28	21	10.89%	4 725 810.83	46 419 241.81	-41 693 430.98	1.11	1 140 871.23	24 748 452.69
29	21	10.93%	4 928 020.01	47 172 687.07	-42 244 667.06	1.12	-2 093 318.09	24 768 411.07
30	22	10.58%	3 135 659.80	45 498 673.70	-42 363 013.90	1.07	-1 720 773.66	24 762 174.55
31	21	10.87%	4 594 461.80	46 773 569.09	-42 179 107.29	1.11	-1 371 738.46	24 507 154.23
32	22	10.64%	3 431 180.07	45 486 798.35	-42 055 618.27	1.08	-1 033 362.61	22 264 283.04
33	20	11.21%	6 285 286.96	48 257 759.13	-41 972 472.18	1.15	-723 760.99	19 973 884.60
34	20	11.34%	6 885 043.12	48 767 177.53	-41 882 134.40	1.16	-444 952.80	19 852 075.58
35	20	11.48%	7 609 330.33	49 384 445.22	-41 775 114.89	1.18	-175 096.71	19 944 926.84
36	21	10.89%	4 640 040.98	46 333 471.96	-41 693 430.98	1.11	42 876.57	19 767 446.71
37	21	11.04%	5 413 902.93	47 107 333.91	-41 693 430.98	1.13	157 999.85	19 594 030.33
38	> PER. ESTUDO	9.37%	-3 541 630.79	47 088 313.94	-50 629 944.72	0.93	-9 327 793.34	19 630 574.22
39	19	11.87%	9 347 284.45	51 040 715.43	-41 693 430.98	1.22	586 788.07	19 714 613.18
40	18	12.54%	12 181 000.40	53 874 431.38	-41 693 430.98	1.29	668 589.65	20 065 996.32
41	17	13.49%	16 030 544.07	57 723 975.05	-41 693 430.98	1.38	1 055 041.47	20 114 014.42
42	21	11.02%	5 151 571.74	46 845 002.72	-41 693 430.98	1.12	380 729.77	19 814 065.21
43	21	10.89%	4 545 816.12	46 239 247.10	-41 693 430.98	1.11	762 076.75	19 827 469.18
44	22	10.77%	3 943 141.58	45 636 572.56	-41 693 430.98	1.09	1 118 271.80	19 974 173.99
45	21	10.93%	4 786 169.33	46 479 600.31	-41 693 430.98	1.11	1 445 901.33	19 989 384.48
46	22	10.77%	3 976 414.98	45 669 845.96	-41 693 430.98	1.10	375 638.03	20 013 455.87
47	22	10.48%	2 543 785.18	44 237 216.17	-41 693 430.98	1.06	760 708.92	20 596 983.41
48	> PER. ESTUDO	8.09%	-11 240 491.11	40 999 556.91	-52 240 048.02	0.78	-16 985 432.21	20 026 871.57

SÉRIE	TEMPO DE RETORNO DESC. (TRD)	TAXA INT. DE RETORNO (TIR)	VALOR PRES. LÍQUIDO (VPL)	BENEFÍCIO LÍQUIDO (BL)	CUSTO LÍQUIDO (CL)	ÍNDICE BENEF./CUSTO (BL/CL)	VALOR FUTURO MÍN.	VALOR FUTURO MÁX.
	anos		(US\$)	(US\$)	(US\$)		(US\$)	(US\$)
49	> PER. ESTUDO	7.71%	-12 739 924.24	39 538 715.68	-52 278 639.92	0.76	-16 591 083.85	20 038 853.34
50	23	10.30%	1 480 470.51	43 173 901.49	-41 693 430.98	1.04	1 027 010.73	19 948 851.31
51	> PER. ESTUDO	9.94%	-317 383.06	41 376 047.92	-41 693 430.98	0.99	1 380 771.17	20 136 304.61
52	> PER. ESTUDO	9.98%	-122 066.80	41 571 364.18	-41 693 430.98	1.00	1 414 411.42	20 809 763.07
53	23	10.26%	1 297 501.03	42 990 932.02	-41 693 430.98	1.03	1 804 161.74	20 340 583.66
54	23	10.09%	469 902.61	42 163 333.60	-41 693 430.98	1.01	2 142 372.84	20 227 909.60
55	> PER. ESTUDO	9.88%	-572 207.05	41 121 223.93	-41 693 430.98	0.99	1 760 237.27	20 240 011.19
56	> PER. ESTUDO	9.90%	-499 849.56	41 193 581.42	-41 693 428.98	0.99	2 145 916.82	21 346 516.00
57	23	10.07%	335 629.92	42 029 060.91	-41 693 430.98	1.01	2 502 111.87	20 453 648.86
58	> PER. ESTUDO	0.00%	-1 590 383.56	40 648 398.05	-42 238 781.61	0.96	-2 070 968.11	20 482 564.74
59	> PER. ESTUDO	9.68%	-1 519 999.27	44 624 550.24	-46 144 549.51	0.97	-15 033 970.87	20 509 578.25
60	> PER. ESTUDO	9.33%	-3 230 197.51	43 367 585.46	-46 597 784.98	0.93	-15 053 446.42	20 752 856.45
61	> PER. ESTUDO	8.71%	-6 470 574.63	40 281 730.86	-46 752 305.49	0.86	-14 721 140.11	20 749 061.27
62	> PER. ESTUDO	8.85%	-5 822 795.75	41 371 364.55	-47 194 160.29	0.88	-14 925 974.98	20 781 013.87
63	> PER. ESTUDO	8.97%	-5 176 368.42	42 460 287.46	-47 636 655.88	0.89	-14 943 665.28	20 885 156.08
64	> PER. ESTUDO	8.57%	-7 299 174.16	40 907 792.11	-48 206 966.27	0.85	-15 196 500.56	20 903 592.89

