

MARCIO SHIGUENORI KUWABARA



AVALIAÇÃO DE RISCOS NA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA:
ESTUDO DE IMPORTAÇÃO DE ENERGIA

Dissertação apresentada como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre. Curso de Pós-Graduação em Engenharia Hidráulica, Centro de Hidráulica e Hidrologia Prof. Parigot de Souza, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Fabio Ramos

CURITIBA

2001

MARCIO SHIGUENORI KUWABARA

AVALIAÇÃO DE RISCOS NA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA:
ESTUDO DE IMPORTAÇÃO DE ENERGIA

Dissertação apresentada como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre. Curso de Pós-Graduação em Engenharia Hidráulica, Centro de Hidráulica e Hidrologia Prof. Parigot de Souza, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Fabio Ramos

CURITIBA

2001

K97 Kuwabara, Marcio Shiguenori, 1974-
Avaliação de riscos na comercialização de energia: estudo de
Importação de energia / Marcio Shiguenori Kuwabara – Curitiba,
2001.
xii, 137 f., 30 cm.
Digitado.
Dissertação (Mestrado em Engenharia Hidráulica) – Centro de
Hidráulica e Hidrologia Prof. Parigot de Souza, Setor de Tecnologia,
Universidade Federal do Paraná.

1. Energia Elétrica. 2. Energia Elétrica – Brasil. 3. Mercado de
Opções. 4. Avaliação de riscos. I. Título.

CDD: 621.3

CDU: 621.3

AVALIAÇÃO DE RISCOS NA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA: ESTUDO DE IMPORTAÇÃO DE ENERGIA

por

MARCIO SHIGUENORI KUWABARA

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

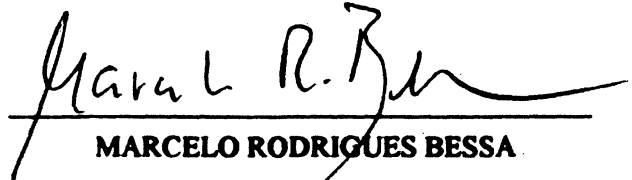
ORIENTADOR:



FÁBIO RAMOS

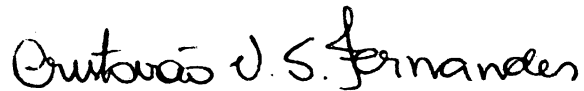
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

MEMBROS:



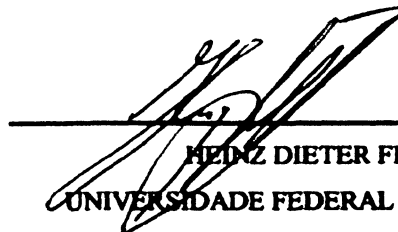
MARCELO RODRIGUES BESSA

**LACTEC - INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PARA O DESENVOLVIMENTO**



CRISTOVÃO V. S. FERANDES

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ



HEINZ DIETER FILL

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

Curitiba, 17 de dezembro de 2001

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, agradeço a meus pais e minha família por todo apoio e incentivo dado ao longo da minha vida.

Agradeço ao meu orientador, Prof. Fabio Ramos, por acreditar na conclusão da dissertação, apesar da apreensão que eu causei pela falta de interatividade ao longo do trabalho.

Aos Professores do mestrado, Fill, Laertes, Maurício, Miriam, Ruy e Professor Sinildo, *in memoriam*, pela dedicação no aprimoramento da minha formação acadêmica. E à Helena por todo apoio ao longo do curso.

Aos amigos do CEHPAR, Cláudio, Eloy, Henrique, Irani, Maurício, Rafael e em especial, Ralph e Ingrid que deram início à minha formação profissional. E à Mara, Helena e Lurdes pelo apoio na utilização dos recursos bibliográficos para esta dissertação.

