

RODRIGO TAMAROZI



**IDENTIFICAÇÃO, MODELAGEM E MITIGAÇÃO DE RISCOS
EM OPERAÇÕES DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA NO MERCADO BRASILEIRO**

Dissertação apresentada como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre, pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental, do Setor de Tecnologia, da Universidade Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Dr. Fabio Ramos

CURITIBA

2002

RODRIGO TAMAROZI

**IDENTIFICAÇÃO, MODELAGEM E MITIGAÇÃO DE RISCOS EM
OPERAÇÕES DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO
MERCADO BRASILEIRO**

**Dissertação apresentada como requisito
parcial à obtenção do grau de Mestre,
pelo Programa de Pós-Graduação em
Engenharia de Recursos Hídricos e
Ambiental, do Setor de Tecnologia, da
Universidade Federal do Paraná.**

Orientador: Prof. Dr. Fabio Ramos

CURITIBA

2002

IDENTIFICAÇÃO, MODELAGEM E MITIGAÇÃO DE RISCOS EM OPERAÇÕES DE
COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO MERCADO BRASILEIRO.

por

RODRIGO TAMAROZI

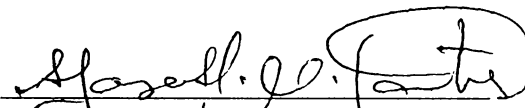
Dissertação aprovada como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre no Programa de Pós-graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental do Setor de Tecnologia da Universidade Federal do Paraná, pela comissão formada pelos professores:

PRESIDENTE:

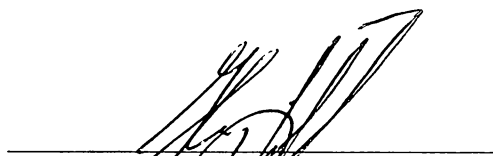


FÁBIO RAMOS
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
UFPR

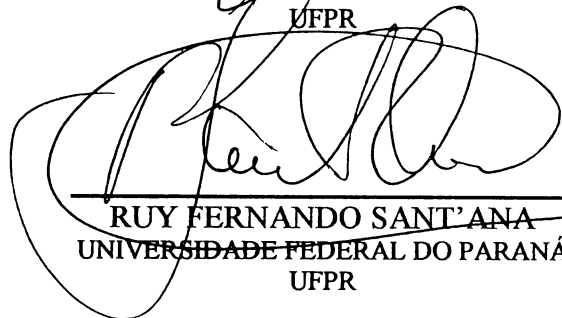
MEMBROS:



AFONSO HENRIQUES M. SANTOS
ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA
DE ITAJUBA -EFEI



HEINZ DIETER FILL
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
UFPR



RUY FERNANDO SANT'ANA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
UFPR

Curitiba, 19 de novembro de 2002.

DEDICATÓRIA

Aos que afastam os demônios colocando
luzes sobre a escuridão.

Aos que mantêm acesas as luzes dos
caminhos alternativos.

Aos que fazem seu próprio caminho.

AGRADECIMENTOS

À minha família por aceitar a convivência diária e pelo amor incondicional.

Ao Fabio pela oportunidade, incentivo e exemplo.

A todos do Grupo RHE pelo acolhimento, pela amizade conquistada e pela característica que nos torna um grupo, a partilha de conhecimentos e anseios.

A todas as pessoas que me influenciaram positivamente. Seus nomes não escrevo no papel, mas reforço no coração.

EPÍGRAFE

A idéia revolucionária que define a fronteira entre os tempos modernos e o passado é o domínio do risco: a noção de que o futuro é mais do que um capricho dos deuses e de que homens e mulheres não são passivos ante a natureza.

Peter L. Bernstein, em *Desafio aos Deuses*.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	viii
LISTA DE GRÁFICOS.....	ix
LISTA DE TABELAS.....	x
LISTA DE SIGLAS.....	xi
RESUMO.....	xii
ABSTRACT.....	xiii
1 INTRODUÇÃO.....	1
2 OBJETIVO E ESTRUTURAÇÃO DA DISSERTAÇÃO.....	4
3 A QUESTÃO DA GESTÃO DE RISCOS.....	5
3.1 CONCEITOS.....	7
3.1.1 Conceito de Risco.....	7
3.1.2 Conceito de Gestão de Riscos.....	8
3.1.2.1 A motivação para gerenciar riscos.....	9
3.1.2.2 O processo de gestão de riscos.....	10
3.1.2.2.1 A medida do risco.....	12
3.1.3 Conceito de Identificação de Fatores Geradores de Riscos.....	15
3.1.4 Conceito de Modelo.....	15
3.1.5 Conceito de Aceitação de Riscos.....	16
3.1.6 Conceito de Mitigação de Riscos.....	16
3.2 A GESTÃO DE RISCOS NO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	17
3.2.1 Características do Mercado de Energia Elétrica.....	18
3.3 AS FUNÇÕES DE COMERCIALIZAÇÃO E DE GESTÃO DE RISCOS NO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	24
4 A IDENTIFICAÇÃO, MODELAGEM E MITIGAÇÃO DE RISCOS EM OPERAÇÕES DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO MERCADO BRASILEIRO.....	27

4.1 IDENTIFICAÇÃO DE RISCOS.....	27
4.2 MODELAGEM DE RISCOS.....	32
4.3 MITIGAÇÃO DE RISCOS.....	34
4.4 RISCOS.....	35
4.4.1 Riscos de Mercado.....	35
4.4.1.1 Fator gerador de risco: variação de preço de mercado.....	35
4.4.1.1.1 Conceito de submercado.....	38
4.4.1.2 Fator gerador de risco: incerteza na evolução da oferta e demanda.....	45
4.4.1.3 Fator gerador de risco: estratégia comercial.....	52
4.4.1.4 Fator gerador de risco: inadimplência.....	53
4.4.2 Riscos Técnicos e Climáticos.....	56
4.4.2.1 Fator gerador de risco: operação das usinas.....	56
4.4.2.2 Fator gerador de risco: hidrologia.....	57
4.4.3 Riscos Econômico-Financeiros.....	59
4.4.3.1 Fator gerador de risco: variação de tributos.....	59
4.4.3.2 Fator gerador de risco: variação de custos de investimento e de financiamento.....	60
4.4.4 Riscos Jurídicos e Institucionais.....	62
4.4.4.1 Riscos jurídicos.....	62
4.4.4.1.1 Fator gerador de risco: normatização.....	62
4.4.4.1.2 Fator gerador de risco: contrato.....	63
4.4.4.2 Riscos institucionais.....	64
4.4.5 Tabela Resumo dos Riscos.....	66
5 PROPOSTA DE MECANISMOS PARA A MITIGAÇÃO DE RISCOS.....	69
5.1 COMENTÁRIOS GERAIS SOBRE MECANISMOS PARA A MITIGAÇÃO DE RISCOS.....	69
5.2 O CONTRATO DE BANCABILIDADE DE PROJETOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CBP).....	70

5.2.1	Premissas para a Concepção do CBP.....	71
5.2.2	O Arranjo Comercial.....	71
5.2.3	O Prêmio do CBP.....	76
5.2.4	A Reserva de Bancabilidade (R_B).....	80
5.3	A ALOCAÇÃO DE BLOCOS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	82
5.3.1	Exemplo de Alocação de Blocos de Energia Elétrica.....	86
6	ESTUDO DE CASO.....	91
6.1.	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE.....	97
7	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	99
	GLOSSÁRIO.....	102
	REFERÊNCIAS.....	104
	DOCUMENTOS CONSULTADOS.....	107
	ANEXOS.....	110
ANEXO 1 –	RESUMO DO ARCABOUÇO LEGAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	111
ANEXO 2 –	RESUMO DO MERCADO DE DERIVATIVOS.....	127
ANEXO 3 –	SISTEMA DE OFERTA DE PREÇOS E QUANTIDADES COMO MODELO DE DESPACHO E DE FORMAÇÃO DE PREÇOS NO MERCADO DE CURTO PRAZO.....	137

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 –	PRINCIPAIS ELEMENTOS PARA A ANÁLISE DE RISCOS.....	10
FIGURA 2 –	RETORNOS DE TÍTULOS DE MÉDIO PRAZO.....	13
FIGURA 3 –	A MEDIÇÃO DO VALOR NO RISCO.....	14
FIGURA 4 –	O PAPEL DO AGENTE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	24
FIGURA 5 –	CONTABILIZAÇÃO NO MAE, BASEADA NAS DIFERENÇAS.....	37
FIGURA 6 –	ARRANJO COMERCIAL DO CONTRATO DE BANCABILIDADE DE PROJETOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	72
FIGURA 7 –	EXEMPLO DE FLUXO DE CAIXA DO PIEE (USINA HIDRELÉTRICA) COM CBP.....	74
FIGURA 8 –	EXEMPLO DE PREÇOS DO MAE, DESTACANDO A POSSÍVEL ÁREA DE EXPOSIÇÃO DO OFERTANTE DO CBP.....	75
FIGURA 9 –	CURVA DE FREQUÊNCIA DOS PREÇOS DO MAE, DESTACANDO A POSSÍVEL ÁREA DE EXPOSIÇÃO DO OFERTANTE DO CBP.....	75
FIGURA 10 –	EXEMPLO DE HISTÓRICO DA RESERVA DE BANCABILIDADE DO OFERTANTE DO CBP.....	81
FIGURA 11 –	EXEMPLO DE DIVISÃO DE UM BLOCO DE ENERGIA ELÉTRICA EM BLOCOS MENORES.....	83
FIGURA 12 –	EXEMPLO DE COMPORTAMENTO DE PREÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA EM FUNÇÃO DA DURAÇÃO DO CONTRATO E SEU INÍCIO.....	84
FIGURA 13 –	HIPÓTESE 1 DE ALOCAÇÃO DE BLOCOS.....	87
FIGURA 14 –	HIPÓTESE 2 DE ALOCAÇÃO DE BLOCOS.....	87

LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1 – BALANÇO ENERGÉTICO DO SISTEMA INTERLIGADO (MW.MÉDIOS) – OFERTA ACUMULADA.....	51
GRÁFICO 2 – CURVAS DE FREQUÊNCIA DE RECEITAS.....	89
GRÁFICO 3 – EVOLUÇÃO DA RESERVA DE BANCABILIDADE DO CBP.....	94
GRÁFICO 4 – IDEM ANTERIOR COM DETALHAMENTO.....	95
GRÁFICO 5 – RENTABILIDADE DA RESERVA DE BANCABILIDADE.....	96
GRÁFICO 6 – VARIAÇÃO DO PRÊMIO DO CBP COM A VARIAÇÃO DA PROBABILIDADE DE SUCESSO DA RESERVA DE BANCABILIDADE.....	98

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – DIFERENÇAS DOS MERCADOS FINANCEIRO E DE ENERGIA.....	19
TABELA 2 – PREÇOS DO MAE NO ANO 2000 (R\$/MWh).....	40
TABELA 3 – DIFERENÇAS MÉDIAS ENTRE PREÇOS DO MAE NO ANO 2000 (R\$/MWh).....	41
TABELA 4 – PREÇOS DO MAE NO ANO 2001 (R\$/MWh).....	42
TABELA 5 – DIFERENÇAS MÉDIAS ENTRE PREÇOS DO MAE NO ANO 2001 (R\$/MWh).....	42
TABELA 6 – BALANÇO ENERGÉTICO DO SISTEMA INTERLIGADO (MW.MÉDIOS) – OFERTA ACUMULADA.....	50
TABELA 7 – EXEMPLO DE TABELA DE <i>CREDIT SCORE</i>	55
TABELA 8 – RESUMO DOS RISCOS.....	67
TABELA 9 – PREÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA EM FUNÇÃO DA DURAÇÃO DO CONTRATO E SEU INÍCIO (R\$/MWh).....	86
TABELA 10 – CARACTERÍSTICAS DOS BLOCOS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	88
TABELA 11 – VALORES ESPERADOS E DESVIOS-PADRÃO DAS COMBINAÇÕES DE RECEITAS.....	90
TABELA 12 – DADOS PARA O ESTUDO DE CASO.....	91
TABELA 13 – VALORES ESPERADOS E DESVIOS-PADRÃO DAS SÉRIES DE PREÇOS DO MAE.....	92

LISTA DE SIGLAS

ANEEL –	Agência Nacional de Energia Elétrica
BM&F –	Bolsa de Mercadorias e Futuros
CBEE –	Comercializadora Brasileira de Energia Elétrica
CBP –	Contrato de Bancabilidade de Projetos de Geração de Energia Elétrica
CCVE –	Contrato de Compra e Venda de Energia
CDE –	Conta de Desenvolvimento Energético
CNPE –	Conselho Nacional de Política Energética
f.d.p.(.) –	Função de distribuição de probabilidade
IPA –	Índice de Preços por Atacado, publicado pela Fundação Getúlio Vargas – FGV (IPA-DI: compreende o período entre o primeiro e o último dia do mês de referência)
MAE –	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MRE –	Mecanismo de Realocação de Energia
O&M –	Operação e Manutenção
ONS –	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P (.) –	Probabilidade
PIEE –	Produtor Independente de Energia Elétrica
PND –	Plano Nacional de Desestatização
PPA –	<i>Power Purchase Agreement</i> (Contrato de compra e venda de energia)
PPT –	Programa Prioritário de Térmicas do Governo Federal
PROINFA –	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RE-SEB –	Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
TEO –	Tarifa de Energia de Otimização
TIR –	Taxa Interna de Retorno
<i>VaR</i> –	<i>Value at risk</i> (Valor em risco)
VPL –	Valor Presente Líquido

RESUMO

Esta dissertação apresenta propostas para a identificação, modelagem e mitigação de riscos, cujos impactos financeiros sejam relevantes, em operações de comercialização de energia elétrica no mercado brasileiro. Considera que o modelo deste mercado é fundamentalmente competitivo em alguns de seus segmentos, com agentes públicos e privados, e que esta competição possibilita que tanto os agentes do setor quanto a sociedade percebam os diversos riscos inerentes aos negócios, dos quais, muitos não eram aparentes no modelo anterior. Destaca que a figura do agente de comercialização é fundamental para o funcionamento do novo modelo do setor, sendo que este pode desempenhar também a função de gestão de riscos, que é de grande importância, devido: i) à complexidade das transações comerciais no setor, fundamentais para seu desenvolvimento; e ii) à grande quantidade de variáveis cujos impactos financeiros são relevantes. Apresenta a importância da adequada internalização dos riscos nas análises de investimentos em projetos e da adequada gestão de riscos aplicada ao setor elétrico, pois é através dela que se possibilitará a necessária expansão do setor. Expansão esta que tem encontrado entraves recentemente, o que levou o País a um racionamento no ano de 2001. Identifica os riscos mais relevantes, classificando-os em riscos de mercado, técnicos e climáticos, econômico-financeiros, jurídicos e institucionais. Identifica alguns mecanismos de formação dos fatores geradores de riscos e propõe a modelagem destes. Propõe soluções específicas para a mitigação de riscos vivenciados pelos agentes do setor elétrico brasileiro. Apresenta um estudo de caso com a aplicação de um mecanismo de mitigação de risco proposto – o Contrato de Bancabilidade de Projetos de Geração de Energia Elétrica (CBP). Apresenta conclusões referentes ao presente trabalho e recomendações para trabalhos futuros e complementares.

Palavras-chave: Comercialização; Energia Elétrica; Análise de Riscos; Mitigação de Riscos

ABSTRACT

This dissertation presents proposals for the identification, modeling and mitigation of risks, whose financial impacts are relevant, in operations of electric energy trading in the Brazilian market. It considers that the model of this market is basically competitive in some of its segments, with public and private agents, and that this competition makes possible that the agents of the sector as much as the society notices the many risks inherent to the businesses, of which, many were not apparent in the previous model. It makes evident that the figure of the trading agent is basic for the functioning of the new model of the sector, and that this agent can also play the roll of risk management, which is of great importance, due to i) the complexity of the commercial transactions in the sector, basic for its development; and ii) the great amount of variables whose financial impacts are relevant. It presents the importance of the adequate risk internalization in the analyses of investments in projects, and of the adequate risk management applied to the electric sector, because it is through it that the necessary expansion of the sector will be made possible. Expansion that has found difficulties recently, that led the country to a rationing in the year 2001. It identifies the most relevant risks, classifying them in market, technical and climatic, economic-financial, legal and institutional risks. It identifies some formation mechanisms of the generating factor of risks and proposes the modeling of them. It proposes specific solutions for the mitigation of risks applied to the agents of the Brazilian electric sector. It presents a case study with the application of a purposed risk mitigation mechanism – the Electric Energy Generation Projects Bankability Contract (Contrato de Bancabilidade de Projetos de Geração de Energia Elétrica – CBP). It presents conclusions regarding to the present work and recommendations for future and complementary works.

Key words: Trading; Electric Energy; Risk Analysis; Risk Mitigation

1 INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro vem passando por mudanças significativas desde o início do processo de implantação do novo modelo, a partir de meados da década de 90, tendo, como marco inicial das reformas, o saneamento das dívidas do setor, eliminando as inadimplências até 1993 através da lei nº 8.631/93¹.

Nesta mesma época o governo federal iniciou a adoção de medidas para desencadear o retorno da iniciativa privada ao setor elétrico, sendo considerada como a principal alternativa para a solução da falta de recursos do Estado, aumento da competição e efetivação do Plano Nacional de Desestatização – PND (COOPERS & LYBRAND, 1997).

Os objetivos principais deste novo modelo eram, e continuam sendo:

- assegurar a expansão confiável da oferta;
- atrair o capital privado para os investimentos necessários, e
- incentivar a eficiência e a modicidade de preços, através:
 - de competição onde for possível, e
 - de regulação onde for necessário.

A principal característica do novo modelo é a mudança da proposta monopolista com tarifas determinadas com base nos custos, para a proposta competitiva com preços a serem determinados pelas forças de mercado. Esta mudança fez com que diversos riscos inerentes aos negócios no setor de energia elétrica passassem a ter maior relevância por afetarem diretamente os agentes envolvidos.

¹ No anexo 1 é apresentado um resumo do arcabouço legal do setor elétrico brasileiro.

A adequada percepção destes riscos, sua inserção nos modelos de análise de investimentos de projetos, seu gerenciamento e absorção pelo mercado são bases para possibilitar que se atinjam os objetivos do modelo, o que deveria ter sido possibilitado pelo Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – RE-SEB, que visava conceber e detalhar o novo ambiente e as regras de funcionamento do mercado livre de energia elétrica (COOPERS & LYBRAND, 1997).

Entretanto, isto não ocorreu, o que levou a uma crise energética no ano de 2001, resultando em um racionamento de energia decretado pelo Governo Federal, com efeitos nocivos a toda a população brasileira e à economia. O que se pode deduzir é que as regras definidas até então não foram consideradas claras ou adequadas para estimular investimentos.

Mais recentemente, foi necessário se iniciar outro projeto, sendo desenvolvido pelo Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico², criado através da resolução nº18 da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, de 22 de Junho de 2001, com a missão de encaminhar propostas para corrigir disfuncionalidades correntes e propor aperfeiçoamentos para o referido modelo.

Percebe-se, porém, que, para que a expansão do setor elétrico se dê adequadamente, é fundamental a gestão de riscos nas operações comerciais. Deve haver uma mudança na forma de avaliar e gerenciar projetos, de forma a incluir os fatores geradores de risco. A principal falha do mecanismo hoje vigente da expansão é não identificar esta necessidade, procurando os diversos agentes (inclusive governo) alocar os riscos a outros, criando um interminável jogo de repasse dos riscos, inviabilizando o processo como um todo.

² Na data de conclusão desta dissertação a Revitalização ainda estava em desenvolvimento.

Há que se criar ou ao menos entender a função da gestão de riscos, e se apropriar corretamente seus custos, através de agentes especializados nesta atividade, e com possibilidade de obtenção de lastro financeiro suficiente para que os projetos de expansão venham a ter bancabilidade. É necessário propiciar mecanismos de proteção aos agentes do mercado de energia elétrica, de forma a que os riscos estejam bem caracterizados e dimensionados, possibilitando os investimentos necessários. Estes mecanismos poderão ser produtos padrão, bem como produtos especialmente desenvolvidos para o setor elétrico, de forma a atender as necessidades específicas de cada agente deste mercado.

A função de comercialização e a gestão de riscos a ela agregada tiveram sua importância aumentada, devido à complexidade das transações comerciais, fundamentais para o desenvolvimento do setor. Diante deste cenário apresenta-se neste trabalho uma proposta para a identificação e modelagem de alguns dos principais riscos em operações de comercialização de energia elétrica no mercado brasileiro, bem como se propõem mecanismos de mitigação destes riscos, e elabora-se detalhadamente o dimensionamento de um deles, o Contrato de Bancabilidade de Projetos de Geração de Energia Elétrica – CBP.

2 OBJETIVO E ESTRUTURAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

O objetivo geral deste trabalho é propor ferramentas úteis para a análise e mitigação de riscos nos negócios que envolvam a comercialização de energia elétrica no mercado brasileiro.

Como objetivos específicos do trabalho pode-se destacar os seguintes:

- tratar a gestão de riscos de forma estruturada;
- fornecer suporte qualitativo e quantitativo aos tomadores de decisão em negócios na comercialização de energia elétrica, para que se obtenha a adequada gestão dos riscos³ relativos a esta atividade;
- identificar riscos e explorar como podem ser tratados, ou modelados, abordando com maior profundidade os mais relevantes;
- propor mecanismos de mitigação e dimensionar um detalhadamente.

No capítulo 3 é explorada a questão da gestão de riscos, incluindo uma revisão da literatura, onde são apresentados os principais conceitos para a melhor compreensão do assunto, abordando as características específicas do mercado de energia elétrica. No capítulo 4 é apresentada a proposta para a identificação dos riscos e a modelagem de seus impactos e são feitas sugestões de mitigação para os principais riscos do setor elétrico brasileiro. No capítulo 5 são apresentados os dois mecanismos de mitigação de riscos que foram desenvolvidos para este trabalho. No capítulo 6 um estudo de caso é apresentado e discutido. As conclusões e recomendações são apresentadas no capítulo 7.

³ Neste trabalho o risco é entendido como a probabilidade de ocorrer um prejuízo financeiro relevante. O prejuízo financeiro relevante é aquele que pode prejudicar a viabilidade econômico-financeira de uma operação de comercialização de uma determinada empresa (agente), podendo até inviabilizar esta operação.

3 A QUESTÃO DA GESTÃO DE RISCOS

Toda atividade econômica tem uma relação risco versus retorno própria, que pode ser originada por um ou vários fatores. O adequado conhecimento desta relação é fundamental para a atuação comercial em ambiente competitivo. O melhor conhecimento e a melhor⁴ modelagem são os diferenciais entre os agentes atuantes em determinado mercado.

Viabilizar ou administrar negócios sem um conhecimento mínimo dos riscos envolvidos é inviável, bem como conhecer e trabalhar com todos os riscos. É preciso, portanto, encontrar um ponto ideal de conhecimento, ou seja, saber que riscos são relevantes e até onde se deve estudar cada um ou quanto investir no estudo de cada um.

Para que seja possível conhecer a relação risco versus retorno é preciso identificar os riscos e modelá-los de forma a quantificar sua interferência no retorno. Cada mercado tem características próprias, exigindo conhecimento específico para a identificação dos fatores de risco.

É importante perceber que a consideração dos riscos nas atividades econômicas pode ser dividida em dois processos distintos, que podem se confundir eventualmente, e são os seguintes:

- A internalização dos riscos nas análises de viabilidade econômica de projetos ou negócios, ou seja, a consideração – identificação, modelagem, aceitação e mitigação – dos riscos nos estudos de viabilidade, cálculo de retorno esperado, etc, de projetos ou negócios, ainda não iniciados;
- O gerenciamento de riscos, propriamente dito, onde o processo de

⁴ Melhor pode ser entendido neste contexto como suficientemente confiável e com custo aceitável.

consideração dos riscos se dá quando o projeto ou negócio já está em andamento.

Um projeto ou negócio bem conduzido desde o início deve considerar ambos os processos citados, levando em conta os riscos já nas análises de viabilidade comercial e posteriormente adequando os riscos conforme a necessidade, através de seu gerenciamento. Assim o primeiro processo tem uma característica mais estática, de previsão de condições para o longo prazo, e o segundo tem uma característica mais dinâmica, de adequação de condições para o curto e médio prazo.

Em mercados mais desenvolvidos, como o financeiro, ambos os processos têm sofrido evoluções continuamente, principalmente o gerenciamento de riscos. A internalização dos riscos nas análises de viabilidade comercial de projetos ou negócios tem por base a análise clássica de investimento sob incerteza, sendo que mais recentemente surgiu a chamada análise de opções ou opções reais, que considera o binômio risco versus retorno para efeito de análise de viabilidade de projetos, fazendo um paralelo com as opções financeiras (do mercado de derivativos). No gerenciamento de riscos, diversas são as ferramentas criadas recentemente, como valor no risco (*value at risk - VaR*), marcação a mercado (*marked-to-market*) e outras.

A essência de conhecimento dos riscos é a mesma para ambos os processos, na análise de projetos, ou no gerenciamento propriamente dito. O foco deste trabalho não limita sua aplicação a um ou outro processo, desta forma passa-se a denominar de gerenciamento ou gestão de riscos o processo geral de consideração de riscos que engloba os dois processos citados.

A gestão de riscos tem assumido grande importância nas atividades comerciais, pois pode ser o viabilizador de soluções para os mais diversos negócios.

Os riscos devem ser realocados de um agente para outro em certo mercado, de forma a que passe a ser gerenciado por aquele que: (i) está mais propenso e capacitado a suportar o risco, (ii) tem mais controle sobre a fonte de risco, ou, (iii) que demanda os menores custos para suportar o risco.

A seguir são apresentados algumas definições e conceitos no item 3.1. No item 3.2 é delineada a gestão de riscos no mercado de energia elétrica, enfatizando as características específicas do mercado de energia elétrica, e no item 3.3 são discutidas algumas características das funções de comercialização e de gestão de riscos.

3.1 CONCEITOS

Apresenta-se a seguir alguns conceitos que são úteis à melhor compreensão do trabalho.

3.1.1 Conceito de Risco

Segundo o dicionário MICHAELIS (1998, p. 1849), risco significa “possibilidade de perigo, incerto, mas previsível, que ameaça de dano a pessoa ou coisa”.

Esta definição é útil por considerar que o risco é algo previsível.

Segundo BERNSTEIN (1997, p. 8), “a palavra ‘risco’ deriva do italiano antigo *risicare*, que significa ‘ousar’. Neste sentido, o risco é uma opção, e não um destino”.

Nesta definição o autor busca a origem da palavra, e traduz o conceito de maneira simples, mas precisa, ou seja, o risco é uma opção e não um destino.

Como o interesse neste trabalho é direcionado para o aspecto financeiro, ou seja, o risco é entendido como a probabilidade de ocorrer um prejuízo financeiro, apresenta-se a seguir uma definição financeira do risco.

Para JORION (1997, p. 3), “risco pode ser definido como a volatilidade de resultados inesperados, normalmente relacionada ao valor de ativos ou passivos de interesse”, sendo este autor recomendado pela Bolsa de Mercadorias e Futuros – BM&F.

Esta definição parece carecer de precisão, talvez por um problema de tradução na referência consultada. Situações de absoluta incerteza (resultados inesperados) são difíceis de se imaginar, pois no mínimo, conhecem-se os limites de variação dos possíveis valores que o evento pode assumir.

Diante do exposto pode-se resumir o conceito de **risco** como sendo a **probabilidade de ocorrer um evento desfavorável**. O evento desfavorável pode ser de diversas naturezas, por exemplo, ocorrência catastrófica, desagradável ou um prejuízo financeiro.

Ressalta-se que a ocorrência é indesejável, mas não a exposição a ela. Por exemplo, em uma aposta que terá um vencedor e um perdedor, estar exposto a ambos os resultados pode ser desejável, pois há uma probabilidade de ser o vencedor, mas por outro lado ser o perdedor é uma ocorrência indesejável.

3.1.2 Conceito de Gestão de Riscos

Segundo o dicionário MICHAELIS (1998, p. 1031), gestão é o “ato de gerir. (...) administração, direção”.

Unindo este conceito com o conceito de risco apresentado, a **gestão de riscos** pode ser entendida como o **conjunto de atividades para a administração das probabilidades de ocorrerem eventos desfavoráveis**.

Este entendimento permite salientar que as probabilidades de ocorrerem eventos desfavoráveis, devem ser administradas, pois em geral a exposição a estas probabilidades é a única maneira de se obter o retorno desejado. Os riscos devem ser reduzidos apenas o suficiente para que se tornem aceitáveis.

Para aprofundar o entendimento da gestão de riscos a seguir são apresentados o item 3.1.2.1 onde se procura responder porquê adotar a gestão de riscos, e o item 3.1.2.2 onde se faz uma descrição de atividades do processo de gestão de riscos.

3.1.2.1 A motivação para gerenciar riscos

A gestão de riscos permite um melhor planejamento e até mesmo um melhor conhecimento do negócio, por exigir a pesquisa de todos os fatores que possam afetar um projeto, um negócio, uma empresa ou mesmo um mercado. Neste sentido, acredita-se que a gestão de riscos representa uma ferramenta indispensável no processo de aperfeiçoamento do modelo de gestão das empresas, em especial as que trabalham com *commodities*.

Ainda, entre as vantagens da gestão de riscos está a maior eficiência no resguardo do capital do acionista, pois com ela é possível montar uma estratégia que procure garantir uma rentabilidade mínima a este. Possibilita também a maior precisão para avaliar os fatores que podem impactar na formação de preços da *commodity*.

3.1.2.2 O processo de gestão de riscos

O processo de gestão de riscos pode ser resumido nas seguintes atividades (RAMOS et al., 2001):

- identificação (qualificação) de fatores geradores de riscos, de todos os grupos de riscos da atividade comercial;
- modelagem dos fatores geradores de risco (definição das funções de distribuição de probabilidade ou elaboração de cenários possíveis);
- modelagem do sistema afetado (Ex: fluxo de caixa do negócio);
- obtenção das relações risco versus retorno, através da distribuição de probabilidade do retorno financeiro;
- decisão e verificação de critérios e valores aceitáveis de risco versus retorno (aceitação de risco);
- com base nos resultados do modelo do sistema afetado, pode-se optar por utilizar mecanismos de mitigação dos riscos, para reduzir o risco associado a um certo retorno desejado.

Os principais elementos para a análise de riscos são apresentados na figura 1 a seguir.

FIGURA 1 – PRINCIPAIS ELEMENTOS PARA A ANÁLISE DE RISCOS



O fator gerador de risco é todo o elemento, cuja mudança de estado, influencia direta ou indiretamente o risco de determinada operação, por exemplo, a comercialização de energia elétrica.

O sistema afetado é o que transforma a distribuição de probabilidades do fator gerador de risco na distribuição de probabilidades da consequência do risco. Segundo DOOGE⁵ citado por TUCCI (1987, p. 215), “Sistema é qualquer estrutura, esquema ou procedimento, real ou abstrato, que num dado tempo de referência inter-relaciona-se com uma entrada, causa ou estímulo de energia ou informação; e uma saída, efeito ou resposta de energia ou informação”.

Destaca-se aqui que como os riscos de interesse neste trabalho são os financeiros, o sistema afetado é em geral o fluxo de caixa da empresa, do negócio ou da operação, sendo que o modelo de fluxo de caixa deve, até onde for possível, simular a real vida financeira destes. Como exemplos, FEIL (1999) propõe um modelo de fluxo de caixa para avaliação de empreendimentos hidrelétricos que fornece um bom compromisso entre detalhamento das variáveis e facilidade de uso; e CLEMENTE (2001) propõe um modelo de seleção da potência instalada ótima de pequenas centrais hidrelétricas – PCHs no contexto de mercados competitivos, consubstanciado em um *software* chamado *PCH.com*, que considera diversas hipóteses de comercialização da energia deste tipo de empreendimento.

A consequência do risco é o resultado do sistema afetado quando exposto ao fator gerador de risco.

⁵ DOOGE, J. C. I. Linear Theory of Hydrology Systems, ARS, Technical Bulletin, nº 1468, 1973

3.1.2.2.1 A medida do risco

Explorar-se-á a seguir o que vem sendo feito pelo mercado financeiro no que se refere a medir riscos.

Para mensurar o risco são utilizados desde modelos de *value-at-risk* até testes de *stress*, simulação Monte Carlo e outros. A cada dia, novos modelos aparecem, na tentativa de eliminar os pontos fracos dos antecedentes.

Não existe muita uniformidade no cálculo do risco de instituições financeiras, mas em comum, as metodologias para estimação do risco requerem conhecimentos sobre a mecânica dos mercados de interesse, alguma sofisticação matemática e sistemas computacionais e de informações confiáveis. No caso de risco operacional e risco legal, o problema de medir risco deve ser tratado em uma abordagem caso por caso. Tratando-se de risco de mercado e risco de crédito, algumas metodologias já se encontram em uso, e explicadas na literatura de finanças. No texto a seguir, concentrar-se-á em risco de mercado.

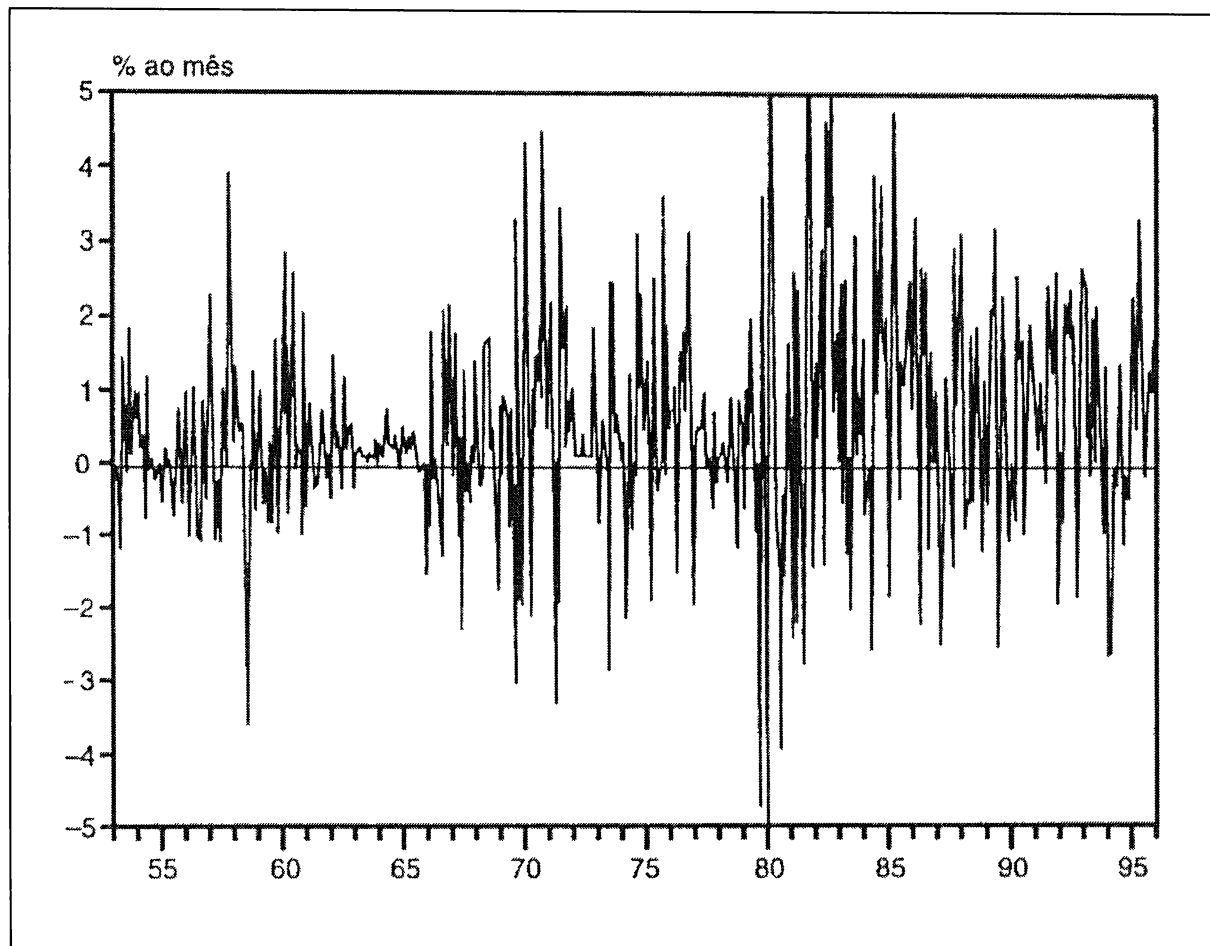
Diferentes medidas podem ser usadas no cálculo do risco de mercado absoluto de uma carteira de investimentos. Uma possibilidade é o desvio-padrão dos retornos passados, mas o mais em evidência atualmente é o *value-at-risk* (*VaR*).