**ARMAZENAMENTO INICIAL = 25% - COM MRE**

SÉRIE	TEMPO DE RETORNO DESC. (TRD) anos	TAXA INT. DE RETORNO (TIR)	VALOR PRES. LÍQUIDO (VPL) (US\$)	BENEFÍCIO LÍQUIDO (BL) (US\$)	CUSTO LÍQUIDO (CL) (US\$)	ÍNDICE BENEF./CUSTO (BL/CL)	VALOR FUTURO MÍN. (US\$)	VALOR FUTURO MÁX. (US\$)
1	20	11.81%	9 118 782.76	50 812 213.74	-41 693 430.98	1.22	2 039 458.22	19 752 472.55
2	20	11.64%	8 328 959.46	50 022 390.45	-41 693 430.98	1.20	2 136 423.75	19 887 517.17
3	> PER. ESTUDO	6.42%	-23 162 084.88	47 639 806.82	-70 801 891.71	0.67	-51 567 413.79	20 084 419.51
4	> PER. ESTUDO	7.65%	-14 814 478.66	45 694 523.94	-60 509 002.60	0.76	-30 302 666.24	20 066 984.57
5	20	11.72%	8 712 179.39	50 405 610.38	-41 693 430.98	1.21	1 657 401.19	19 794 394.79
6	19	11.78%	8 237 147.72	50 889 921.42	-42 652 773.71	1.19	-9 449 269.39	19 816 368.92
7	20	10.73%	3 234 935.02	46 228 477.06	-42 993 542.05	1.08	-3 055 155.83	19 827 632.79
8	20	10.56%	2 498 801.82	45 269 314.74	-42 770 512.93	1.06	1 905 332.16	19 839 614.56
9	22	10.46%	2 189 863.63	43 883 294.61	-41 693 430.98	1.05	2 197 550.79	19 848 748.11
10	22	10.53%	2 514 420.40	44 207 851.38	-41 693 430.98	1.06	1 619 582.04	19 814 726.22
11	22	10.76%	3 560 334.50	45 253 765.48	-41 693 430.98	1.09	1 333 752.61	19 966 641.99
12	22	10.63%	2 946 145.95	44 639 576.94	-41 693 430.98	1.07	1 875 414.85	19 867 673.80
13	22	10.45%	2 132 041.22	43 825 472.20	-41 693 430.98	1.05	2 094 874.71	19 877 772.19
14	> PER. ESTUDO	8.40%	-8 314 799.79	36 511 304.71	-44 826 104.49	0.81	-5 045 202.02	19 985 529.85
15	23	10.11%	503 927.85	42 197 358.83	-41 693 430.98	1.01	972 169.79	19 808 607.44
16	> PER. ESTUDO	9.31%	-3 359 896.90	42 808 737.43	-46 168 634.33	0.93	-16 994 577.28	19 820 041.66
17	> PER. ESTUDO	9.31%	-3 316 354.60	47 884 624.66	-51 200 979.27	0.94	-17 210 800.19	19 828 885.10
18	> PER. ESTUDO	9.07%	-4 566 482.40	47 255 110.55	-51 821 592.95	0.91	-17 325 626.26	19 853 974.48
19	> PER. ESTUDO	8.68%	-6 607 377.96	46 655 496.10	-53 262 874.06	0.88	-17 400 288.99	19 865 329.98
20	> PER. ESTUDO	8.63%	-6 975 440.95	47 389 355.21	-54 364 796.17	0.87	-17 295 233.91	19 877 311.75
21	> PER. ESTUDO	7.72%	-12 335 698.32	45 045 690.13	-57 381 388.45	0.79	-21 838 931.43	20 008 311.78
22	> PER. ESTUDO	6.22%	-22 538 040.88	42 547 171.51	-65 085 212.39	0.65	-28 323 393.46	20 164 015.55
23	> PER. ESTUDO	3.71%	-45 961 069.18	38 818 766.82	-84 779 836.00	0.46	-29 664 793.58	19 750 901.83
24	> PER. ESTUDO	7.60%	-14 241 841.10	49 359 168.11	-63 601 009.21	0.78	-26 293 445.66	19 689 744.40