Aos amigos da Tradener, Renê, Pasini e Siqueira que, juntos comigo, enfrentam trabalhos hercúleos, de prazos restritos, no dia a dia. Em especial gostaria de agradecer a Luiz Kamogawa, que tem repassado toda sua experiência do setor elétrico, além de incentivar diretamente este trabalho. Aos demais amigos da área comercial, desenvolvimento de projetos, jurídico e administrativo, agradeço ao constante incentivo.

Agradecimento especial à Regina, responsável pelo Projeto Paraguai, base para o estudo desta dissertação, posso considerá-la co-autora do trabalho. Rodrigo Maia e Carrano que no projeto participaram de discussões homéricas a respeito de cobertura de risco e contratos de opções.

Aos amigos Adriana, Andréa, Cristiane, Cristina, Lenira, Máriam, Maurício e Maria Elisa pelas dificuldades e felicidades passadas em conjunto ao longo do curso.

A COPEL pelo apoio financeiro e a UFPR pela infra-estrutura posta a disposição.

Aos demais amigos de grande importância nos momentos de extrema necessidade de espairecimento.

*O mundo não está ameaçado pelas pessoas más,
Mas sim por aquelas que permitem a maldade
Albert Einstein*

SUMÁRIO

1	AGRADECIMENTOS.....	III
	LISTA DE ILUSTRAÇÕES	VII
	LISTA DE TABELAS	X
	LISTA DE SIGLAS.....	XI
	RESUMO	1
	ABSTRACT	2
	INTRODUÇÃO.....	3
2	SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	6
	2.1 ASPECTOS ESTRUTURAIS.....	10
	2.2 ASPECTOS INSTITUCIONAIS	16
	2.2.1 REGRAS DE MERCADO	22
	2.2.2 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA.....	26
3	MÉTODOS DE AVALIAÇÃO DE RISCOS FINANCEIROS	33
	3.1 RISCOS NA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA	33
	3.2 VALOR EM RISCO.....	38
	3.2.1 INSTRUMENTOS FINANCEIROS DE GESTÃO DE RISCO	40
4	INTEGRAÇÃO ENERGÉTICA ENTRE PAÍSES	53
	4.1 ESCANDINÁVIA	54
	4.2 COMUNIDADE EUROPÉIA.....	56

4.3	ASPECTOS DOS PAÍSES DO SUL-AMERICANOS	58
4.3.1	ARGENTINA	60
4.3.2	URUGUAI	62
4.3.3	PARAGUAI	65
4.3.4	CHILE	67
4.3.5	OUTROS PAÍSES DA AMÉRICA DO SUL	69
5	MODELO PROPOSTO DE ANÁLISE FINANCEIRA E AVALIAÇÃO DE COBERTURA DE RISCO.....	73
6	ESTUDO DE CASO	81
6.1	CARACTERIZAÇÃO DO ESTUDO.....	81
6.2	AVALIAÇÃO DA DISPONIBILIDADE ENERGÉTICA DO PARAGUAI	85
6.3	BASES PARA A COMERCIALIZAÇÃO NO MERCADO BRASILEIRO	96
6.4	PREVISÃO DO PREÇO DE MERCADO DE CURTO PRAZO	101
6.5	DIMENSIONAMENTO DA COBERTURA DE RISCO DE PREÇO DE MERCADO	107
7	DISCUSSÃO E RESULTADOS.....	110
7.1	CONTRATAÇÃO DE COBERTURA DE RISCO.....	113
7.2	COBRANÇA DE MARGEM DE RISCO	117
	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	128
	REFERÊNCIAS	132