Segundo JORION (1997, p. vii):

VaR é um método de mensuração de risco que utiliza técnicas estatísticas padrão, comumente usadas em outras áreas técnicas. Em linguagem formal, *VaR mede a pior perda esperada ao longo de determinado intervalo de tempo, sob condições normais de mercado e dentro de determinado nível de confiança.* (...) O J.P. Morgan, por exemplo, revelou em seu relatório anual de 1994, que o *VaR* de suas operações diárias era em média de US\$ 15 milhões, ao nível de 95% e com horizonte de um dia.

Como exemplo de *VaR* considere-se a figura 2, que traça retornos mensais de títulos do governo de médio prazo de 1953 a 1995.

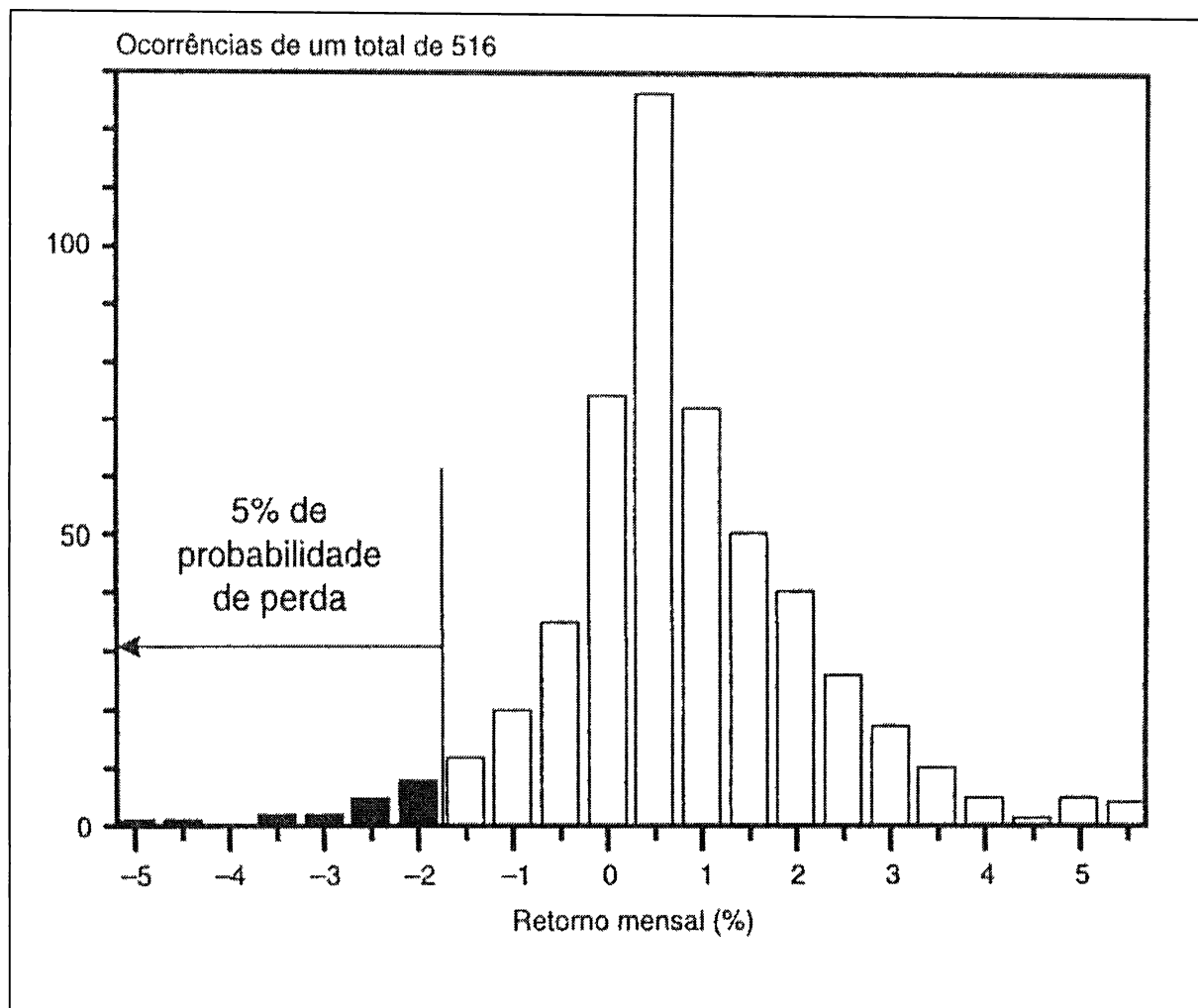
FIGURA 2 – RETORNOS DE TÍTULOS DE MÉDIO PRAZO



FONTE: JORION, 1997

Os retornos ficaram entre o mínimo de $-6,5\%$ e o máximo de $+12,0\%$. Constrói-se uma distribuição de probabilidade para os retornos mensais, a qual indica o número de ocorrências observadas no passado dentro de determinada faixa. Essa distribuição está representada na figura 3.

FIGURA 3 – A MEDIÇÃO DO VALOR NO RISCO



FONTE: JORION, 1997

Para cada retorno, pode-se computar uma probabilidade de observar um retorno menor. Escolha-se um nível de confiança – por exemplo, $\alpha = 95\%$. Para este nível, pode-se encontrar no gráfico um ponto que resulte em uma probabilidade de 5% de se obter um retorno menor. A partir da figura 3, esse número é $-1,7\%$, pois todas as ocorrências de retornos menores que $-1,7\%$ chegam a 5% do total de meses, ou seja, 26 dos 516 meses.

A grande motivação para o uso do conceito de *VaR* é que ele integra o risco de todo o ativo/passivo em uma única medida numérica, resumindo o risco total, por exemplo, de um banco para acompanhamento por sua diretoria. A grande deficiência

do conceito do *VaR* é que o risco é um conceito multidimensional; logo, a integração do risco total de uma instituição em uma única medida requer simplificações.

Há a questão de qual deve ser o valor aceitável de *VaR*. O que deve ser percebido é que o *VaR* é, na verdade, um valor de referência, e a história do seu uso irá indicar seu valor adequado. Sugere-se, portanto, que se efetue análise de sensibilidade sobre o que representariam diferentes valores de *VaR*, efetuando a discussão e o aprendizado dos seus significados.

3.1.3 Conceito de Identificação de Fatores Geradores de Riscos

Identificar um fator gerador de risco é identificar qualquer fator que possa interferir no sistema afetado, suas possíveis origens e condições de ocorrência. Por exemplo, a variação do preço de mercado da energia elétrica é um fator gerador de risco, pois afeta o fluxo de caixa dos agentes expostos a este preço. A origem da variação de preço é a dinâmica do mercado, sendo as condições de ocorrência, por exemplo, variações nas condições hidrológicas que causam impactos nas condições de oferta.

3.1.4 Conceito de Modelo

Modelo é uma versão simplificada de algum problema ou situação real destinado a ilustrar certos aspectos do problema, sem porém levar em conta todos os detalhes (MINE, 2001), seja por questão de custo, de tempo, ou de conhecimento.

Assim percebe-se que a modelagem, por simplificar o problema real, envolve um risco em si, pois alguns aspectos do problema acabam sendo desconsiderados. Conhecer adequadamente quais aspectos podem ser ignorados é por vezes difícil, e desprezar um fator relevante pode levar a resultados desastrosos.

3.1.5 Conceito de Aceitação de Riscos

A aceitação de risco é a verificação se determinados resultados são aceitáveis ou não, depois de obtida a distribuição de probabilidade da consequência do risco. Estes resultados podem ser por exemplo:

- Valor esperado e desvio padrão, da receita líquida do negócio, do valor presente líquido (VPL), ou da taxa interna de retorno (TIR).

Como exemplos de critério de aceitação de riscos, pode-se citar:

- $P(\text{déficit de suprimento} \geq 0) \leq 5\%$: critério de expansão do setor elétrico, significa que a cada 20 anos, em média, haverá um racionamento;
- $P(\text{TIR de um empreendimento} \leq \text{TIR de empreendimento alternativo}) \geq 33\%$: significa que há 67% de chance de este ser um empreendimento com TIR maior que o alternativo.

Se o resultado está fora de valores aceitáveis, há duas possibilidades: o negócio não é realizado ou busca-se formas de mitigação do risco.

3.1.6 Conceito de Mitigação de Riscos

A mitigação de risco é a redução (ou adequação) do risco a valores aceitáveis, sabendo-se que no que se refere à mitigação o que se deseja evitar não é necessariamente a ocorrência do fator gerador do risco, mas sua consequência. Para obter a mitigação do risco várias técnicas são possíveis, podendo ser agrupadas da seguinte forma:

- atuação no fator gerador de risco, por exemplo, i) criação de reservatórios: reduz risco de déficit, ii) “atrelamento” dos preços à variação cambial: reduz exposição cambial;
- criação de fator gerador de risco inversamente correlacionado para atuar

sobre o sistema afetado, por exemplo, i) seguros: gera uma receita quando a consequência é uma ocorrência indesejável, ii) opções: cria uma proteção caso ocorra o efeito oposto ao desejado para o fator gerador de risco;

- aumento da capacidade de absorção do risco: variação do valor aceitável do parâmetro selecionado.

A mitigação de riscos tem custos, que podem ser o custo de uma atividade tecnológica, ou um investimento, ou a absorção do risco, pelo próprio investidor no negócio base, ou por empresa dedicada à atividade de gestão de riscos (seguradora ou comercializadora, por exemplo).

No caso de ser realizada pelo próprio investidor no negócio base, a mitigação de riscos tem um custo que é refletido pelo valor esperado de um prejuízo, ou de uma taxa de mitigação do risco, ou diretamente pelo valor de um investimento (reservatório, por exemplo), logo, afeta o fluxo de caixa do investidor.

No caso de empresas que efetuam gestão de riscos a mitigação de risco tem um preço que é refletido pela reserva de capital necessário para cobrir o prejuízo, no nível aceitável de probabilidade de ocorrência e devidamente remunerada pela TIR desejada. Este preço é regulado ainda pela competição de mercado na oferta de produtos de mitigação de risco, e afeta o fluxo de caixa do comprador da mitigação do risco.

3.2 A GESTÃO DE RISCOS NO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

No mercado de energia elétrica brasileiro é possível que sejam desenvolvidas tecnologias de gestão de riscos atingindo o nível de se operar com derivativos de energia, de modo que este terá uma interface com o mercado de derivativos

financeiros⁶. Porém, o mercado de derivativos de energia está em um estágio embrionário, dependendo da definição de algumas regras de mercado. Mas, para que algum nível de interação entre os mercados financeiro e de energia possa ser planejado ou implantado, é preciso estar bem definidos aspectos específicos do mercado de energia elétrica.

A seguir procura-se responder quais são as características específicas do mercado de energia elétrica, comparando com o mercado financeiro quando possível.

3.2.1 Características do Mercado de Energia Elétrica

Segundo PILIPOVIC (1997, p. xv), “os mercados diferem significativamente uns dos outros através de diferenças nos tipos de indutores fundamentais de preço e como eles causam impactos nos preços de mercado”. (tradução: Rodrigo Tamarozi)

Tendo por base a experiência daquele autor pode-se descrever algumas das principais características do mercado de energia elétrica, conforme a seguir.

- a) Comparado com os mercados de energia, os mercados financeiros posicionam-se como mercados maduros, com relativamente poucos mistérios de modelagem a serem vencidos. Os mercados de energia são muito diferentes dos mercados financeiros, conforme se pode ver na tabela 1 a seguir.

⁶ No anexo 2 é apresentado um texto sobre o mercado de derivativos. Optou-se pela reprodução do texto original, por tratar-se de um raro texto sobre o mercado de derivativos com exemplos do mercado de energia elétrica, e pela riqueza de detalhes que apresenta.

TABELA 1 – DIFERENÇAS DOS MERCADOS FINANCEIRO E DE ENERGIA

QUESTÃO	NO MERCADO FINANCEIRO	NO MERCADO DE ENERGIA
Maturidade do mercado	Muitas décadas	Relativamente novo
Indutores fundamentais do preço	Poucos, simples	Muitos, complexos
Impacto de ciclos econômicos	Alto	Baixo
Frequência dos eventos	Baixa	Alta
Correlação entre a formação de preços de curto e de longo prazo	Alta	Baixa
Sazonalidade	Nenhuma	Chave para gás natural e eletricidade
Regulação	Pequena	Varia de pequena a muito alta
Atividade de mercado (liquidez)	Alta	Baixa
Centralização do mercado	Centralizado	Descentralizado
Complexidade dos contratos de derivativos	Maioria dos contratos são relativamente simples	Maioria dos contratos são relativamente complexos

FONTE: PILIPOVIC, 1997 (tradução: Rodrigo Tamarozi)

A esta tabela poderia ser acrescentado o acoplamento no tempo, ou seja, futuros distantes influenciam as decisões presentes. Este acoplamento é baixo no mercado financeiro e muito alto no mercado de energia, especialmente em um sistema hidrotérmico.

- b) Os mercados de energia são mais difíceis de modelar, pois respondem à interação dinâmica entre produção e demanda, entre transmissão e estocagem e entre compra e venda. Questões de armazenamento, transmissão, clima e avanços tecnológicos têm papel importante.

O que faz os mercados de energia tão diferentes dos mercados financeiros é o número excessivo de indutores fundamentais de preço, os quais causam um comportamento de preços extremamente complexo. Esta complexidade pode frustrar a habilidade de criar modelos quantitativos simples que capturem a essência do mercado.

- c) Quanto à resposta dos mercados a ciclos e eventos: a maioria dos mercados econômicos parece mover-se para cima e para baixo ao redor de algum tipo de nível de equilíbrio. Este nível de equilíbrio poderia ser uma taxa de juros histórica, o preço de uma *commodity*, etc. Este equilíbrio pode também ser chamado de nível médio. O processo de um mercado retornando ao seu nível de equilíbrio é chamado de “reversão à média” (PILIPOVIC, 1997).

A “reversão à média” descreve uma diferença crítica entre os mercados financeiros e de energia. Os mercados de taxas de juros exibem “reversão à média” relativamente fraca. A taxa de “reversão à média” das taxas de juros parece estar relacionada a ciclos econômicos, podendo ser considerados indutores fundamentais de preço. A situação da economia como um indutor fundamental pode ser diretamente traduzida em modelos financeiros através da inclusão da “reversão à média” (PILIPOVIC, 1997).

No caso de mercados de energia, entretanto, percebe-se “reversão à média” mais forte, e por razões diferentes daquelas que se aplicam à taxas de juros. A “reversão à média” nas *commodities* de energia parecem ser uma função de quão rápido o lado da oferta do mercado pode reagir a eventos ou quão rápido os eventos desaparecem. Secas e outros eventos

criam novos e inesperados desbalanços entre oferta e demanda. A “reversão à média” mede quão rapidamente estes eventos se dissipam ou a oferta e demanda retornam ao estado de balanço.

- d) Quanto ao impacto do suprimento (oferta): os mercados de energia funcionam com indutores fundamentais de preço, que não existem nos mercados financeiros: produção e armazenamento. Considerando os efeitos de longo prazo, os quais têm a ver com as expectativas de capacidade de produção e custo no longo prazo, pode-se citar como exemplo, que, os efeitos de sobre-capacidade no mercado de energia elétrica, e por quanto tempo a sobre-capacidade irá durar, causam impactos no preço durante um longo período de tempo.

Limitações de armazenamento levam os mercados de energia a ter volatilidade de preço *spot*⁷ muito mais alta do que é visto nos mercados financeiros.

O mercado de energia elétrica representa o caso extremo desta questão da limitação de armazenamento. De fato, a energia elétrica não pode ser armazenada⁸. Uma vez que todas as usinas elétricas alcancem a máxima capacidade possível não há mais energia a ser gerada. Enquanto não há mais energia elétrica nova para venda, a mesma unidade de energia

⁷ Preço no mercado de curto prazo. Para detalhamento do conceito de preço no mercado de curto prazo ver anexo 3.

⁸ Na verdade pode ser armazenada antes de ser gerada, na forma de energia potencial, nos reservatórios ou na forma de combustível, porém nestes casos o armazenamento também é limitado e, ainda, no momento de transformar esta energia em energia elétrica, há a limitação de capacidade de geração.

elétrica pode ser comprada e vendida. Não deveria ser uma surpresa que condições de mercado extremas como esta podem levar os preços de energia elétrica a alcançar facilmente níveis de múltiplos do nível de preço médio.

- e) O mercados de energia elétrica têm uma “dupla personalidade”. Os preços de energia são induzidos tanto por condições de curto prazo de armazenamento quanto por condições de longo prazo de potencial futuro de suprimento de energia.
- f) Quanto à regulação e falta de liquidez: ao modelar mercados de energia, deve-se lembrar de sua relativa juventude em termos de derivativos e gestão de riscos. Muitos mercados de energia elétrica foram desregulados recentemente, ou estão em processo de desregulamentação. Enquanto os mercados financeiros tiveram décadas para evoluir, os de energia deverão reproduzir esta evolução em um período mais curto.

Infelizmente, a relativa juventude dos mercados de energia apresenta um paradoxo clássico: Como se pode estabelecer o preço de novos produtos sem ter históricos de preços de mercado disponíveis?

Em termos quantitativos, os mercados de energia sofrem de uma falta de informação histórica de preços, assim como relativamente pequenos volumes de atividade atual do mercado (isto é referido como mercado sem liquidez). Não há suficiente informação de preços *spot* ou futuros fluindo através do mercado para estabelecer um entendimento universalmente aceito dos indutores fundamentais de preço ou das metodologias de precificação quantitativas. A falta de liquidez frustra o

processo de “descoberta do preço” através do qual os participantes do mercado podem perceber preços razoáveis sem necessariamente ter que comercializar para percebê-los.

Como a liquidez é a força vital da gestão de riscos, pode-se facilmente ver como a falta dela põe os mercados de energia à parte de mercados com maior liquidez.

- g) Quanto à descentralização dos mercados: os mercados financeiros são essencialmente centralizados em termos de local, capital e especialização, já os mercados de energia são altamente descentralizados. Em especial, os preços dependem de localização, por exemplo, o preço de um megawatt-hora (MWh) varia de acordo com o ponto de entrega, ou seja, a localização é um indutor fundamental de preço.
- h) Os mercados de energia requerem contratos mais “complexos”. O fator final que faz os mercados de energia tão diferentes pode ser encontrado no tipo de contratos financeiros requeridos pelos usuários finais de derivativos. Em taxas de juros, os contratos tendem a ser padronizados e relativamente fáceis de modelar. Usuários finais de derivativos financeiros acham que produtos relativamente simples servem à maioria das suas necessidades.

O que faz os contratos de energia tão diferentes é que um contrato comum de energia seria considerado “complexo” nos mercados financeiros maduros. Devido às necessidades dos usuários finais, os contratos de energia freqüentemente exibem uma complexidade de definição do preço e de características da entrega da *commodity*.

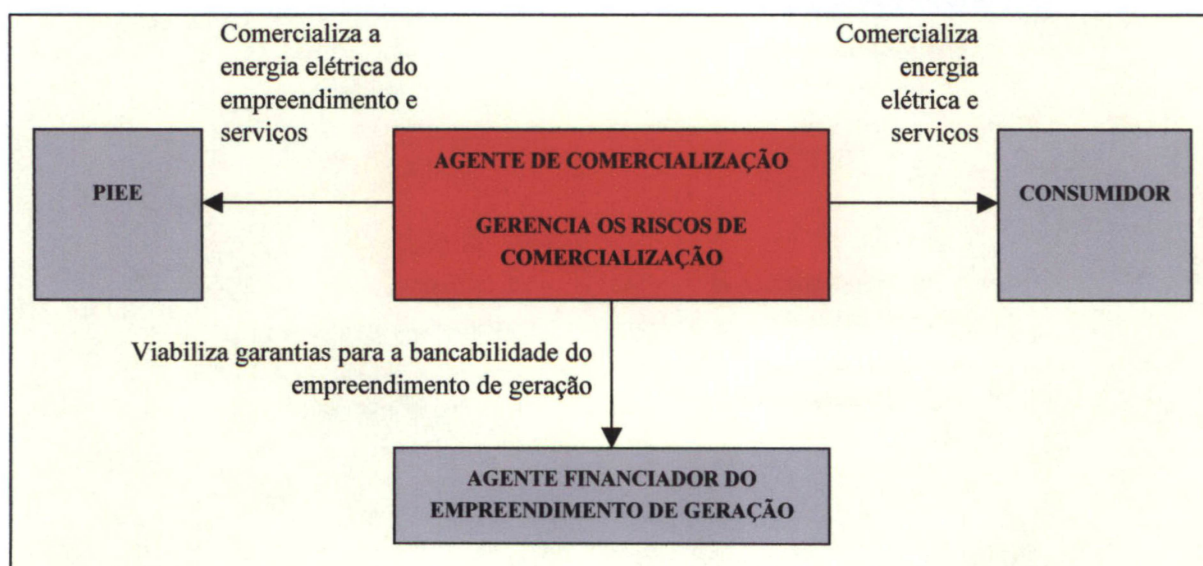
3.3 AS FUNÇÕES DE COMERCIALIZAÇÃO E DE GESTÃO DE RISCOS NO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

O modelo institucional vigente do setor elétrico brasileiro foi delineado de forma que a competição seja o mecanismo indutor da eficiência econômica e do equilíbrio entre oferta e demanda na indústria de energia elétrica.

Esta competição se dá nos segmentos de geração e de comercialização, sendo cada participante deste último, nas palavras de KUWABARA (2001, p. 26), “um agente catalisador dinâmico e ágil, capaz de unir os interesses conflitantes dos agentes detentores das fontes de energia e os agentes que a utilizam”.

A figura 4 a seguir ilustra de maneira genérica os interesses tanto dos geradores quanto do mercado comprador de energia, tendo o comercializador um papel de intermediação e de operação com os riscos envolvidos.

FIGURA 4 – O PAPEL DO AGENTE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA



Mais detalhadamente, o Produtor Independente de Energia Elétrica - PíEE⁹:

- quer garantir a bancabilidade do empreendimento;
- quer contrato de longo prazo;
- quer garantir, na pior hipótese, a cobertura dos custos do empreendimento;
- quer garantir o retorno desejado;
- quer garantir o recebimento pela venda;
- tem previsão de preços crescentes.

Por outro lado, o consumidor:

- quer contrato de curto prazo;
- quer garantia de entrega da energia;
- quer melhoria de qualidade no fornecimento;
- tem previsão de preços decrescentes.

Alguns destes interesses são conflitantes e todos expõem os envolvidos a algum grau de risco.

Dentre as diversas atividades relacionadas ao papel do agente de comercialização, um dos mais importantes é o de gestão de riscos. Isso não significa que a gestão de riscos esteja restrita ao agente de comercialização. Na verdade a função de gestão de riscos pode ser realizada por uma empresa que não é comercializadora, mas se relaciona com comercializadoras, por exemplo, um banco de investimentos, ou mesmo, qualquer outro agente do setor.

⁹ A Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995, definiu o conceito de PíEE, como sendo “a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco”.

Pode-se distinguir pelo menos três clientes para a função de gestão de riscos, descritos a seguir:

- um outro agente do setor, por exemplo, um gerador, um distribuidor, um consumidor, ou mesmo um comercializador. O agente de gestão de riscos vende seus conhecimentos através da prestação de serviços ou produtos, de forma a atender os objetivos do outro agente, por exemplo, reduzir os riscos de uma determinada operação;
- a própria empresa gestora de riscos que deseja: i) compor da melhor forma possível a sua carteira de ativos, ii) ter uma ferramenta para monitorar a cada instante a evolução desta carteira com a indicação de quais alterações são necessárias para melhorar o desempenho, e iii) avaliar o impacto de um novo ativo na carteira, fornecendo subsídios para a melhor negociação para a inserção deste;
- agentes de outros mercados (por exemplo, o mercado financeiro) que desejam investir no setor elétrico, mas têm pouco ou nenhum conhecimentos específico.

O gestor de riscos pode assumir riscos para terceiros e ganhar com isto. Os motivos pelos quais algum agente estaria disposto a pagar por esta assunção de riscos podem ser:

- o gestor de riscos tem melhor conhecimento das diversas variáveis envolvidas nos mais diversos negócios específicos do setor, e está mais preparado para adequar-se a novas situações;
- o contratante da gestão de riscos tem um foco específico e é melhor não se desviar dele, até por que a estrutura para gestão de riscos custa muito tempo e dinheiro.

4 A IDENTIFICAÇÃO, MODELAGEM E MITIGAÇÃO DE RISCOS EM OPERAÇÕES DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO MERCADO BRASILEIRO

A seguir, no item 4.1 é apresentada a proposta para a identificação dos riscos inerentes às atividades de comercialização do setor elétrico brasileiro, através de sua classificação em grupos, de maneira a melhor interpretá-los e facilitar a descrição de seus mecanismos de formação. No item 4.2 são apresentadas as opções para a modelagem destes riscos. No item 4.3 a aplicação da mitigação para estes riscos é comentada. No item 4.4 são apresentadas a identificação e sugestões de modelagem e mitigação¹⁰ dos riscos considerados relevantes, sendo ao final apresentada uma tabela resumo deste item.

4.1 IDENTIFICAÇÃO DE RISCOS

A adequada identificação – qualificação e descrição – de fatores de risco¹¹ nas operações de comercialização de energia elétrica no mercado brasileiro pode ser bastante trabalhosa, pois nem sempre é trivial diferenciar qual o tipo de risco presente em determinada operação. Cada operação pode ter um conjunto de riscos próprios, sendo este conjunto variável conforme os agentes envolvidos e peculiaridades específicas da operação.

¹⁰ No capítulo 5 serão apresentados os mecanismos de mitigação de riscos que foram desenvolvidos para este trabalho.

¹¹ Neste trabalho o risco é entendido como a probabilidade de ocorrer um prejuízo financeiro relevante. O prejuízo financeiro relevante é aquele que pode prejudicar a viabilidade econômico-financeira de uma operação de comercialização de uma determinada empresa (agente), podendo até inviabilizar esta operação.

Alguns procedimentos, que compõem uma proposta, podem facilitar este trabalho de identificação. O primeiro é segregiar os riscos em grupos, os quais podem ser, por exemplo, grupos de riscos similares, ou seja, com características gerais parecidas. O segundo é partir de algumas premissas, as quais são descritas a seguir.

As premissas para a identificação de riscos inerentes às atividades de comercialização do setor elétrico brasileiro, adotadas neste trabalho são:

a) O agente de comercialização é o agente catalisador da eficiência econômica da indústria de energia elétrica, sendo fundamental para o equilíbrio entre oferta e demanda;

b) A identificação dos fatores geradores de risco é feita pela visão do agente comercializador, que tem o interesse de reduzir os riscos dos outros agentes de maneira a ter um maior volume de negócios – cumprindo assim seu papel catalisador – e de operar com seus próprios riscos a fim de ter um negócio rentável;

c) Não se pretende ser exaustivo na identificação, mas identificar alguns dos riscos surgidos nas operações de comercialização, cujos impactos financeiros sejam relevantes, procurando qualificá-los e descrevê-los bem, tornando possível propor e dimensionar mecanismos de mitigação para alguns deles;

d) A identificação do risco se dará em função de sua origem ou seu fator gerador, não pela sua mitigação. Por exemplo, muitos riscos têm mitigação jurídica, mas seus fatores geradores são de outra natureza, neste caso a identificação se dará pela sua natureza.

Uma classificação voltada para o setor elétrico é apresentada por

MOROSOWSKI (2001), que sugere que no setor elétrico é conveniente dividir os riscos em “riscos de mercado” (preço e quantidade) e “riscos de planta” (custo de combustível e disponibilidade). Assim, o gerador estaria sujeito a quatro diferentes tipos de risco:

- Risco de Preço de Mercado: é um risco associado ao mercado de eletricidade. A qualquer momento em que a planta esteja gerando, o preço pode estar acima ou abaixo do esperado, devido a variações na oferta e na demanda de eletricidade. O gerador não pode, portanto ter certeza quanto ao nível de preço de mercado, que afeta receitas adicionais auferidas pelo gerador e pode frustrar a expectativa de recuperar os custos fixos da planta;
- Risco de Quantidade: é também um risco associado ao mercado de eletricidade e deve-se a variações nas condições de mercado, na medida em que afetam a produção. Variações nos preços de mercado em alguns períodos podem exigir que a planta opere mais ou menos horas do que o esperado, o que pode afetar não só as receitas do gerador, mas também seus custos variáveis de combustível, de operação e de manutenção;
- Risco de Preço de Combustível: este risco, específico de plantas termelétricas, extrapola o mercado de eletricidade, mas afeta a capacidade do gerador suprir este mercado. Variações nos preços de combustíveis afetam o custo de geração variável, o que altera não só o número de horas em que a planta opera, mas também as receitas líquidas auferidas nestas horas;
- Risco de Disponibilidade: deve-se a fatores exógenos ao mercado de eletricidade, mas é um problema bem conhecido pelos geradores. Mesmo que o gerador conheça o comportamento dos preços de eletricidade e do combustível e, em consequência, o número de horas em que a planta será despachada, não há garantia de que a planta estará disponível para gerar.

Problemas de disponibilidade podem impedir o gerador de produzir em períodos nos quais normalmente estaria auferindo lucros. A natureza aleatória dos problemas de indisponibilidade afeta, portanto as receitas totais do gerador.

Esta parece ser uma classificação mais voltada para sistemas termelétricos, assim para o sistema elétrico brasileiro, que é fundamentalmente hidrelétrico será proposta uma outra classificação como será visto. Tendo em vista que é do mercado financeiro que provêm as mais modernas ferramentas de gestão de riscos, é oportuno destacar como este classifica os riscos.

LEMGRUBER (2001, p. 104) afirma que, “O risco está presente em qualquer operação no mercado financeiro. Risco é um conceito ‘multidimensional’ que cobre quatro grandes grupos: risco de mercado, risco operacional, risco de crédito e risco legal, todos inter-relacionados.” Cada um destes riscos é descrito a seguir.

a) Risco de mercado: depende do comportamento do preço do ativo diante das condições de mercado. Para entender e medir possíveis perdas causadas por flutuações do mercado é importante identificar e quantificar o mais corretamente possível as volatilidades e correlações dos fatores que causam impactos na dinâmica do preço do ativo.

b) Risco operacional: está relacionado a possíveis perdas como resultado de sistemas e/ou controles inadequados, falhas de gerenciamento e erros humanos.

c) Risco de crédito: está relacionado a possíveis perdas quando um dos contratantes não honra seus compromissos. As perdas aqui estão relacionadas aos recursos que não mais serão recebidos. O risco de crédito pode ser dividido em três

grupos:

- Risco do país, como no caso das moratórias de países latino-americanos;
- Risco político, quando existem restrições ao fluxo livre de capitais entre países, estados, municípios etc. Pode ser originário de golpes militares, novas políticas econômicas, resultados de novas eleições etc;
- Risco da falta de pagamento, quando uma das partes em um contrato já não pode honrar seus compromissos assumidos.

d) Risco legal: está relacionado a possíveis perdas quando um contrato não pode ser legalmente amparado. Pode-se incluir aqui riscos de perdas por documentação insuficiente, insolvência, ilegalidade, falta de representatividade e/ou autoridade por parte de um negociador etc.

Alguns autores, como JORION (1997, p. 15) acrescentam a esta lista os riscos de liquidez que:

Podem ser divididos em *risco de liquidez de mercado/produto* e *risco de liquidez de fluxo de caixa/obtenção de recursos*. O primeiro surge quando uma transação não pode ser conduzida pelos preços de mercado prevalecentes, devido a uma atividade insuficiente de mercado (...). O segundo tipo de risco refere-se à impossibilidade de cumprir as obrigações relativas aos fluxos de caixa, o que pode forçar a liquidação antecipada de contratos, transformando perdas escriturais em perdas reais.

Com base nestas classificações e objetivando uma identificação que facilite a compreensão dos riscos e possa contribuir para a modelagem e proposição de mecanismos de mitigação, propõe-se a seguinte classificação para os fatores de risco nas operações de comercialização de energia elétrica no mercado brasileiro:

- Riscos de mercado;
- Riscos técnicos e climáticos;
- Riscos econômico-financeiros;
- Riscos jurídicos e institucionais.

4.2 MODELAGEM DE RISCOS

Após a identificação dos fatores geradores de risco, uma próxima etapa é quantificá-los e para tanto é necessária sua modelagem¹².

A modelagem de risco é provavelmente a etapa mais difícil do processo de gestão de riscos. Muitos erros podem ser cometidos, pois a modelagem é um risco em si, ou seja, para a maioria dos sistemas, muitas das grandezas relevantes são variáveis aleatórias e os modelos ajustados incluirão erros representáveis apenas estatisticamente.

A modelagem de risco pode ser dividida em duas partes:

- a modelagem de fatores geradores de risco;
- a modelagem do sistema afetado.

Como o interesse do estudo é nos riscos cujos impactos financeiros sejam significativos, o sistema afetado é o fluxo de caixa, podendo ter alterações conforme o fator gerador de risco, o agente exposto e a situação específica de exposição. E os parâmetros a serem obtidos do sistema afetado podem ser: valor presente líquido

¹² Na prática o processo de identificação, modelagem e mitigação de riscos é dinâmico, no sentido em que as etapas devem ser realimentadas com resultados das etapas posteriores. Assim, por exemplo, um risco identificado como relevante inicialmente, pode eventualmente, depois de modelado (e quantificado), mostrar-se menos importante, e vice-versa. Este processo dinâmico é de difícil reprodução teórica, até porque depende de resultados práticos, de forma que neste trabalho não será feita uma tentativa desta reprodução.

Ainda, em mercados mais desenvolvidos, como o financeiro, o dinamismo comercial é tamanho que exige que as relações de risco versus retorno sejam atualizadas no nível diário, para o que foram desenvolvidas técnicas como a marcação a mercado (MTM – *marked to market*), que expressa o valor de uma certa carteira de investimentos conforme as oscilações mais recentes do mercado.

(VPL), receita líquida, taxa interna de retorno (TIR), ou outros.

As técnicas de modelagem dos fatores geradores de risco podem ser consideradas como de três tipos:

- as funções de distribuição de probabilidades (f.d.p.) são conhecidas, pois o fator gerador do risco se comporta tipicamente como uma variável aleatória clássica. Exemplo: as paradas não programadas de máquinas podem ser descritas pela distribuição binomial. Entretanto a estimativa dos parâmetros da distribuição requer a inferência estatística a partir de observações passadas.

A inferência estatística, que corresponde à análise e à interpretação de dados amostrais, necessita da escolha da distribuição de probabilidade e da escolha dos parâmetros estatísticos a serem aplicados a esta distribuição. A idéia básica da amostragem é efetuar determinada mensuração sobre uma parcela pequena, mas típica de determinada “população” e utilizar essa informação para fazer inferência sobre a população toda. Esta técnica nem sempre traz resultados satisfatórios (com a precisão necessária), pois pode acrescentar erros a amostras de dados que podem já ser precárias;

- as funções de distribuição de probabilidade (f.d.p.) são obtidas, utilizando-se a técnica de ajuste a observações, na qual a partir de uma série de valores observados, de um certo fator gerador de risco, por exemplo, uma série de vazões, ajusta-se uma f.d.p.. A hipótese básica para a utilização desta técnica é que os motivos que levaram a variável ao comportamento aleatório verificado no passado, se repetirão no futuro. É

preciso cuidado no uso desta técnica, pois freqüentemente a hipótese não se verifica;

- utiliza-se a técnica de elaboração de cenários, na qual cria-se cenários prováveis, a partir do conhecimento da conjuntura em que se insere o fator gerador de risco, ou seja, é criada uma distribuição discreta, podendo ser por exemplo, favorável, médio e desfavorável, ou baixo, médio e alto, ou pessimista, indiferente e otimista, ou outros; e por fim, associa-se probabilidades a estes cenários.

Em muitos casos, a técnica de elaboração de cenários, com dados históricos ou previsões, associada a técnicas de simulação pode trazer resultados mais satisfatórios do que as técnicas anteriores.

Uma questão importante a ser considerada, em um estágio mais avançado da modelagem de riscos, é a da dependência entre variáveis (correlação estatística), ou seja, a modelagem da variável deve considerar sua influência sobre outras e de outras sobre ela. Para início de avaliações pode-se assumir a hipótese de independência das variáveis e estudá-las desta forma.

4.3 MITIGAÇÃO DE RISCOS

Uma vez obtida a modelagem da consequência do risco, baseada nos parâmetros obtidos do sistema afetado, o próximo passo é avaliar se estes parâmetros são aceitáveis (ver item 3.1.5 Conceito de Aceitação de Riscos). Caso não sejam aceitáveis ou se for desejado melhorar estes parâmetros, uma das alternativas é adotar alguma medida de mitigação de risco.

Alguns mecanismos clássicos para a mitigação de riscos são: derivativos,

seguros, ações jurídicas (administrativas, processuais e arbitragens), *lobby* (através de associações de agentes ou ações diretas) e outros, conforme será apresentado no item 5 Proposta de Mecanismos para a Mitigação de Riscos.