SÉRIE	TEMPO DE RETORNO DESC. (TRD)	TAXA INT. DE RETORNO (TIR)	VALOR PRES. LÍQUIDO (VPL)	BENEFÍCIO LÍQUIDO (BL)	CUSTO LÍQUIDO (CL)	ÍNDICE BENEF./CUSTO (BL/CL)	VALOR FUTURO MÍN.	VALOR FUTURO MÁX.
	anos		(US\$)	(US\$)	(US\$)		(US\$)	(US\$)
<b>25</b>	> PER. ESTUDO	8.46%	-9 037 997.57	42 396 724.51	-51 434 722.07	0.82	-13 201 698.53	19 774 804.32
<b>26</b>	20	11.61%	8 207 361.03	49 900 792.02	-41 693 430.98	1.20	1 805 951.65	19 724 973.36
<b>27</b>	20	11.54%	7 887 848.90	49 581 279.88	-41 693 430.98	1.19	1 925 391.51	19 743 645.96
<b>28</b>	20	11.74%	8 797 302.28	50 490 733.27	-41 693 430.98	1.21	2 027 808.74	19 703 467.17
<b>29</b>	20	11.55%	7 891 339.00	49 584 769.98	-41 693 430.98	1.19	1 970 588.87	19 785 342.10
<b>30</b>	20	11.61%	8 206 647.55	49 900 078.54	-41 693 430.98	1.20	1 578 374.54	19 731 850.35
<b>31</b>	20	11.28%	6 630 340.50	48 323 771.48	-41 693 430.98	1.16	1 939 995.95	19 664 839.68
<b>32</b>	20	11.28%	6 591 882.02	48 285 313.01	-41 693 430.98	1.16	1 967 971.01	19 642 968.95
<b>33</b>	22	10.78%	4 099 133.54	45 846 201.97	-41 747 068.43	1.10	-95 022.01	19 671 339.95
<b>34</b>	20	11.45%	7 407 384.05	49 100 815.03	-41 693 430.98	1.18	2 012 297.92	19 680 509.72
<b>35</b>	19	11.85%	9 300 582.29	50 994 013.27	-41 693 430.98	1.22	1 965 241.89	19 693 744.62
<b>36</b>	21	11.08%	5 609 340.66	47 302 771.64	-41 693 430.98	1.13	2 003 312.12	19 711 000.06
<b>37</b>	21	11.26%	6 493 130.78	48 186 561.76	-41 693 430.98	1.16	1 855 834.97	19 715 745.46
<b>38</b>	> PER. ESTUDO	8.92%	-6 157 907.01	47 407 781.92	-53 565 688.93	0.89	-21 032 429.17	19 699 722.67
<b>39</b>	22	10.77%	4 092 428.63	45 785 859.61	-41 693 430.98	1.10	233 788.55	19 689 774.80
<b>40</b>	20	11.60%	8 142 205.25	49 835 636.23	-41 693 430.98	1.20	2 047 154.73	19 613 806.82
<b>41</b>	21	10.99%	5 176 641.18	46 870 072.16	-41 693 430.98	1.12	1 882 602.59	19 606 423.62
<b>42</b>	20	11.62%	8 246 881.01	49 940 311.99	-41 693 430.98	1.20	1 886 339.59	20 008 894.25
<b>43</b>	20	11.64%	8 331 072.16	50 024 503.14	-41 693 430.98	1.20	1 976 073.28	19 626 253.91
<b>44</b>	20	11.53%	7 831 227.31	49 524 658.29	-41 693 430.98	1.19	1 786 121.36	19 638 235.68
<b>45</b>	20	11.44%	7 396 714.91	49 090 145.89	-41 693 430.98	1.18	1 996 145.73	19 650 141.89
<b>46</b>	20	11.70%	8 607 955.14	50 301 386.12	-41 693 430.98	1.21	1 890 403.82	19 799 897.40
<b>47</b>	21	11.28%	6 622 383.55	48 315 814.53	-41 693 430.98	1.16	2 022 389.77	20 011 584.10
<b>48</b>	21	11.26%	6 531 320.13	48 224 751.11	-41 693 430.98	1.16	1 969 234.13	19 774 091.85

SÉRIE	TEMPO DE RETORNO DESC. (TRD)	TAXA INT. DE RETORNO (TIR)	VALOR PRES. LÍQUIDO (VPL)	BENEFÍCIO LÍQUIDO (BL)	CUSTO LÍQUIDO (CL)	ÍNDICE BENEF./CUSTO (BL/CL)	VALOR FUTURO MÍN.	VALOR FUTURO MÁX.
	anos		(US\$)	(US\$)	(US\$)		(US\$)	(US\$)
49	20	11.44%	7 390 504.93	49 083 935.92	-41 693 430.98	1.18	1 971 721.09	19 742 355.48
50	20	11.30%	6 706 069.34	48 399 500.32	-41 693 430.98	1.16	2 006 656.43	19 755 131.16
51	21	11.13%	5 841 784.62	47 535 215.60	-41 693 430.98	1.14	1 913 526.06	20 255 228.33
52	20	11.51%	7 720 236.46	49 413 667.45	-41 693 430.98	1.19	2 130 762.63	19 801 022.91
53	21	11.11%	5 781 192.09	47 474 623.07	-41 693 430.98	1.14	1 824 852.60	20 154 336.01
54	21	11.27%	6 604 464.85	48 297 895.83	-41 693 430.98	1.16	1 935 902.22	19 913 139.48
55	21	11.28%	6 609 261.55	48 302 692.53	-41 693 430.98	1.16	1 895 345.03	19 884 957.38
56	20	11.66%	8 448 030.17	50 141 461.15	-41 693 430.98	1.20	2 128 871.23	19 941 510.54
57	20	11.47%	7 540 063.55	49 233 494.53	-41 693 430.98	1.18	2 253 435.55	19 979 848.21
58	20	11.50%	7 693 234.29	49 386 665.27	-41 693 430.98	1.18	2 024 830.93	19 970 758.40
59	20	11.34%	6 910 700.01	48 604 130.99	-41 693 430.98	1.17	1 268 923.85	19 995 917.66
60	20	11.35%	6 957 261.37	48 650 692.35	-41 693 430.98	1.17	1 659 426.80	20 045 660.74
61	19	11.89%	9 527 821.78	51 221 252.76	-41 693 430.98	1.23	1 993 062.44	20 054 849.95
62	20	11.28%	6 636 965.78	48 330 396.76	-41 693 430.98	1.16	1 931 949.25	20 066 517.58
63	20	11.44%	7 387 636.38	49 081 067.36	-41 693 430.98	1.18	2 317 203.40	19 888 930.82
64	20	11.43%	7 359 174.43	49 052 605.41	-41 693 430.98	1.18	2 153 917.60	19 820 761.74