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Divisão do Sistema Elétrico Brasileiro	11
Figura 2 - Grandes Bacias Brasileiras.....	13
Figura 3 - Sazonalidade da Bacia dos Rios Paraná e Paraguai.....	14
Figura 4 - Sazonalidade da Bacia do Atlântico Sul e Sudeste.....	14
Figura 5 - Capacidade Instalada dos Estados Brasileiros.....	15
Figura 6 - O Dilema da Comercialização.....	27
Figura 7 - Fluxo Operacional da Atividade de Comercialização de Energia.....	29
Figura 8 - Comportamento dos Preços dos Mercados de Energia.....	30
Figura 9 - Riscos Inerentes da Comercialização de Energia.....	34
Figura 10 - Ilustração do Conceito de Valor em Risco (VaR)	38
Figura 11 - Ilustração de uma Operação de Swap	43
Figura 12 - Diagrama de Pay off de Opções de Compra	48
Figura 13 - Diagrama de Pay off para opções de Venda	49
Figura 14 - Spread de Baixa	50
Figura 15 - Spread de Alta	50
Figura 16 - Spread Borboleta	51
Figura 17 - Spread Straddle.....	52
Figura 18 - Impacto do Efeito Cascata da Tributação	75
Figura 19 - Caracterização da Energia Importada	84
Figura 20 - Disponibilidade Energética Verificada da Usina Itaipu.....	85

Figura 21 – Recursos e Requisitos de Energia da ANDE.....	86
Figura 22 - Curva de Permanência da Previsão de Geração de Itaipu.....	88
Figura 23 - Evolução do Mercado de Energia Elétrica Paraguáio	89
Figura 24 - Projeção Sazonal do Mercado de Energia do Sistema Paraguáio	91
Figura 25 - Previsão da Geração da Usina Acaray	92
Figura 26 - Curva de Permanência da Energia Importada da ANDE.....	94
Figura 27 - Distribuição Intra-anual da Disponibilidade Energética.....	95
Figura 28 - Comportamento dos Custos Marginais no Equilíbrio Oferta Demanda	102
Figura 29 - Histograma do CMO do Submercado Sudeste/Centro-Oeste	103
Figura 30 - Valor Médio do CMO Ajustado a 25 US\$/MWh.....	105
Figura 31 - Valor Médio do CMO Ajustado a 35 US\$/MWh.....	106
Figura 32 - Valor Médio do CMO Ajustado a 45 US\$/MWh.....	106
Figura 33 - Fluxograma do dimensionamento da Cobertura de Risco	108
Figura 34 - Custo de Cobertura de Risco com Probabilidade de Sucesso de 80%	114
Figura 35 - Custo de Cobertura de Risco com Probabilidade de Sucesso de 85%	115
Figura 36 - Custo de Cobertura de Risco com Probabilidade de Sucesso de 90%	115
Figura 37 - Expectativa de Ganhos do Ofertante de Cobertura de Risco	116
Figura 38 - Margem de Risco com Probabilidade de Sucesso de 80%	118
Figura 39 - Margem de Risco com Probabilidade de Sucesso de 85%	119
Figura 40 - Margem de Risco com Probabilidade de Sucesso de 90%	119
Figura 41 - Evolução da Reserva Financeira para Contratação de 120 MWmed.....	120
Figura 42 - Evolução da Reserva Financeira para Contratação de 100 MWmed.....	122
Figura 43 - Evolução da Reserva Financeira para Contratação de 140 MWmed.....	122
Figura 44 - Gráfico Retorno versus Risco Cenário 35 Margem 3 US\$/MWh.....	124

Figura 45 - Gráfico Retorno versus Risco Cenário 25 Margem 3 US\$/MWh.....	125
Figura 46 - Gráfico Retorno versus Risco Cenário 45 Margem 3 US\$/MWh.....	125
Figura 47 - Gráfico Retorno versus Risco Cenário 45 Margem 5 US\$/MWh.....	126
Figura 48 - Gráfico Retorno versus Risco Cenário 45 Margem 10 US\$/MWh.....	127

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Capacidade Instalada do Parque Elétrico Brasileiro	15
Tabela 2 - Mercado e Carga Própria do Sistema Interligado	16
Tabela 3 - Exemplo Numérico de uma Operação de <i>Swap</i>	45
Tabela 4 - Dados Gerais dos países da América do Sul.....	59
Tabela 5 - Dados das Estatísticas Energéticas dos Países da América do Sul.....	59
Tabela 6 - Tributos Incidentes na Comercialização de Energia	74
Tabela 7 - Evolução da Carga da ANDE	89
Tabela 8 - Sazonalização da Carga da ANDE Função da Projeção de Consumo	90
Tabela 9 - Custos Adicionais da Importação	110