4.4 RISCOS

A seguir são apresentadas a identificação, sugestões de modelagem, quando possível, e sugestões de mitigação dos fatores geradores de riscos considerados relevantes.

4.4.1 Riscos de Mercado

Os riscos de mercado dependem do comportamento do preço da energia elétrica diante das condições do mercado e do comportamento dos agentes atuantes, sendo que o comportamento do preço é função das características desta *commodity* específica que é a energia elétrica, conforme descrito no item 3.2.1. Sugere-se, portanto, a subdivisão dos riscos de mercado em:

- variação de preço de mercado;
- incerteza na evolução da oferta e demanda;
- estratégia comercial;
- inadimplência.

4.4.1.1 Fator gerador de risco: variação de preço de mercado

a. Identificação

Em última análise talvez se possa afirmar que todos os riscos são de **preço** e/ou **quantidade**, e este é um binômio indissociável, sendo um função do outro, pois em qualquer mercado os superávits ou déficits da *commodity* afetam diretamente os preços de mercado. E, ainda, o produto preço-quantidade é que representa o

“montante” financeiro em risco.

Analisar-se-á aqui o risco referente às incertezas quanto aos preços de mercado e sua variabilidade. Observa-se que o preço varia influenciado por efeitos de curto prazo e de longo prazo das variáveis fundamentais de preço. As principais variáveis são as seguintes:

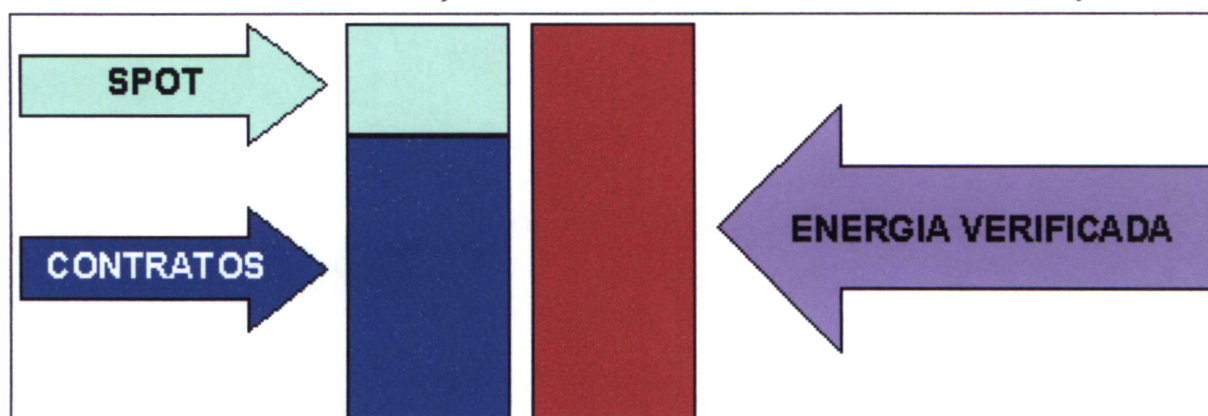
- variações na oferta:
 - expansão, e cronograma de disponibilização da nova energia;
 - indisponibilidades forçadas (paradas não programadas);
 - geração térmica mínima;
- variações na demanda;
- condições hidrológicas (estado de armazenamento atual, previsão de afluências, ...);
- preço de combustível para geração térmica;
- limitações de transmissão (intercâmbio), e fatores de perdas;
- regras de operação do sistema hidrotérmico (modelagem);
- outros usos da água;
- regras para a formação dos preços de curto prazo:
 - custo do déficit, por exemplo.

A variabilidade dos preços é tanto maior quanto menor o prazo de negociação da energia, e é função do mecanismo de formação dos preços de mercado. A formação de preços para o curto prazo da energia elétrica no Brasil tem sido feita utilizando-se o conceito de custo marginal¹³, através de *software* específico, chamado Newave.

¹³ Custo de suprimento do MWh suplementar.

No Brasil, o mercado de curto prazo desenvolve-se no Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, onde ocorre o processamento da contabilização da energia elétrica produzida e consumida no Brasil. Basicamente, a contabilização do MAE leva em consideração toda a energia contratada por parte dos agentes e toda a energia efetivamente verificada (consumida ou gerada). Desta forma, pode-se dizer que a contabilização no MAE é baseada nas diferenças, como apresentado na figura 5 a seguir.

FIGURA 5 – CONTABILIZAÇÃO NO MAE, BASEADA NAS DIFERENÇAS



FONTE: MAE, 2002.

As empresas geradoras, distribuidoras e comercializadoras de energia elétrica registram no MAE os montantes de energia contratada, assim como os dados de medição, para que desta forma se possa determinar quais as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado. Essa diferença é liquidada no MAE, ao preço do MAE por submercado (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste) e por patamar de carga (leve, médio e pesado).

A obrigação de liquidação das diferenças ao preço de curto prazo (ou preço do MAE) é o que expõe os agentes ao risco de preço de curto prazo. Como em qualquer situação de risco comercial, esta exposição pode ser vantajosa e até desejável em algumas situações, por exemplo, quando o agente tem um certo montante de

energia não contratada e o preço do mercado de curto prazo está alto. Mas devido à grande variabilidade dos preços e por consequência dos montantes financeiros envolvidos, em geral este é um risco a ser evitado ou minimizado.

No Brasil, ainda, foram criados os chamados submercados, que serão conceituados e discutidos no item 4.4.1.1.1, e que podem amplificar a variabilidade de preços.

Uma nova variável fundamental poderá ser introduzida na formação dos preços, uma vez que se consolide a oferta de preços e quantidades como mecanismo de despacho hidrotérmico e de formação de preços do mercado de curto prazo, conforme proposto pelo Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico¹⁴. Neste caso, a nova variável será o comportamento dos ofertantes diante das outras variáveis apresentadas e seu posicionamento estratégico.

4.4.1.1.1 Conceito de submercado

A resolução nº 290 da ANEEL, de 3 de agosto de 2000, ao homologar as regras do MAE, estabeleceu que o mercado funcionaria até o final de 2005 com quatro submercados: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste.

Essa separação se deve à evolução histórica do sistema interligado, o qual era operado por subsistema de forma isolada até o início da década de 80. A partir dessa época os subsistemas foram sendo interligados gradualmente. No entanto, até hoje existem restrições de intercâmbio de energia elétrica entre regiões, de forma que

¹⁴ No anexo 3 é apresentado o capítulo 4 – Formação de Preços no Mercado de Curto Prazo – do Relatório de Progresso Nº2, do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, o qual discute esta proposta.

as usinas não podem ser despachadas plenamente objetivando a minimização do custo total de operação do sistema. Essas restrições, em determinadas circunstâncias, acabam gerando diferenças nos custos operacionais entre regiões, o que por sua vez sinaliza a necessidade do estabelecimento de preços distintos em cada submercado.

As regras de mercado estabelecem que cada submercado seja considerado efetivamente como um mercado independente. Desta forma qualquer troca de energia entre submercados será contabilizada como uma transação comercial.

Pelas regras atuais, os contratos registrados no MAE são contabilizados no submercado comprador. Conseqüentemente, qualquer agente que negocie entre submercados poderá estar exposto ao risco decorrente das diferenças dos preços do MAE. Desta forma, o agente vendedor vende a energia associada a seu contrato no seu próprio submercado e compra a energia contratada, para entrega, no submercado do agente comprador. Haverá uma exposição negativa de contrato (perdas financeiras) quando o preço do MAE do submercado vendedor for inferior ao do comprador. Caso contrário, ocorrerá uma exposição positiva de contrato (ganhos financeiros).

A exposição dos contratos dará origem ao excedente financeiro, que corresponde ao saldo entre pagamentos e recebimentos no MAE. O excedente financeiro é alocado entre os agentes procurando cobrir ao máximo suas exposições às diferenças de preços entre os submercados, inclusive aquelas resultantes de contratos bilaterais.

No caso do sistema interligado brasileiro as diferenças de preços entre submercados podem alcançar valores bastante elevados, expondo os agentes a prejuízos insuportáveis ou ganhos expressivos, conforme pode ser verificado a seguir. No ano 2000 ocorreram diferenças de preços nos submercados, em alguns meses

bastante significativas, conforme apresentado na tabela 2 a seguir.

TABELA 2 – PREÇOS DO MAE NO ANO 2000 (R\$/MWh)

MÊS	SUBMERCADO			
	S	SE/CO	N	NE
Janeiro	285,50	285,50	187,58	187,58
Fevereiro	190,88	190,88	158,55	158,55
Março	85,56	85,56	63,93	63,93
Abril	56,67	56,67	33,30	33,30
Maiο	86,08	86,08	47,84	47,84
Junho	137,16	137,16	69,51	69,51
Julho	145,73	145,73	99,53	99,53
Agosto	129,80	129,80	89,72	89,72
Setembro	175,99	156,11	101,49	101,49
Outubro	93,02	93,02	76,07	76,07
Novembro	149,70	149,70	127,30	127,30
Dezembro	103,54	103,54	103,54	72,16
Média	136,64	134,98	96,53	93,92

FONTE: MAE, 2002

Aplicando-se as Regras do MAE para contratos bilaterais celebrados por agentes de geração e consumo em diferentes submercados ter-se-ia as diferenças médias entre preços do MAE conforme apresentado na tabela 3 a seguir.

TABELA 3 – DIFERENÇAS MÉDIAS ENTRE PREÇOS DO MAE NO ANO 2000
(R\$/MWh)

LOCAL DA GERAÇÃO	SUBMERCADO			
	S	SE/CO	N	NE
S	0,00	1,66	40,11	42,72
SE/CO	-1,66	0,00	38,45	41,06
N	-40,11	-38,45	0,00	2,61
NE	-42,72	-41,06	-2,61	0,00

Com base nos dados do ano 2000 pode-se verificar que geradores localizados no submercado Sul teriam vantagens em qualquer contrato bilateral celebrado com agentes de consumo localizados em outro submercado. No entanto, a sinalização é de que não é viável se investir em geração nas regiões Norte e Nordeste para atendimento às regiões Sul e Sudeste.

Fazendo a mesma análise para o ano de 2001, tem-se as tabelas 4 e 5 a seguir.

TABELA 4 – PREÇOS DO MAE NO ANO 2001 (R\$/MWh)

MÊS	SUBMERCADO			
	S	SE/CO	N	NE
Janeiro	56,92	56,92	33,87	33,87
Fevereiro	153,47	160,29	121,47	121,47
Março	149,84	165,97	154,21	154,21
Abril	241,65	252,18	247,35	247,35
Maio	415,57	459,89	440,99	440,99
Junho	67,63	684,00	549,42	684,00
Julho ⁽¹⁾	59,14	684,00	684,00	684,00
Agosto ⁽¹⁾	45,16	684,00	684,00	684,00
Setembro ⁽¹⁾	75,02	597,00	597,00	653,54
Outubro ⁽¹⁾	18,89	336,00	336,00	562,15
Novembro ⁽¹⁾	33,18	336,00	336,00	562,15
Dezembro ⁽¹⁾	24,76	336,00	336,00	562,15
Média	111,77	396,02	376,69	449,16

FONTE: MAE, 2002

(1) Médias mensais dos preços semanais.

TABELA 5 – DIFERENÇAS MÉDIAS ENTRE PREÇOS DO MAE NO ANO 2001
(R\$/MWh)

LOCAL DA GERAÇÃO	SUBMERCADO			
	S	SE/CO	N	NE
S	0,00	-284,25	-264,92	-337,39
SE/CO	284,25	0,00	19,33	-53,14
N	264,92	-19,33	0,00	-72,47
NE	337,39	53,14	72,47	0,00

Com base nos dados do ano 2001 pode-se verificar que: (i) as diferenças de preços médios são ainda maiores que em 2000, expondo os agentes a diferenças praticamente insuportáveis financeiramente, cabendo lembrar que 2001 foi um ano atípico no setor elétrico brasileiro devido ao racionamento de energia elétrica ocorrido; (ii) as conclusões praticamente são invertidas em relação a 2000 no que se refere a comercialização de energia entre submercados, pois geradores localizados no submercado Sul teriam grandes desvantagens em qualquer contrato bilateral celebrado com agentes de consumo localizados em outro submercado. No entanto, a sinalização é de que seria altamente viável se investir em geração nas regiões Norte, Nordeste e Sudeste para atendimento à região Sul.

Desta forma, a comercialização de energia entre submercados diferentes fica praticamente inviabilizada. Há, porém, sinalizações e estudos em andamento no âmbito do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, no sentido de eliminar os submercados, ou reduzi-los, por exemplo, transformando o Sul e o Sudeste em um único submercado e o Norte e o Nordeste em outro. No amparo legal desta sinalização, a Resolução nº06 do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, que propõe diretrizes para regulamentar a redução do número de submercados de energia elétrica, resolve em seu artigo 1º “A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL regulamente a redução, a partir de 1º de janeiro de 2003, do número de submercados de energia elétrica de quatro para dois”.

b. Modelagem

A modelagem dos preços, conforme realizada hoje, está bem encaminhada, pois os agentes dispõem do *software* responsável pela formação de preços e podem reproduzir os resultados divulgados pelo Mercado Atacadista de Energia – MAE. Porém, não é uma questão resolvida, pois:

(i) restam dúvidas quanto a manipulações que possam ser efetuadas no *software* Newave, uma vez que este não é aberto, ou seja, seu código-fonte não é passível de auditoria pelos agentes;

(ii) as metodologias de definição dos dados utilizados nas simulações não são explícitas e/ou adequadamente justificadas (Por exemplo: o montante de energia térmica a ser considerado em determinado mês).

Apesar disso é o *software* atualmente em uso no setor e que gera séries sintéticas de vazões e conseqüentemente de custos marginais, a partir das quais é possível construir a função de distribuição de probabilidade de preços do MAE¹⁵.

Se vier a ser introduzida a formação de preços do mercado de curto prazo através da oferta de preços, a modelagem passará a ter uma nova variável fundamental que será o comportamento dos agentes ofertantes de preços diante das outras variáveis, do seu posicionamento estratégico e do comportamento dos outros ofertantes. Neste caso, parece inevitável a utilização da técnica de elaboração de cenários para a modelagem, utilizando, por exemplo, conceitos da Teoria dos Jogos¹⁶.

No que se refere às diferenças de preços entre submercados, o que se

¹⁵ É necessário um ajuste nas séries de custos marginais, que consiste em adotar como valor mínimo o valor da (TEO), que corresponde a 4,00 R\$/MWh. As séries ajustadas correspondem às séries de preços do MAE.

¹⁶ A teoria dos jogos é o estudo formal do conflito e da cooperação. Seus conceitos são aplicados quando as ações de diversos agentes são interdependentes. Estes agentes podem ser indivíduos, grupos, empresas, ou qualquer combinação destes. Os conceitos da teoria dos jogos provêm uma linguagem para formular, estruturar, analisar e entender cenários estratégicos (TUROCY, 2001).

recomenda é que sempre que houver este risco presente, se efetue a modelagem dos preços para os submercados em questão e que se verifique as distribuições de probabilidade das diferenças de preços.

c. Mitigação

Propõe-se um mecanismo de mitigação para os riscos referentes aos preços de mercado de curto prazo, que pode, por exemplo, garantir uma rentabilidade mínima ao PíEE, para que este possa cumprir seus compromissos financeiros, não ficando exposto ao extremo inferior de preços. Um produto como este pode garantir a bancabilidade do empreendimento, possibilitando seu financiamento, como o Contrato de Bancabilidade de Projetos de Geração de Energia Elétrica – CBP, que será apresentado no item 5.2.

4.4.1.2 Fator gerador de risco: incerteza na evolução da oferta e demanda

a. Identificação

Como comentado em 4.4.1.1, o binômio preço-quantidade é indissociável, portanto, os riscos referentes à quantidades são tão importantes quanto o risco referente ao preço. O mais importante risco de quantidade é o que diz respeito às incertezas na evolução da oferta e demanda, ou se haverá ou não equilíbrio entre ambos, o que afeta mais fortemente os preços de longo prazo (o item 4.4.1.1 foi mais concentrado na questão de preços de curto prazo).

Na ocorrência de superávits haveria dificuldade em vender energia elétrica, em especial se o preço desejado for superior a uma média do mercado, e esta média tenderia a ser baixa. Na ocorrência de déficits haveria dificuldade ou impossibilidade em comprar energia elétrica, e o preço médio do mercado tenderia a ser alto.

b. Modelagem

O que se tem percebido no setor é uma falta de consolidação de dados de oferta e demanda de modo que se possa avaliar de maneira objetiva o balanço energético. Em estudo realizado pela RHE CONSULTORIA (2002), intitulado Balanço Energético Estático, procurando consolidar os dados de diversas fontes, é possível prever um superávit de energia elétrica se todos os empreendimentos previstos até 2010 entrarem em operação, ou seja, alguns não deveriam entrar ou caso entrem não terão mercado imediato. As principais hipóteses deste trabalho são apresentadas a seguir.

b.1. Oferta

A oferta de energia assegurada considera 9 tipos diferenciados de fontes mais a energia existente que é considerada em bloco, sem segmentação por fonte. Tem-se portanto, mês a mês, para o período considerado, a disponibilidade de energia assegurada, em MW.médios, conforme as diversas fontes vão incorporando suas unidades geradoras ao sistema. As 10 categorias de fontes são:

- **Usinas hidrelétricas:** o conjunto das usinas hidrelétricas compreende todos os aproveitamentos que já foram licitados pela ANEEL, sendo que na sua maioria já dispõem de contratos de concessão. Das informações disponibilizadas pela Superintendência de Fiscalizações da ANEEL, apenas 3 empreendimentos não foram considerados:
 - Cubatão: devido aos graves problemas ambientais, não há previsão de entrada;
 - Porto Primavera (2 turbinas adicionais): os 220 MW previstos para entrada a partir de 2002 provém das 2 últimas turbinas em um total de 14. Considerou-se que não haverá acréscimo de energia assegurada;

- Salto Santiago: consideradas as características dessa usina, não deverá haver acréscimo significativo de energia assegurada com a instalação de mais 2 turbinas. Além disso, esta obra não foi iniciada.

No caso dos empreendimentos que não dispunham de informações relativas à energia assegurada, adotou-se um fator de capacidade de 55%.

- **Usinas hidrelétricas não licitadas:** este grupo de aproveitamentos corresponde às usinas que fazem parte do programa de licitações da ANEEL para os anos de 2002 e 2003. A data de entrada em operação para todas as usinas com licitação prevista no 1º semestre de 2002 corresponde àquela definida pela ANEEL nos editais. Para as demais usinas, em função da potência instalada:
 - Até 90 MW – 4,5 anos (da data da licitação)
 - Entre 90 e 300 MW – 5,5 anos
 - Acima de 300 MW – 6,5 anos

Para as usinas com licitação programada em 2003 foi feita uma divisão aleatória com aproximadamente 50% da potência prevista para o 1º semestre e o restante para o 2º semestre, sendo que a entrada em operação foi estabelecida conforme a energia assegurada da usina:

- Até 500 MW.médios – entrada única
- Entre 500 e 1000 MW.médios – entrada em 2 anos (1/2 da energia assegurada ao ano)
- Acima de 1000 MW.médios – entrada em 3 anos (1/3 da energia assegurada ao ano)

- **Pequenas centrais hidrelétricas:** as pequenas centrais hidrelétricas consideradas nos três primeiros anos do balanço correspondem, em praticamente sua totalidade, àquelas autorizadas pela ANEEL, em diferentes fases de implantação. Para os demais anos considerou-se que novas usinas deverão ser autorizadas e construídas, especialmente em função dos programas de incentivo a este tipo de empreendimento.
- **Usinas eólicas:** o grupo das usinas eólicas compreende os aproveitamentos autorizados pela ANEEL para os quatro primeiros anos do balanço. Nenhum dos aproveitamentos considerados tem suas obras iniciadas. Também foram considerados outros aproveitamentos indicativos em virtude dos programas de incentivo para fontes alternativas.
- **Usinas termelétricas enquadradas no PPT:** as usinas termelétricas enquadradas no PPT compreendem todos os aproveitamentos autorizados pela ANEEL que fazem parte do Programa Prioritário de Térmicas do Governo Federal. As usinas térmicas consideradas neste grupo estão em acordo com as resoluções GCE n° 36, 37, 47, 100, 105 e 127.
- **Usinas termelétricas fora do PPT:** este grupo de usinas compreende os aproveitamentos autorizados pela ANEEL que não fazem parte do PPT.
- **Usinas termelétricas emergenciais:** Compõem este grupo as usinas termelétricas emergenciais autorizadas pela ANEEL e contratadas pela Comercializadora Brasileira de Energia Elétrica – CBEE, em regime de urgência no período de racionamento. Os contratos estendem-se por um período de 3 anos, após os quais a energia assegurada correspondente

deixa de fazer parte do balanço.

- **Importações:** as importações de energia consideradas no balanço compreendem a segunda parte de CIEN (1.000 MW) e a entrada de 88 MW da Bolívia.
- **Usina hidrelétrica Belo Monte:** a usina hidrelétrica de Belo Monte foi considerada separadamente por tratar-se de um empreendimento de grande impacto sobre o balanço energético.
- **Energia existente:** a energia existente, na sua maior parte, compreende a chamada energia velha. Trata-se da energia assegurada existente em 31 de dezembro de 2001.

b.2. Mercado

Nas previsões de mercado para o período de estudo foram consideradas as cargas próprias das concessionárias, que correspondem ao consumo mais perdas, e a carga própria estimada do segmento da autoprodução. Como não havia disponibilidade de valores mensais, adotou-se os valores médios anuais.

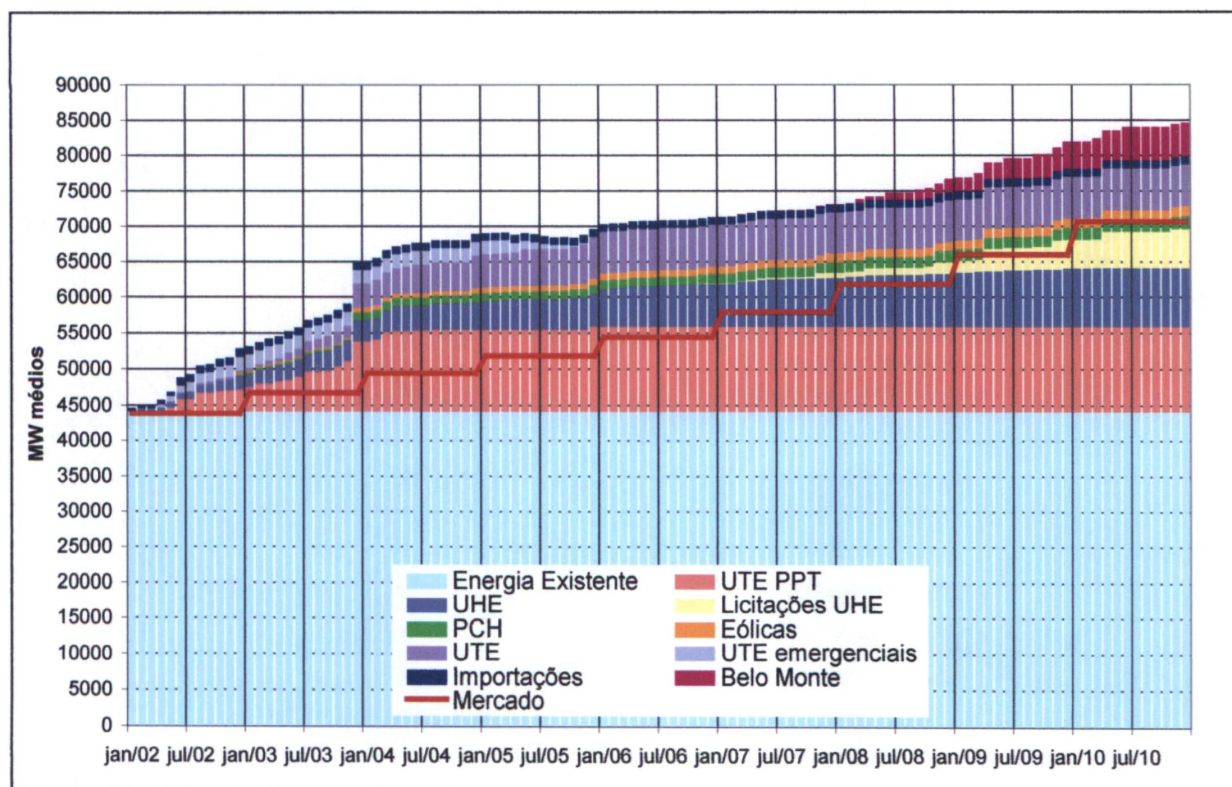
Os resultados deste estudo são apresentados na tabela 6 e gráfico 1 a seguir.

TABELA 6 – BALANÇO ENERGÉTICO DO SISTEMA INTERLIGADO
(MW.MÉDIOS) – OFERTA ACUMULADA

ANO	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Energia existente	44.105	44.105	44.105	44.105	44.105	44.105	44.105	44.105	44.105
UHE	1.852	3.133	3.814	4.532	5.935	6.805	7.396	8.132	8.131
Licitações UHE	0	0	0	0	106	761	1.639	4.020	5.522
PCH	219	1.001	1.095	1.179	1.298	1.416	1.534	1.652	1.771
Eólicas	203	648	861	1.019	1.116	1.214	1.311	1.409	1.506
UTE PPT	3.017	9.633	11.388	11.837	11.837	11.837	11.837	11.837	11.837
UTE	362	3.434	4.602	5.855	5.855	5.855	5.855	5.855	5.855
UTE emergenciais	1.938	1.938	1.938	979	0	0	0	0	0
Importações	1.088	1.088	1.088	1.088	1.088	1.088	1.088	1.088	1.088
Belo Monte	0	0	0	0	0	77	1.954	3.831	4.782
TOTAL	52.783	64.980	68.892	70.594	71.340	73.158	76.719	81.929	84.647
MERCADO	43.833	46.763	49.420	51.839	54.416	58.000	61.857	65.972	70.636
BALANÇO	8.950	18.218	19.472	18.755	16.924	15.158	14.863	15.956	14.011
SOBRA	20,4%	39,0%	39,4%	36,2%	31,1%	26,1%	24,0%	24,2%	19,8%

FONTES: RHE CONSULTORIA, 2002

GRÁFICO 1 – BALANÇO ENERGÉTICO DO SISTEMA INTERLIGADO
(MW.MÉDIOS) – OFERTA ACUMULADA



FONTE: RHE CONSULTORIA, 2002

A falta de uma política setorial bem estruturada tem contribuído para estes desbalanços entre oferta e demanda. Assim, sobre este balanço devem ser aplicadas ponderações (elaboração de cenários) quanto às reais possibilidades de que a oferta e a demanda se efetivem. Cabe observar que a demanda tem pouca margem para variações bruscas, a não ser em casos extremos como em situações de racionamento, fora isso, seu crescimento sofre influência do crescimento econômico do país. Em geral, é o lado da oferta que varia mais, buscando adequar-se à evolução da demanda.

Há ainda os casos específicos, por exemplo, de perda de consumidores livres por distribuidoras. Para estes casos poderiam ser desenvolvidos balanços energéticos, criando cenários de perdas de consumidores potencialmente livres.

c. Mitigação

Novamente, o Contrato de Bancabilidade de Projetos de Geração de Energia Elétrica – CBP que será apresentado no item 5.2, pode ser empregado. Neste caso o CBP, garantiria um fluxo de caixa mínimo, em uma situação de sobre-oferta, até que a demanda crescesse.

Um outro fator gerador de risco que pode ser considerado interno à incerteza na evolução da oferta e demanda é o de falta de liquidez no mercado. Segundo PILIPOVIC (1997, p. 161), “a falta de liquidez garante que haverá riscos residuais nos portfolios que não podem ser protegidos. Estes riscos residuais são manipulados em um nível mais gerencial, incluindo a decisão básica de participar ou não em mercados sem liquidez” (tradução: Rodrigo Tamarozzi). Assim este autor considera que este é um risco cuja modelagem é mais empírica e que não haveria mitigação adequada.

4.4.1.3 Fator gerador de risco: estratégia comercial

a. Identificação

O risco estratégico diz respeito às ações comerciais tomadas pelos agentes e às exposições a que estas ações levam em função da dinâmica do mercado. A definição estratégica do agente comercializador de como colocar seu produto no mercado envolve questões de preços, montantes e prazos de contrato.

Os preços de mercado são função do mecanismo de formação dos preços, porém, o agente comercializador pode definir montantes e prazos de contrato, dividindo suas operações em curto, médio e longo prazo.

Ao definir montantes e prazos de contrato o agente está assumindo o risco de

estratégia comercial. Por exemplo, suponha um agente gerador que preferiu não contratar 50% de seu total de energia, deixando portanto esta energia para ser negociada ao preço de curto prazo, na expectativa de que tais preços aumentassem ao longo do tempo. Se estes preços não aumentarem ou pior, diminuïrem, este gerador poderá ter prejuïzos.

b. Modelagem

Este processo de decidir qual a melhor estratégia pode ser realizado através da alocação de blocos de energia, através da qual define-se os montantes e prazos de contrato de energia, a partir de curvas (funções de distribuição de probabilidade) de preços de energia, como será visto no item 5, sobre mecanismos para mitigação de riscos. A tomada de decisão de como vender ou comprar um certo bloco tem um risco implícito, que pode ser avaliado, e eventualmente a decisão poderá ser modificada se o risco for acima do desejado.

c. Mitigação

A mitigação do risco de estratégia comercial pode ser obtida através da alocação de blocos de energia elétrica, e sua realocação até que se atinja a relação risco versus retorno desejada.

4.4.1.4 Fator gerador de risco: inadimplência

a. Identificação

O risco de inadimplência, ou crédito, que diz respeito ao não cumprimento de compromissos por um dos agentes envolvidos em uma negociação, é uma área relativamente nova, mesmo em mercados de derivativos mais desenvolvidos. Os

mercados de energia ainda têm questões mais básicas para resolver, mas deverá começar a incorporar este problema nas análises de risco versus retorno futuramente.

b. Modelagem

No mercado financeiro existem metodologias de avaliação de risco de inadimplência de clientes em função de suas características. Os bancos fazem do deferimento de crédito um evento repetitivo, portanto, necessitam de um sistema que possa agrupar os clientes de acordo com a probabilidade de que se tornem inadimplentes, ou seja, por faixa de risco (PAIVA, 1997).

A metodologia utilizada nos bancos para fazer uma distribuição probabilística objetiva (ou seja, classificação dos clientes por faixa de risco) é o *credit score*: através de uma ferramenta estatística chamada análise discriminante, define-se o que é um grupo de clientes de menor risco e de alto risco, e quais são as características que os discriminam entre si.

Nos sistemas em geral, tem-se os seguintes elementos: entrada, processo, saída e *feedback*. No sistema de *credit score*, a entrada é, normalmente, um ou mais dos 4 Cs do crédito (caráter, capacidade, condições e capital); o processo é a metodologia, os pesos, os indicadores utilizados para discriminar os clientes. A saída é a classificação dos clientes em grupamentos de risco ou de acordo com a probabilidade de perda; e o *feedback* é a margem de erro do processo (PAIVA, 1997).

PAIVA (1997, p. 24) descreve o *credit score* com base na inadimplência:

Digamos que vamos desenvolver um sistema de *credit score* (...). Para o grupo de clientes de menor risco, adota-se uma denominação que, no nosso caso, será “cliente A”. Após esse passo, define-se qual grupamento irá representar os clientes de possibilidade de perda total ou aqueles já problemáticos, e as variáveis que os discriminam. No nosso caso,

denominaremos de “clientes E”. Definidos os extremos, distribui-se o restante das faixas intermediárias através de um sistema de pontuação, ponderando-se a importância de cada variável discriminante. Definidos os vários grupamentos de clientes (A, B, C, D e E), historicamente obtém-se qual foi a perda com esses clientes, e se essas perdas se enquadram dentro do que foi previsto para os diversos grupos. Definindo que clientes “A” são clientes que gozam de boa saúde econômico-financeira e que esse grupo não pode dar uma perda no ano maior que 0,1% (perda máxima admissível), a amostra de clientes que geraram as características discriminantes tem que ter obedecido a essa perda (perda histórica). Assim, utiliza-se a metodologia para os demais grupos de clientes. Com a definição de perdas máximas admissíveis (...) passa-se a ter um parâmetro de controle sobre a classificação de novos elementos. Uma empresa que não pertencia a um grupo, inicialmente, é comparada com as características dos elementos de forma a identificar a qual grupo essa empresa pertenceria, classificando, assim, a empresa dentro do grupo.

O sistema de *credit score* resulta em tabelas do tipo apresentada na tabela 7 a seguir.

TABELA 7 – EXEMPLO DE TABELA DE *CREDIT SCORE*

FAIXA	PROBABILIDADE DE INADIMPLÊNCIA
A	0,01
B	0,05
C	0,20
D	0,80
E	1,00

FONTE: PAIVA, 1997

c. Mitigação

Uma vez analisado o risco de inadimplência de cada cliente, é ainda necessário estabelecer diversos cenários de venda da energia que associem cada cliente a um bloco de energia do total disponível. Assim, a alocação de blocos de energia elétrica, a ser apresentada no item 5.3, também pode ser utilizada na mitigação do risco de inadimplência, se considerar os riscos de inadimplência associados a cada

bloco.

Além deste, há mecanismos clássicos para a mitigação como seguros, cartas fiança, etc.

4.4.2 Riscos Técnicos e Climáticos

Os riscos técnicos e climáticos referem-se basicamente aos riscos operacionais e hidrológicos.

4.4.2.1 Fator gerador de risco: operação das usinas

a. Identificação

Os riscos operacionais são relativos à operação das usinas, especialmente, os riscos referentes à não geração de energia, por exemplo:

- Atraso no início da operação: (i) atraso no cronograma de obras, e (ii) atraso nos licenciamentos, inclusive ambientais;
- Indisponibilidade de unidade geradora por paradas não programadas

b. Modelagem

A elaboração de cenários é uma técnica adequada para a modelagem do atraso no cronograma de obras e nos licenciamentos, inclusive ambientais. O primeiro é bem conhecido por parte de empresas de construção, e o segundo requer o conhecimento das instâncias institucionais de licenciamento. Neste último os cenários devem ser conservadores devido à falta de uniformidade nos processos de licenciamento ambiental, no sentido de que cada projeto tem análises bem específicas.

As paradas não programadas são também já bem conhecidas por agentes geradores e de transmissão, ou seja, já há experiência acumulada suficiente para prever com boa precisão a probabilidade de paradas.

c. Mitigação

Os mecanismos de mitigação aqui podem ser os seguros por exemplo, ou a energia de reserva (também conhecida como *backup* de energia), que consiste em se ter algum contrato de fornecimento de energia caso a geração em sua própria usina falhe, funcionando como uma opção de compra de energia com respaldo físico de energia. Este mecanismo, porém, requer um mercado com maior liquidez – maior volume de negócios – para que se estimule sua prática, tornando-o bom para ambos os agentes envolvidos.

4.4.2.2 Fator gerador de risco: hidrologia

a. Identificação

Os riscos hidrológicos são relativos à disponibilidade hídrica nas diversas regiões do sistema interligado e às regras de otimização deste sistema, por exemplo, o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Com a finalidade de melhor administrar o risco hidrológico a que os geradores hidrelétricos se expõem, foi adotado no âmbito do MAE o denominado Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Esse mecanismo tem por objetivo garantir que sob condições normais de operação os geradores recebam a receita associada à sua energia assegurada¹⁷ através de realocação

¹⁷ Para uma análise do significado e do processo de cálculo ver: ENERGIA BRASIL. **Avaliação da metodologia de cálculo de energia assegurada de usinas hidrelétricas**: relatório técnico. Disponível em: <http://www.energiabrasil.gov.br/estudos_pesquisas/rel_energia_assegurada.PDF>. Acesso em: 17 out. 2002.

da geração das usinas com excedente para aquelas que estão deficitárias.

A energia assegurada de uma usina pode ser entendida como o montante de geração que cada usina pode fornecer ao sistema, obedecendo a um específico critério de risco de déficit. Com o MRE, cada usina hidrelétrica recebe um crédito de energia em proporção a sua contribuição para a energia assegurada do sistema, correspondente à máxima carga que pode ser suprida pelo sistema com um nível de risco fixado.

Este mecanismo tem por objetivo reduzir o risco hidrológico, porém como demonstrado por BETTEGA (1999), “...não elimina totalmente o risco hidrológico (...) 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”.

b. Modelagem

A modelagem consiste em simular todas as regras do MRE, utilizando cenários de preços, energias armazenadas e energias afluentes.

c. Mitigação

Como mecanismos de mitigação para o fator gerador de risco hidrologia sugere-se:

- Tradicionais: como as opções de compra financeiras;
- Energia de reserva (*Backup* de energia): que consiste em se ter algum contrato de fornecimento de energia caso a geração em sua própria usina

falhe, funcionando como uma opção de compra de energia com respaldo físico;

- Definição do nível de contratação bilateral: que consiste na definição adequada do montante a ser vendido bilateralmente, evitando exposições aos preços de mercado de curto prazo. As usinas hidrelétricas têm como limite de contratação a sua energia assegurada, porém em determinadas situações estará gerando mais ou menos que a energia assegurada. Quando estiver gerando menos do que o contratado bilateralmente terá de comprar energia ao preço de mercado de curto prazo, o que pode ser minimizado contratando-se algum valor inferior à energia assegurada.