**ARMAZENAMENTO INICIAL = 25% - SEM MRE**

SÉRIE	TEMPO DE RETORNO DESC. (TRD)	TAXA INT. DE RETORNO (TIR)	VALOR PRES. LÍQUIDO (VPL)	BENEFÍCIO LÍQUIDO (BL)	CUSTO LÍQUIDO (CL)	ÍNDICE BENEF./CUSTO (BL/CL)	VALOR FUTURO MÍN.	VALOR FUTURO MÁX.
	anos		(US\$)	(US\$)	(US\$)		(US\$)	(US\$)
1	> PER. ESTUDO	9.28%	-3 570 555.53	44 886 173.01	-48 456 728.54	0.93	-13 893 474.08	20 912 590.30
2	> PER. ESTUDO	7.07%	-15 965 936.10	43 255 773.43	-59 221 709.53	0.73	-30 593 726.02	19 704 685.66
3	> PER. ESTUDO	-0.51%	-95 902 676.30	34 943 928.35	-130 846 604.65	0.27	-124 143 646.01	19 728 005.86
4	> PER. ESTUDO	0.74%	-82 269 664.02	36 511 216.65	-118 780 880.67	0.31	-121 301 300.96	19 749 803.29
5	> PER. ESTUDO	7.74%	-12 825 821.05	39 516 014.83	-52 341 835.89	0.75	-15 140 779.92	22 612 925.41
6	> PER. ESTUDO	8.38%	-8 863 221.72	43 092 506.04	-51 955 727.76	0.83	-13 965 797.09	19 773 912.82
7	22	10.50%	2 481 334.33	45 693 208.43	-43 211 874.11	1.06	-4 006 712.72	22 445 042.05
8	> PER. ESTUDO	9.90%	-493 069.48	42 710 658.17	-43 203 727.65	0.99	-3 393 140.89	21 491 008.78
9	> PER. ESTUDO	7.22%	-15 896 087.72	36 406 726.42	-52 302 814.15	0.70	-10 403 705.34	21 837 435.85
10	> PER. ESTUDO	7.52%	-13 799 984.95	38 248 030.83	-52 048 015.77	0.73	-13 301 221.08	20 512 465.63
11	22	10.51%	2 494 391.74	46 273 879.27	-43 779 487.53	1.06	-3 323 314.20	23 009 026.37
12	> PER. ESTUDO	9.89%	-569 709.70	43 575 794.48	-44 145 504.17	0.99	-3 849 668.26	29 134 832.58
13	> PER. ESTUDO	6.28%	-22 743 573.97	34 705 660.17	-57 449 234.15	0.60	-16 092 628.13	20 954 340.10
14	> PER. ESTUDO	0.63%	-86 098 226.90	36 419 755.33	-122 517 982.23	0.30	-114 291 696.26	21 003 920.89
15	> PER. ESTUDO	7.73%	-13 085 714.17	38 002 452.55	-51 088 166.72	0.74	-14 768 398.82	21 422 433.94
16	23	10.11%	568 607.66	44 611 199.15	-44 042 591.49	1.01	-8 400 569.72	26 291 153.83
17	23	10.13%	660 613.32	44 808 308.52	-44 147 695.20	1.01	-8 248 603.90	20 717 952.40
18	> PER. ESTUDO	9.27%	-3 926 975.26	42 347 782.30	-46 274 757.57	0.92	-8 131 351.00	20 118 541.96
19	> PER. ESTUDO	5.49%	-30 296 594.79	40 490 800.47	-70 787 395.26	0.57	-41 942 990.22	20 883 507.30
20	> PER. ESTUDO	9.64%	-1 904 357.23	43 111 207.67	-45 015 564.90	0.96	-8 527 005.87	20 885 916.45
21	23	10.38%	2 006 824.05	45 109 351.60	-43 102 527.55	1.05	-1 332 899.39	23 296 815.15
22	> PER. ESTUDO	8.84%	-7 070 192.30	57 472 021.63	-64 542 213.93	0.89	-36 798 193.43	26 597 249.43
23	16	14.98%	22 971 755.22	64 665 186.21	-41 693 430.98	1.55	933 978.81	33 190 072.62
24	17	13.61%	16 929 740.95	58 623 171.93	-41 693 430.98	1.41	739 579.47	24 568 176.10