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA
ANDE	- ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD
ASIC	- ADMINISTRADOR DEL SISTEMAS DE INTERCAMBIOS COMERCIALES
ASMAE	- ADMINISTRADORA DE SERVIÇOS DO MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA ELÉTRICA
CAMMESA	- COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO
CBOT	- CHICAGO BOARD OF TRADE
CCC	- CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEL
CDEC	- CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA
CME	- CUSTO MARGINAL DE EXPANSÃO
CMO	- CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO
CND	- CENTRO NACIONAL DE DESPACHO
CNDC	- COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA
COES	- COMITÊ DE OPERACIÓN ECONÔMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO
CREG	- COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS
ENRE	- ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD
GCPS	- GRUPO COORDENADOR DO PLANEJAMENTO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS
GTQG	- GRUPO DE TRABALHO DO HORIZONTE QUINDENAL
MAE	- MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA
MEM	- MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA
MME	- MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA
MODDHT	- MODELO DE DESPACHO HIDROTÉRMICO
MRE	- MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA
MSUI	- MODELO DE SIMULAÇÃO DE USINA INDIVIDUALIZADAS
OED	- ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO
ONS	- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA
OTC	- OVER-THE-COUNTER

SEC	- SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD E COMBUSTIBLES
TJLP	- TAXA DE JUROS DE LONGO PRAZO
UREE	- UNIDAD REGULADORA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA
UTE	- ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE USINAS E TRANSMISIONES ELÉCTRICAS
VaR	- VALUE AT RISK

RESUMO

A Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, foi embasada num modelo comercial competitivo e de garantia de livre acesso, onde o papel o empresarial do Estado deverá reduzir, passando a atuar como órgão regulador, e dando a responsabilidade de investimento do setor à iniciativa privada. O novo modelo não considera mais a energia como prestação de serviço público, e sim como uma *commodity*. Os riscos da geração e comercialização da energia, antes rateados a todos os consumidores, agora passam a ser assumidos pelos agentes, que incorporarão o custo do gerenciamento no preço final da energia. Assim, se as leis de mercado se fizerem presente, apenas os agentes mais preparados permanecerão no mercado, onde o principal diferencial será o menor preço.

A concepção deste novo modelo, permitirá a integração comercial de mercados de energia de diferentes países. Porém, o despacho deverá ser comercial, e não mais apenas físico como feito no passado. Os ganhos da integração energética são confiabilidade do sistema e redução do custo global de operação.

O objetivo deste trabalho é apresentar uma proposta de ferramenta de avaliação e quantificação de riscos na comercialização de energia inserida no mercado competitivo de energia elétrica.

ABSTRACT

The Brazilian Electrical Sector Restructuring Plan, was based upon a competitive commercial model and free access guarantee, in which the role of State as a company will be reduced, becoming just a regulating agency, and allowing the investment responsibility of the sector to the private companies. The new model does not consider the energy as a public service anymore, but as a commodity. The generation and trading risks of the energy in the past were shared among all consumers. Now come the agents assume this task, which will incorporate the management costs in the final price of the energy. By this way, if the market rules are followed, only the best prepared agents will remain, operating in the market where the main differential will be the lowest cost.

The whole concept of this new model will allow a energy commercial market integration among different countries. Although, the dispatch should be commercial and no longer physical as done before. The gains from the energetic integration are system reliability and overall operational cost reduction.

The objective of this work is to present a proposal of evaluation tool and risk quantification in the energy trading inserted in the competitive market of the electrical energy.