4.4.3 Riscos Econômico-Financeiros

Os riscos econômico-financeiros são basicamente os riscos tributários e de custos de investimento e de financiamento.

4.4.3.1 Fator gerador de risco: variação de tributos

a. Identificação

Os riscos tributários referem-se à possibilidade de variação, ao longo do tempo, de encargos, taxas e impostos, ou em regras contábeis (p. ex. regras de amortização), o que pode impactar significativamente a rentabilidade dos agentes.

Ainda, o desconhecimento, a falha na interpretação/aplicação ou a ausência normativa tributária e/ou de encargos podem ser considerados como integrantes do risco tributário. Segundo CARNEIRO (2001, p. 47), “a complexidade do Sistema Tributário Nacional é tamanha que é estimado que no Brasil vigorem, atualmente, mais de 3.000 normas em matéria tributária, sendo que a frenética e constante

modificação normativa proporciona insegurança ao sujeito passivo contribuinte”.

Como exemplo do fator gerador de risco variação de tributos pode-se citar os encargos e impostos que são parâmetros decididos por instituições públicas, como o Programa de Integração Social – PIS, Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – Cofins, Imposto de Renda das Pessoas Jurídicas – IRPJ, etc.

b. Modelagem

A elaboração de cenários, com análises de sensibilidade, é uma técnica adequada para modelar este risco.

c. Mitigação

O processo de mitigação requer:

- conhecimento;
- preparação;
- interação como poder normativo.

A mitigação pode se dar pela transferência contratual pelo re-equilíbrio econômico-financeiro do contrato.

4.4.3.2 Fator gerador de risco: variação de custos de investimento e de financiamento

Os riscos de custos de investimentos e de financiamento são riscos que, de modo geral, afetam toda a economia do país, como variação em taxas de juros e câmbio, sendo que será abordada apenas a questão do risco cambial, que é uma das mais importantes.

a. Identificação

O risco cambial surge quando o fluxo de caixa de uma operação é denominado em mais de uma moeda. Em tal caso, uma mudança nas taxas de câmbio entre as moedas envolvidas afetará o fluxo de caixa. Por exemplo, um agente comercializador que importa energia pagando em dólares americanos (US\$), e venda no mercado brasileiro em reais (R\$).

b. Modelagem

Quando a economia de um país sofre os efeitos da inflação, ou seja, se os custos dos produtos produzidos internamente crescem, haverá a necessidade, de forma a manter a competitividade desses produtos no mercado internacional, de alterar as taxas de câmbio que permitam o reajuste dos preços internos aos preços externos, após compensado o desconto da inflação externa. No caso do Brasil, os ajustes são feitos sempre em relação ao dólar, que é a moeda de referência de nossas transações externas. A desvalorização do real frente ao dólar é calculada levando-se em conta a taxa de câmbio nominal média do período, considerando a cotação de venda do Banco Central corrigida pela relação entre o índice de preços no atacado dos EUA e o IPA-DI da FGV. Assim, supondo que, no período, a inflação interna tenha sido de 10% e a externa, de 1%, logo a inflação líquida foi de 8,9% resultado de $[(1,10/1,01)-1].100$. Para manter a equivalência do custo interno ao externo, tem-se de desvalorizar o real em 8,9%, ou seja, no início um dólar valia R\$1,00, ao final um dólar vale R\$ 1,089 (FORTUNA, 2001).

Assim, a evolução do valor do câmbio (R\$/US\$), no longo prazo, equivale à medida prevista para a inflação.

No curto prazo, porém, este é um fator de risco que depende da economia em nível internacional – políticas econômicas dos países, interesses de grandes investidores, ... – e portanto são de solução difícil. Assim, para o curto prazo, a modelagem que melhor se adapta é a elaboração de cenários. Para isso é positivo o fato de haver um mercado de futuros de câmbio já bem desenvolvido, que indica as expectativas de evolução futura da taxa de câmbio.

c. Mitigação

Para a mitigação deste risco, existem produtos financeiros (derivativos) específicos bastante desenvolvidos.

4.4.4 Riscos Jurídicos e Institucionais

A seguir são apresentados os riscos jurídicos e institucionais.

4.4.4.1 Riscos jurídicos

Os riscos jurídicos podem ser divididos em riscos normativos e contratuais, sobre os quais discorre-se na seqüência.

4.4.4.1.1 Fator gerador de risco: normatização

a. Identificação

Os instrumentos normativos são conjuntos de regras regulamentadoras, podendo ser: constituição Federal, leis, leis complementares, decretos, resoluções, pareceres normativos, procedimentos de mercado, etc.

Os fatores geradores dos riscos normativos são o desconhecimento, a falha

na interpretação/aplicação ou, ainda, alteração ou ausência normativa que imponha alteração nos resultados das operações.

No caso específico do setor elétrico os riscos normativos podem ser, por exemplo:

- risco de se alterarem de forma unilateral as Regras de Mercado;
- falta de estabilidade na regulamentação do setor, em especial em situações críticas, como na fase de racionamento em 2001, no qual a falta de definições para estas situações permitiu que os agentes fizessem questionamentos.

b. Modelagem

Para este risco a modelagem não se aplica, pois não seria possível sem a adoção de um empirismo considerável.

c. Mitigação

O processo de mitigação requer (RAMOS et al., 2001):

- preparação da empresa para o ambiente institucional;
- preparação da equipe;
- interação com o ambiente regulador (antecedência);
- agilidade (adaptação).

4.4.4.1.2 Fator gerador de risco: contrato

a. Identificação

BULGARELLI (2000, p. 57) define o contrato como um “acordo de

vontades gerador de efeitos obrigacionais”. Assim, pode-se dizer que a inadequação dos instrumentos contratuais às operações desejadas pode ser um fator gerador de risco.

Os fatores que podem tornar o contrato um fator gerador de risco são basicamente:

- Formação do contrato: negociação e redação;
- Aplicação do contrato: interpretação e gerenciamento;
- Casos extremos: rescisão, garantias e controvérsias – processos e arbitragens.

b. Modelagem

Para este risco a modelagem não se aplica, pois não seria possível sem a adoção de um empirismo considerável.

c. Mitigação

O processo de mitigação requer:

- preparação da empresa para o ambiente comercial;
- seleção de equipe;
- estabelecimento de padrões de comportamento da empresa;
- estar preparado para os extremos.

4.4.4.2 Riscos institucionais

a. Identificação

Os riscos institucionais são os referentes à política setorial ou regulatórios.

Quanto aos riscos institucionais referentes à política setorial pode-se citar:

- a falha no planejamento energético de longo prazo: no Brasil a falta de uma política setorial bem estruturada tem contribuído para desbalanços entre oferta e demanda, por não fornecer os incentivos adequados para a entrada de novos agentes;
- as falhas no funcionamento dos diversos órgãos que interferem no setor. Por exemplo, poderia ser considerado um risco institucional o risco de paralisia no MAE, por questionamentos de agentes, como ocorreu já desde seu início. Neste caso, por exemplo, a instituição responsável (governo através do Ministério de Minas e Energia, ou o próprio MAE) poderia ter colocado em uma conta à parte os valores em disputa e deixado o mercado funcionar normalmente até a questão ser resolvida¹⁸;
- criação de subsídios;
- estabelecimento de compras compulsórias. Por exemplo: a Lei 10.438, de 26 de abril de 2002, que dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), entre outras disposições, estabelece em seu artigo 1º, “Os custos, inclusive de natureza operacional, tributária e administrativa, relativos à aquisição de energia elétrica (kWh) e à contratação de capacidade de geração ou potência (kW) pela Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial – CBEE serão rateados entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo Sistema Elétrico Nacional Interligado, proporcionalmente ao consumo individual verificado, mediante adicional tarifário específico,

¹⁸ Como resultado do processo de revitalização deverá ser criada uma câmara de arbitragem do

segundo regulamentação a ser estabelecida pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL”.

Quanto aos riscos institucionais regulatórios pode-se citar:

- interferência do poder regulador nos preços do MAE;
- encargo de serviços do sistema: despesas fixas do sistema (dividido entre carga e demanda), como os custos do MAE e ONS.

b. Modelagem

Para este risco a modelagem não se aplica, pois não seria possível sem a adoção de um empirismo considerável.

c. Mitigação

Acompanhamento de mudanças institucionais, através por exemplo, do contato e participação em associações representativas dos agentes.

Deve-se acompanhar as regras de intervenção do Estado no mercado, pois como há atividades do setor realizadas mediante concessão, sempre haverá algum tipo de intervenção do Estado no mercado quando houver algum desequilíbrio. E é obrigação do Estado estar presente, posto que a energia elétrica tem caráter de serviço público (transmissão e distribuição) e de uso de bem público (geração hidrelétrica). Nas palavras de GOMIDE (2002) o modelo do setor elétrico deve ter “tanta competição quanto possível, tanto governo quanto necessário”, o que resume bem esta obrigação.

4.4.5 Tabela Resumo dos Riscos

A seguir é apresentado na tabela 8 um resumo dos riscos identificados.

TABELA 8 – RESUMO DOS RISCOS

FATOR GERADOR DE RISCO	SUGESTÃO DE MODELAGEM	SUGESTÃO DE MITIGAÇÃO
Riscos de Mercado		
Variação de preço de mercado	Resultados do Newave; simulação de diferenças de preços entre submercados	Contrato de Bancabilidade de Projetos de Geração de Energia Elétrica – CBP
Incerteza na evolução da oferta e demanda	Elaboração de Balanço Energético, com ponderações adequadas	Contrato de Bancabilidade de Projetos de Geração de Energia Elétrica – CBP
Estratégia comercial	Elaboração de curvas (f.d.p.) de preços de energia	Alocação de Blocos de Energia
Inadimplência	Uso de tabelas com probabilidades de inadimplência	Uso de tabelas com probabilidades de inadimplência + Alocação de Blocos de Energia
Riscos Técnicos e Climáticos		
Operação das usinas	Técnica de elaboração de cenários; uso de distribuições de probabilidade conhecidas	Seguros; Energia de reserva (<i>Backup</i> de energia)
Hidrologia	Simulação das regras do MRE	Mecanismos tradicionais; Energia de reserva (<i>Backup</i> de energia); Nível de contratação bilateral

FATOR GERADOR DE RISCO	SUGESTÃO DE MODELAGEM	SUGESTÃO DE MITIGAÇÃO
Riscos Econômico-Financeiros		
Variação de tributos	Técnica de elaboração de cenários	Conhecimento, preparação e interação com o poder normativo
Variação de custos de investimento e de financiamento (Variação na taxa de câmbio)	No longo prazo é igual à previsão de inflação; no curto prazo: elaboração de cenários	Produtos financeiros (derivativos)
Riscos Jurídicos-Institucionais		
Riscos jurídicos		
Normatização	Não se aplica	Preparação da empresa para o ambiente institucional, preparação da equipe, interação com o ambiente regulador (antecedência), agilidade (adaptação)
Contrato	Não se aplica	Preparação da empresa para o ambiente negocial, seleção de equipe, estabelecimento de padrões de comportamento da empresa, estar preparado para os extremos
Riscos Institucionais	Não se aplica	Acompanhamento de mudanças institucionais

5 PROPOSTA DE MECANISMOS PARA A MITIGAÇÃO DE RISCOS

A seguir são elaborados comentários gerais sobre os mecanismos para a mitigação de riscos e são apresentadas propostas de mecanismos para a mitigação de riscos. Serão descritos dois mecanismos específicos para o mercado de energia elétrica – o Contrato de Bancabilidade de Projetos de Geração de Energia Elétrica – CBP, e a alocação de blocos de energia elétrica.

5.1 COMENTÁRIOS GERAIS SOBRE MECANISMOS PARA A MITIGAÇÃO DE RISCOS

De modo geral, ao se analisar as possibilidades práticas de mecanismos para a mitigação de riscos, pode-se considerar que estes podem ser classificados em três tipos:

- Mecanismo físico: é o que depende de ativos físicos que o respaldem, exigindo grandes investimentos para sua implantação. Como exemplo, pode-se citar a reserva de energia (*backup* de energia);
- Mecanismo financeiro: é o que depende de ativos financeiros, ou seja, a disponibilidade de recursos financeiros que poderão ser utilizados eventualmente. Como exemplo, pode-se citar as opções financeiras ou o Contrato de Bancabilidade de Projetos de Geração de Energia Elétrica – CBP a ser apresentado;
- Mecanismo estratégico: é o que depende muito menos de ativos físicos e financeiros, comparativamente aos dois anteriores, e mais de análises estratégicas. Como exemplo, pode-se citar a alocação de blocos de energia elétrica, a ser apresentada.

5.2 O CONTRATO DE BANCABILIDADE DE PROJETOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CBP)

Os *Power Purchase Agreements* – PPAs – acordos, ou contratos, de longo prazo, de compra e venda de energia – são instrumentos de mitigação de riscos dos geradores em mercados com competição no atacado, por reduzirem a exposição a preços de curto prazo. Porém, a obtenção de PPAs nem sempre é possível nas condições mínimas para viabilizar os empreendimentos de geração, sendo as principais razões disso: (i) a expectativa ou esperança dos agentes ofertantes de PPA, ou seja, compradores de energia elétrica (distribuidoras, consumidores e comercializadoras), de que em algum momento no futuro será possível comprar energia por preços menores, e (ii) incertezas o crescimento da demanda de seus consumidores cativos e a possibilidade de perdas de seus consumidores livres.

Sem os compradores de energia elétrica dispostos a oferecer garantia de compra, os geradores (PIEEs), com a incerteza dos preços futuros de mercado, ficam relutantes na tomada de decisão para investimento em novas fontes de geração.

O Contrato de Bancabilidade de Projetos de Geração de Energia Elétrica – CBP é um tipo de PPA, com o objetivo de garantir um preço de venda mínimo (Preço de Bancabilidade – P_B) à energia elétrica produzida por um Produtor Independente de Energia Elétrica – PIEE, necessário para este honrar seus compromissos de custos fixos, amortização de dívidas, prêmio do CBP e outros, e suficiente para garantir a viabilidade financeira do empreendimento.

Este contrato também pode ser entendido como um derivativo financeiro, uma opção de venda de energia com algumas características especiais. Esta opção é vendida a um PIEE por um ofertante de CBP. O PIEE tem o direito de vender e o ofertante tem a obrigação de comprar a energia gerada pela usina, sempre que esta

energia não for vendida no mercado no mínimo ao Preço de Bancabilidade – P_B .

A utilidade do CBP surge devido às incertezas quanto aos preços de mercado e sua variabilidade (fator gerador de risco: variação de preço de mercado) e devido à incerteza na evolução da oferta e demanda (fator gerador de risco: incerteza na evolução da oferta e demanda). No primeiro caso o CBP funciona como um redutor da variabilidade dos preços e no último caso o CBP garante um fluxo de caixa mínimo até que a demanda cresça.

O conceito do CBP foi idealizado com o objetivo de contribuir para: (i) a indução e viabilização do aumento de oferta de energia elétrica, criando condições para os agentes de mercado assumirem compromissos de médio e longo prazo, e (ii) o restabelecimento do equilíbrio entre a oferta e demanda de energia no país.

5.2.1 Premissas para a Concepção do CBP

Tendo em vista que o CBP é uma proteção contra riscos de mercado (variação de preço de mercado e incerteza na evolução da oferta e demanda) exclusivamente, a forma de cálculo do prêmio não é alterada segundo a fonte de geração da energia elétrica. A diferença está apenas na definição do Preço de Bancabilidade, pois este pode ser função de cada projeto especificamente.

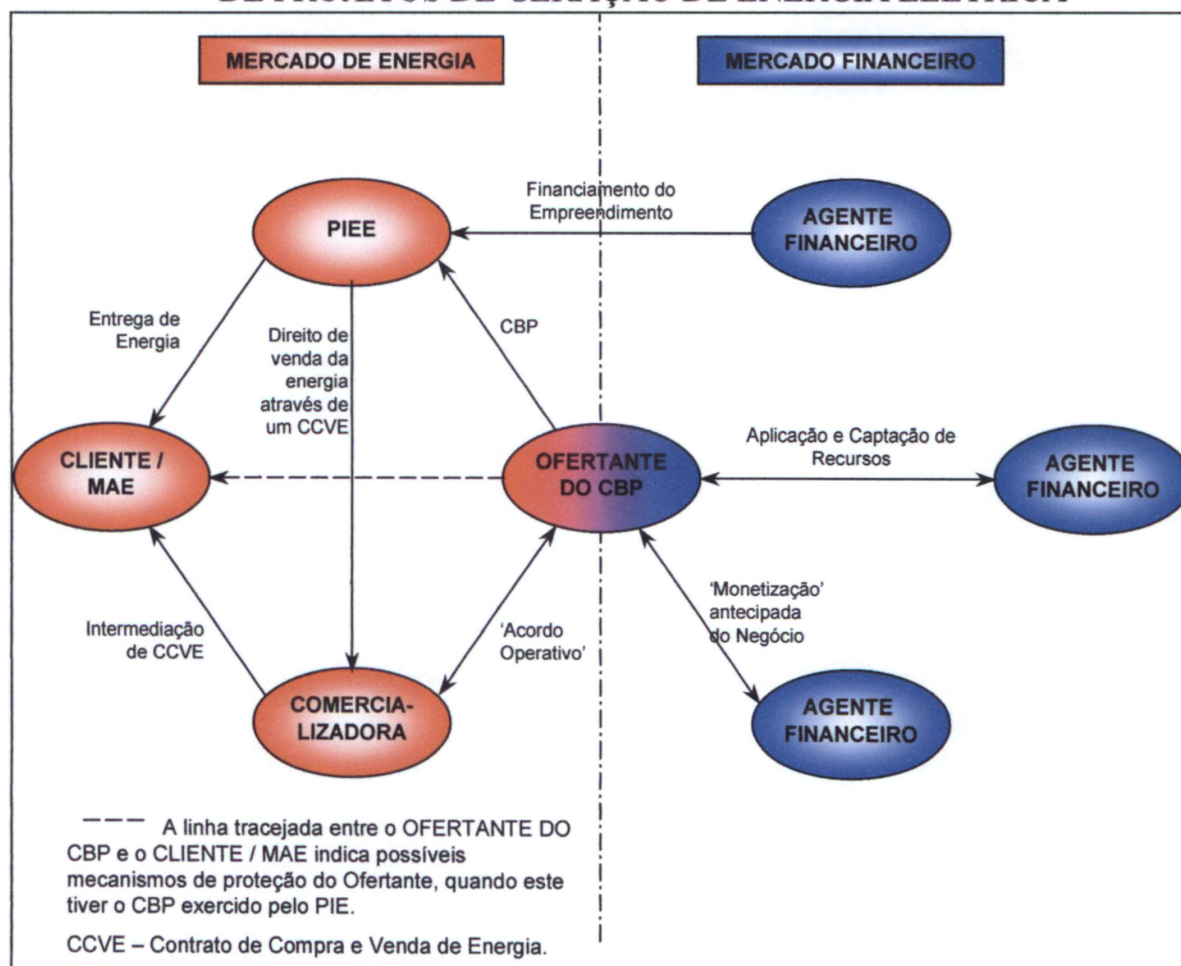
O Produtor Independente de Energia Elétrica – PíEE será representado por uma comercializadora nas operações de comercialização de energia, pagando uma taxa de corretagem para tanto.

5.2.2 O Arranjo Comercial

O arranjo comercial proposto para a oferta de CBP é apresentado na figura 6

a seguir. Neste arranjo o ofertante do CBP vende uma opção de venda de energia elétrica – por um preço mínimo (Preço de Bancabilidade – P_B) – de longo prazo ao PíEE, cobrando por esta opção um prêmio (o prêmio do CBP).

FIGURA 6 – ARRANJO COMERCIAL DO CONTRATO DE BANCABILIDADE DE PROJETOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA



Uma comercializadora atua como um agente de intermediação de compra e venda (*broker*)¹⁹, cobrando uma taxa de corretagem acordada com o Produtor Independente de Energia Elétrica – PíEE, ficando com o direito de comercializar a energia gerada no mercado.

¹⁹ A principal razão para atuação como *broker* é evitar a bitributação no processo de comercialização.

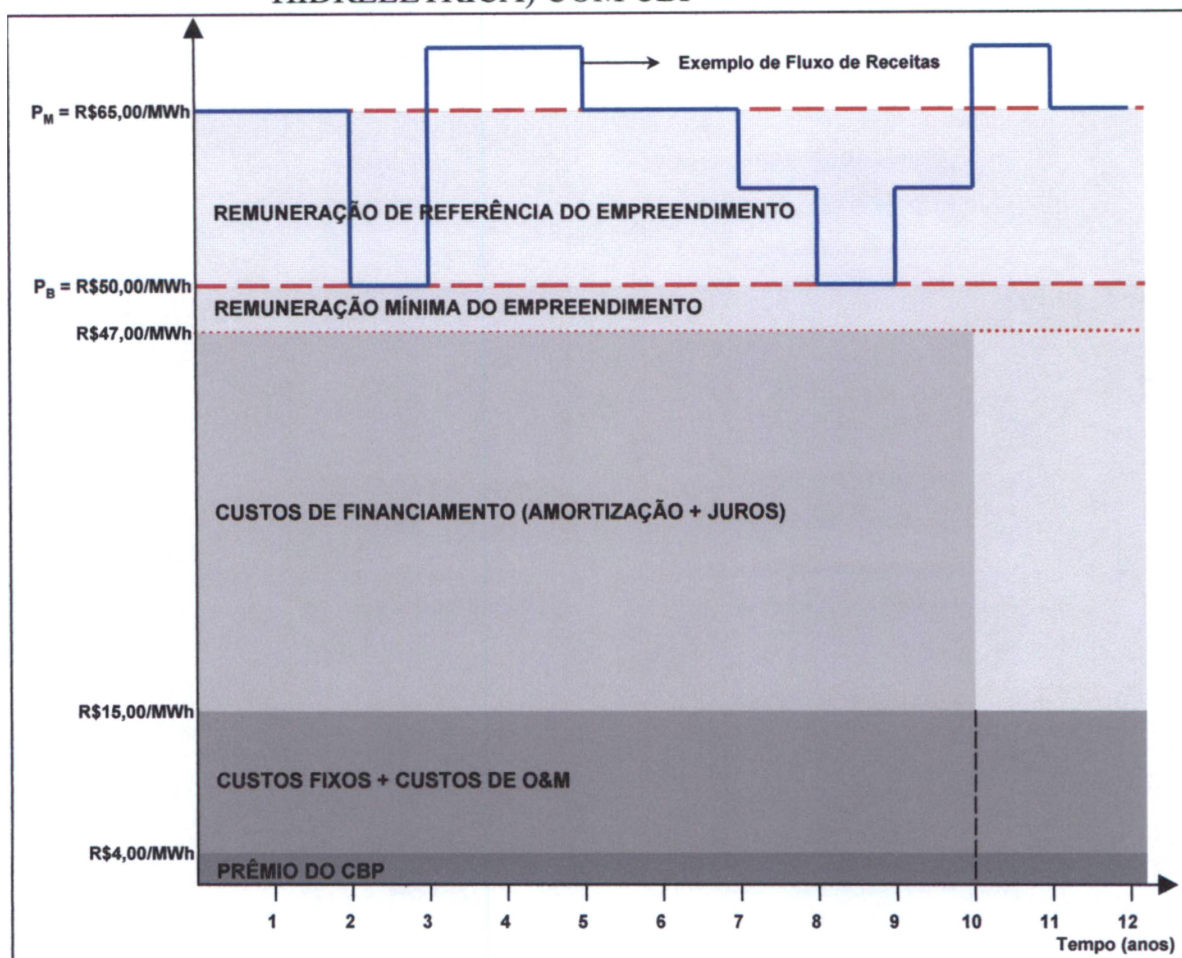
O preço para efetivação de vendas (Preço de Mercado – P_M) é acordado entre o PíEE e a comercializadora, com base em referências oferecidas pela comercializadora de valores competitivos no mercado, devendo incluir o valor da taxa de corretagem da comercializadora. Este é um preço que visa obter uma remuneração de referência para o empreendimento, superior à remuneração mínima do empreendimento que é obtida com o Preço de Bancabilidade – P_B .

O P_B corresponde a um valor que cobre os custos de financiamento (amortização + juros), custos fixos, custos de operação e manutenção, o prêmio do CBP e uma remuneração mínima²⁰ do empreendimento. É o preço a ser pago pelo ofertante do CBP, pela energia contratada (e efetivamente entregue), ao PíEE, caso o CBP seja exercido. O exercício do CBP ocorre sempre que a comercializadora não consiga vender a energia no mercado por preços superiores ao P_B .

Um exemplo de fluxo de caixa resultante para o PíEE com CBP teria as características apresentadas na figura 7 a seguir. O fluxo de receitas (linha cheia azul) garantiria uma remuneração mínima ao empreendimento mesmo em situações desfavoráveis de preços de mercado ($P_M < P_B$).

²⁰ A remuneração mínima do empreendimento deve ser no mínimo igual à taxa livre de risco do mercado.

FIGURA 7 – EXEMPLO DE FLUXO DE CAIXA DO PIEE (USINA HIDRELÉTRICA) COM CBP



A comercializadora tentará vender a energia no mercado pelo maior valor possível, sendo que, em caso de não venda, disponibilizará tal energia no MAE, sendo remunerada ao preço do MAE. No caso de disponibilização no MAE duas situações podem ocorrer: (i) quando o preço do MAE estiver abaixo do P_B , o PIEE exercerá o CBP, causando prejuízo ao ofertante; (ii) quando o preço do MAE estiver acima do P_B , a venda da energia se dará no MAE.

Nas figuras 8 e 9 a seguir é apresentado um exemplo de preços do MAE, com a possível área de exposição do ofertante do CBP a estes, caso o Preço de Bancabilidade seja de 50,00 R\$/MWh.

FIGURA 8 – EXEMPLO DE PREÇOS DO MAE, DESTACANDO A POSSÍVEL ÁREA DE EXPOSIÇÃO DO OFERTANTE DO CBP

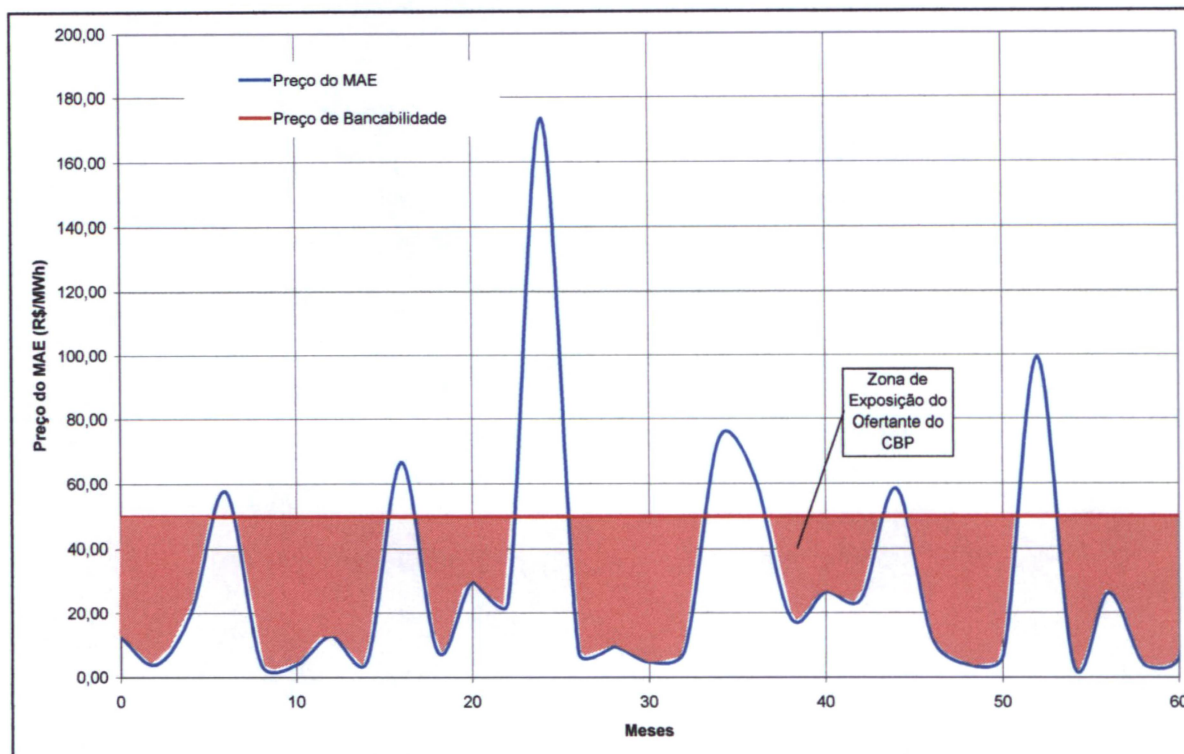
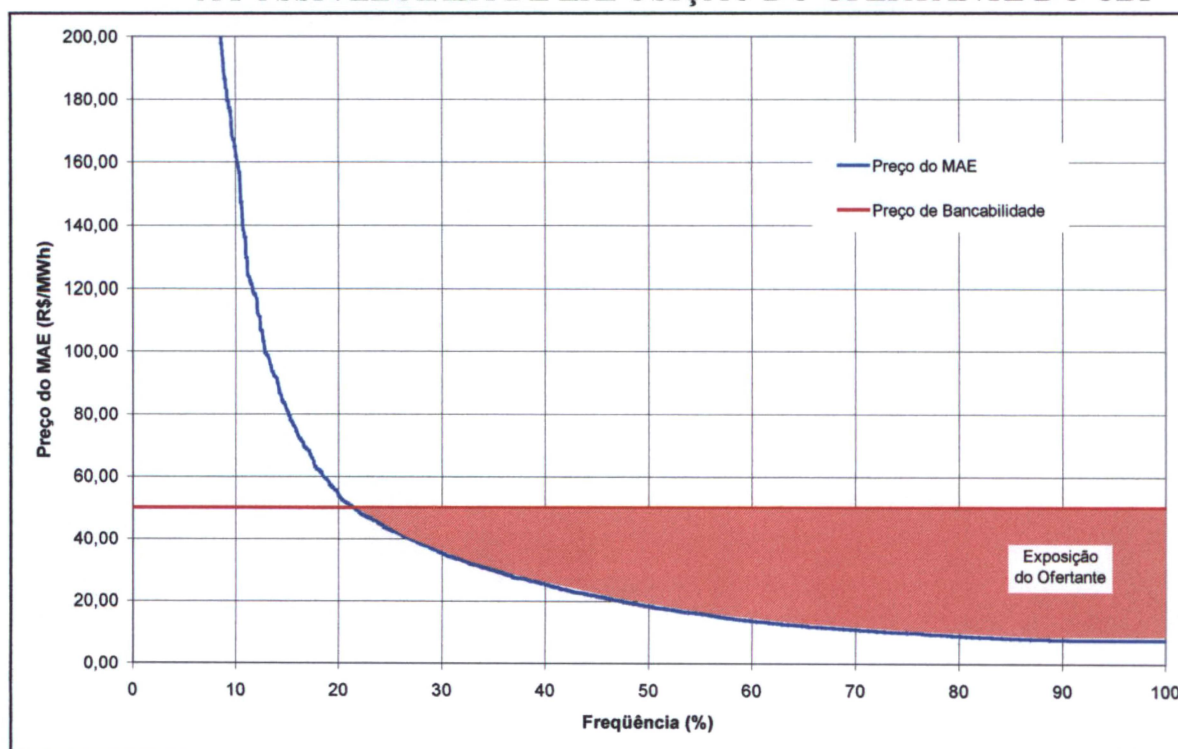


FIGURA 9 – CURVA DE FREQUÊNCIA DOS PREÇOS DO MAE, DESTACANDO A POSSÍVEL ÁREA DE EXPOSIÇÃO DO OFERTANTE DO CBP



O grau de exposição do ofertante do CBP depende diretamente da capacidade de comercialização da comercializadora, sua capacidade de vender ao preço desejado do mercado, ou seja, esta deve procurar vender a energia no mercado (através de contratos bilaterais ou leilões) de forma a minimizar ou zerar o volume de energia exposta ao preço do MAE, quando este estiver baixo (menor que o preço de bancabilidade).

5.2.3 O Prêmio do CBP

O cálculo do prêmio do CBP é realizado simulando-se o fluxo de caixa do ofertante do CBP, a partir de cenários previstos para os preços do MAE (curto prazo), sendo que cada cenário dá origem a um fluxo de caixa.

O primeiro procedimento de cálculo é comparar o Preço de Bancabilidade (P_B) estipulado para o CBP com o preço do MAE para cada mês dos cenários de preços. O ofertante fará uma operação de saldo negativo se o preço do MAE for inferior ao P_B , pois estará garantindo ao PíEE o pagamento do P_B , para o montante de energia contratada, porém estará vendendo no mercado pelo preço do MAE.

Por outro lado, o ofertante estará recebendo o valor equivalente ao prêmio do CBP do PíEE. Desta forma, poderá ter prejuízo mensal, se a diferença entre o P_B e o preço do MAE, for maior que o prêmio, ou poderá ter lucro se esta diferença for menor que o prêmio.

Este raciocínio é válido para a suposição de que toda a energia contratada via CBP esteja “exposta” ao preço do MAE. Esta “exposição” pode não ser desejável tendo em vista os riscos associados. Desta forma, o que se procura é realizar Contratos

de Compra e Venda de Energia – CCVEs²¹ para a comercialização da energia.

Porém, eventualmente, nem toda a energia será vendida, ou seja, uma parte da energia poderá ficar “exposta” aos preços do MAE. Esta exposição é função do próprio mercado de energia (competição com fontes semelhantes ou outras fontes, variações na demanda, etc) e da competência da comercializadora envolvida em colocar a energia no mercado.

Assim define-se uma taxa de exposição do ofertante do CBP, a ser multiplicada pela diferença entre o P_B e o preço do MAE. A taxa de exposição do ofertante ($T_{x_{exp}}$) é a probabilidade de “não venda” da energia pela comercializadora envolvida no negócio. A exposição referida pela taxa de exposição é de montantes de energia, ou seja, é a quantidade de energia que a comercializadora pode não conseguir vender no mínimo ao P_B . Como será visto a diante, a taxa de exposição será multiplicada não por montantes de energia, mas pela diferença de preços ($P_{MAE}^{22} - P_B$), o que é indiferente para efeito do CBP, pois os preços serão multiplicados pelos montantes de energia, posteriormente.

A definição da taxa de exposição²³ deve ser baseada na experiência das

²¹ Através de contratos bilaterais negociados individualmente ou através de leilões.

²² Preço do MAE.

²³ A probabilidade de não venda é função essencialmente, do preço praticado pelo mercado e da quantidade de energia disponível no mercado – grau de equilíbrio entre oferta e demanda. Uma modelagem que poderia ser estudada para a definição da taxa de exposição (probabilidade de não venda) seria a construção de uma curva (ou superfície) relacionando a probabilidade de não venda com o preço e com um parâmetro (p. ex. ρ), sendo este parâmetro uma relação entre oferta (MW.médios) e demanda (MW.médios).

comercializadoras. A adequação do valor definido para a taxa de exposição será tanto melhor quanto maior o volume de negócios no setor.

Fazendo o somatório mês a mês dos lucros ou prejuízos, para todos os meses de cada cenário de preços do MAE, pode-se verificar a evolução da reserva de bancabilidade do negócio. A equação que representa a reserva de bancabilidade é a apresentada a seguir:

$$Reserva_{mês} = Reserva_{mês\ anterior} + FC_{mês} \quad (1)$$

Onde:

$Reserva_{mês}$: Reserva de bancabilidade até o mês atual [R\$/MWh];

$Reserva_{mês\ anterior}$: Reserva de bancabilidade até o mês imediatamente anterior ao atual [R\$/MWh];

$FC_{mês}$: Fluxo de caixa do ofertante do CBP no mês atual (pode ser positivo ou negativo) [R\$/MWh].

Caso a reserva de bancabilidade acumulada até o mês atual seja negativa, considera-se que o ofertante fará um empréstimo no mercado financeiro igual ao montante de reserva negativa. Caso a reserva de bancabilidade acumulada até o mês atual seja positiva, considera-se que o ofertante fará uma aplicação no mercado financeiro igual ao montante de reserva positiva.

Obviamente, em caso de lucro mensal em um mês em que a reserva de bancabilidade encontre-se negativa, este valor será usado para reduzir o empréstimo no mercado financeiro, podendo até zerar o empréstimo se o lucro for maior que o montante de empréstimo. Igualmente, em caso de prejuízo mensal em um mês em que a reserva de bancabilidade encontre-se positiva, este valor será retirado da aplicação financeira.