SÉRIE	TEMPO DE RETORNO DESC. (TRD) anos	TAXA INT. DE RETORNO (TIR)	VALOR PRES. LÍQUIDO (VPL) (US\$)	BENEFÍCIO LÍQUIDO (BL) (US\$)	CUSTO LÍQUIDO (CL) (US\$)	ÍNDICE BENEF./CUSTO (BL/CL)	VALOR FUTURO MÍN. (US\$)	VALOR FUTURO MÁX. (US\$)
25	18	13.20%	15 290 892.03	56 984 323.02	-41 693 430.98	1.37	1 110 389.57	22 230 121.39
26	23	10.08%	440 015.68	43 253 528.16	-42 813 512.48	1.01	-1 803 902.45	24 727 003.54
27	22	10.69%	3 730 526.35	45 423 957.33	-41 693 430.98	1.09	1 662 218.05	24 744 360.67
28	21	11.00%	5 281 992.76	46 975 423.74	-41 693 430.98	1.13	898 762.98	24 748 452.69
29	23	10.31%	1 669 932.97	45 024 127.66	-43 354 194.69	1.04	-2 093 318.09	24 768 411.07
30	21	10.73%	3 899 934.14	46 262 948.04	-42 363 013.90	1.09	-1 720 773.66	24 762 174.55
31	21	10.89%	4 706 328.87	46 913 089.30	-42 206 760.43	1.11	-1 365 252.71	24 507 154.23
32	23	10.22%	1 205 768.33	44 206 852.02	-43 001 083.69	1.03	-1 531 037.97	22 264 283.04
33	19	11.73%	8 859 080.23	51 679 684.05	-42 820 603.82	1.21	-1 378 908.06	19 973 884.60
34	18	12.89%	13 951 720.62	55 821 872.88	-41 870 152.27	1.33	-416 699.55	19 852 075.58
35	19	12.36%	11 637 254.34	53 408 626.10	-41 771 371.75	1.28	-167 072.96	19 944 926.84
36	21	10.98%	5 128 445.47	46 826 909.44	-41 698 463.97	1.12	-9 807.86	19 767 446.71
37	21	11.05%	5 468 042.16	47 945 604.45	-42 477 562.29	1.13	-1 389 136.44	19 594 030.33
38	> PER. ESTUDO	6.78%	-21 453 765.98	51 466 383.04	-72 920 149.01	0.71	-48 111 958.34	19 630 574.22
39	19	11.85%	9 391 980.44	54 461 359.98	-45 069 379.54	1.21	-5 436 998.91	19 714 613.18
40	17	13.47%	16 101 769.55	57 795 200.53	-41 693 430.98	1.39	668 589.65	20 065 996.32
41	5	21.64%	41 448 816.06	83 142 247.04	-41 693 430.98	1.99	1 055 041.47	53 614 510.83
42	20	11.80%	8 826 527.89	50 519 958.87	-41 693 430.98	1.21	380 729.77	19 814 065.21
43	20	11.70%	8 350 210.94	50 043 641.92	-41 693 430.98	1.20	762 076.75	19 827 469.18
44	20	11.54%	7 657 263.82	49 350 694.80	-41 693 430.98	1.18	1 118 271.80	19 974 173.99
45	20	11.44%	7 224 091.97	48 917 522.95	-41 693 430.98	1.17	1 448 977.32	19 989 384.48
46	20	11.71%	8 443 996.99	50 137 427.97	-41 693 430.98	1.20	375 638.03	20 013 455.87
47	22	10.70%	3 671 401.26	45 364 832.24	-41 693 430.98	1.09	760 708.92	20 596 983.41
48	> PER. ESTUDO	7.85%	-12 841 444.49	41 010 065.87	-53 851 510.36	0.76	-19 580 708.42	20 026 871.57

SÉRIE	TEMPO DE RETORNO DESC. (TRD)	TAXA INT. DE RETORNO (TIR)	VALOR PRES. LÍQUIDO (VPL)	BENEFÍCIO LÍQUIDO (BL)	CUSTO LÍQUIDO (CL)	ÍNDICE BENEF./CUSTO (BL/CL)	VALOR FUTURO MÍN.	VALOR FUTURO MÁX.
	anos		(US\$)	(US\$)	(US\$)		(US\$)	(US\$)
49	> PER. ESTUDO	7.26%	-15 583 772.10	39 533 318.17	-55 117 090.27	0.72	-21 162 436.51	20 038 853.34
50	21	10.48%	2 337 928.38	44 031 359.36	-41 693 430.98	1.06	1 027 010.73	19 948 851.31
51	> PER. ESTUDO	9.47%	-2 678 721.46	39 433 229.30	-42 111 950.76	0.94	-674 030.28	20 136 304.61
52	23	10.03%	170 612.54	41 864 043.52	-41 693 430.98	1.00	1 414 411.42	20 809 763.07
53	23	10.37%	1 849 216.91	43 542 647.89	-41 693 430.98	1.04	1 804 161.74	20 340 583.66
54	23	10.34%	1 687 497.72	43 380 928.70	-41 693 430.98	1.04	2 142 372.84	20 227 909.60
55	> PER. ESTUDO	9.95%	-249 054.38	41 444 376.60	-41 693 430.98	0.99	1 760 237.27	20 240 011.19
56	23	10.04%	215 964.00	41 909 394.98	-41 693 430.98	1.01	2 145 916.82	21 346 516.00
57	22	10.46%	2 235 003.87	43 928 434.85	-41 693 430.98	1.05	2 502 111.87	20 453 648.86
58	> PER. ESTUDO	9.59%	-2 071 267.46	40 167 514.16	-42 238 781.61	0.95	-2 070 968.11	20 482 564.74
59	23	10.07%	345 638.91	46 490 188.42	-46 144 549.51	1.01	-15 033 970.87	20 509 578.25
60	> PER. ESTUDO	9.92%	-351 699.39	46 242 399.20	-46 594 098.59	0.99	-15 049 510.15	20 752 856.45
61	> PER. ESTUDO	8.62%	-6 955 934.88	39 907 306.00	-46 863 240.88	0.85	-15 094 649.93	20 749 061.27
62	> PER. ESTUDO	8.98%	-5 102 203.80	42 100 368.78	-47 202 572.58	0.89	-14 970 421.69	20 781 013.87
63	> PER. ESTUDO	9.37%	-3 110 547.10	44 732 759.27	-47 843 306.37	0.93	-15 513 391.29	20 885 156.08
64	> PER. ESTUDO	8.91%	-5 434 857.53	42 676 951.00	-48 111 808.52	0.89	-14 954 111.39	20 903 592.89

**REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

- 1 **BETTEGA, Renê; Buseti, Denise Campanholo; Müller, Fabrício. A exposição ao risco hidrológico no novo ambiente institucional: um estudo de caso.** II Seminário do Subcomitê de Planejamento e Meio Ambiente, Quito, ago. 1998.
- 2 **BORN, Paulo Henrique; Almeida, Alvaro Augusto. Mudanças estruturais no setor elétrico: formação e regulação de preços.** II Seminário do Subcomitê de Planejamento e Meio Ambiente, Quito, ago. 1998.
- 3 **BRITO, José Said. Competição, produtividade e participação privada : a experiência internacional e a realidade brasileira.** In: SEMINÁRIO REFORMULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO (1994 : Rio de Janeiro). **Anais...** Rio de Janeiro : Conselho Mundial de Energia, Comitê Brasileiro, 1994. p.130-142.
- 4 **CAMOZZATO, Izaltino. Custo do déficit: implicações no planejamento de sistemas elétricos.** (s. l. : s.n.), 1988.
- 5 **CASTRO, Roberto; Ramos, Dorel Soares; Ennes, Sérgio A. W. Os limites da competição na nova indústria de geração de energia elétrica: uma análise prospectiva para o caso brasileiro.** II Seminário do Subcomitê de Planejamento e Meio Ambiente, Quito, ago. 1998.
- 6 **CASTRO, Roberto; Ramos, Dorel Soares; Lyra Filho, Christiano. Impactos dos usos múltiplos da água e das restrições ambientais sobre o planejamento da operação e da expansão do setor elétrico.** II Seminário do Subcomitê de Planejamento e Meio Ambiente, Quito, ago. 1998.
- 7 **CENTRO DA MEMÓRIA DE ELETRICIDADE NO BRASIL. A Eletrobrás e a história do setor de energia elétrica no Brasil.** Rio de Janeiro, 1995.
- 8 **CEPEL; Eletrobrás; CEMIG. Considerações sobre a avaliação de disponibilidades de energia de um sistema com base em métodos probabilísticos.** (s.l.), (198-).
- 9 **CEPEL; Projeto NEWAVE – Modelo estratégico de geração hidrotérmica a subsistemas : manual do usuário.** (s.l.), 1999.
- 10 **\_\_\_\_\_. Modelo estratégico de geração hidrotérmica a subsistemas – NEWAVE : especificação funcional.** Rio de Janeiro, 1993.
- 11 **COGE - SUBCOMITÊ ECONÔMICO FINANCEIRO. Privatização do setor elétrico: análise preliminar de impactos.** (s.l.), 1996.

- 12 COLO, Antonio; CARVALHO, Marco A P.; PIMENTEL, Ruderico F. **Metodologia para planejamento da expansão do parque gerador do sistema elétrico brasileiro.** (s.l. : s.n.), 1978.
- 13 COPEL. **Programa indicativo de expansão da geração da COPEL.** Curitiba, 1998.
- 14 \_\_\_\_\_. **Rio Tibagi - reavaliação dos estudos de inventário energético.** Curitiba, 1994.
- 15 \_\_\_\_\_. **Comparação entre energia garantida - geração física.** Curitiba, 1992.
- 16 \_\_\_\_\_. **Avaliação do risco implícito no critério de energia firme para o dimensionamento do sistema elétrico.** Curitiba, 1984.
- 17 DIESE. **O Processo de privatização do setor elétrico brasileiro: o caso ESCELSA.** (s.l.), 1995.
- 18 ELETROBRÁS. **Plano 2015: plano nacional de energia elétrica 1993/2015.** Rio de Janeiro, 1994. v. II: Estudos básicos.
- 19 \_\_\_\_\_. **Modelo de simulação a subsistemas equivalentes – MSSSE : manual de utilização.** Rio de Janeiro, 1993. Versão 5/Modificação 7.
- 20 \_\_\_\_\_. **Modelo de simulação a usinas individualizadas – MSUI.** Rio de Janeiro, 1993.
- 21 \_\_\_\_\_. **ELETROBRÁS 30 anos.** Rio de Janeiro, 1992.
- 22 \_\_\_\_\_. **Análise comparativa de métodos probabilísticos para a avaliação da energia garantida.** Rio de Janeiro, 1990.
- 23 \_\_\_\_\_. **Plano nacional de energia elétrica 1987/2010 - Plano 2010 : relatório executivo.** Rio de Janeiro, 1988.
- 24 ELETRONORTE; GCPS/CTEE/GTPE. **Relatório da força tarefa 2 do GCPS/GTPE.** (s. l.), 1989.
- 25 ELETROSUL. **Energia garantida baseada no valor econômico das gerações e dos intercâmbios.** (s. l.), 1989.
- 26 \_\_\_\_\_. **Metodologia de rateio da energia garantida - um procedimento estático.** (s. l.), 1987.