INTRODUÇÃO

O novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro visa implantar um ambiente de competição nas atividades de geração e comercialização e forte presença da iniciativa privada, não só nestas duas atividades mas também nas atividades de distribuição e transmissão de energia. O novo modelo setorial brasileiro substituiu o regime de planejamento centralizado e impositivo da expansão da geração, por um planejamento indicativo da oferta de energia. O equilíbrio oferta e demanda, antes decorrência da decisão centralizada, agora é deixado a cargo da livre competição, o investidor decidirá quando investir na expansão da oferta através dos preço de energia que o mercado sinaliza.

A livre competição, requer dinamismo nas operações e a assunção de riscos que é incompatível com o papel do agente gerador e distribuidor, por sua natureza de administrador de ativos. Por isso, criou-se o agente comercializador de energia, que não deterá concessões de distribuição ou geração, de maneira a fortalecer seu papel de catalisador do equilíbrio de mercado, principalmente no que se refere a tomada de risco nas operações comerciais do mercado de energia.

Esta dissertação está basicamente fundamentada em três partes, pesquisa bibliográfica, proposta de um modelo e um estudo de caso.

A primeira parte, referente a pesquisa bibliográfica, está subdividida em três assuntos:

- O setor elétrico brasileiro;
- Métodos de avaliação de riscos financeiros; e
- Integração energética.

Na apresentação do setor elétrico brasileiro descreve-se uma visão geral, o histórico e a evolução do sistema brasileiro, e as modificações ocorridas na reestruturação do modelo setorial, os aspectos estruturais e institucionais, as regras de mercado e a atividade de comercialização de energia.

Os métodos de avaliação de riscos financeiros apresentam os riscos da comercialização de energia, o conceito de Valor em Risco (VaR) utilizado no mercado financeiro para avaliação e quantificação de risco de um projeto e instrumentos financeiros de gerenciamento de risco.

A integração energética apresenta o caso dos países nórdicos, exemplo real de uma integração energética baseada em regras comerciais. As perspectivas da comunidade europeia, que almejam a integração energética do continente após a integração comercial, baseando-se no modelo dos países da Escandinávia. Por fim, características dos países sul-americanos, apresentando resumidamente a estrutura de seus setores elétricos.

O modelo proposto, nesta dissertação, é baseado em um modelo de simulação de fluxo de caixa acumulado para a atividade de comercialização de energia, considerando a aleatoriedade conjunta da disponibilidade energética proveniente de fontes de geração hidráulica, e a aleatoriedade dos preços de mercado de curto prazo de energia.

O estudo de caso é a aplicação do modelo proposto para um projeto de importação de energia proveniente do Paraguai. Para o estudo foi considerado dois critérios de análise:

- Avaliação de custo de contratação de cobertura de risco; e
- Cobrança de margem de risco no preço final de venda.

Para ambos os casos, o enfoque foi avaliar o risco função da aleatoriedade da disponibilidade energética e dos preços de mercado de curto prazo. A questão é quanto desta energia volátil deve-se contratar para minimizar o risco da comercialização e obter uma receita final satisfatório.

Por fim, é apresentado a discussão dos resultados para ambos os critérios as conclusões e recomendações para estudos posteriores.

1 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O Sistema Elétrico Brasileiro, é considerado um sistema *sui generis*, predominantemente hidráulico, composto de aproximadamente 90% de usinas hidráulicas, algumas delas com reservatórios de regularização plurianual, ou seja, capacidade de regularização da vazão por alguns anos. Além disso, a localização dos potenciais hidrelétricos requerem a implantação de extensas redes de transmissão que conduzem a energia produzida nos aproveitamentos hidrelétricos, pois estes nem sempre estão localizados próximas do centro de carga.

Historicamente, o Setor Elétrico Brasileiro se estruturou em três fases distintas. Uma primeira onde os investimentos foram efetuados por empresas privadas estrangeiras. Uma segunda fase, nitidamente estatal na metade do século passado. Mais recentemente o modelo competitivo.