Ainda, devem ser considerados os tributos incidentes sobre todas as operações realizadas pelo ofertante, para a melhor representação de seu fluxo de caixa.

Desta forma, a representação final da equação do fluxo de caixa mensal do ofertante, é a apresentada a seguir:

$$FC_{mês} = Prêmio + (P_{MAE} - P_B) \cdot Tx_{exp} + Resultado Financeiro - Tributos \quad (2)$$

Onde:

$FC_{mês}$: Fluxo de caixa do ofertante do CBP no mês atual [R\$/MWh];

$Prêmio$: Prêmio do CBP [R\$/MWh];

P_{MAE} : Preço do MAE [R\$/MWh];

P_B : Preço de Bancabilidade do CBP [R\$/MWh];

Tx_{exp} : Taxa de exposição da comercializadora participante do negócio [%];

$Resultado Financeiro$: Resultado da aplicação ou captação financeira realizada, sendo positivo em caso de aplicação e negativo em caso de captação [R\$/MWh];

$Tributos$: Total de custo de tributos incidentes sobre as operações [R\$/MWh].

Estando todos os outros componentes da equação definidos, falta definir como obter o valor do prêmio.

O valor do prêmio é obtido de maneira iterativa, de tal forma que, ao final do horizonte de análise (último mês dos cenários previstos para os preços do MAE) a reserva de bancabilidade do negócio seja positiva, admitindo-se uma certa probabilidade de sucesso para tanto. Esta probabilidade está associada aos cenários

previstos para os preços do MAE, que têm uma certa probabilidade de acontecer.

Por exemplo, admita-se que se tem 100 cenários previstos para os preços do MAE, e deseje-se admitir uma probabilidade de 95% de chance de que a reserva de bancabilidade seja positiva ao final do horizonte de análise (95% de probabilidade de sucesso). Inicia-se o cálculo com um valor qualquer de prêmio, e este é alterado de maneira iterativa até que, em 95 dos cenários, a reserva de bancabilidade no último mês seja positiva. Admite-se, portanto, que em 5 dos cenários, a reserva seja negativa (5% de risco da reserva de bancabilidade ser negativa).

A experiência e o maior volume de negócios no setor possibilitarão a verificação da adequação da probabilidade de sucesso da reserva de bancabilidade.

5.2.4 A Reserva de Bancabilidade (R_B)

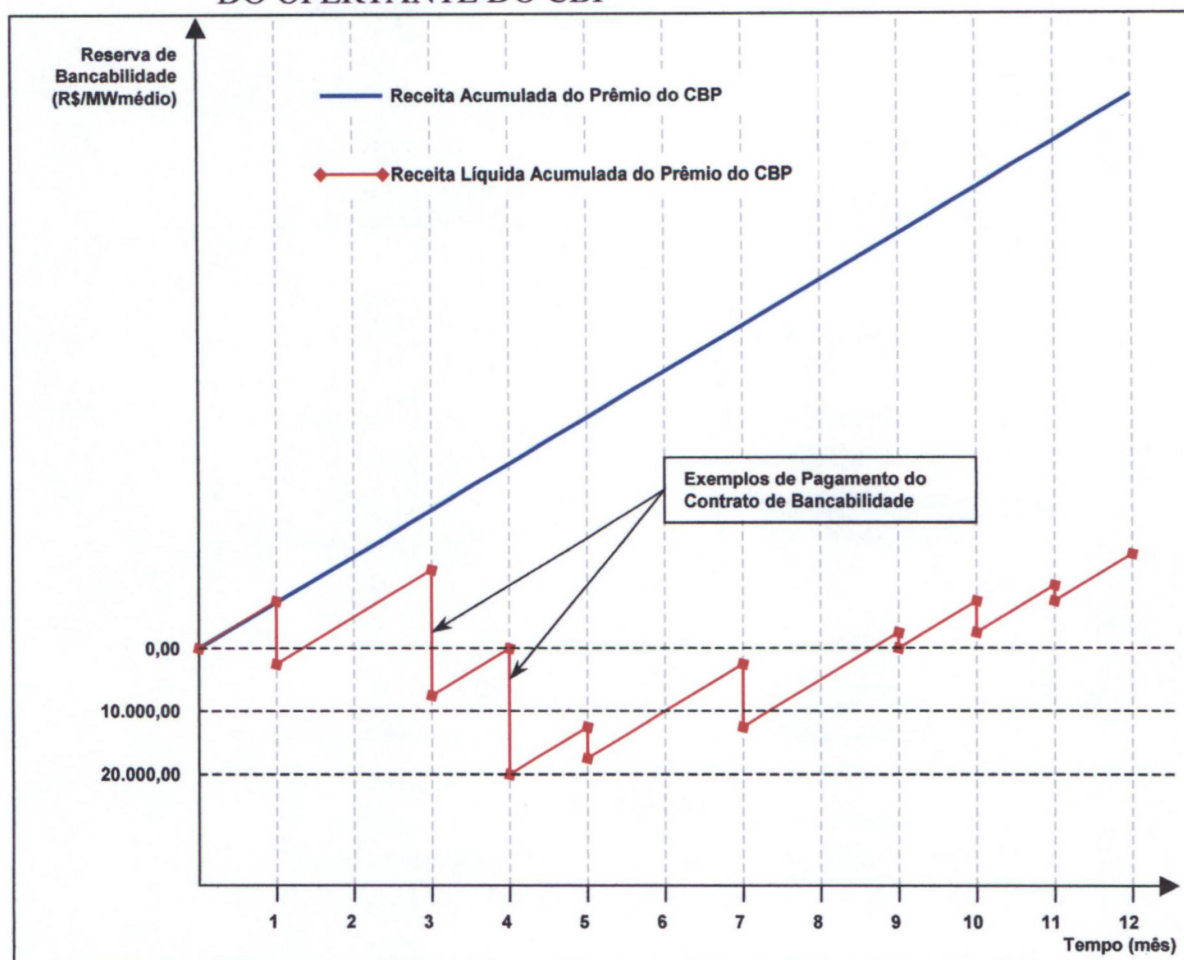
É necessário estabelecer uma reserva, acessível aos financiadores do empreendimento de geração, de alta liquidez, capaz de assegurar o pagamento do preço de bancabilidade quando ocorrerem as falhas de comercialização, sendo que esta reserva deve ter uma remuneração mínima.

Assim como o prêmio, a reserva de bancabilidade é uma variável aleatória, função dos seguintes parâmetros:

- (i) Preço de bancabilidade;
- (ii) Taxa de exposição;
- (iii) Preço do MAE;
- (iv) Probabilidade de sucesso (reserva de bancabilidade ser positiva).

Na figura 10 a seguir é apresentado um exemplo de histórico da evolução da reserva de bancabilidade do ofertante do CBP.

FIGURA 10 – EXEMPLO DE HISTÓRICO DA RESERVA DE BANCABILIDADE DO OFERTANTE DO CBP



Neste caso o máximo valor negativo, é de 20.000,00 R\$/MW.médio, que representaria a reserva financeira a ser disponibilizada pelo ofertante.

A reserva de bancabilidade pode ser obtida no mercado financeiro a cada instante ou pode ser um montante pertencente ao ofertante, sendo que importa a garantia da disponibilização de tal recurso quando necessário.

No item 6 será apresentado um estudo de caso detalhado de dimensionamento do CBP.

5.3 A ALOCAÇÃO DE BLOCOS DE ENERGIA ELÉTRICA

Define-se inicialmente um bloco de energia elétrica como um montante, expresso em MWh ou MW.médios, disponibilizado durante um certo intervalo de tempo. Por exemplo, um bloco de energia elétrica poderia ter 1.000 MW.médios sendo disponibilizado durante 5 anos.

A questão que se apresenta, para um gerador por exemplo, é a seguinte: dado um bloco de energia elétrica, como comercializar (vender) da forma mais rentável (com riscos dimensionados e aceitáveis)? Para um comercializador, a questão poderia apresentar-se de forma mais complexa, pois seria: como comprar e vender da forma mais rentável (com riscos dimensionados e aceitáveis)? Para efeito de apresentação da alocação de blocos de energia elétrica será discutida apenas a questão da venda.

A questão de como vender da forma mais rentável (com riscos dimensionados e aceitáveis) surge devido às incertezas quanto aos preços de mercado e sua variabilidade (fator gerador de risco: variação de preço de mercado) e devido à estratégia comercial (fator gerador de risco: estratégia comercial). Assim, por exemplo:

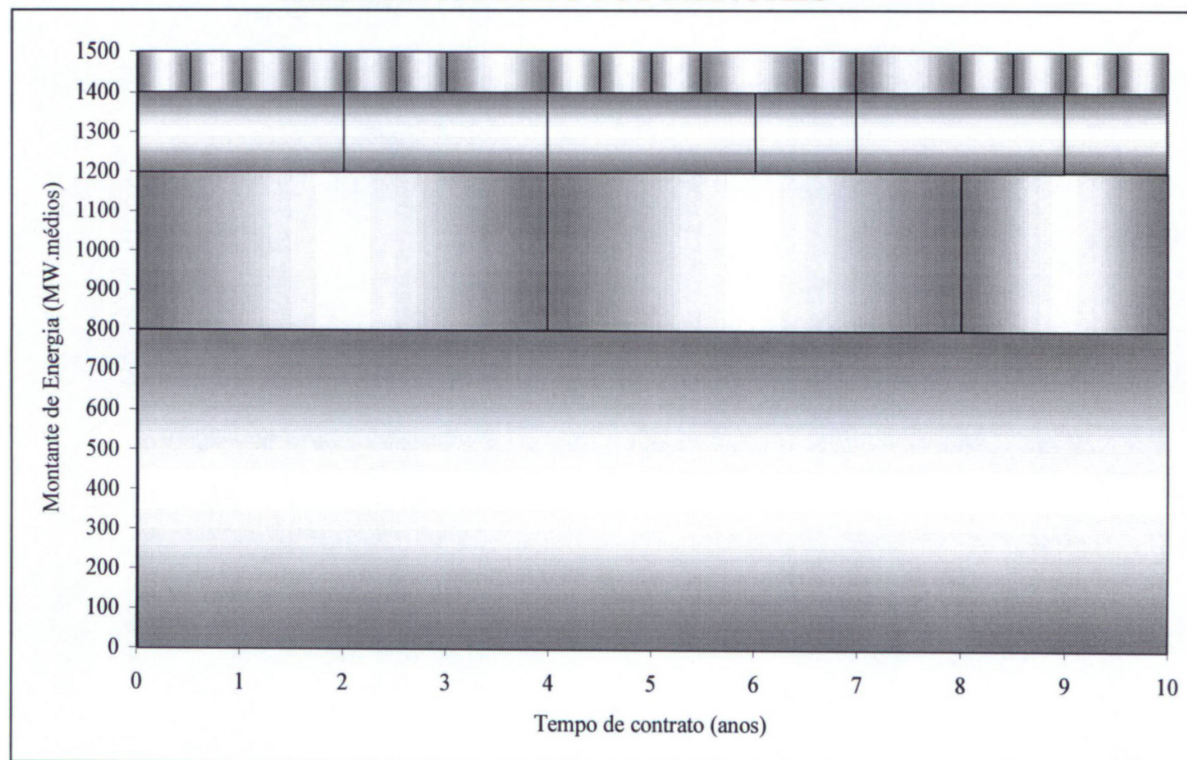
- se um gerador tem expectativas de que os preços do mercado de curto prazo sejam altos, deverá preferir não ter contratos bilaterais (de longo prazo) e ficar exposto aos preços (de curto prazo) do MAE;
- se um gerador tem expectativas de que os preços do mercado de curto prazo sejam baixos, deverá preferir ter contratos bilaterais e não ficar exposto aos preços do MAE.

No limite, o primeiro desejaria estar 100% exposto e o segundo 100% contratado bilateralmente. Porém, o primeiro estaria correndo o risco de que os preços do mercado de curto prazo sejam baixos, prejudicando seu fluxo de caixa, e o segundo

estaria correndo o risco de perder oportunidades de maiores ganhos caso estes preços sejam altos. Portanto, deve-se estudar uma alocação adequada entre estes extremos.

Assim, pode-se definir a alocação de blocos de energia elétrica como o processo pelo qual um agente detentor de um bloco de energia elétrica decide a estratégia de venda deste bloco, ou seja, como dividi-lo em blocos menores, conforme exemplo da figura 11 a seguir. Decide também quais as durações dos contratos para estes blocos (curto, médio e longo prazo), baseando-se no comportamento do preço em função da duração do contrato e seu início e na análise do retorno financeiro esperado. Na figura 12 a seguir é apresentado um exemplo de comportamento de preços de energia elétrica em função da duração do contrato e seu início.

FIGURA 11 – EXEMPLO DE DIVISÃO DE UM BLOCO DE ENERGIA ELÉTRICA EM BLOCOS MENORES



usados para buscar soluções otimizadas, ou seja, qual a alocação de blocos “ótima” dada certa função objetivo (máximo retorno, por exemplo) e certas restrições (tamanho dos blocos, duração dos contratos, por exemplo), porém isso não será desenvolvido neste trabalho.

A etapa mais complexa deste mecanismo é a definição do comportamento de preços de energia elétrica em função da duração do contrato e seu início, como visto na figura 12. Como este comportamento não é determinístico há que se associar probabilidades aos preços.

À partir do *software* Newave é possível obter os preços de curto prazo (duração do contrato de 1 mês ou menos, por exemplo), podendo-se associar probabilidades a estes preços, pois o *software* gera séries de preços com base em séries sintéticas de vazões.

Para o longo prazo poderia ser usado o modelo proposto por UMBRIA (1999), que leva em consideração a expansão da oferta para os próximos anos (10, por exemplo). Neste modelo, poderiam ser simulados cenários de oferta e variações de custos dos empreendimentos de modo a se poder associar probabilidades aos preços. Este modelo leva a uma tendência de preços conforme esperado, ou seja, crescimento ao longo do tempo (início do contrato) seguindo uma tendência linear.

Para o médio prazo, devem ser elaboradas interpolações adequadas, podendo ser curvas que sejam iniciadas nos preços de curto prazo e tendam de maneira assintótica aos preços de longo prazo, como ilustrado na figura 12.

O exemplo a seguir ilustra o mecanismo de alocação de blocos de energia elétrica proposto.

5.3.1 Exemplo de Alocação de Blocos de Energia Elétrica

Como exemplo para este comportamento de preços apresenta-se a tabela 9 a seguir, que é um exemplo de representação tabular da figura 12, com valores discretos (não contínuos) tanto de preços quanto de duração do contrato e seu início.

TABELA 9 – PREÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA EM FUNÇÃO DA DURAÇÃO DO CONTRATO E SEU INÍCIO (R\$/MWh)

	DURAÇÃO DO CONTRATO (MESES)											
	1 OU MENOS			3			6			12 OU MAIS		
INÍCIO DO CONTRATO (MESES)	PROBABILIDADES DE OCORRÊNCIA DOS PREÇOS (%)											
	50%	30%	20%	50%	30%	20%	50%	30%	20%	50%	30%	20%
0	100,00	290,00	435,00	95,00	250,00	375,00	90,00	220,00	330,00	60,00	100,00	150,00
3	80,00	240,00	360,00	75,00	220,00	330,00	70,00	180,00	270,00	61,00	101,00	151,00
6	70,00	180,00	270,00	65,00	160,00	240,00	60,00	130,00	195,00	62,00	102,00	152,00
9	60,00	120,00	180,00	55,00	110,00	165,00	55,00	120,00	180,00	63,00	103,00	153,00
12	50,00	90,00	135,00	50,00	80,00	120,00	50,00	110,00	165,00	64,00	104,00	154,00
15	40,00	60,00	90,00	45,00	60,00	90,00	50,00	90,00	135,00	65,00	105,00	155,00
18	30,00	40,00	60,00	45,00	60,00	90,00	50,00	80,00	120,00	66,00	106,00	156,00
21	30,00	40,00	60,00	45,00	60,00	90,00	50,00	80,00	120,00	67,00	107,00	157,00
24	30,00	40,00	60,00	45,00	60,00	90,00	50,00	80,00	120,00	68,00	108,00	158,00

Este exemplo é didático, não sendo seus valores provenientes de simulações reais, porém não sendo também infactíveis.

Assim, por exemplo, um contrato com início em 6 meses e com duração de 3 meses tem 50% de probabilidade de ter preço de 65 R\$/MWh, 30% de probabilidade de ter preço de 160 R\$/MWh e 20% de probabilidade de ter preço de 240 R\$/MWh.

Suponha-se agora que um determinado gerador (PIEE) tem ofertas de compra de energia elétrica que lhe permitem elaborar as seguintes duas hipóteses de alocação de blocos, conforme figuras 13 e 14 a seguir.

FIGURA 13 – HIPÓTESE 1 DE ALOCAÇÃO DE BLOCOS

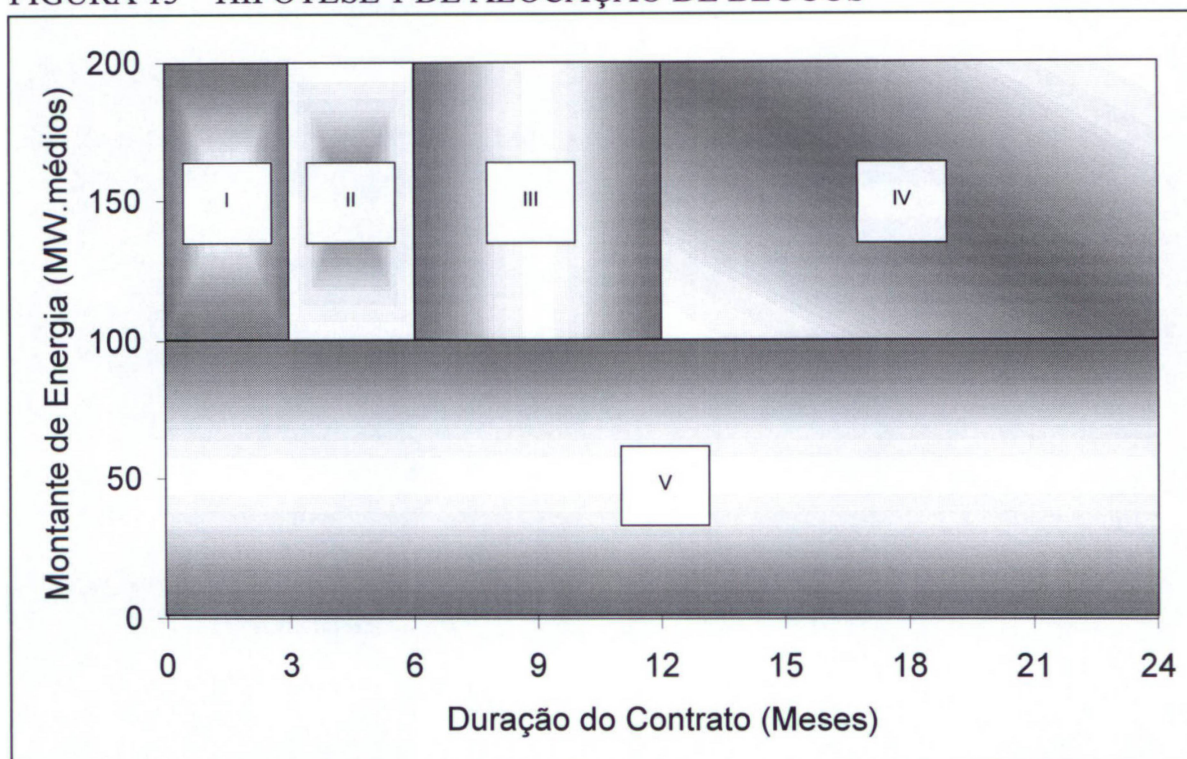
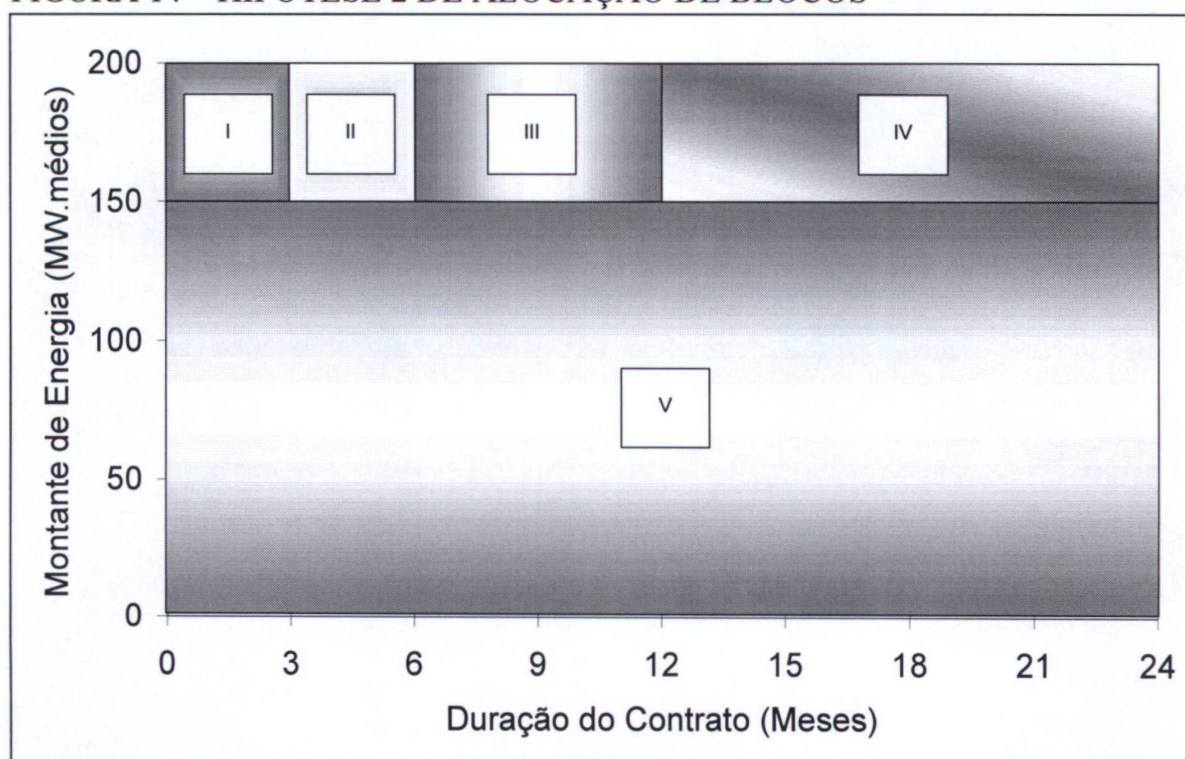


FIGURA 14 – HIPÓTESE 2 DE ALOCAÇÃO DE BLOCOS



Neste exemplo, por simplicidade, estão sendo variados os montantes de energia nos blocos, sem variar a duração e o início dos contratos. Porém, a mesma análise poderia ser feita variando também estas características dos blocos, e inclusive o número de blocos. Os blocos são descritos na tabela 10 a seguir.

TABELA 10 – CARACTERÍSTICAS DOS BLOCOS DE ENERGIA ELÉTRICA

HIPÓTESE DE ALOCAÇÃO DE BLOCOS	BLOCO	INÍCIO DO CONTRATO (MÊS)	DURAÇÃO DO CONTRATO (MESES)	MONTANTE DE ENERGIA (MW.MÉDIOS)
1	I	0	3	100
	II	3	3	100
	III	6	6	100
	IV	12	12	100
	V	0	24	100
2	I	0	3	50
	II	3	3	50
	III	6	6	50
	IV	12	12	50
	V	0	24	150

Os preços associados a estas configurações de início e duração de contrato são as que aparecem em destaque amarelo na tabela 9.

Assim, há 3 possibilidades de preços para cada um dos 5 blocos, o que leva a 243 (ou 3^5) combinações de receitas. Inicialmente, obtém-se as 243 combinações de receitas utilizando a fórmula:

$$Receita = \sum_{i,j} (Duração_i \cdot Montante_i \cdot Preço_{i,j} \cdot NHM) \quad (3)$$

$i = I, II, III, IV \text{ e } V;$

$j = 50\%, 30\%, \text{ e } 20\%$

Onde:

Receita : Uma combinação de receita, dentre 243 possíveis, em função das características dos blocos [R\$];

Duração_i : Duração do contrato relativo ao bloco *i*, com $i = I \text{ a } V$ [Meses];

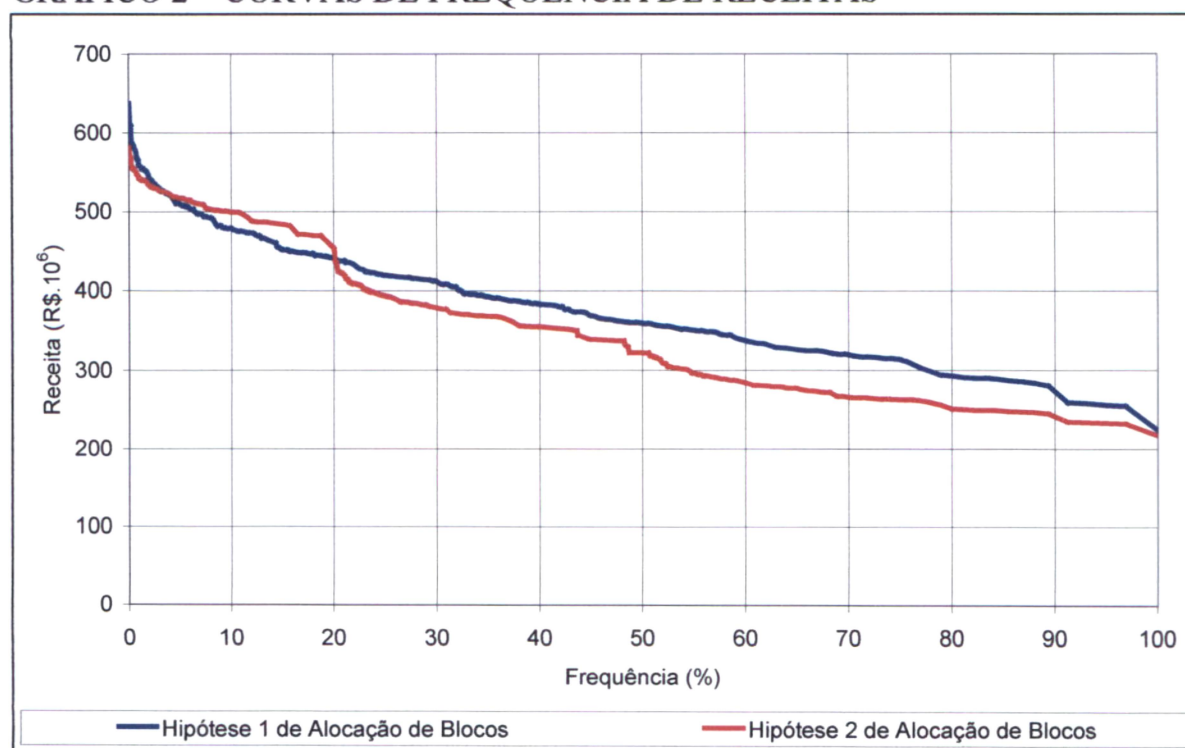
Montante_i : Montante de energia do bloco *i*, com $i = I \text{ a } V$ [MW.médios];

Preço_{i,j} : preço do bloco *i*, com a probabilidade *j*, conforme tabela 6 [R\$/MWh];

NHM : Número de horas médias do mês [730,5 h/mês].

Ordenando-se os valores de receita obtém-se as seguintes curvas de frequência de receitas, sendo, neste caso, a frequência igual à combinação de probabilidades acumulada. Os resultados são apresentados no gráfico 2 a seguir.

GRÁFICO 2 – CURVAS DE FREQUÊNCIA DE RECEITAS



Para efeito de comparação de hipóteses de venda, neste exemplo, calculou-se o valor esperado e o desvio-padrão das combinações resultantes, cujos valores são apresentados na tabela 11 a seguir.

TABELA 11 – VALORES ESPERADOS E DESVIOS-PADRÃO DAS COMBINAÇÕES DE RECEITAS

HIPÓTESE DE ALOCAÇÃO DE BLOCOS	VALOR ESPERADO (R\$.10 ⁶)	DESVIO-PADRÃO (R\$.10 ⁶)
1	429,46	83,46
2	395,77	100,49

Neste caso não haveria dúvida em optar pela hipótese 1, que apresenta maior valor esperado e menor desvio-padrão, ou seja, os dois parâmetros observados são melhores na hipótese 1.

Mas os resultados poderiam ser diferentes, com um parâmetro apontando vantagem para uma hipótese e o outro parâmetro apontando para outra hipótese. Nestes casos, outros parâmetros podem ser analisados de modo a melhor avaliar a relação risco versus retorno. Poderia-se, por exemplo, analisar o valor da receita mínima que tem 95% de probabilidade de ocorrer. Neste caso, a hipótese 1 apresenta valor de R\$ 256,24.10⁶ e a hipótese 2 apresenta valor de R\$ 233,34.10⁶, sendo novamente a hipótese 1 a escolhida.

Assim como esta, várias outras análises poderiam ser feitas relacionando o risco (frequência) e o retorno (receita), de modo a subsidiar a decisão a ser tomada.

6 ESTUDO DE CASO

O estudo de caso apresentado a seguir consiste no dimensionamento de um Contrato de Bancabilidade de Projetos de Geração de Energia Elétrica – CBP para um gerador hidrelétrico e para um ofertante de CBP. O estudo de caso foi formulado com os dados apresentados na tabela 12 a seguir.

TABELA 12 – DADOS PARA O ESTUDO DE CASO

ITEM	VALOR
Preços do MAE (R\$/MWh)	67 ⁽¹⁾ cenários com 60 meses de extensão
Preço de Bancabilidade (R\$/MWh)	50,00
Taxa de exposição	10%
Probabilidade de sucesso da reserva de bancabilidade	95%
Taxa de aplicação e captação financeira	12%a.a.
Taxa de desconto	12%a.a.

(1) O Newave utiliza séries históricas de vazões do ano de 1932 a 1998, o que resulta em 67 séries (cenários) de preços do MAE.

As considerações sobre cada item dos dados são as seguintes:

(i) Preços do MAE:

- Obtenção pelo *software* Newave, com dados (configurações) de Julho de 2002. Sobre os resultados originais do Newave foi aplicado o valor mínimo de 4,00 R\$/MWh (Tarifa de Energia de Otimização – TEO²⁴);

²⁴ O valor da Tarifa de Energia de Otimização – TEO está estabelecido pela Resolução ANEEL n° 172, de 7 de maio de 2001, e é utilizada para o pagamento das transferências de energia entre as usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE.

- Foram utilizados os resultados para os anos de 2002 a 2006. Os valores esperados e desvios-padrão das séries de preços do MAE são apresentados na tabela 13 a seguir.

TABELA 13 – VALORES ESPERADOS E DESVIOS-PADRÃO DAS SÉRIES DE PREÇOS DO MAE

ANO	VALORES ESPERADOS	DESVIO-PADRÃO
2002	48,02	273,50
2003	19,86	103,76
2004	15,48	73,07
2005	25,83	80,90
2006	42,85	173,73
TODOS	30,41	160,21

(ii) Preço de Bancabilidade:

- Com base em fluxos de caixa estimados para usinas do sistema interligado brasileiro obteve-se o valor de 50,00 R\$/MWh como suficiente para garantir o pagamento de custos de financiamento (amortização + juros), custos fixos, custos de Operação e Manutenção – O&M, o prêmio do CBP e uma remuneração mínima a uma típica usina hidrelétrica.

(iii) Taxa de exposição:

- Com base na experiência ainda pequena de comercializadoras do setor definiu-se 10% como um valor razoável.

(iv) Probabilidade de sucesso da reserva de bancabilidade:

- É razoável admitir uma probabilidade de sucesso de 95% para a reserva

de bancabilidade, uma vez que, no mercado financeiro, grandes bancos internacionais adotam probabilidade de 95% a 99% de probabilidade de sucesso em suas carteiras de negócios.

(v) Taxa de desconto:

- Adotou-se o valor de 12%a.a. que equivale a uma aplicação no mercado financeiro.

(vi) Taxas de aplicação e captação financeira:

- Adotou-se valores iguais, o que equivale a supor que existe uma reserva infinita de recursos financeiros disponíveis. Essa consideração, que não afeta o desenvolvimento da metodologia de cálculo, foi feita para evitar a interferência das taxas de juros nos resultados. Poderiam ser utilizadas taxas diferenciadas, por exemplo, 12%a.a. para aplicação e 18%a.a. para captação.

(vii) Tributos:

- Para este trabalho ignorou-se os tributos incidentes nas operações, sendo que estes não afetam o desenvolvimento da metodologia de cálculo.

O procedimento de cálculo apresentado em 5.2.3, foi implementado em uma planilha de cálculo *Microsoft® Excel*, na qual cada cenário de preços do MAE leva a um valor final (no mês 60) de Reserva de Bancabilidade, ao se aplicarem as equações (1) e (2) apresentadas e reproduzidas a seguir:

$$Reserva_{mês} = Reserva_{mês anterior} + FC_{mês} \quad (1)$$

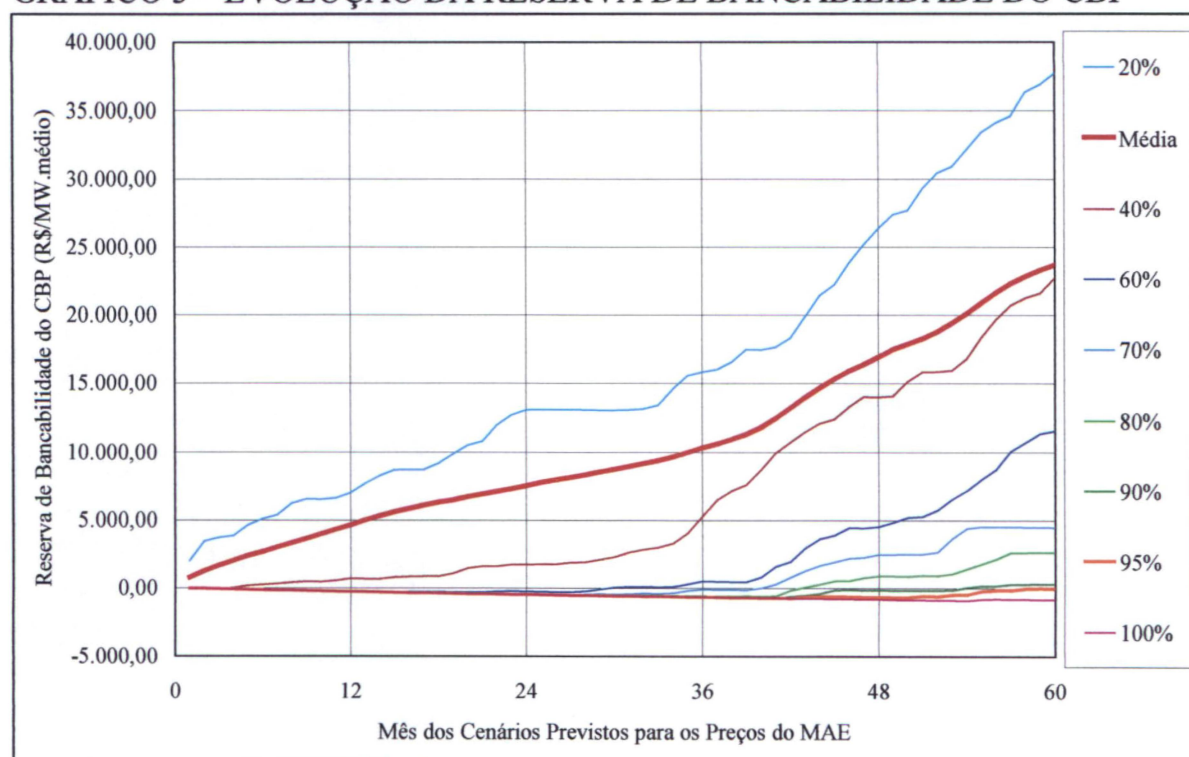
$$FC_{mês} = Prêmio + (P_{MAE} - P_B) \cdot Tx_{exp} + Resultado Financeiro - Tributos \quad (2)$$

Através de um processo iterativo (implementado neste *software* pela função padrão Atingir Meta) o valor do prêmio é alterado, até que em 95%²⁵ dos 67 cenários de preços do MAE, a Reserva de Bancabilidade seja superior a zero.

O resultado obtido para o valor do prêmio foi de 4,57 R\$/MWh.