- 27 FEIL, Alex S. **Crêterios para tomada de decisões em investimentos de gera o em ambiente competitivo**. Projeto de Disserta o apresentado ao Curso de Mestrado em Engenharia Hidráulica da UFPR, Curitiba, 1996.
- 28 FILL, Heinz Dieter Oskar August . Análise da variabilidade do risco associado ao critério de energia firme em um sistema hidrelétrico. (s.l.), **Revista Brasileira de Engenharia - Caderno de Recursos Hídricos**, v. 3, n. 1, p.5-17, mai. 1985.
- 29 FILL, Heinz Dieter. Análise crítica do planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro. **Revista Técnica**, Curitiba, p.12-23, dez. 1984.
- 30 FORTUNATO, Luiz Alberto Machado; ARARIPE NETO, Tristão de Alencar; ALBUQUERQUE, João Carlos Ribeiro de; PEREIRA, Mario Veiga Ferraz. **Introdu o ao planejamento da expansão e opera o de sistemas de produ o de energia elétrica**. Niterói : Universidade Federal Fluminense, EDUFF, 1990.
- 31 FUNDA O CENTRO TECNOLÓGICO DE HIDRÁULICA. **Gerenciamento de sistemas de recursos hídricos de grande porte**. Curso ministrado em São Paulo, SP., 6-10 jul. 1987. São Paulo, FCTH, 1987.
- 32 FURNAS. **C culo da energia garantida por usina através dos modelos Eros/Proteu e um critério econômico-probabilístico de rateio : linhas de a o no prosseguimento das atividades**. (s. l.), 1987.
- 33 FURNAS; GCPS/CTEE/GTPE. **Relatório da força tarefa 3 do GCPS/GTPE**. (s. l.), 1989.
- 34 GCOI. **Livros do GCOI - resumo das regras relativas   opera o coordenada otimizada pelo GCOI**. (s.l.), 1998.
- 35 \_\_\_\_\_. **Plano de opera o para 1998 Sul/Sudeste - Norte/Nordeste**. Rio de Janeiro, 1997.
- 36 \_\_\_\_\_. **Plano de opera o para 1997 Sul/Sudeste - Norte/Nordeste**. Rio de Janeiro, 1996.
- 37 \_\_\_\_\_. **Determina o de intercâmbios de energia entre subsistemas equivalentes pela equaliza o dos valores da  gua – BACUS**. (s.l.), 1987.
- 38 GCOI/GCPS. **I Encontro técnico GCOI-GCPS sobre critérios de suprimento entre empresas - relatório final e síntese das metodologias adotadas no GCOI e GCPS e suas diversidades**. Nova Odessa, São Paulo, 1991.
- 39 GCPS/GCOI **Estabelecimento de critérios probabilísticos de suprimentos de energia elétrica e sua aplica o**. Rio de Janeiro, (198-).

- 40 GCPS. **O plano indicativo de obras de referência.** Reunião do Comitê Diretor, Rio de Janeiro, 22 out. 1998.
- 41 \_\_\_\_\_. **Programa decenal de geração 1998-2007.** Rio de Janeiro, 1998.
- 42 \_\_\_\_\_. **Programa decenal de geração 1997-2006.** Rio de Janeiro, 1997.
- 43 \_\_\_\_\_. **Plano decenal de expansão 1997-2006.** Rio de Janeiro, 1996.
- 44 \_\_\_\_\_. **Programa decenal de geração 1996-2005.** Rio de Janeiro, 1996.
- 45 \_\_\_\_\_. **Programa decenal de geração 1994-2003.** Rio de Janeiro, 1993.
- 46 \_\_\_\_\_. **Programa decenal de geração 1990-1999.** Rio de Janeiro, 1990.
- 47 GCPS/CTEE/GTPE. **Energia garantida incremental como critério de rateio na fixação dos contratos de suprimento - aplicação dos critérios analisados na equipe.** (s.l.), 1992.
- 48 \_\_\_\_\_. **Estudos de critérios de garantia de suprimento - ETAPA 2 : análise do custo de déficit por patamares.** Rio de Janeiro, 1991.
- 49 \_\_\_\_\_. **Relatório da força tarefa 1 : aplicação para cálculo da energia garantida com simulação probabilística individualizada.** Belo Horizonte, 1987.
- 50 GCPS/GTQG. **Alternativas de médio prazo para referência nos estudos do GCPS no ciclo 1997.** Rio de Janeiro, 1997.
- 51 \_\_\_\_\_. **Relatório do ciclo de planejamento 1995.** Rio de Janeiro, 1996.
- 52 GTQG. **SUISHI – Simulação cronológica detalhada do sistema hidrotérmico multi-reservatórios.** 29º Reunião do GTQG, Rio de Janeiro, 01 jul. 1998.
- 53 KAMOGAWA, Luiz Fujio. **Planejamento da expansão da geração.** Curitiba : COPEL, 1994.
- 54 \_\_\_\_\_. **Energia garantida e incremental - erros amostrais associados ao número de séries sintéticas utilizado nas simulações.** Curitiba : COPEL, 1991. Documentação Histórica.
- 55 \_\_\_\_\_. **Influência do critério de ponderação do intercâmbio de energia nas energias garantidas da região sul.** Curitiba : COPEL, 1991.