A gênese do Setor Elétrico Brasileiro ocorreu no final do século XIX, compelida pelo atendimento da indústria de mineração e iluminação pública, a atividade de comercialização de eletricidade caracterizada como prestação de serviço público, foi iniciada e anos mais tarde, caracterizado pela participação da iniciativa privada e predomínio de empresas estrangeiras.

Parte-se da quase inexistência de energia elétrica no início do século, com cerca de 12 MW instalados, para aproximadamente 570 MW por volta de 1930. Neste mesmo período, a população brasileira passa de dezessete para trinta e sete milhões de habitantes (PAIXÃO,

2000). É nesta fase que se inicia a regulamentação do Setor Elétrico, com a promulgação do Código de Águas, pelo Decreto n. 26234 de 10 de julho de 1934. Em função de fatos como a crise de 1929 e a Segunda Guerra Mundial, até o período pós-Guerra, o crescimento energético brasileiro se manteve estável.

A partir de 1950, o Setor Elétrico Brasileiro se desenvolveu rapidamente pelo grande crescimento econômico e pela eletrificação das pequenas cidades do interior. Surge então a primeira grande crise do setor, caracterizado pela retração dos investimentos das companhias estrangeiras e concomitantemente ocorrência de aflúncias críticas na região sudeste do país. Para fazer frente a essa situação, propõe-se a implantação de grandes empreendimentos, surgimento das grandes empresas estatais, inicialmente na geração e depois caracterizadas por uma estrutura verticalizada, que marcam a última característica desta fase. Neste período, desenvolve-se uma estrutura de planejamento centralizada na Eletrobrás, em parte, graças aos trabalhos realizados pela Canambra que permitiu o desenvolvimento de uma competência técnica nacional bastante avançada para o planejamento, construção e operação de grandes centrais hidrelétricas e de sistemas elétricos integrados.

Este período se estende até a década de 80 quando começa o declínio do Setor, com o surgimento da segunda grande crise que estende-se por uma década, caracterizada pela falta de investimento na expansão da oferta de energia. Tarifas defasadas, dívidas excessivas, redução da remuneração mínima, aumento de controles burocráticos, e o uso das empresas do Setor Elétrico como instrumento de política econômica, provocaram a deterioração financeira da maioria das empresas do Setor.

No início da última década do século, começou a ser delineado um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro. As mudanças objetivavam a inserção da indústria num ambiente competitivo, influenciado pelas mudanças ocorridas em outros países, , Inglaterra, países Nórdicos, e, na América do Sul, Chile, Colômbia, Argentina e alguns estados dos EUA. O Estado, sem condições financeiras de custear a expansão da capacidade geradora de energia elétrica, vai aos poucos incentivando que a iniciativa privada o faça em seu lugar. A forte presença de empresas privadas vem a ser um dos pontos básicos do Novo Modelo.

O processo de reestruturação teve como pontos norteadores a desverticalização das empresas, garantia de livre acesso à rede básica, o afastamento do Estado das funções empresariais do setor e implantação de um ambiente comercial competitivo (MME, 1998). A competição é implantada nos segmentos de geração e comercialização, sendo a transmissão e a distribuição caracterizadas como monopólio natural.

A geração de energia é aberta à competição na comercialização de energia elétrica. A atividade de geração, apesar de ser caracterizada como não regulada economicamente, continua com seus direitos e obrigações contidos nos contratos de concessão ou na autorização, conforme o caso, nos termos da legislação vigente, principalmente as usinas hidráulicas pelo uso do bem público. Todas as empresas de geração têm a garantia de livre acesso aos sistemas de transporte de energia (transmissão e distribuição).

As empresas transmissão tem como principal função, a construção e operação de linhas e subestações dentro de requisitos estabelecidos pelo agente regulador. Constituído de vias

de uso aberto, podendo ser utilizadas por qualquer agente, pagando a devida remuneração ao proprietário (pedágio por cada watt que passa pela malha). O livre acesso pelo uso da rede deve estimular o ingresso de novos geradores e consumidores. A entrada de um agente privado no segmento da atividade de transmissão é permitida, e ocorre através de um processo licitatório cujo o critério de julgamento é a menor tarifa apresentada pelos interessados na construção da linha e subestações.