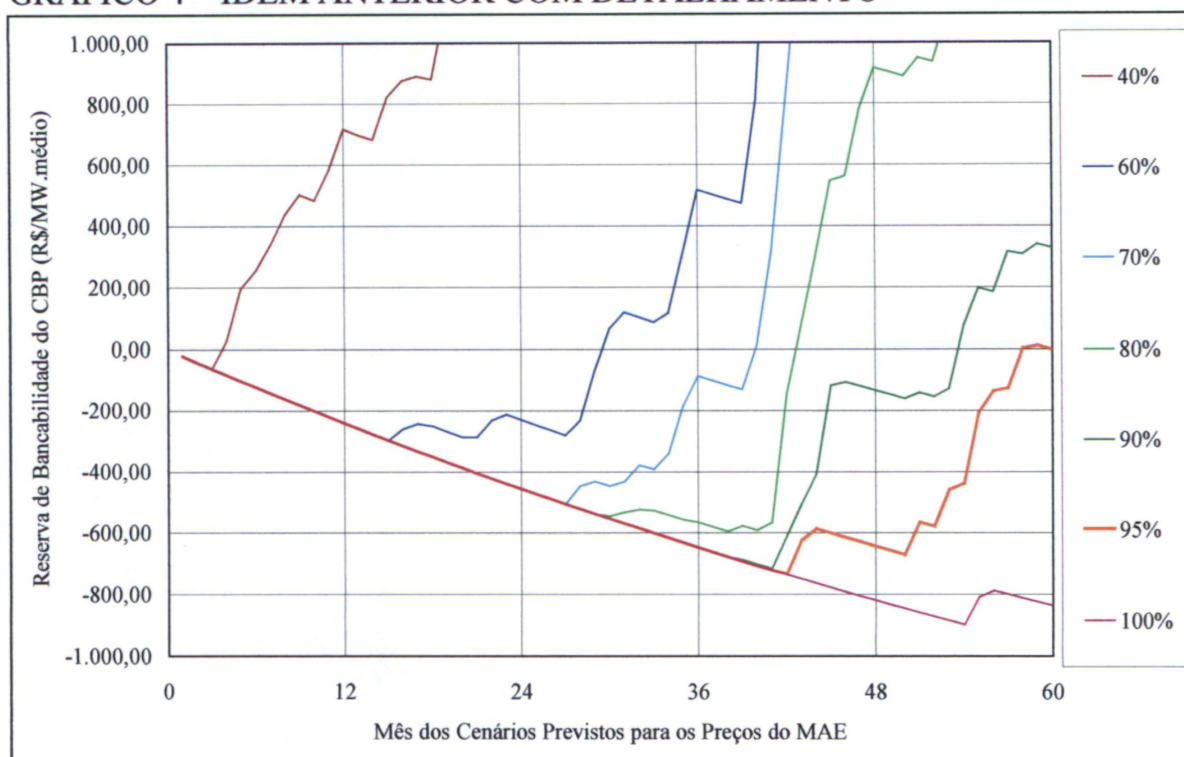
Nos gráficos 3 e 4 a seguir é apresentada a evolução da reserva de bancabilidade do CBP (em valores presente), associada a cada probabilidade.

GRÁFICO 3 – EVOLUÇÃO DA RESERVA DE BANCABILIDADE DO CBP



²⁵ Na aplicação prática no *software* é utilizado o percentil de 95% para este procedimento de cálculo.

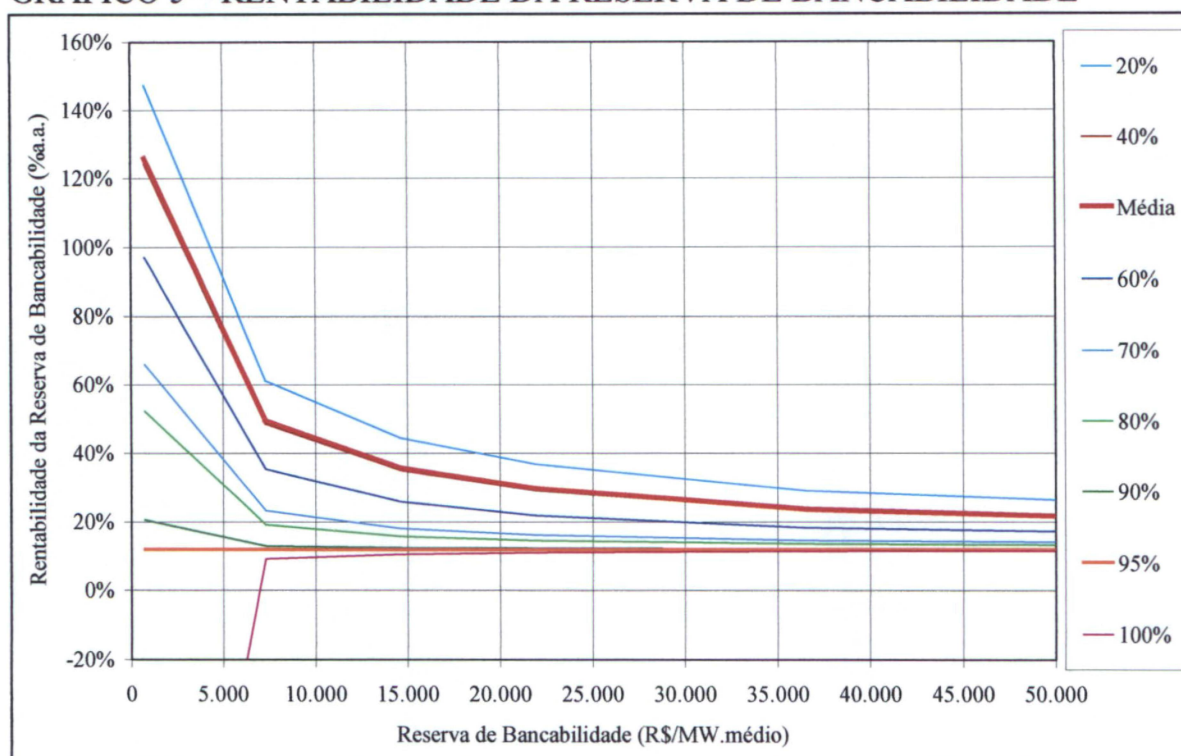
GRÁFICO 4 – IDEM ANTERIOR COM DETALHAMENTO



A probabilidade representada em cada linha é a de que a reserva financeira seja maior ou igual ao indicado no gráfico, assim, há 95% de probabilidade de que a reserva de bancabilidade no último mês dos cenários seja positiva, conforme se pode observar.

Para evitar captações financeiras pode-se criar uma reserva de bancabilidade inicial igual ao maior valor negativo da curva de 95% do gráfico anterior. Assim, para este caso a R_B inicial seria de 1,00 R\$/MWh ou 732,88 R\$/MW.médio, considerando que o fluxo de caixa tem base mensal. No gráfico 5 a seguir é apresentada a rentabilidade da reserva de bancabilidade, caso exista alguma reserva inicial.

GRÁFICO 5 – RENTABILIDADE DA RESERVA DE BANCABILIDADE



Supondo uma R_B inicial de 732,88 R\$/MW.médio (ponto inicial das curvas) pode-se observar que, por exemplo: (i) a rentabilidade da reserva de bancabilidade é de 12%a.a. para 95% dos cenários de preços do MAE, (ii) a rentabilidade esperada (curva da média) é da ordem de 120%a.a., (iii) se, por exemplo, durante a vigência do contrato ocorrer algum cenário entre os 80% melhores a rentabilidade passa a ser da ordem de 50%a.a.

Porém, se ocorrerem os piores cenários de preços do MAE, a rentabilidade pode ser expressivamente negativa, muito menor do que -20% (curva de 100%). Assim, pode ser desejável estabelecer uma nova relação risco versus retorno, aumentando a reserva de bancabilidade inicial. Isso tem dois efeitos: (i) reduz a exposição a rentabilidades menores que 12%a.a. para o ofertante do CBP, e (ii) pode reduzir o prêmio do CBP para o PIEE.

Supondo que se pode dispor de uma reserva de bancabilidade inicial de 10.000,00 R\$/MW.médio, o pior cenário de preços do MAE (curva de 100%) indica rentabilidade mínima da ordem de 10%a.a., rentabilidade esperada da ordem de 45%a.a., e da ordem de 18%a.a. caso ocorra algum cenário entre os 80% melhores. Neste caso, ainda, refazendo a simulação do prêmio, este é reduzido de 4,57 R\$/MWh para 4,27 R\$/MWh.

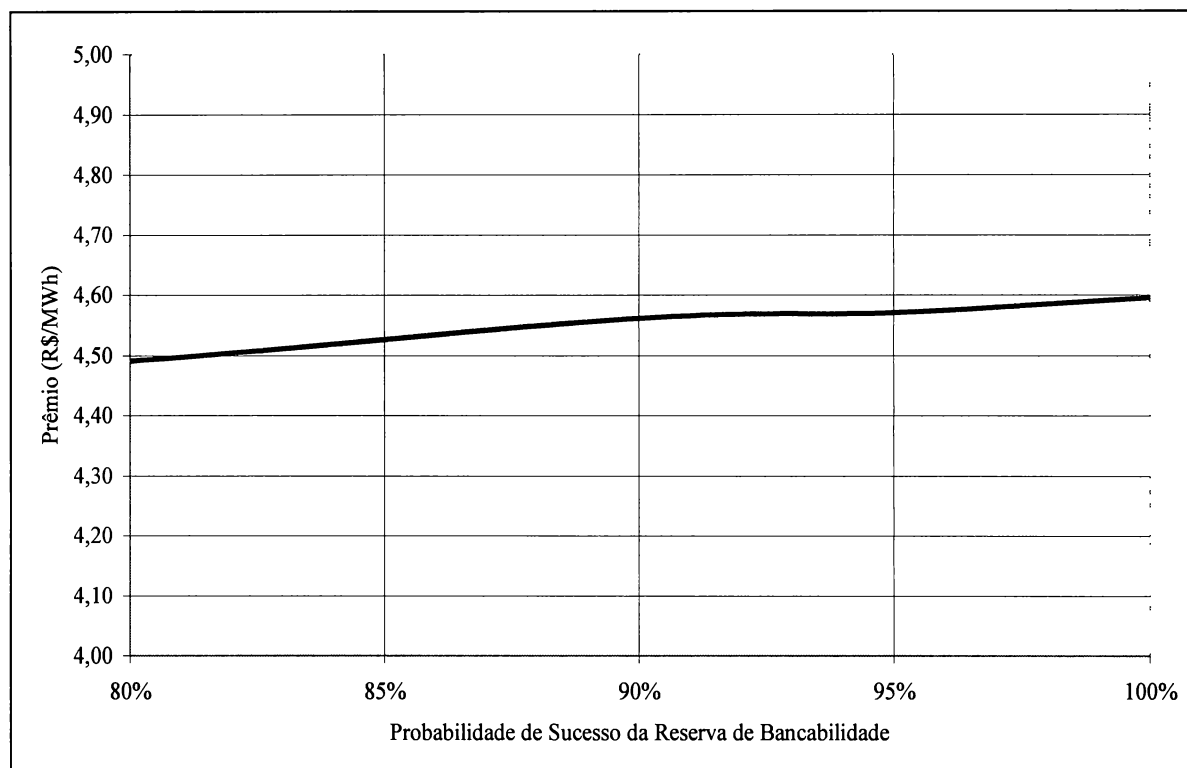
6.1 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

O procedimento de cálculo apresentado tem dois pontos importantes definidos de maneira relativamente empírica, que são a taxa de exposição do ofertante e a probabilidade de sucesso da reserva de bancabilidade.

A variação do prêmio e da reserva de bancabilidade do CBP com a taxa de exposição do ofertante é linear, tornando desnecessárias análises de sensibilidade.

No gráfico 6 a seguir é apresentada a variação do valor do prêmio, com a variação da probabilidade de sucesso da reserva de bancabilidade.

GRÁFICO 6 – VARIAÇÃO DO PRÊMIO DO CBP COM A VARIAÇÃO DA PROBABILIDADE DE SUCESSO DA RESERVA DE BANCABILIDADE



Percebe-se que há pequena variação no valor do prêmio, ao se variar desde 80% até 100% a probabilidade de sucesso da reserva financeira, portanto parece razoável deduzir que há robustez neste resultado.

7 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Segundo PILIPOVIC (1997, p. 8) “A combinação de um jovem mercado de derivativos em desenvolvimento, com contratos muito sofisticados, são um desafio fantástico para analistas quantitativos e gerenciadores de risco nos mercados de energia”. (tradução: Rodrigo Tamarozi)

Devido a esta relativa juventude e complexidade dos mercados competitivos de energia elétrica, aliada ao recente início de implantação deste modelo no setor elétrico brasileiro, faz-se necessário estabelecer procedimentos de identificação e modelagem de riscos como os apresentados.

Procurou-se neste trabalho apresentar propostas para a identificação e modelagem que ao mesmo tempo pudessem ser abrangentes, mas que facilitassem a compreensão e entendimento dos principais fatores geradores de risco. Percebeu-se a dificuldade de identificar e modelar os riscos do setor elétrico brasileiro devido ao fato que este está passando por uma fase lenta de re-adequações, visando corrigir erros e permitir seu pleno desenvolvimento. Pode-se dizer que, provavelmente, o risco mais importante identificado até o momento de conclusão deste trabalho é o institucional, devido à alta probabilidade de mudanças em pontos importantes do setor, tais como, o modelo de formação de preços por oferta e a redefinição dos submercados.

Observou-se ao longo do desenvolvimento do trabalho que muitos produtos padrão do mercado financeiro podem ser usados no mercado de energia elétrica, porém, uma vez identificados os riscos, torna-se possível utilizar a criatividade para a criação de mecanismos de mitigação como os propostos neste trabalho, e espera-se ter criado estímulos suficientes para instigar a criação de outros.

O Contrato de Bancabilidade de Projetos de Geração de Energia Elétrica – CBP apresentou, no estudo de caso, resultados que podem ser considerados satisfatórios para os agentes envolvidos, sendo: (i) preço aceitável para o comprador do contrato, e (ii) bom retorno esperado para o vendedor (ofertante) do contrato, o que o habilita a figurar como um importante indutor da expansão da oferta de energia elétrica no Brasil.

Como linhas de pesquisa complementares a este trabalho faz-se as seguintes recomendações:

1. Quanto à identificação de fatores geradores de riscos é intrigante a questão de se um determinado risco é ou não relevante, ou seja, se ele deve ou não ser estudado. E ainda, surge a questão de quais riscos estudar primeiro. O que se observa é que em cada mercado específico poucos riscos são vitais e muitos são triviais, portanto deve-se concluir quais não podem ser desprezados, e quais podem, por serem pouco relevantes. Sugere-se como ferramenta de auxílio para buscar respostas a estas questões que se estime o custo para estudar em detalhes cada risco e criar mecanismos de mitigação, e se estime o prejuízo que este risco pode causar (valor presente de suas consequências, com probabilidades associadas), o que obviamente não é tarefa trivial, necessitando recursos humanos especializados. Assim, se a estimativa de prejuízo for maior que a estimativa de custo ele é um risco relevante, e quanto maior a relação prejuízo/custo, ponderada pela probabilidade de acontecer, maior prioridade deve ser dada ao estudo deste risco;

2. Quanto ao CBP (mecanismo de mitigação de riscos):

- estudar metodologia de definição do Preço de Bancabilidade - P_B para diferentes fontes de geração;
- definir de maneira não empírica a taxa de exposição (ver sugestão na nota

de rodapé número 23);

- contemplar, no cálculo do prêmio, medidas mitigadoras para os prejuízos do ofertante, por exemplo, a possibilidade de venda direta a consumidores finais por preços intermediários entre P_B e o preço do MAE;
- verificar os tributos incidentes sobre as operações e a forma de consideração nas simulações.

3. Quanto à alocação de blocos de energia elétrica (mecanismo de mitigação de riscos):

- desenvolver algoritmo de programação linear para a otimização de resultados com a alocação de blocos.

GLOSSÁRIO

Bancabilidade – transformação para o português da palavra da língua inglesa *bankability*, que conceitualmente significa viabilidade de financiamento através de um agente financeiro, com as garantias exigidas por este.

Broker – Corretor; agente de intermediação de compra e venda.

Collateral – Garantia; caução.

Commodity – Qualquer bem ou produto produzido e consumido em grande escala, e com características físicas homogêneas.

Credit Score – escore de crédito; pontuação de crédito.

Feedback – realimentação; retroalimentação. Esta palavra está contida nos dicionários de língua portuguesa.

Portfólio – carteira (conjunto) de negócios ou projetos.

Volatilidade – A volatilidade, λ , é o desvio-padrão do retorno sobre o preço normalizado pelo tempo, com o tempo expresso em termos anuais:

$$\lambda = \frac{s}{\sqrt{\tau}}$$

onde:

τ : intervalo de tempo em anos. Como os preços *spot* são mensais, τ é igual a 1/12;

s : estimativa do desvio-padrão dos valores de u_i (retorno sobre o preço),
dado por:

$$s = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n u_i^2 - \frac{1}{n(n-1)} \left(\sum_{i=1}^n u_i \right)^2};$$

n : número de observações.

O retorno sobre o preço, u_i , é dado por:

$$u_i = \ln \left(\frac{S_i}{S_{i-1}} \right)$$

onde:

S_i : preço *spot* no final o i -ésimo intervalo ($i = 0, 1, \dots, n$)

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução nº 172, de 7 de maio de 2001. Estabelece o valor da Tarifa de Energia de Otimização – TEO para pagamento das transferências de energia entre as usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, de 08.05.2001, seção 1, p.36, v.139, n.88-E.

_____. Resolução nº 290, de 3 de agosto de 2000. Homologa as Regras do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE e fixa as diretrizes para a sua implantação gradual. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, de 04.08.2000, seção 1, p.43, v.138, n.150-E.

BETTEGA, R. **O impacto da comercialização no mercado spot de energia na análise de viabilidade de hidrelétricas**. Curitiba, 1999. 221 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Hidráulica) – Universidade Federal do Paraná.

BRASIL. Presidência da República. Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993. Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, de 05.03.1993, seção 1, p.2597.

_____. Presidência da República. Casa Civil. Subchefia para assuntos jurídicos. Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 9.648, de 27 de maio de 1998, nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 5.655, de 20 de maio de 1971, nº 5.899, de 5 de julho de 1973, nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, de 30.04.2002, seção 1, p.1, v.139, n.81-A.

_____. Presidência da República. Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica. Resolução nº 18, de 22 de junho de 2001. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, de 23.06.2001 (Edição extra).

BULGARELLI, W. **Contratos mercantis**. 13. ed. São Paulo: Atlas, 2000. 699 p.

CLEMENTE, L. **Seleção da potência instalada ótima de PCHs no contexto de mercados competitivos**. Curitiba, 2001. 270 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Hidráulica) – Universidade Federal do Paraná.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA – CNPE. Resolução nº 06 de 21 de agosto de 2002. Propõe diretrizes para regulamentar a redução do número de submercados de energia elétrica. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, de 23.08.2002, seção 1, p.51, v.139, n.163.

COOPERS & LYBRAND. **Etapa VII – Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro**. Relatório Consolidado Etapa VII. Volume II: Relatório Principal. Dezembro de 1997.

ENERGIA BRASIL. **Avaliação da metodologia de cálculo de energia assegurada de usinas hidrelétricas**: relatório técnico. Disponível em: <http://www.energiabrasil.gov.br/estudos_pesquisas/rel_energia_assegurada.PDF>. Acesso em: 17 out. 2002.

FEIL, A. S. **Critérios para tomada de decisão em investimentos de geração em ambientes competitivos**. Curitiba, 1999. 102 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Hidráulica) – Universidade Federal do Paraná.

FORTUNA, E. **Mercado financeiro**: produtos e serviços. 14. ed. rev. e amp. Rio de Janeiro: Qualitymark Ed., 2001. 608 p.

GOMIDE, F. L. S. Tanta competição quanto possível, tanto governo quanto necessário. **Brasil Energia**, nº 261, ago. 2002. p.14-18. Entrevista.

JORION, P. **Value at risk**: a nova fonte de referência para o controle do risco de mercado. São Paulo: Bolsa de Mercadorias & Futuros, 1998. 306 p.

KUWABARA, M. S. **Avaliação de riscos na comercialização de energia**: estudo de importação de energia. Curitiba, 2001. 137 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Hidráulica) – Universidade Federal do Paraná.

LEMGRUBER, E. F. et al. (Org.). **Gestão de risco e derivativos**: aplicações no Brasil. São Paulo: Atlas, 2001. 274 p.(Coleção COPPEAD de administração).

MICHAELIS. **Moderno dicionário da língua portuguesa**. São Paulo: Companhia Melhoramentos, 1998. 2267 p.

MINE, M. R. M. **TH-914 Estatística**. Curitiba, 2001. Paginação irregular. Apostila digitada. (Curso de Pós-graduação em Planejamento, Operação e Comercialização na Indústria de Energia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná.

MOROSOWSKI FILHO, M. **Comercialização de energia elétrica**: análise de contratos no setor elétrico. Curitiba, 2001. 36 p. Apostila digitada. (Curso de Pós-graduação em Planejamento, Operação e Comercialização na Indústria de Energia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná.

PAIVA, C. A. de C. **Administração do risco de crédito**. Rio de Janeiro: Qualitymark Ed., 1997. 94 p.

PILIPOVIC, D. **Energy risk**: valuing and managing energy derivatives. New York: McGraw-Hill, 1997. 248 p.

RAMOS, F. et al. **TH-921 Análise e gestão de risco em mercados de energia elétrica**. Notas de aula. Curitiba, 2001. (Curso de Pós-graduação em Planejamento, Operação e Comercialização na Indústria de Energia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná.

RHE CONSULTORIA. **Balanco energético estático**. Relatório de circulação interna. Curitiba, 2002.

TUCCI, C. E. M. Modelos Determinísticos. In: BARTH, F. T. et al. **Modelos para gerenciamento de recursos hídricos**. São Paulo: Nobel/ABRH. p. 211-324

TUROCY, T. L.; STENGEL, B. VON. **Game theory**. Research Report. 2001. 39 p. (preparado para *Encyclopedia of Information Systems*, Academic Press).

UMBRIA, F. C. **Modelo de previsão de preços de suprimento de energia elétrica no contexto do novo ambiente competitivo do setor elétrico brasileiro**. Curitiba, 1999. 137 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Hidráulica) – Universidade Federal do Paraná.

DOCUMENTOS CONSULTADOS

- BENJAMIN, J. R.; CORNELL, C. A. **Probability, statistics, and decision for civil engineers**. New York: McGraw-Hill Book Company, 1970. 684 p.
- BERNSTEIN, P. L. **Desafio aos deuses: a fascinante história do risco**. 6. ed. Tradução de: Ivo Korytowski. Rio de Janeiro: Campus, 1997. 390 p.
- BESSADA, O. **O mercado de derivativos financeiros**. Rio de Janeiro: Record, 2000. 299 p.
- BM&F. **Comercialização de energia elétrica: o cenário brasileiro e as experiências da Escandinávia e do Reino Unido**. São Paulo, 2001. Paginação irregular. Apostila digitada.
- BRASIL. Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica. Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico. **Relatório de progresso nº2**. Disponível em: <<http://www.energiabrasil.gov.br/setframe.asp?Mercado=revitalizacao&Pagina=revitalizacao.asp>> Acesso em: 14 maio 2002.
- _____. Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica. Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico. **Relatório de progresso nº3**. Disponível em: <<http://www.energiabrasil.gov.br/setframe.asp?Mercado=revitalizacao&Pagina=revitalizacao.asp>> Acesso em: 30 maio 2002.
- CARNEIRO, D. A. **Tributos e encargos do setor elétrico brasileiro: a incidência tributária nos contratos de comercialização de energia elétrica**. Curitiba: Juruá, 2001. 142 p.
- CEPEL. **Projeto NEWAVE: modelo estratégico de geração hidrotérmica a subsistemas equivalentes: manual do usuário**. Rio de Janeiro, 2001.
- CEPEL. **Especificação funcional do modelo NEWAVE**. Rio de Janeiro, 1999?.
- ENERGIA BRASIL. **Oferta de energia: programa estratégico de aumento da oferta 2001 – 2004**. Disponível em: <http://www.energiabrasil.gov.br/setframe.asp?Mercado=oferta&Pagina=oferta_energia.asp> Acesso em: 30 abr. 2002.
- FEIL, A. S. **Os múltiplos critérios de decisão de investimentos de geração de energia elétrica**. Curitiba, 1997. 100 p. Monografia (Curso de Especialização em Gestão Técnica de Concessionárias de Energia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná - COPEL.
- FINNERTY, J. D. **Project finance: engenharia baseada em ativos**. Tradução de: Bazán Tecnologia e Linguística, Carlos Henrique Trieschmann. Supervisão de: Eduardo Fortuna. Rio de Janeiro: Qualitymark Ed., 1998. 376 p.
- FORTUNATO, L. A. M. et al. **Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica**. Niterói: Universidade Federal Fluminense, EDUFF, 1990. 232 p.

FUSARO, P. C. **Energy risk management: hedging strategies and instruments for the international energy markets**. New York: McGraw-Hill, 1998. 260 p.

KAWAI JÚNIOR, M. **Comportamento dos especuladores do boom e no crash do mercado de derivativos**. Campinas, 1999. 134 p. Dissertação (Mestrado em Economia) – Instituto de Economia, Universidade Estadual de Campinas.

KRAUSE, G.G. **Mercado spot e energia elétrica: uma commodity como outra qualquer ?** Revista Brasileira de Energia, Vol 4, n° 1, 1995.

LAPPONI, Juan Carlos. **Avaliação de projetos de investimento: modelos em EXCEL**. São Paulo: Lapponi Treinamento e Editora Ltda, 1996. 264 p.

LEITE, A. D. **A energia do Brasil**. 2. imp. Rio de Janeiro: Nova Fronteira, 1997. 528 p.

MARIN, M. C. F. C. **Pequenas centrais hidrelétricas no novo modelo do setor elétrico brasileiro**. Curitiba, 2000. 67 f. Monografia (Curso de Especialização em Gestão Técnica de Concessionárias de Energia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná – COPEL.

MOROSOWSKI FILHO, M. **TH-916 Fundamentos de análise econômica**. Curitiba, 2001. Paginação irregular. Apostila digitada. (Curso de Pós-graduação em Planejamento, Operação e Comercialização na Indústria de Energia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná.

MORRIS, M. H.; MORRIS, G. **Política de preços em um mercado competitivo e inflacionado**. Tradução de: José Carlos Barbosa dos Santos. Revisão técnica de: Luciano Sabóia. São Paulo: Makron Books, 1994. 256 p.

NASCIMENTO, J. G. A. do; NUNES, H. R. A.. **A utilização de instrumentos financeiros na gestão de riscos na comercialização de energia elétrica**. In: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, XVI SNPTEE, 2001, Campinas, São Paulo, Brasil.

PINDYCK, R. S.; RUBINFELD, D. L. **Microeconomia**. 4. ed. São Paulo: Makron Books, 1999. 792, p.

PINTO, N. et al. **Hidrologia básica**. São Paulo: E. Blücher, 1976. 278 p.

RAMOS, F. **TH-917 A indústria de energia elétrica**. Curitiba, 2001. Paginação irregular. Apostila digitada. (Curso de Pós-graduação em Planejamento, Operação e Comercialização na Indústria de Energia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná.

_____, F. **Investimentos em geração: alguns problemas e perplexidades**. Curitiba: 1996. Palestra. 5 cópias de transparências: p&b. (Curso de Especialização em Gestão Técnica de Concessionárias de Energia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná – COPEL.

_____, F. **Oportunidades de participação da iniciativa privada no setor elétrico brasileiro**. Curitiba, 1996. (Curso de Especialização em Gestão Técnica de Concessionárias de Energia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná – COPEL.

SANTOS, E. **O impacto da pouca informação hidrológica no dimensionamento energético de aproveitamentos hidrelétricos**. Curitiba, 2000. 185 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Hidráulica) – Universidade Federal do Paraná.

SILVA, E. L. **Formação de preços em mercados de energia elétrica**. Porto Alegre: Editora Sagra Luzzatto, 2001. 184 p.

SOUZA, A.; CLEMENTE, A. **Decisões financeiras e análise de investimentos: fundamentos, técnicas e aplicações**. São Paulo: Atlas, 1995. 142 p.

TAMAROZI, R. **Riscos na comercialização de energia elétrica**. Curitiba, 2002. 75 p. Monografia (Curso de Pós-Graduação em Planejamento, Operação e Comercialização na Indústria de Energia Elétrica) – UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ – LACTEC – CEHPAR.

UMBRIA, F. C. **O novo modelo do setor elétrico brasileiro e a comercialização de energia elétrica no âmbito do mercado atacadista de energia**. Curitiba, 1999. 93 p. Monografia (Curso de Especialização em Gestão Técnica de Concessionárias de Energia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná – COPEL.

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ. Sistema de Bibliotecas. **Normas para apresentação de documentos científicos**. Curitiba, 2000.

ANEXOS

**ANEXO 1 – RESUMO DO ARCABOUÇO LEGAL DO SETOR ELÉTRICO
BRASILEIRO²⁶**

²⁶ FONTE: Feil, Carneiro e Ramos Advogados Associados.

RESUMO DO ARCABOUÇO LEGAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Os principais instrumentos legais que fazem parte, atualmente, do arcabouço legal do setor elétrico brasileiro, especialmente os que objetivaram a regulamentação do novo modelo institucional, são apresentados a seguir. Outros, mais antigos, permanecem aplicáveis e são merecedores de algum destaque. São leis, decretos, portarias e outros, que disciplinam a atuação dos agentes no setor.

Lei n.º 5.899, de 05 de julho de 1973

Mais conhecida como “Lei de Itaipu”, foi concebida com o objetivo precípua de garantir a comercialização de toda energia gerada pela UHE Itaipu. Cada uma das concessionárias estaduais de distribuição pertencentes ao Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste deve, até a atualidade, compulsoriamente, adquirir sua “quota-parte”, bloco de energia definido com base em seu mercado, de forma proporcional.

Lei n.º 8.631, de 04 de março de 1993

Estabeleceu a atual política tarifária do setor, cujo objetivo foi buscar a recuperação dos níveis tarifários, onde as próprias concessionárias propõem suas tarifas com base no custo do serviço, devendo em seguida, serem homologadas pelo órgão regulador, o qual avalia a taxa de retorno implícita das empresas. Extinguiu a unificação das tarifas a nível nacional, a taxa legal de remuneração dos ativos e os mecanismos de compensação de diferenças de rentabilidade (Conta de Resultados a Compensar – CRC, e Reserva Nacional de Compensação de Remuneração - RENCOR), promovendo um grande acerto de contas entre o Governo Federal e as concessionárias.

Instituiu a obrigatoriedade, entre as concessionárias supridoras e supridas, de estabelecer contratos de suprimento, cujos preços, prazos e montantes de energia eram determinados pelo órgão regulador. Reativou a Reserva Global de Reversão – RGR, como mecanismo de financiamento da expansão do setor, cujos recursos ficaram sob a administração da Eletrobrás. Determinou a ampliação da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, para os sistemas isolados e a criação de conselhos de consumidores de caráter consultivo.

Decreto n.º 774, de 18 de março de 1993

Instrumento regulamentador da Lei 8.631/93 definiu a composição dos custos do serviço para o estabelecimento das tarifas, envolvendo, entre outros, os custos de pessoal e encargos sociais, material, serviços de terceiros, tributos (exceto imposto de renda), despesas gerais, energia adquirida de Itaipu (inclusive seu transporte), quotas da RGR, compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos para geração de energia elétrica, quotas da CCC, variação cambial excedente e remuneração. Definiu também, que a revisão tarifária somente seria possível mediante a celebração dos contratos de suprimento e do recolhimento da RGR, da CCC e da compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos para geração de energia elétrica.

Decreto n.º 1.009, de 22 de dezembro de 1993

Criou o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica - SINTREL, cujos ativos eram propriedade da Eletrobrás, garantindo o livre acesso aos sistemas de transmissão mediante pagamento de pedágio.

Definiu o conceito de autoprodutor como sendo a pessoa física ou jurídica que produz energia para uso próprio e pode comercializar com as concessionárias o excedente.

Lei n.º 8.987, de 13 de fevereiro de 1995

Conhecida como Lei de Concessões, veio regulamentar o artigo 175 da Constituição Federal de 1988, o qual determinou que a outorga de concessão de serviço público deve ser realizada mediante licitação. Os critérios para a realização da licitação ficaram assim determinados: (i) o menor valor da tarifa do serviço público a ser prestado; (ii) a maior oferta pela outorga da concessão, no caso desta ser paga ao Poder Concedente; e, (iii) a combinação dos critérios anteriores.

Estabeleceu que concessões outorgadas antes da promulgação dessa lei, que tivessem seus prazos vencidos, seriam licitadas. Concessões outorgadas sem licitação na vigência da Constituição de 1988 seriam extintas, assim como aquelas obtidas sem licitação anteriormente à Constituição de 1988, cujas obras não tivessem sido iniciadas ou estivessem paralisadas, havendo a possibilidade de manter a concessão no caso de obras atrasadas, mediante apresentação de um plano de conclusão a ser avaliado pelo Poder Concedente.

Lei n.º 9.074, de 07 de julho de 1995

Estabeleceu as normas para outorga e prorrogação de concessões. No caso de concessão para geração, o prazo ficou estipulado em 35 anos, podendo, a critério do Poder Concedente, ser prorrogado por igual período. Da mesma forma, para concessões de transmissão e distribuição, por período de 30 anos.

Determinou os limites de capacidade instalada, térmica e hidráulica, definindo o tipo de outorga corresponde a cada empreendimento, podendo ser concessão, autorização ou simples comunicação.

Condicionou as licitações ao “aproveitamento ótimo”, que em sua concepção global seja definido pelo melhor eixo do barramento, arranjo físico geral, níveis d’água operativos, reservatórios e potência, integrante da alternativa escolhida para divisão de quedas de uma bacia hidrográfica.

Definiu o conceito de Produtor Independente de Energia Elétrica – PíEE como sendo “a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco”. A venda de energia elétrica por PíEE poderá ser feita para: (i) concessionário de serviço público de energia elétrica; (ii) consumidores livres; (iii) consumidores de energia elétrica integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais o PíEE também forneça vapor oriundo de processo de co-geração; e, (iv) conjunto de consumidores de energia elétrica, independentemente de tensão e carga, nas condições previamente ajustadas com o concessionário local de distribuição; (v) qualquer consumidor que demonstre ao poder concedente não ter o concessionário local lhe assegurado o fornecimento no prazo de até cento e oitenta dias contado da respectiva solicitação.

Autorizou a livre contratação de energia por consumidores que obedeciam determinados critérios de carga e nível de tensão.

Autorizou a formação de consórcios com o objetivo de geração de energia elétrica para fins de serviços públicos, para uso exclusivo dos consorciados, para produção independente ou para essas atividades associadas.

Decreto n.º 2.003, de 10 de setembro de 1996

Regulamentou os critérios operativos da produção de energia elétrica por PÍEE e por Autoprodutor, facultando a estes a opção de operar ou não, sujeitando-se, no caso de operação integrada, aos ônus e benefícios decorrentes.

Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996

Esta lei é responsável pela instituição da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, cuja finalidade é regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal. Com a instituição da ANEEL, foi extinto o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE.

Decreto n.º 2.335, de 06 de outubro de 1997

Regulamentou a lei 9.427/96, constituindo a ANEEL como uma autarquia sob regime especial com personalidade jurídica de direito privado. Delegou autonomia patrimonial, financeira e administrativa à Agência, vinculando-a ao Ministério de Minas e Energia - MME, com sede em Brasília.

Foram atribuídas diversas competências a ANEEL, estabelecidas com base na lei 8.987/95, as que mais se destacam são as seguintes:

- Implementar as políticas e diretrizes do governo federal para a exploração de energia elétrica e o aproveitamento dos potenciais de energia hidráulica;

- Incentivar a competição e supervisioná-la em todos os segmentos do setor de energia elétrica;
- Propor os ajustes e as modificações na legislação necessários à modernização do ambiente institucional de sua atuação;
- Regular os serviços de energia elétrica, expedindo os atos necessários ao cumprimento das normas estabelecidas pela legislação em vigor;
- Aprovar metodologias e procedimentos para otimização da operação dos sistemas interligados e isolados, para acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e para comercialização de energia elétrica;
- Fixar critérios para cálculo do preço de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e arbitrar seus valores, nos casos de negociação frustrada entre os agentes envolvidos, de modo a garantir aos requerentes o livre acesso, na forma da lei;
- Atuar, na forma da lei e do contrato, nos processos de definição e controle dos preços e tarifas, homologando seus valores iniciais, reajustes e revisões, e criar mecanismos de acompanhamento de preços;
- Fiscalizar a prestação dos serviços e instalações de energia elétrica e aplicar as penalidades regulamentares e contratuais;
- Estimular a melhoria do serviço prestado e zelar, direta e indiretamente, pela sua boa qualidade, observado, no que couber, o disposto na legislação vigente de proteção e defesa do consumidor;
- Dirimir, no âmbito administrativo, as divergências entre concessionários, permissionários, autorizados, produtores independentes e autoprodutores, entre esses agentes e seus consumidores, bem como entre os usuários dos reservatórios de usinas hidrelétricas;
- Expedir as outorgas dos direitos de uso dos recursos hídricos para fins de aproveitamento dos potenciais de energia hidráulica, em harmonia com a Política Nacional de Recursos Hídricos; e,

- Elaborar editais e promover licitações destinadas à contratação de concessionários para aproveitamento de potenciais de energia hidráulica e para a produção, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Lei n.º 9.648, de 27 de maio de 1998

Estabeleceu novas atribuições e definiu as atividades que dependem de autorização da ANEEL: (i) o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW, destinado a produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidrelétrica - PCH; (ii) a compra e venda de energia elétrica, por agente comercializador; (iii) a importação e exportação de energia elétrica, bem como a implantação dos respectivos sistemas de transmissão associados; e, (iv) a comercialização, eventual e temporária, pelos autoprodutores, de seus excedentes de energia elétrica.