- 56 KELMAN, Jerson. **Programação dinâmica estocástica para operação otimizada de sistemas hidrotérmicos**. Notas de aula do Curso de Mestrado em Engenharia Hidráulica da UFPR, Curitiba, 1994.
- 57 KLIGERMAN, Alberto S.; PEREIRA, Mário Veiga F. Operação ótima de subsistemas hidrotérmicos equivalentes utilizando programação dinâmica estocástica dual. **Eletoevolução – Sistema de Potência**, v. 1, n. 1, p.62-67, out./dez. 1994.
- 58 LIMA, José Luiz. **Políticas de governo e desenvolvimento do setor de energia elétrica: do código de águas à crise dos anos 80 (1934 -1984)**. Rio de Janeiro : Centro da Memória de Eletricidade no Brasil, 1995.
- 59 LOUCKS, Daniel P.; STEDINGER, Jery R.; HAITH, Douglas A. **Water resource systems planning and analysis**. 1981.
- 60 LUNDEQVIST, Carl Goran; VAZ, Paulo Cezar T. de Melo. **Energia garantida de usinas por critério econômico e simulação probabilística otimizada**. (s.l. : s.n.), (198-).
- 61 MORAES Júnior, Jorge Queiroz. Competição, produtividade e participação privada: a experiência internacional e a realidade brasileira. In: SEMINÁRIO REFORMULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO (1994 : Rio de Janeiro). **Anais...** Rio de Janeiro : Conselho Mundial de Energia - Comitê Brasileiro, 1994, p.296-310.
- 62 MYAMOTO, Akio. **Análise energético/econômica de programas de expansão**. (s.l. : s.n.), (19--).
- 63 OLADE/BID. **Modelo SUPER/OLADE-BID** : módulo de despacho hidrotérmico (MODDHT). (s.l.), 1993.
- 64 PEREIRA, Mário V. F.; PINTO, L. M. V. G. Stochastic optimization of a multireservoir hydroelectric system: a decomposition approach. **Water Resources Research**, v. 21, n. 6, p.779-792, jun. 1985.
- 65 PINHEIRO Machado, José Franco. **Operação complementar de usinas termoelétricas no contexto da teoria estocástica dos reservatórios**. Curitiba, Universidade Federal do Paraná, 1992, 130p.
- 66 PRAIS, Marcelo; PORTO, Talita de Oliveira. **Análise comparativa de critérios de probabilidade anual de déficit e de custo de déficit de energia**. Rio de Janeiro, (s. n.), (198-).
- 67 RAMOS, Dorel Soares; CASTRO, Roberto. **Planejamento indicativo: uma proposta para discussão**. II Seminário do Subcomitê de Planejamento e Meio Ambiente, Quito, ago. 1998.

- 68 RAMOS, Fábio. Competição, produtividade e participação privada: a experiência internacional e a realidade brasileira. In: SEMINÁRIO REFORMULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO (1994 : Rio de Janeiro). **Anais...** Rio de Janeiro : Conselho Mundial de Energia - Comitê Brasileiro, 1994, p.387-411.
- 69 RODRIGUES, Adriano P.; DIAS, Danilo de S. **Petróleo, livre mercado e demandas sociais 1993-2010**. São Paulo : Instituto Liberal, (s. d.). v.5: Investimentos necessários no setor elétrico.
- 70 RODRIGUES, Adriano P.; HERMANN, Jennifer. Condições econômico-financeiras do setor elétrico no Brasil. **São Paulo Energia**, ano VI, n. 59, p.19-38, dez. 1989.
- 71 ROSENBLATT, José; PACIORNIK, Newton. Planejamento com incertezas: principais conseqüências. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Anais...** Florianópolis, 1995.
- 72 ROSENBLATT, José. **Custo de déficit por patamares e racionamento preventivo no MSSSE**. Rio de Janeiro : Eletrobrás, 1987.
- 73 \_\_\_\_\_. **Utilização da energia garantida como critério para o planejamento da expansão**. Rio de Janeiro : Eletrobrás, 1985.
- 74 SEN/ELETROBRÁS. **Etapa IV - Projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro** : relatório consolidado Etapa IV - 1. (s.l.), jun. 1997. v. II: Projeto comercial e regulamentar.
- 75 SILVA, Oduvaldo Barroso da. **Política nacional de recursos hídricos e o setor elétrico**. II Seminário do Subcomitê de Planejamento e Meio Ambiente, Quito, ago. 1998.
- 76 SILVEIRA, Alfredo Macial da. **Custos de déficit variáveis em presença de restrição planejada**. Rio de Janeiro : Eletrobrás, 1987.
- 77 SOARES, S.; CARNEIRO, A. A. F. M. Optimal operation of reservoirs for electric generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 6, n. 3, p.1101-1107, jul. 1991.
- 78 TERRY, L. A.; PEREIRA, M. V. F.; ARARIPE Neto, T. A.; SILVA, L. F. C. A.; SALES, P. R. H. Coordinating the energy generation of the brazilian national hydrothermal electrical generating system. **Interfaces** 16, p.16-38, jan.-fev. 1986.
- 79 VENTURA Filho, A.; ALBUQUERQUE, J. C. R.; ROSENBLATT, J. A. complementação térmica no sistema gerador brasileiro predominantemente hidrelétrico – conceituação, economicidade, dimensionamento e adequação. In: IX

SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Anais...** Belo Horizonte, 1987.