A distribuição é atividade regulada técnica e economicamente pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e, assim como as redes de transmissão, deve conceder acesso a todos os agentes do mercado, sem discriminação, atendendo os requisitos técnicos de qualidade e confiabilidade. Todo consumidor localizado na zona geográfica de abrangência da distribuidora tem o direito de se conectar à rede de distribuição e a empresa é obrigada a prestar um serviço de qualidade, independente do consumidor comprar dela ou de qualquer outra comercializadora.

Um dos aspectos principais do processo de reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro é a criação da figura do comercializador de energia, agente autorizado a exercer as atividades de compra, importação, exportação e venda de energia elétrica a outros agentes, geradores, distribuidores, outros comercializadores ou a consumidores livres. A amarração comercial é realizada através de contratos bilaterais de curto prazo, médio e longo prazo, com os preços livremente negociados de acordo com o montante de energia, ou no mercado de curto prazo, mercado *spot*, com preços definidos pelo mercado. Esta atividade, da mesma forma que a geração, está aberta à competição.

Da mesma forma que surge o comercializador de energia, a reestruturação cria a figura do consumidor livre. Atualmente, entende-se que são consumidores livres, empresas com demanda instalada maior ou igual a 2,5 MW e tensão de atendimento de no mínimo 13,8 kV que não são mais obrigados a contratar energia da concessionária de distribuição onde o consumidor está instalado, ou seja, estão legalmente autorizadas a escolher o fornecedor de energia elétrica que lhe oferecer melhores condições gerando economia para a empresa

1.1 ASPECTOS ESTRUTURAIS

Apesar das grandes mudanças no Modelo do Setor Elétrico Brasileiro no aspecto institucional, os aspectos estruturais não apresentam grandes mudanças. O Brasil, desde o início, tem utilizado a política de aproveitamento do seu grande potencial hidráulico como principal fonte de geração de energia elétrica. Mais de 90% da capacidade instalada do país provém de usinas hidrelétricas, incorporando a parcela de Itaipu de direito do Paraguai não absorvido pelo mercado deste país e contratado pelo mercado brasileiro.

O Sistema Elétrico Brasileiro é, atualmente, dividido em quatro Subsistemas Interligados, Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste, sendo os dois primeiros e os dois últimos agregados nos Sistemas Sul-/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste, respectivamente. Para otimizar os recursos energéticos disponíveis em diversas bacias, o sistema é operado de forma integrada, com despacho centralizado efetuado através do Operador Nacional do Sistema (ONS), com intercâmbio de grandes blocos de energia entre os quatro subsistemas. Uma visualização do sistema é apresentado na Figura 1 a seguir.

Apesar da divisão dos subsistemas terem denominações semelhantes à divisão geográfica regional de acordo com as fronteiras dos estados, a divisão geo-elétrica não segue exatamente estas fronteiras. Por exemplo, o estado do Mato Grosso do Sul é considerado como pertencente ao subsistema Sul. O que define a divisão dos subsistemas é a malha da rede básica do sistema brasileiro. O critério de definição das fronteiras dos Subsistemas, baseia-se no agrupamento de malhas da rede básica que apresentem custos marginais iguais (THOMÉ et al., 2000). O sistema é simulado em modelos computacionais, e os preços são definidos por barramento, em seguida são agrupadas as barras que possuem preços marginais semelhantes e estão interligados entre si, assim procurando-se o maior agrupamento (*cluster*) que possa configurar um subsistema.



Figura 1 - Divisão do Sistema Elétrico Brasileiro

A operação interligada permite que o sistema como um todo aproveite os benefícios da diversidade hidrológica das bacias hidrográficas brasileiras. Resumidamente, existem ganhos energéticos significativos quando, o superávit hidráulico de uma bacia pode suprir temporariamente o déficit de uma outra bacia, quando esta passa por um período de baixa hidraulicidade. Contudo é importante entender, que este ganho referido não é em termos da geração média, mas na geração do sistema como um todo em situações críticas para uma região. Em termos gerais, a diversidade hidrológica aumenta a confiabilidade do sistema.