Para o caso de PCH, ficou estabelecido um percentual de redução não inferior a 50%, a ser aplicado aos valores das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição, como incentivo à competitividade deste tipo de empreendimento.

Estabeleceu a reestruturação da Eletrobrás e suas subsidiárias, mediante operações de cisão, fusão, incorporação, redução de capital, ou constituição de subsidiárias integrais.

Determinou a extinção da cota anual da RGR ao final do ano de 2002 e da CCC para usinas térmicas novas que vierem a operar no sistema interligado.

Definiu o prazo dos Contratos Iniciais, necessários à transição para o livre

comércio de energia, mantendo os atuais contratos de suprimento até 2002, e, a partir de 2003, reduzindo o volume destes em 25% ao ano, estabelecendo um período total de 9 anos até a completa transição para o livre mercado.

Instituiu o Mercado Atacadista de Energia - MAE, ambiente necessário às transações de compra e venda de energia elétrica nos sistemas interligados, regidas por um acordo de mercado entre os agentes participantes. Determinou, também, a criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, para assumir as funções do GCOI.

Instituído como entidade privada, sob a forma de associação civil, o ONS é formado pelas empresas de geração, transmissão, distribuição, importação e exportação e consumidores livres e tem como objeto: (i) executar as atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados, promovendo a otimização dos sistemas de acordo com padrões técnicos, critérios de confiabilidade e regras de mercado; (ii) garantir o livre acesso dos agentes à rede de transmissão; e (iii) contribuir com a expansão do sistema elétrico brasileiro.

Decreto n.º 2.655, de 02 de julho de 1998

Este decreto veio regulamentar o MAE e definir as regras de organização do ONS, com base na lei 9.648/98.

Estabeleceu que a exploração dos serviços e instalações de energia elétrica compreende as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização, sujeitas às restrições de concentração econômica e de poder de mercado. As atividades de geração e de comercialização de energia elétrica, inclusive a importação e exportação, deverão ser exercidas em caráter competitivo, assegurado aos agentes

econômicos interessados livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, mediante o pagamento dos encargos correspondentes e nas condições gerais estabelecidas pela ANEEL.

Instituiu-se que, para obtenção da autorização do exercício das atividades de comercialização, inclusive a importação e exportação de energia elétrica, a empresa, ou consórcio de empresas, deverá comprovar capacidade jurídica, regularidade fiscal e idoneidade econômico-financeira. As concessões, permissões ou autorizações para geração, distribuição, importação e exportação compreendem a comercialização correspondente.

Definiu-se que as regras do MAE deverão estabelecer o Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, do qual participarão as usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente, com o objetivo de compartilhar entre elas os riscos hidrológicos.

O Decreto também determinou que o repasse da energia elétrica gerada pela Itaipu Binacional seria objeto de contratos específicos celebrados diretamente com os concessionários e autorizados que atuam no sistema interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste. A energia proveniente da Itaipu Binacional e das usinas nucleares Angra I e Angra II seria objeto de regulamentação específica a ser expedida pelo poder concedente.

Lei n.º 9.991, de 24 de julho de 2000

Esta lei dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica.

Decreto n° 3.653, de 7 de novembro de 2000

Este Decreto alterou os dispositivos do Decreto n° 62.724, de 17 de maio de 1968, que estabeleceu normas gerais de tarifação para as empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica, e do Decreto n° 2.655, de 2 de julho de 1998, que regulamentou o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, definindo as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a Lei n° 9.648, de 27 de maio de 1998.

Medida Provisória n.º 2.152-2, de 01 de junho de 2001

Criou e instalou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCE, do Conselho de Governo, com o objetivo de propor e implementar medidas emergenciais, estabelecer diretrizes para programas de enfrentamento da crise de energia elétrica, convalidar os atos praticados com base na Medida Provisória 2.148-1 de 22.05.2001, ao mesmo tempo em que revogou a mesma.

Decreto n.º 3.900 de 29 de agosto de 2001

Criou a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial - CBEE, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME.

Lei n° 10.433, de 24 de abril de 2002

Dispõe sobre a criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, pessoa jurídica de direito privado, convertendo em Lei a Medida Provisória n° 29/2001.

Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002

Aprova os atos praticados com base na Medida Provisória nº 14, de 21 de dezembro de 2001, dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), prorroga o prazo de validade da Reserva Geral de Reversão (RGR) para 2010, e concede à Eletrobrás a exclusividade na comercialização da energia produzida por Itaipu.

A Lei 10.438, de 26 de abril de 2002, refletindo as conseqüências do período de racionamento a que foi submetido o sistema elétrico brasileiro determinou que os custos, inclusive de natureza operacional, tributária e administrativa, relativos à aquisição de energia elétrica (kWh) e à contratação de capacidade de geração ou potência (kW) pela Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial – CBEE, serão rateados entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo Sistema Elétrico Nacional Interligado, proporcionalmente ao consumo individual verificado, mediante adicional tarifário específico.

Tais custos foram divididos em:

- custos relativos à contratação de capacidade de geração ou potência;
- custos relativos à aquisição de energia elétrica (kWh);
- administração da CBEE.

O rateio dos custos relativos à contratação de capacidade de geração ou potência, entretanto, não se aplica ao consumidor integrante da Subclasse Residencial Baixa Renda, assim considerado aquele que, entendido por circuito monofásico, tenha

consumo mensal inferior a 80 kWh/mês ou cujo consumo situe-se entre 80 e 220 kWh/mês, desde que se observe o máximo regional compreendido na faixa e não seja excluído da subclasse por outros critérios de enquadramento a serem definidos pela ANEEL.

Da mesma forma, o rateio dos custos relativos à aquisição de energia elétrica (kWh) não se aplica ao consumidor cujo consumo mensal seja inferior a 350 kWh integrante da Classe Residencial e 700 kWh integrante da Classe Rural.

Também foi instituído pela Lei 10.438/02 o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa, com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos, concebidos em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, no Sistema Elétrico Interligado.

Na primeira etapa do programa os contratos deverão ser celebrados pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A., Eletrobrás, em até 24(vinte e quatro) meses de publicação da Lei 10.438/02, para implementação de 3.300 MW de capacidade, em instalações de produção com início de funcionamento previsto para até 30 de dezembro de 2006, assegurando-se a compra de energia a ser produzida no prazo de 15 (quinze) anos, a partir da data de entrada em operação definida no contrato.

Ainda, na segunda etapa do programa, considerado atingido a meta de 3.300 MW, o mesmo será realizado de forma que as fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa atendam a 10%(dez por cento) do consumo anual de energia elétrica no País, objetivo a ser alcançado em até 20(vinte) anos.

A recomposição tarifária extraordinária também foi estipulada pela Lei 10.438/02, sendo determinado que a ANEEL a procederá, sem prejuízo do reajuste tarifário anual previsto nos contratos de concessão de serviços públicos de distribuição de energia.

Sua implementação se dará por meio de aplicação às tarifas de fornecimento de energia elétrica, pelo prazo e valor máximos a serem divulgados por concessionárias, em ato da ANEEL a ser publicado até 30 de agosto de 2002.

Compõem a revisão tarifária extraordinária os seguintes índices:

- até 2,9% (dois vírgula nove por cento), para os consumidores integrantes das Classes Residencial, Rural e Iluminação Pública;
- até 7,9 % (sete vírgula nove por cento), para os demais consumidores.

Foi determinado que a GCE estabelecerá os parâmetros gerais de metodologia de cálculo do montante devido a cada interessado a título de recomposição tarifária extraordinária, bem como diretrizes para a homologação da recomposição tarifária extraordinária, vedada à estipulação de critérios ou parâmetros cujos efeitos seja o de garantir receita bruta ou remuneração mínima às concessionárias e permissionárias.

A Lei 10.438/02 criou um novo encargo setorial denominada CDE, Conta de Desenvolvimento Energético, visando o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados e promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional.

Seus recursos destinam-se a:

- garantir 75% (setenta e cinco por cento) do valor do combustível ao seu correspondente produtor, mantida a obrigatoriedade de compra mínima de combustível estipulada nos contratos vigentes na data de publicação da lei 10.438/02, a partir de primeiro de janeiro de 2004, destinado às usinas termelétricas a carvão mineral nacional, desde que estas participem da otimização dos sistemas elétricos interligados;
- para o pagamento ao agente produtor de energia elétrica a partir de fontes eólica, térmicas a gás natural, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas, cujos empreendimentos entrem em operação a partir da publicação da lei 10.438/02, da diferença entre o valor econômico correspondente a energia competitiva, quando a compra e venda se fizer com consumidor final;
- para o pagamento da diferença entre o valor econômico correspondente à geração termelétrica a carvão mineral nacional que utilize tecnologia limpa, de instalações que entrarem em operação a partir de 2003, e o valor econômico correspondente a energia competitiva.

A CDE terá a duração de 25 (vinte cinco) anos e será regulamentada pelo Poder Executivo e movimentada pela Eletrobrás.

Também foram prorrogados pela Lei 10.438/02 dois encargos, cuja sistemática anterior delineava extinção através do que dispunha a Lei 9.648 de 27 de maio de 1998 ao tratar especificamente da RGR (Reserva Geral de Reversão) e a CCC (Conta de Consumo de Combustíveis).

Foi estipulado que a quota anual da Reserva Global de Reversão – RGR ficará extinta ao final do exercício de 2010, devendo a ANEEL proceder à reversão tarifária de modo a que os consumidores sejam beneficiados pela extinção do encargo.

Em outro sentido foi mantida, pelo prazo de 20(vinte) anos, a partir da publicação da Lei 10.438/02, a aplicação da sistemática de rateio de consumo de combustíveis para geração de energia elétrica nos sistemas isolados, estabelecida pela Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, na forma a ser regulamentada pela ANEEL, a qual deverá conter mecanismos que induzam à eficiência econômica e energética, à valorização do meio ambiente e à utilização de recursos energéticos locais, visando atingir a sustentabilidade econômica da geração de energia elétrica nestes sistemas, ao término do prazo estabelecido.

A Eletrobrás foi designada pela Lei 10.438/02 para a aquisição da totalidade dos mencionados serviços de eletricidade de Itaipu sendo o Agente Comercializador de Energia desta fonte de geração.

Finalmente, modificando-se estruturalmente o conceito anterior do modelo do setor elétrico, foi estabelecido pela Lei 10.438/02 que no mínimo 50% (cinquenta por cento) da energia elétrica comercializada pelas concessionárias geradoras de serviço público sob controle federal, inclusive o montante de energia elétrica reduzido dos contratos iniciais de que trata a Lei 9.648/98, deverá ser negociada em leilões públicos.

Esclareceu referido diploma legal que a energia elétrica das concessionárias de geração de serviço público sob controle societário dos Estados será comercializada de forma a assegurar publicidade, transparência e igualdade aos interessados.

ANEXO 2 – O MERCADO DE DERIVATIVOS²⁷

²⁷ Extraído de NASCIMENTO, J. G. A. do; NUNES, H. R. A.. **A utilização de instrumentos financeiros na gestão de riscos na comercialização de energia elétrica**. In: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, XVI SNPTEE, 2001, Campinas, São Paulo, Brasil.

O MERCADO DE DERIVATIVOS

Entende-se por derivativos ou produtos derivativos títulos financeiros cujos valores dependem dos valores de outras variáveis. Mais especificamente, um derivativo é um contrato entre duas partes que especifica as condições – em particular, datas e valores finais das variáveis objeto – sobre pagamentos, ou remunerações, que serão pagos pelas partes. Um derivativo costuma também ser conhecido como “contingent claims” (direitos de contingência). Os exemplos mais usuais de derivativos são a aposentadoria e o seguro de um carro. Os derivativos englobam uma variada espécie de instrumentos, entre os mais conhecidos estão: contrato a termo, contrato futuro, opções e *swap*.

1 Os Participantes do Mercado

Os mercados organizados constituem todo um sistema em que cada participante desempenha um papel fundamental. Como principais agentes dos mercados derivativos citamos:

- hedger: pessoa física ou jurídica que negocia determinada “*commodity*”, buscando manter o lucro esperado do negócio exposto ao mínimo risco de perdas em função das oscilações adversas de preços;
- especulador: constituem um grupo bastante maior que os “hedgers”, podendo ser pessoa física ou instituição, onde a atividade principal não está diretamente ligada com o bem ativo do derivativo. Assumem o risco e procuram ganho devido à volatilidade dos preços;
- arbitrador: atua no mercado aproveitando-se das distorções de preço entre determinados produtos. Geralmente as operações são de curtíssimo prazo, comprando-se contratos a um preço mais barato e vendendo-os a um preço mais elevado;
- market maker: são normalmente bancos ou corretoras (comercializadoras

de energia elétrica) que operam sempre em determinado mercado, com obrigação de movimentar determinado volume de recursos, investindo seu capital próprio, e que se especializaram em determinados produtos ou papéis.

As câmaras de compensação (“clearing house”) são corretoras que garantem a operação perante os outros membros do mercado evitando que contratos não sejam honrados. Elas são responsáveis pela compensação e liquidação das posições assumidas nas bolsas por seus participantes. Cobram uma taxa sobre a posição efetuada. Se um corretor não for membro da “clearing” deverá, obrigatoriamente, contratar um membro para representá-lo junto ao sistema.

Fica óbvio assim que o mercado de derivativos necessita, para um bom funcionamento, da existência de um mercado a vista de determinada “*commodity*” com liquidez, um ambiente com volatilidade de preços e com ausência do controle governamental.

2 Contratos a Termo

Os contratos a termo são acordos de compra ou venda de um ativo em uma determinada data futura por preço previamente estabelecido. No entanto eles não são negociados em bolsa como os contratos futuros, já que são acordos particulares entre duas instituições financeiras ou uma instituição e um cliente.

Uma das partes do contrato a termo assume uma posição comprada e concorda em comprar o ativo em uma data específica por certo preço. A contrapartida assume uma posição vendida e concorda em entregar o ativo na data pelo mesmo preço. Os contratos a termo não têm que seguir os padrões de uma bolsa, uma vez que a entrega do contrato pode ocorrer em qualquer data conveniente para as partes. Nos

contratos a termo, uma única data de entrega é especificada, ao passo que, nos contratos futuros, há um período de entrega, que pode englobar vários dias.

Os contratos a termo não são ajustados ao mercado diariamente como os futuros, visto que as partes liquidarão a transação na data de entrega acordada. Enquanto a maioria dos contratos futuros é encerrada antes da entrega, a maioria dos contratos a termo resulta na entrega física do ativo ou na liquidação financeira final.

Uma vez que a oferta destes contratos baseia-se, em uma visão privada do vendedor sobre o futuro, esta tem sido uma via arriscada para negócios. O mercado deverá punir (ou com a exigência de garantias ou simplesmente evitando realizar negócios) contratos a termo sem “hedge”. Pois no caso de uma reviravolta os comercializadores podem perder quantias consideráveis rapidamente.

Por exemplo, se um comercializador concorda em entregar 200.000 MWh no prazo de um ano a um preço fixo de 20 \$/MWh, e o custo atual para geração e entrega de eletricidade é 30 \$/MWh, o comercializador poderá perder \$ 2 milhões nesta simples transação.

A fim de proteger-se contra estas perdas deverão ser utilizados instrumentos de hedge, fazendo com que o comercializador somente venda contratos a termo com preços relativamente altos, e compre contratos com preços relativamente baixos, criando um prêmio grande entre as posições comprada/vendida (spread). Este spread alto implica numa baixa eficiência do mercado, o que leva a uma evolução do processo que são os contratos futuros.

3 Contratos Futuros

Os contratos futuros são uma evolução natural dos contratos a termo, pois o

mercado percebeu que era mais fácil negociar contratos com vencimentos em datas determinadas, para serem entregues em determinados locais, e em quantidades preestabelecidas. Isso provocou um efeito interessante – repassar para terceiros aqueles contratos que seguiam padrões determinados *a priori* era mais fácil, restando menos itens a serem negociados, tornando a liquidação dessas posições menos problemática.

Por este motivo, as bolsas perceberam que se seus contratos fossem padronizados, a negociação seria facilitada. Estas foram as principais cláusulas do contrato a ser definidas e padronizadas, em bolsas onde a comercialização deste tipo de contrato de energia já acontece:

(a) Quantidade. A unidade de comercialização foi padronizada. Cada contrato passou a representar uma quantidade fixa do produto. O contrato Futuro da bolsa de Nova York (NYMEX), por exemplo, possui a quantidade padronizada de 736 MWh;

(b) Qualidade. O preço do produto está diretamente ligado a sua qualidade, determina-la de forma inequívoca é muito importante. Nos contratos da NYMEX fica definido que os compradores e vendedores deverão estar sujeitos às regras e práticas estabelecidas pelo respectivo Conselho de Coordenação de Sistemas Elétricos (Systems Coordinating Council);

(c) Data de vencimento. São fixadas datas específicas de liquidação dos contratos, normalmente acompanhando o ciclo de comercialização dos produtos;

(d) Local de entrega. O local onde o bem é entregue também é um forte determinante de seu preço, uma vez que este ponto de entrega pode implicar na necessidade de contratos de transmissão até o consumidor final.

Os contratos futuros, em geral, podem ser comercializados por período de até dezoito meses, o que os torna mais adequados para a criação do tipo mais popular de

contrato futuro, aqueles com preço fixo e validade de um ano.

4 Contratos de Opções

A opção é um instrumento que dá ao titular, ou comprador, um direito futuro sobre algo, mas não uma obrigação; e a seu vendedor uma obrigação futura, caso solicitado pelo comprador da opção. Dessa definição podemos inferir a principal diferença entre o mercado futuro e o de opções. No mercado futuro, tanto o comprador quanto o vendedor estão negociando um direito e uma obrigação realizáveis em data futura; no mercado de opções, estão negociando direito e deveres realizáveis em datas distintas.

Podemos dizer que o vendedor de uma opção está, na verdade, vendendo um direito para que alguém (o comprador da opção) faça algo em data futura as suas custas. O comprador da opção paga em data presente o prêmio, ou preço da opção, e essa é a remuneração do vendedor do título, por ter assumido a responsabilidade de tomar uma posição no mercado em data futura se assim o solicitar o comprador da opção. Existem, basicamente dois tipos de opções:

a) Opção de Compra: Um comprador de uma opção de compra espera que o preço do ativo-objeto da opção aumente ou, alternativamente, ele deseja comprar alguma proteção contra os conseqüentes aumentos de preços do ativo-objeto da opção, que pode ser um contrato de futuros ou um ativo referenciado no mercado à vista, superior ao preço de exercício.

b) Opção de Venda: ao contrário do que acontece na opção de compra o comprador de uma opção de venda espera que o preço do ativo-objeto da opção baixe ou, alternativamente, ele quer comprar alguma proteção contra os conseqüentes quedas de preços do ativo-objeto da opção.

5 Contratos de SWAP

Podemos definir “swap” como um contrato de derivativo por meio do qual as partes trocam o fluxo financeiro de uma operação sem trocar o principal.

Existem requisitos básicos que dão origem aos “swaps”, pode-se enumerar alguns dos principais:

- (a) Descasamento entre ativo e passivo das partes contratantes, o que gera risco;
- (b) Prazo de vencimento das operações que causam o descasamento;
- (c) Características do descasamento;
- (d) Troca do fluxo, ou resultado financeiro, resultante do descasamento entre o ativo e o passivo;
- (e) Eliminação ou diminuição dos riscos existentes.

Para que o swap ocorra, devemos ter sempre duas partes com riscos mutuamente exclusivos. Sempre que uma operação de swap é realizada, deve ser, obrigatoriamente, registrada em um sistema de registro aprovado pelo regulador do mercado financeiro – no caso do Brasil, o Banco Central. Um dos sistemas aprovados no País é o da BM&F (Bolsa Mercantil e de Futuros). Nele, o contratante pode exigir que sejam depositadas margens de garantias que cubram o risco da operação. Uma vez depositadas as margens, a “clearing house” da bolsa se responsabiliza pela boa liquidação da operação.

A energia elétrica no período fora de ponta é, por definição, mais barata que no horário de ponta, e geralmente com uma menor volatilidade nos preços, todavia, o risco de preço associado com a energia fora de ponta é significativo. Em vários países onde o mercado competitivo já está implantado estes valores chegam a 8 \$/MWh, sendo este valor maior que o lucro típico para esta transação. Logo, um

comercializador prudente deve assegurar-se contra riscos associados com estes tipos de flutuações de preço.

Isto pode ser estabelecido pelo mecanismo que se denomina “swap de tarifas de energia elétrica”, e especificamente pelo instrumento denominado “plain vanilla swap”. Este é o tipo mais comum de swap, em que a parte B concorda em pagar a parte A fluxos de caixa indexados a juros prefixados sobre um principal teórico por alguns anos. Simultaneamente, A concorda em pagar a B taxa flutuante sobre o mesmo valor teórico para o mesmo período de tempo. Os swaps são tradicionalmente descritos utilizando um instrumento denominado “diagrama de swap”. Para entender o diagrama do swap é importante lembrar que o que está descrito é o fluxo financeiro, e não o fluxo de eletricidade. A figura 1 descreve um “plain vanilla swap”, do tipo usado para assegurar um preço fixo na transação.

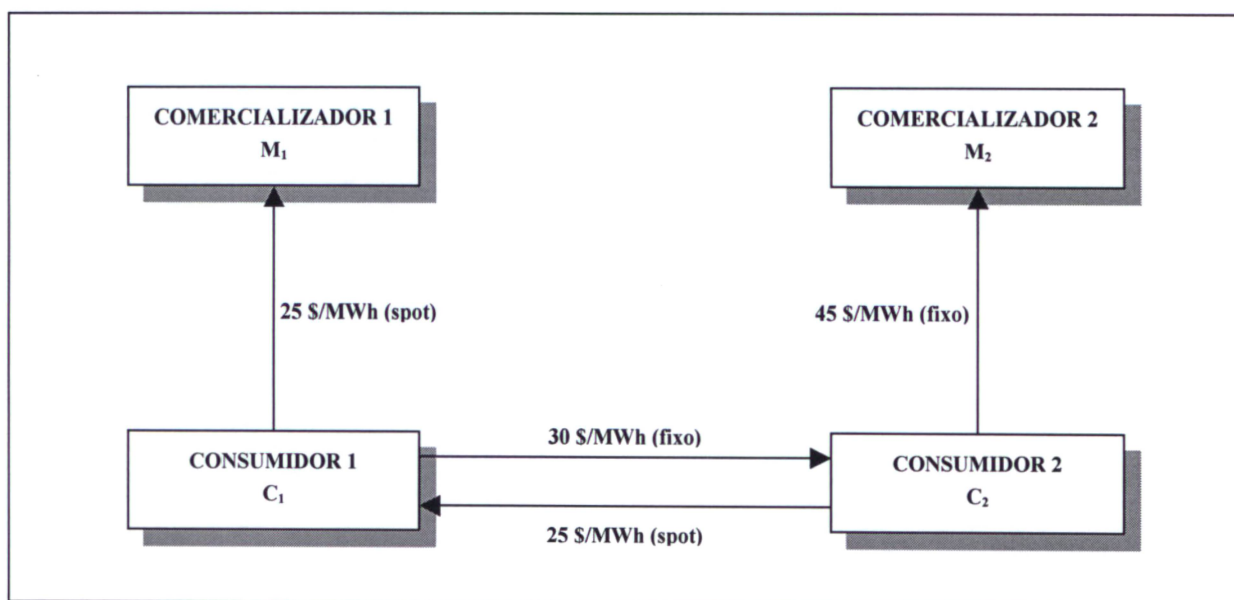


Figura 1 – Swap entre Tarifa Fixa e Flutuante

Tabela 1 – Swap Entre Tarifa Fixa e Flutuante

Consumidor	1	Consumidor	2
+ 25 \$/MWh (spot)	Tarifa original	+ 45 \$/MWh (fixo)	Tarifa original
- 25 \$/MWh (spot)	Pago por C_2 p/ C_1	- 30 \$/MWh (fixo)	Pago por C_1 p/ C_2
+ 30 \$/MWh (fixo)	Pago por C_1 p/ C_2	+ 25 \$/MWh (spot)	Pago por C_2 p/ C_1
+ 30 \$/MWh	Tarifa final	+ 40 \$/MWh (mix)	Tarifa final (15 é fixo e 25 é spot)

Na figura 1 e na tabela 1 o consumidor 1 (C_1) inicia pagando ao comercializador 1 (M_1) uma tarifa flutuante, onde o valor médio é 25 \$/MWh. O problema do consumidor 1 é ajustar o seu orçamento e proteger-se contra flutuações do mercado de energia.

Para fazer isto, ele precisa identificar uma contraparte o qual esteja disposto levar o risco de mercado, em troca de um fluxo de pagamento fixo. O fluxo de pagamento fixo é mais alto que o fluxo de pagamento projetado, baseado em séries históricas, para levar o risco assumido por C_2 . C_2 está disposto a levar o risco porque espera auferir um ganho no final (embora não haja nenhuma garantia disto). C_1 por outro lado, não espera ganho algum – ele simplesmente comprou um seguro contra flutuações extremas dos preços.

Considerando que isto é uma transação puramente financeira, M_1 nem precisa estar atento ao que acontece no mercado físico. C_2 simplesmente paga ao C_1 um montante igual a sua conta de energia. Em troca, C_1 paga 30 \$/MWh à C_2 . O resultado final é que o pagamento de 25 \$/MWh (média) ao M_1 é compensado pelo

pagamento de C_2 , deixando C_1 com um pagamento fixo de 30 \$/MWh para C_2 . C_1 portanto realiza seu objetivo de estabilizar a tarifa.

C_2 tem a meta de alcançar uma redução imediata da tarifa, com a possibilidade de reduções de tarifas futuras caso os custos de geração vierem a cair. Ele consegue isto fazendo com que C_1 pague uma tarifa prêmio em troca de estabilidade na tarifa – C_1 para 30 \$/MWh, reduzindo os custos fixos de C_2 para somente 15 \$/MWh.

Logicamente, C_2 tem que pagar a conta de energia elétrica variável (preço de mercado) de C_1 , cujo valor atual é de 25 \$/MWh. Somando do 15 \$/MWh de pagamento fixo com os 25 \$/MWh de pagamento variável vê-se que C_2 está exposto a uma tarifa de energia elétrica de 40 \$/MWh. C_2 tem uma economia imediata de 5 \$/MWh, e a possibilidade de reduções adicionais caso haja uma queda futura do preço da eletricidade no mercado operado pelo M_1 .

**ANEXO 3 – SISTEMA DE OFERTA DE PREÇOS E QUANTIDADES COMO
MODELO DE DESPACHO E DE FORMAÇÃO DE PREÇOS NO MERCADO
DE CURTO PRAZO²⁸**

²⁸ Capítulo 4. Formação de Preços no Mercado de Curto Prazo, do Relatório de Progresso N° 2, do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico.

4 FORMAÇÃO DE PREÇOS NO MERCADO DE CURTO PRAZO

4.1 Esquema de Oferta de Preços

O preço de qualquer mercadoria num ambiente de mercado resulta do equilíbrio entre as curvas de oferta – cuja disposição a produzir tipicamente aumenta com o preço – e de demanda – cuja disposição a consumir tende a diminuir com o preço. O setor elétrico não é exceção: na maioria dos países onde este setor foi reformado, os geradores oferecem ao final de cada dia curvas de produção \times preço (MWh; \$/MWh) para cada hora do dia seguinte. Os consumidores, por sua vez, apresentam suas propostas de consumo \times preço para o mesmo período.

As ofertas individuais de preços de venda de energia são agregadas por ordem de mérito para elaboração da curva de oferta. A curva de demanda é montada de forma análoga.

Como ilustrado na Figura 4.1, o encontro das curvas de oferta e demanda determina o montante de produção de cada gerador despachado (MWh) e, naturalmente, o montante da demanda a ser atendida. Neste contexto, os preços ofertados pelos geradores são também utilizados para a definição do despacho das usinas geradoras, ou seja, o despacho é realizado por ordem de mérito dos preços por eles ofertados.

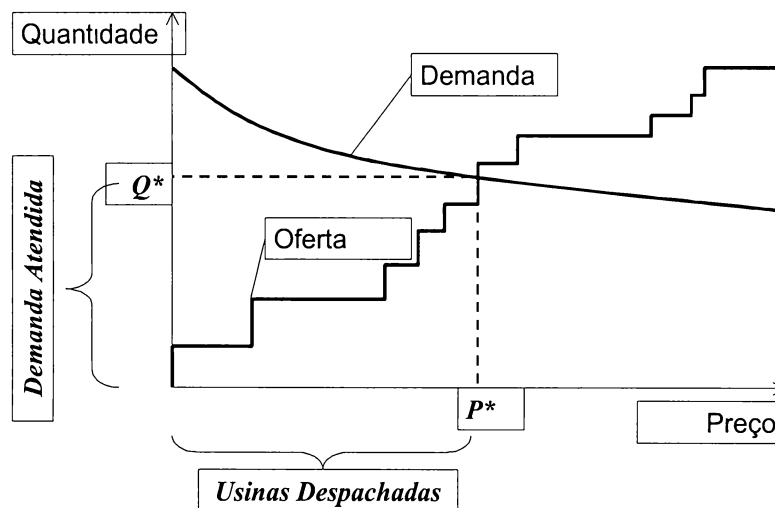


Figura 4.1 – Curvas de Oferta e Demanda para Despacho e Formação de Preço

O encontro das curvas de oferta e demanda também determina o preço da energia P^* (\$/MWh) naquela hora. Este preço é utilizado na contabilização e liquidação das compras e vendas de energia de curto prazo: os geradores recebem – e os consumidores pagam – um montante (\$) resultante do produto de sua produção – ou consumo – (MWh) pelo preço P^* ⁵.

⁵ Por simplicidade de apresentação, não serão discutidos neste relatório aspectos de implementação deste mecanismo de oferta em cada país, como por exemplo a incorporação dos custos de partida dos geradores térmicos, as perdas e restrições de transporte na rede de transmissão. Estes aspectos, embora muito importantes na prática, não afetam a análise das vantagens e desvantagens econômicas das alternativas.

4.1.1 Despacho por Custo

A alternativa tradicional ao esquema de oferta de preços é o chamado despacho por custo. Neste caso, um agente central procura atender o consumo previsto de energia ao menor custo possível. É fácil ver que isto implica em acionar os geradores em ordem crescente de custo variável de produção (\$/MWh) até que a produção total seja igual ao consumo total. O despacho por custo também produz o chamado *custo marginal de operação* (CMO), que representa o custo de atender um MWh adicional de demanda. Será visto adiante que o CMO é usado como um “proxy” do preço da energia.

4.1.2 Despacho por Custo versus Oferta de Preço

O objetivo de cada agente num esquema de oferta é naturalmente o de maximizar seu lucro, dado pelo produto da energia produzida pela diferença entre o preço de equilíbrio P^* e o seu custo unitário médio de produção⁶. Em contraste, o despacho por custo tem como objetivo a minimização dos custos de produção. Isto sugere que o despacho por custo faria um uso mais eficiente dos recursos do sistema.

Entretanto, pode-se mostrar que sob condições de competição perfeita, o preço de oferta que maximiza o lucro é justamente o custo marginal de produção⁷. Em outras palavras, o esquema de oferta incentiva os geradores a utilizarem seus verdadeiros custos unitários de produção, levando também a um despacho que minimiza os custos de produção. A vantagem do esquema de ofertas neste caso é que não é necessário que um agente central recolha informações e faça auditorias sobre custos operativos e disponibilidade de todos os geradores; cada agente gerencia sua própria informação.

Como será discutido a seguir, as diferenças entre os enfoques de oferta de preço e despacho por custo se tornam mais evidentes no caso em que é necessário gerenciar estoques de energia – por exemplo, reservatórios de usinas hidrelétricas e contratos de suprimento de combustível - num ambiente de incerteza sobre as condições futuras.

4.1.3 Oferta de Energia Hidrelétrica

À primeira vista, o custo unitário de produção das usinas hidrelétricas seria próximo de zero⁸, pois as mesmas utilizam as vazões afluentes dos rios. Portanto, elas deveriam ser as primeiras colocadas na ordem econômica de despacho.

Isto é verdade no caso das chamadas usinas a fio d'água, que não têm reservatórios de acumulação, e portanto são obrigadas a turbinar as vazões afluentes em cada instante. As demais usinas hidrelétricas têm a flexibilidade de *armazenar* os volumes afluentes para utilização futura. Como o objetivo é maximizar a renda, estas usinas procurarão

⁶ O custo unitário de produção é tipicamente obtido a partir do produto de dois parâmetros: o custo do combustível (\$/unidade) e a eficiência do gerador (MWh/unidade de combustível)

⁷ Esta demonstração pressupõe que nenhuma empresa geradora tem poder de mercado, isto é, pode afetar artificialmente o preço de equilíbrio através da retração de oferta ou aumento de preço. O poder de mercado é um tema de grande importância nos setores de energia elétrica em todo o mundo, e será discutido em capítulos posteriores.

⁸ O custo não é zero por causa dos impostos ambientais e do custo variável de operação e manutenção das turbinas e geradores.

transferir a energia de períodos onde o preço da energia é reduzido – tipicamente as estações chuvosas, onde há abundância de oferta hidrelétrica – para os períodos mais secos, onde a escassez leva a preços mais elevados.

Em outras palavras, as usinas hidrelétricas têm um *custo de oportunidade*, associado à melhor utilização de sua energia hoje ou no futuro. A Figura abaixo apresenta um caso hipotético muito simples, onde a usina hidrelétrica deve decidir entre utilizar a água “hoje” ou “amanhã”.

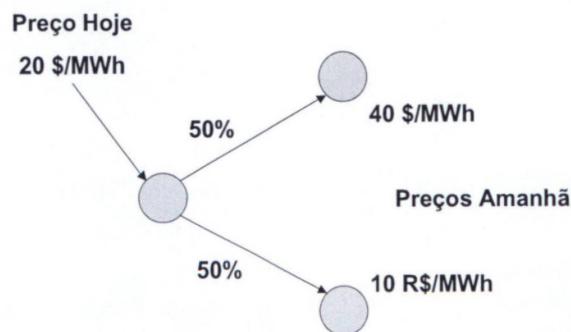


Figura 4.2 – Custo de Oportunidade de Usinas Hidrelétricas

Como se observa no exemplo da Figura, o preço de hoje é conhecido, 20 R\$/MWh. Já os preços de amanhã são incertos, podendo com igual probabilidade subir para 40 \$/MWh ou baixar para 10 \$/MWh. Se o critério de decisão for o de maximizar o valor esperado da renda, a decisão será de armazenar a água, pois este benefício esperado futuro será de 25 \$/MWh, contra os 20 \$/MWh obtidos com a geração de hoje. Se, por outro lado, o agente hidrelétrico for *avesso a risco*, a decisão pode ser a de produzir hoje, pois os 20 \$/MWh são “seguros”, enquanto amanhã há um risco de 50% da renda cair para a metade.

A situação é semelhante no caso de usinas térmicas com contratos de suprimento. Por exemplo, num contrato “take or pay”, o gerador assume o compromisso de pagar por um determinado volume de combustível, e tem o direito de usar o mesmo quando for mais conveniente. É exatamente como se o gerador tivesse um “reservatório” de energia térmica de custo zero⁹, que será usada hoje ou “armazenada” para uso futuro em função do custo de oportunidade.

Em sistemas hidrotérmicos reais, os estágios de decisão são semanais ou mensais, e o cálculo dos custos de oportunidade se estende por vários estágios, pois sempre é possível continuar armazenando para gerar no terceiro período, ou quarto etc. Dependendo da capacidade de armazenamento dos reservatórios, o horizonte de estudo pode variar de vários meses a cinco anos, que é o caso do sistema brasileiro. O número de “ramos” da “árvore de cenários” cresce exponencialmente com o número de estágios, o que torna o processo de cálculo dos custos de oportunidade bastante complexo.

⁹ Embora o gerador tenha pago pelo combustível no contrato, este pagamento foi fixo e já ocorreu; portanto, sob o ponto de vista do melhor uso do mesmo no despacho diário, é como se ele fosse um recurso de custo zero e quantidade limitada, análogo à energia hidrelétrica armazenada.

4.1.4 Vantagens e Desvantagens do Esquema de Oferta

Conclui-se da análise anterior que o processo de formação de preços para usinas hidrelétricas e térmicas com contrato de combustível requer uma análise probabilística dos cenários futuros de preços. Além disto, o critério de decisão dos agentes não é uniforme, sendo alguns mais e outros menos avessos a risco.

Por sua vez, o despacho por custo também utiliza o conceito de custo de oportunidade, realizando uma análise probabilística na “árvore de cenários” semelhante à do esquema de oferta. Embora o enfoque seja o de minimizar o custo esperado de operação, a decisão ótima para o mesmo exemplo da Figura 4.2 também seria a de utilizar a água no segundo estágio, pois a geração hidrelétrica estaria deslocando – e portanto economizando - um recurso mais caro (média de 25 R\$/MWh) neste estágio do que no primeiro.

Como discutido acima, uma desvantagem do despacho por custo é a necessidade de recolher e gerenciar uma grande quantidade de informações sobre cada um dos agentes e outros parâmetros de igual importância, tais como hidrologia, demanda, cenários de oferta futura etc. Além disto, os próprios critérios de seleção de informações, modelagem das incertezas futuras e tomada de decisão são necessariamente *unificados*. Por exemplo, o ONS utiliza uma *única* previsão de demanda para o curto prazo. De maneira análoga, utiliza-se um *único* conjunto de modelos matemáticos e de critérios de decisão, tais como o de minimizar o valor esperado dos custos operativos. Em outras palavras, o despacho por custo, mesmo com o melhor embasamento técnico¹⁰, não diversifica os riscos da operação do sistema.

Por outro lado, o esquema de oferta incorpora a *diversidade* de percepções dos agentes com relação às incertezas futuras na oferta, demanda, preços de combustível e condições hidrológicas, que no caso de um sistema como o brasileiro são muito grandes. Esta variedade de percepções leva, por sua vez, a uma heterogeneidade de *ações* que contribui para uma operação mais *robusta* do sistema diante de eventos inesperados¹¹.

Outra desvantagem do despacho por custo se refere aos parâmetros econômicos e, em particular, o uso de uma penalidade, o chamado custo de déficit, para representar o ajuste da demanda no caso de escassez de energia. Este custo é calculado de maneira a refletir o custo social resultante da escassez¹². Entretanto, sua determinação na prática é extremamente difícil, tanto em termos metodológicos como de dados. Como o custo de déficit é parte importante do cálculo dos preços e das decisões de despacho,

¹⁰ Exemplos de boa gestão técnica a projeção de demanda de curto prazo do ONS consolida projeções enviadas pelos agentes, no caso das previsões de longo prazo adota-se uma previsão efetuada pelo CTEM, o Comitê de Estudos de Mercado do MME. Por sua vez, os modelos computacionais de despacho foram conceituados, testados e validados por equipes técnicas das quais participaram agentes setoriais e a ANEEL.

¹¹ Observa-se que incorporar a diversidade não significa realizar análises de sensibilidade ou técnicas de decisão estocástica, as quais são rotineiramente utilizadas no despacho por custo. A questão essencial é se um único agente toma a decisão em nome de todos, ou se cada agente toma sua própria decisão, incorporando portanto sua visão específica ao resultado total.

¹² Na prática, a redução do PIB devido à redução de oferta é muitas vezes usada como “proxy” do custo social

afetando diretamente o custo de oportunidade e o CMO, seu cálculo é alvo de constante questionamento por parte dos agentes.

Já o esquema de ofertas, por explicitar as disposições a produzir e consumir dos agentes, produz preços mais consistentes e que não dependem de parâmetros definidos de maneira exógena.

Em resumo, as principais vantagens do esquema por oferta são:

- o preço da energia reflete diretamente a disposição a produzir dos geradores e a consumir da demanda
- maior robustez em ambiente de incerteza
- captura melhor a aversão a risco dos agentes

Devido a estas vantagens, o esquema por oferta tem sido adotado na maior parte dos países onde ocorreram reformas setoriais, incluindo sistemas com forte componente hidrelétrico, como os da Noruega, Colômbia e Nova Zelândia.

Entretanto, o esquema por oferta também apresenta dificuldades importantes, principalmente no que se refere à vulnerabilidade ao exercício de poder de mercado por parte de agentes que controlem parcelas significativas do segmento de geração, de forma a que uma eventual retração force um aumento no preço de equilíbrio do sistema. O exercício de poder de mercado tem se revelado um problema sério em muitos sistemas, sendo o caso da Califórnia o mais divulgado. No caso do sistema brasileiro, os seguintes aspectos específicos devem ser equacionados:

- implementação de competição efetiva no caso de agentes dominantes nos respectivos submercados, potencializando a formação de grupos de concentração de poder econômico (oligopólios)
- possibilidade de desotimização da utilização dos recursos hídricos, decorrentes de ofertas de preço relacionadas a necessidades de fluxo de caixa de curto prazo dos agentes
- conciliar ofertas de preço com o uso múltiplo da água
- possibilidade da oferta de preços levar a vertimentos localizados, que poderiam ser aproveitados para consumo a custo de operação mínimo
- conciliar o esquema de oferta com direitos já estabelecidos com base no Mecanismo de Realocação de Energia

4.2 Processo Atual de Formação de Preços

O enfoque atualmente adotado no Brasil para a formação de preços da energia é o de despacho por custo. O custo de oportunidade das hidrelétricas e o CMO são calculados por um modelo computacional - NEWAVE - que minimiza o custo operativo médio (soma dos custos variáveis + custo de déficit) ao longo dos próximos cinco anos, utilizando implicitamente uma árvore de cenários, como mostra a Figura 4.3. O

documento de apoio A descreve com mais detalhe o procedimento de cálculo utilizado pelo NEWAVE, conhecido como programação dinâmica estocástica dual.

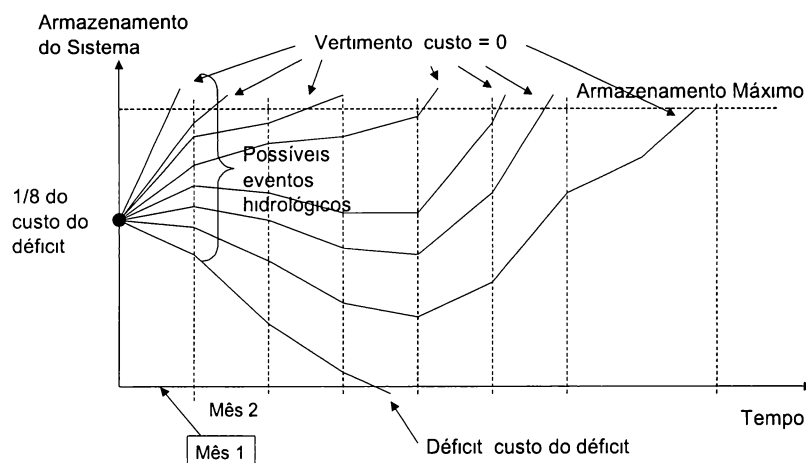


Figura 4.3 – Cálculo do Custo de Oportunidade e CMO no sistema brasileiro

4.3 Problemas Observados

Um dos princípios básicos da operação do sistema brasileiro é assegurar a otimização operativa das usinas hidrelétricas em cascata e a integração inter-bacias. Há quase três décadas, este objetivo vem sendo alcançado com um despacho por custo baseado em técnicas de otimização, e respectivo cálculo do CMO. Por esta razão, considerou-se na formulação do novo marco regulatório que seria razoável continuar com o mesmo procedimento na transição para um modelo de mercado.

Entretanto, a experiência com a aplicação deste procedimento nas novas condições de mercado revelou uma série de problemas e fragilidades nas seguintes áreas, discutidas a seguir:

- Parâmetros de entrada do modelo de despacho;
- Defasagem entre o preço calculado da energia e as percepções de geradores e consumidores com relação ao valor da mesma.

4.3.1 Parâmetros de Entrada do Modelo de Despacho

Como mencionado, o modelo computacional de despacho e cálculo do CMO calcula os custos de oportunidade para uma árvore de cenários ao longo dos próximos 60 meses (5 anos). Foram encontradas dificuldades com os seguintes parâmetros:

- função de custo do déficit;
- previsões de oferta (para cada mês, características técnicas, disponibilidade e outros parâmetros de cada equipamento de geração hidro e térmelétrica para um horizonte de cinco anos) e demanda (consumo mensal por região e por patamar de consumo para os próximos cinco anos);

- critério de otimização (minimização do valor esperado do custo operativo atualizado) e modelo estocástico de vazões (permite criar uma árvore de cenários futuros de afluições, a partir das vazões observadas nos últimos meses).

4.3.1.1 Função de Custo de Déficit

Como visto na Figura 4.3, alguns dos ramos da árvore de cenários futuros chegam a situações de déficit de suprimento. O custo de oportunidade nestes cenários é dado por um parâmetro do modelo computacional, o custo de déficit. Este parâmetro deveria refletir a perda econômica para a sociedade resultante de uma redução forçada na oferta de energia. Como o custo de déficit é muito elevado, os cenários nos quais o mesmo ocorre têm um peso muito grande na formação do valor esperado do custo de oportunidade das usinas hidrelétricas, o qual, por sua vez, define o CMO a cada período.

O custo de déficit atualmente utilizado – 684 R\$/MWh – apresenta duas limitações principais:

- devido à crise cambial de 1999, foi necessário ajustar o valor do mesmo para R\$ (a referência original era em dólares); utilizou-se uma relação com o custo de combustível na época e, como resultado, alterou-se o embasamento econômico;
- a função de custo atualmente adotada é linear, isto é, considera que racionamentos de 1% ou 50% da demanda têm o mesmo custo unitário; isto é irrealista, pois o custo unitário do déficit deveria aumentar com a profundidade do mesmo.

Há cerca de dois anos a ANEEL estabeleceu processo de discussão técnica e encomendou estudos com o objetivo de propor uma nova função de custo de déficit. A proposta de Resolução decorrente, ainda baseada numa função linear¹³, foi colocada em Audiência Pública em abril de 2001. Esta não foi concluída até o momento devido aos impactos e influências da atual crise de energia elétrica no processo.

4.3.1.2 Previsões de Oferta e Demanda

Pode ser concluído da Figura 4.3 que a evolução do armazenamento ao longo dos diversos ramos da árvore de cenários depende de parâmetros adicionais do modelo computacional, que são as previsões de oferta (tipo e capacidade dos geradores) e demanda (consumo por região e horário) em cada período. Assim como o custo de déficit, as previsões de oferta e demanda afetam diretamente o cálculo do custo de oportunidade das usinas hidrelétricas. Por exemplo, um excesso de oferta no futuro sinaliza para as hidrelétricas que é melhor despachar hoje, pois os preços de energia no futuro serão reduzidos devido à abundância de energia. Por outro lado, uma escassez de oferta no futuro induz as hidrelétricas a armazenar, resultando hoje num

¹³ A decisão de propor uma função linear na ocasião foi tomada em conjunto com representantes do CCPE e MAE. Embora todos os agentes estivessem de acordo com as vantagens de uma função não linear, prevaleceu o objetivo de reforçar com urgência os sinais de preço devido à proximidade da crise de suprimento.

menor despacho hidrelétrico e maior despacho térmico. Se as previsões de oferta e demanda futura não se concretizarem, as ações de despacho hoje e os respectivos preços de energia (CMO) terão sido equivocados. Em particular, a previsão equivocada de uma abundância futura pode levar a uma utilização excessiva dos reservatórios e a um desincentivo para o acionamento de equipamentos térmicos, precipitando uma crise de suprimento no caso de ocorrer uma seca severa no futuro.

Outro efeito importante das previsões de oferta e demanda é sobre a sinalização de contratação ou investimento futuro. Além de calcular o CMO para o estágio atual, o modelo computacional permite fazer estimativas dos CMOs para os próximos cinco anos. Estas estimativas são utilizadas, por exemplo, por distribuidoras interessadas em determinar se é necessário fazer contratos bilaterais para se proteger contra preços altos¹⁴. Se, uma vez mais, houver uma previsão equivocada de excesso de oferta, os preços estimados para o futuro serão excessivamente baixos, levando a distribuidora a uma decisão – também equivocada – de não contratar parte de sua demanda. Como consequência, haveria menos incentivos à entrada de nova geração, a qual requer contratos de longo prazo para viabilizar seu “project finance”¹⁵.

Conclui-se que a correta determinação dos cenários de oferta e demanda é um requisito essencial para a eficiência física e comercial do setor elétrico. Esta tarefa é obviamente complexa, pois há uma grande incerteza com relação a estes parâmetros de entrada. Com relação à demanda, o ONS utiliza previsões preparadas por comitês técnicos a partir de hipóteses de crescimento da economia e informações das empresas. A previsão de oferta é preparada a partir de informações da ANEEL, que por sua vez se baseia nos seus atos de outorga emitidos e nos acompanhamentos feitos por meio da fiscalização dos serviços de geração.

Estudos realizados no âmbito da Comissão, apresentados no documento de apoio B, mostraram que havia um excesso de oferta nas configurações do ONS de 2003 em diante, o qual seria pouco plausível em termos comerciais. Observou-se também que o ajuste direto desta oferta através da exclusão de usinas específicas (com “nome e sobrenome”) teria consequências comerciais indevidas, pois implicaria num julgamento de condições de competitividade dos agentes, o que não está nas atribuições da ANEEL ou do ONS. Em outras palavras, pode-se afirmar que o *total* de MWs viabilizado num esquema de mercado será menor do que o atualmente indicado, mas não é possível determinar *quais* usinas específicas serão construídas.

4.3.1.3 Critério de Otimização e Modelo Estocástico de Vazões

O terceiro grupo de parâmetros de entrada analisado inclui o critério de otimização e a informação hidrológica. Esta análise foi motivada por comportamentos pouco intuitivos dos preços da energia nos anos 1999 e 2000.

A Figura 4.4 mostra a evolução do nível de armazenamento da região Sudeste (em %) e respectivos preços da energia (em R\$/MWh)¹⁶ para o período de Maio/99-Março/01.

¹⁴ Os contratos bilaterais são discutidos na seção 6.3.2

¹⁵ A relação entre contratos bilaterais e incentivo para a entrada de novos geradores está discutida na mesma seção 6.3.2

¹⁶ O nível de armazenamento se refere ao início do mês e o preço é o calculado para o mês, conhecida a previsão de demanda.

Vê-se que o nível de armazenamento no início de janeiro de 2000 era muito reduzido, cerca de 18%. Isto implicaria num alto risco de racionamento para os próximos meses, o qual deveria ser sinalizado através de um aumento do preço da energia. Estes preços elevados, por sua vez, deveriam levar a ações preventivas tais como o acionamento da geração térmica e um alerta sobre as possíveis dificuldades de suprimento.

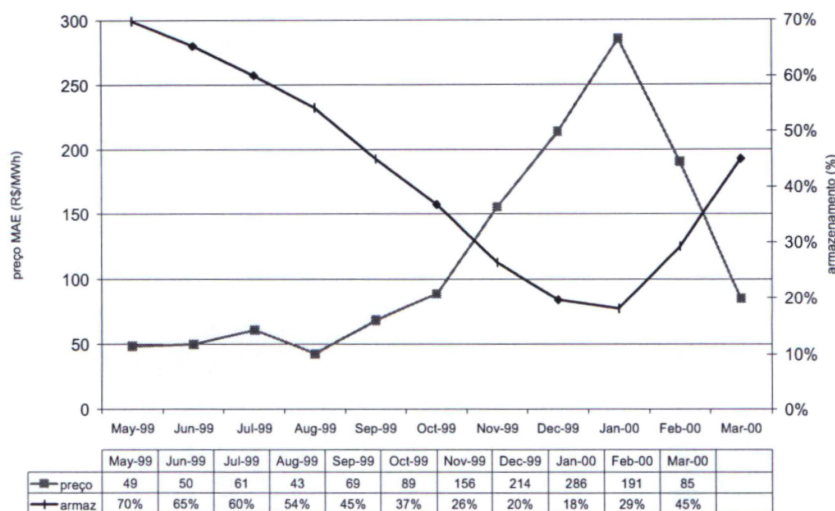


Figura 4.4 - Região Sudeste – Nível de Armazenamento e CMO – Abr/99-Mar/00

Como mostrado na Figura, esta seqüência de eventos começou como esperado. Em janeiro de 2000, o preço subiu para 286 R\$/MWh, o que permitiu o despacho de todos os recursos térmicos da região. Entretanto, observa-se uma brusca redução dos preços já nos meses de fevereiro e março, para 191 R\$/MWh e 85 R\$/MWh, respectivamente. Estes preços já não permitiram o despacho preventivo das usinas térmicas, sinalizando desta forma uma reversão de expectativa de ocorrência de escassez severa para outra de relativa tranquilidade.

Esta reversão de expectativas foi bastante discutida pelos agentes e técnicos do setor na ocasião, pois havia a percepção de que o sistema poderia enfrentar dificuldades de suprimento.

No ano seguinte, a reversão de expectativas com relação à escassez projetada voltou a ocorrer. A Figura 4.5 mostra a evolução do nível de armazenamento da região Sudeste (em %) e respectivos preços “spot” (em R\$/MWh) para o período Maio/00 a Março/01.

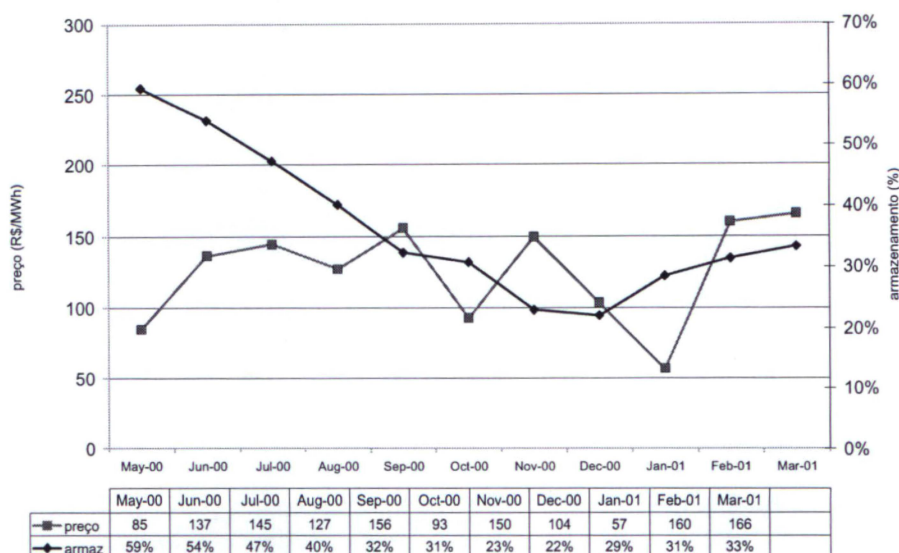


Figura 4.5 Região Sudeste – Nível de Armazenamento e CMO – Abr/00-Mar/01

Observa-se na Figura que, apesar do nível de armazenamento em finais de dezembro ter sido 29%, reduzido para esta época do ano, o preço de janeiro de 2001 foi 57 R\$/MWh, sinalizando novamente uma tranquilidade de suprimento futuro. Entretanto, como é do conhecimento geral, a deterioração da situação energética conduziu a uma situação de racionamento.

A ocorrência de um racionamento severo pouco meses após uma sinalização favorável reforçou os questionamentos e discussões iniciadas com os eventos de dezembro de 1999. Isto motivou o Comitê de Revitalização a realizar uma análise qualitativa e quantitativa do processo de formação dos preços “spot” no sistema brasileiro, descrita no documento de apoio C.

Inicialmente, a análise mostrou que a evolução dos ramos que compõe a árvore de cenários em cada mês é afetada pelas vazões ocorridas nos meses anteriores. Por exemplo, uma afluência elevada em dezembro faz com que a distribuição de vazões possíveis em janeiro apresente um viés para a ocorrência de cenários de afluências mais elevadas, que evitam o risco de racionamento. Como consequência, a proporção de ramos que leva a racionamento nos próximos meses pode variar bruscamente de um mês para o outro; basta que ocorra uma afluência favorável. Esta redução brusca do número de ramos que leva a racionamento leva por sua vez a uma redução substancial no valor esperado do custo de oportunidade. A razão é que estes ramos estão associados a uma penalidade severa, que é o custo de racionamento¹⁷, e têm portanto um peso desproporcional no cálculo dos valores médios. Este fenômeno ocorreu, por exemplo, em janeiro de 2001: as afluências favoráveis observadas em dezembro e novembro do ano anterior levaram a uma distribuição de probabilidade de vazões em janeiro, no qual a maioria dos cenários de afluência era favorável. Como é do conhecimento geral, ocorreu na realidade uma seca severa, que corresponde a um evento improvável, situado na “cauda” desta distribuição de probabilidade.

¹⁷ Na seção 4.3.1.1, na qual se discute o parâmetro custo de déficit, é feita uma análise semelhante.

É neste ponto que se insere a discussão sobre aversão a risco. Como o modelo computacional supõe que os agentes são *neutros* em relação a riscos, a decisão de não ligar preventivamente as térmicas em janeiro de 2001 seria correta. A razão é que, na média, o custo de acionar uma geração térmica que posteriormente se revele desnecessária é maior do que o custo de tornar um racionamento mais severo em virtude da mesma não ter sido acionada. Como discutido acima, isto ocorre porque os eventos de racionamento são muito menos prováveis que os eventos favoráveis. Entretanto, a realidade é que os agentes são avessos a risco, pois as consequências de um racionamento são severas¹⁸. Tipicamente, um agente avesso a risco toma precauções no caso do reservatório esvaziar, dando um maior peso para o nível de armazenamento e menor para informações hidrológicas “otimistas”; evita-se assim a dificuldade observada de que um mês de hidrologia elevada reverte todas as expectativas futuras.

Conclui-se que a oscilação dos preços e a reversão de expectativas são consequências das características físicas do sistema gerador/hidrologia e do critério de otimização da operação, baseado na média dos custos para os vários cenários hidrológicos. Isto significa que é necessário introduzir uma *aversão a risco* no procedimento de despacho do sistema.

4.3.2 Defasagem entre Preço Calculado e Percepção de Valor

Na seção 4.3.1, foram diagnosticados problemas com os parâmetros de entrada do modelo computacional de formação de preço. Nesta seção, discute-se um problema associado a fundamentos de mercado, que é o uso de um custo marginal calculado como “proxy” de um preço ao invés de usar o equilíbrio de mercado resultante das ofertas de produtores e consumidores. Nas discussões sobre a reforma do setor (projeto RE-SEB), havia consciência por parte dos agentes do setor das desvantagens potenciais de se usar o CMO como uma aproximação do “verdadeiro” preço da energia. Entretanto, esta preocupação era amenizada pela constatação de que quase 100% da demanda e oferta estariam contratadas. Como consequência, os agentes seriam pouco afetados pelos preços do mercado, pois teriam uma exposição mínima aos mesmos.

Como é do conhecimento geral, esta premissa se revelou falsa durante a crise de suprimento. A redução do consumo fez com que o nível de produção dos geradores ficasse cerca de 20% inferior ao montante dos Contratos Iniciais, o que resultou numa controvérsia sobre exposições financeiras envolvendo bilhões de reais. Além disto, o aumento dos preços no mercado levou ao acionamento de toda a geração não contratada do sistema (“energia livre”), o que aumentou o montante em disputa. Como consequência, a formação do preço da energia passou a ser um tema de grande importância comercial para os agentes.

Nas discussões subseqüentes com o Comitê de Revitalização, os geradores apresentaram uma série de questionamentos sobre estes preços. De uma maneira resumida, foi argumentado que os preços em alguns períodos estiveram

¹⁸ Esta mesma aversão a risco é a que faz, por exemplo, que a maioria das pessoas tenha seguros contra incêndio ou roubo. Embora, em média, o valor dos prejuízos seja inferior ao do prêmio do seguro, o impacto negativo, se o evento ocorrer, é demasiadamente grande.

equivocadamente reduzidos¹⁹, levando a um uso excessivo dos reservatórios, que a partir daí não tiveram recursos para enfrentar os problemas de suprimento²⁰. Em outras palavras, os geradores argumentaram que teria havido uma “socialização de benefícios” quando a produção hidrelétrica adicional foi vendida a preços reduzidos, e uma “privatização de prejuízos” quando sua produção ficou inferior aos contratos.

Conclui-se que há uma tensão entre a utilização de preços que têm por fundamento custos de oportunidade de usinas hidrelétricas calculados por um agente externo e a atribuição de responsabilidades individuais aos proprietários destas mesmas usinas para o cumprimento de seus contratos e outros compromissos comerciais com base nestes preços.

4.4 Propostas

Propõe-se a realização de duas ações simultâneas:

- reforçar a metodologia e procedimentos existentes nos seguintes aspectos:
 - ajuste no custo de déficit
 - preparação de cenários de oferta e demanda
 - introdução de aversão a risco na formação de preços
- analisar a viabilidade de implementação de um esquema de oferta de preços

4.4.1 Reforçar Metodologia e Procedimentos Existentes

A Resolução GCE No 109, de 24/01/2002, definiu mudanças na função custo de déficit, procedimento de preparação de cenários de oferta e demanda e introdução de uma curva de aversão a risco na formação de preços, as quais serão resumidas a seguir.

4.4.1.1 Ajuste na Função de Custo de Déficit

Foi adotada da função em quatro patamares atualmente utilizada nos estudos de planejamento da expansão pelo CCPE²¹:

Faixa de Redução de Carga	Preço (R\$/MWh)
0 a 5%	553
5% a 10%	1.193
10% a 20%	2.493
> 20%	2.833

¹⁹ Como discutido na seção 4.3 1.3, a redução de preços pode estar associada ao fato de não se incorporar a aversão a risco. Neste caso, a implementação das medidas propostas na seção 4.4 1.3 poderia amenizar o problema no futuro.

²⁰ Deve ser ressaltado que as afirmações por parte de alguns agentes de que teria ocorrido um esvaziamento excessivo por equívocos nas decisões operativas carecem de evidência documental e são contestadas pelo ONS. Em particular, não há registro de qualquer reparo às decisões operativas no âmbito do Conselho do ONS, no qual estão representados todos os agentes.

²¹ Ver relatório Cepel/Eletrobrás de janeiro de 1998, “Projeto CDEF – Custo Explícito do Déficit”

No ano de 2002, os preços do MAE estarão limitados a um valor de 350 R\$/MWh, estabelecido por Resolução da GCE. O objetivo deste limite é proteger os consumidores de transferências exageradas de preço, dado que neste ano existirão mecanismos de proteção de risco para geradoras e distribuidoras²².

Até dezembro de 2002, a ANEEL deverá definir uma nova metodologia de cálculo da função de custo de déficit e os parâmetros da mesma.

4.4.1.2 Previsões de Oferta e Demanda

Foram adotados os seguintes critérios para a previsão de oferta:

- Primeiros dois anos: considerar os empreendimentos sinalizados nos relatórios mensais de acompanhamento dos cronogramas de obras da fiscalização técnica da Aneel;
- Anos três a cinco: considerar as hidrelétricas já licitadas e complementar o cronograma de construção com térmicas de ciclo combinado a gás natural padronizadas, com custos-padrão de despacho definidos pela ANEEL e sem identificação (sem “nome e sobrenome”) na quantidade necessária para *equilibrar* oferta e demanda, de tal forma que o valor esperado do CMO projetado para estes anos seja aproximadamente igual ao custo marginal de expansão do sistema²³.

Foram adotados os seguintes critérios para a previsão de demanda:

- Durante o racionamento, o ONS utiliza a projeção preparada pelo Comitê Técnico para Estudos de Mercado – CTEM – do MME, expurgando o efeito do racionamento nos períodos futuros, mas mantendo o efeito da racionalização do consumo.
- Em condições normais, as projeções de carga própria para os estudos de planejamento da operação permanecerão as elaboradas pelos estudos de mercado do CTEM, com a participação dos agentes do setor elétrico, e consolidadas pelo ONS junto a esses agentes;
- As revisões de projeção de carga própria do PMO, ou outras revisões que sejam necessárias, realizadas pelo ONS, deverão ser efetuadas com a participação do CTEM para que as informações e dados atualizados possam realimentar o processo de projeção de carga do CTEM;
- Em condições normais, as projeções de carga própria para os estudos de planejamento da operação permanecerão as elaboradas pelos estudos de mercado do CTEM, com a participação dos agentes do setor elétrico, e consolidadas pelo ONS junto a esses agentes;

²² Ver capítulo 19 – Acordo Geral do Setor.

²³ Este custo de expansão, conhecido como custo marginal de longo prazo, é discutido na seção 6.2. O capítulo 10 discute o chamado Valor Normativo Competitivo (VN), utilizado como “proxy” do custo marginal de expansão.

- O ONS deverá notificar o CTEM quando houver uma discrepância significativa entre a demanda prevista e a observada ao longo do ano. O CTEM terá a responsabilidade de enviar ao ONS previsões ajustadas às observações num prazo a ser regulamentado.

4.4.1.3 Representação de Aversão a Risco de Racionamento na Formação de Preço

Foi introduzida uma “curva de segurança” com base no nível de energia armazenada em cada região. O objetivo e processo de formação desta curva são semelhantes aos da “curva guia” usada atualmente no âmbito da GCE²⁴. Se o nível de armazenamento resultante do despacho for inferior ao da curva, será despachada a geração térmica necessária para atingir o limite. Neste caso, o preço será ajustado para o máximo entre o preço calculado pelo modelo e o preço da curva de segurança.

A Figura 4.6 ilustra de maneira qualitativa o efeito desta curva de alerta nos preços da Figura 4.5.

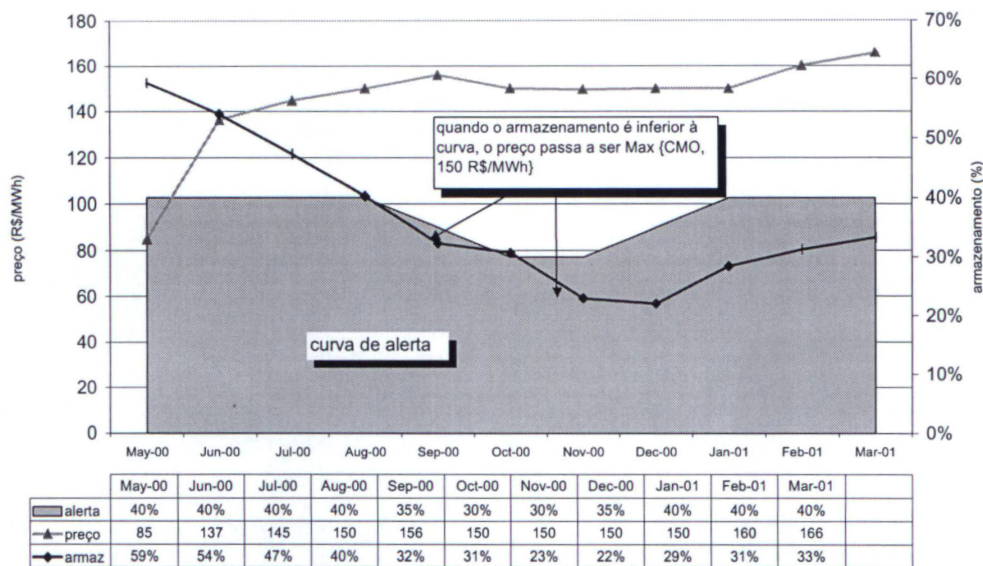


Figura 4.6 – R.Sudeste – N.Armaz. e CMO com Curva de Alerta – Mai/00-Mar/01

Deverá também ser investigado no âmbito dos grupos técnicos do ONS o comportamento do modelo estocástico de vazões (GVAZP), no que se refere à reversão de expectativas, uma vez que as previsões têm bastante impacto nos resultados, podendo ocorrer significativas alterações nos preços reais em função de frustração dessas expectativas.

4.4.1.4 Implementação de um Esquema de Oferta de Preços

Como mostrado na seção 4.3.2, um dos fundamentos de um mercado é um processo de formação de preços que seja consistente e que permita que os agentes assumam

²⁴ A diferença é que a curva de segurança é bianual, isto é, procura sinalizar com antecedência dificuldades de suprimento no caso da ocorrência de um biênio de afluências reduzidas.

responsabilidades e gerenciem seus próprios riscos. Por outro lado, como discutido no início da seção 4.3, um dos princípios básicos da operação do sistema brasileiro é assegurar a otimização operativa das usinas hidrelétricas em cascata e a integração inter-bacias.

No documento de apoio A é discutida a questão de formação de preços para usinas hidrelétricas em cascata. Mostra-se que algumas incoerências apontadas entre o despacho que maximiza o lucro do agente individual e o que minimiza o custo operativo total ocorrem porque num sistema hidrelétrico há dois tipos de “produto”: (a) *energia elétrica* - comercializada pelos conjuntos *turbina/gerador* das usinas hidrelétricas; e (b) *água* - comercializada pelos *reservatórios* das mesmas.

Em outras palavras, o reservatório é um agente econômico que compra água nos períodos úmidos - quando a mesma está barata - e a armazena até que ocorra um período seco, quando seu preço está elevado. Por sua vez, um conjunto turbina/gerador é um agente econômico que compra água e a transforma em energia, para venda no MAE.

Como o preço do MAE somente remunera a produção de energia, não considerando a contribuição trazida pelos reservatórios ao regularizar a vazão a jusante, não haveria sinais econômicos corretos para a operação otimizada da cascata.

Como mostrado no documento de apoio A, esta distorção pode ser corrigida através da criação de um Mercado Atacadista da Água (MAA), que tem com relação à compra a venda deste recurso uma função análoga à do MAE para a comercialização de energia.

A implementação do MAA no processo de formação de preços seria a medida mais adequada em termos ideais, pois concilia os objetivos de formação consistente de preços e de preservação da otimização do uso dos recursos hidrelétricos.

Entretanto, o MAA não é compatível com os certificados de energia assegurada usados no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Como mostrado na seção 14.4, o MRE é um mecanismo de diversificação de risco das usinas hidrelétricas, baseado na divisão da produção hidrelétrica total entre as usinas, com base nos certificados de energia assegurada de cada uma. O mecanismo de diversificação, em si, é compatível com o MAA. Entretanto, os valores dos certificados, por terem sido calculados com base na produção de cada usina nos períodos secos, não creditam aos reservatórios de montante o benefício da regularização, identificada para o MAE. Como consequência, a implementação do MAA levaria a uma transferência de renda das usinas de montante para jusante não prevista nos direitos atuais das usinas.

Por esta razão, propõe-se que o MAA seja visto como um objetivo de mercado a mais longo prazo, e sugere-se investigar um mecanismo intermediário que permite realizar a oferta de preços, preserva a otimização hidrelétrica na cascata e inter-bacias, é compatível com o MRE. Os passos básicos estão apresentados a seguir, e em maior detalhe no documento de apoio F:

1. É criada uma “conta corrente” de créditos de energia (MWh) para cada empresa

2. A cada período, é feito um “depósito” em MWh na conta correspondente a uma fração da energia afluenta ao sistema. Esta fração é dada pela razão entre o certificado de energia assegurada da empresa e a soma de todos os certificados
3. A cada período, a empresa faz ofertas de [preço; quantidade], limitada ao “saldo” da conta e à potência instalada; as usinas térmicas também apresentam ofertas, limitadas somente à potência disponível
4. As ofertas são “despachadas” em ordem crescente de preço até o atendimento da demanda. O preço da energia corresponde ao da última oferta “despachada”
5. Soma-se o total de MWh “despachado” comercialmente pelas usinas hidrelétricas no passo 4; o ONS determina um despacho *físico* das usinas que produza a *mesma* quantidade de energia total do esquema de oferta, mas otimizando o sistema (restrições das usinas em cascata, evitar vertimentos etc.). Em outras palavras, há uma separação entre o despacho comercial das usinas e seu despacho físico.

O esquema proposto é semelhante ao sistema de “slicing” da Bonneville Power Administration, onde cerca de 40% da capacidade das usinas hidrelétricas é despachada por oferta. Esquemas deste tipo também foram recentemente aplicados em leilões promovidos pela Electricité de France e Província de Alberta, no Canadá. Ele apresenta as seguintes características:

- coerente com o MRE e direitos das empresas (% da energia afluenta é proporcional à energia assegurada)
- cada empresa gerencia os próprios riscos
- formação de preços transparente
- preserva a otimização física do sistema hidrelétrico
- evita que parâmetros exógenos como a função custo de déficit afetem a formação de preços
- facilita a criação de um mercado de futuros de energia e o uso de instrumentos de gerência de risco

Como mencionado na seção 4.1, uma dificuldade importante a ser investigada na análise de viabilidade do esquema de oferta de preços é a possibilidade de poder de mercado por parte de alguns agentes. Serão investigados mecanismos de caracterização deste poder e medidas mitigatórias tais como a definição de curvas de alerta ou limites no preço ofertado.