Para se entender estes aspectos de diversidade hidrológica, o Brasil possui oito grandes bacias hidrográficas, Figura 2, e cada uma possui no mínimo uma característica marcante na variação da vazões intra-anuais, ou sazonalidades, que podem ser observadas na Figura 3 e Figura 4. A consideração do benefício da diversidade hidrológica permite que as usinas sejam dimensionadas para aproveitar vazões maiores que as vazões firmes, pelo aproveitamento da diferença de sazonalidade, nos períodos de boa hidrologia, gerando o máximo possível para o suprimento de seus contratos, e ainda o atendimento de regiões deficitárias ou permitir a recuperação dos reservatórios do sistema, assim como receber geração de outras regiões quando a situação hidrológica se inverte. Porém para isso é necessário que exista uma eficiente rede de transmissão que permita estas trocas energéticas. Além do intercâmbio energético entre as bacias, grandes reservatórios de acumulação e complementação térmica auxiliam na confiabilidade do sistema.



Figura 2 - Grandes Bacias Brasileiras

Uma grande desvantagem dos aproveitamentos hidrelétricos é que eles nem sempre estão localizados nos grandes centros de carga, e isto acontece no Brasil. Portanto, seu baixo custo operativo e grande flexibilidade de modulação da geração, é penalizado com o custo de extensas redes de transmissão que transportam a energia elétrica das usinas para os centros de carga.

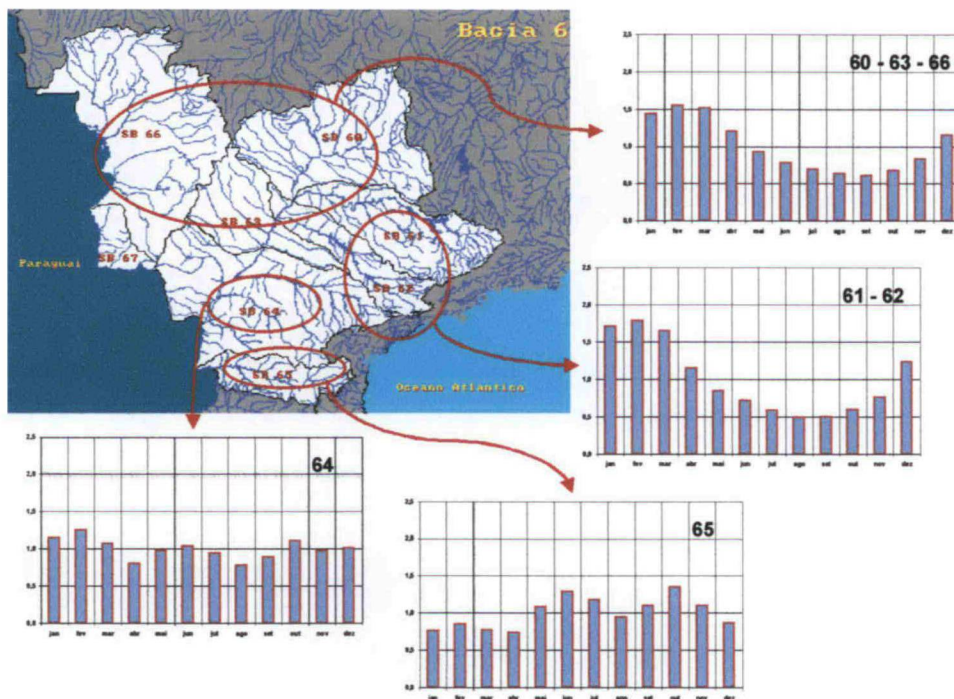


Figura 3 - Sazonalidade da Bacia dos Rios Paraná e Paraguai

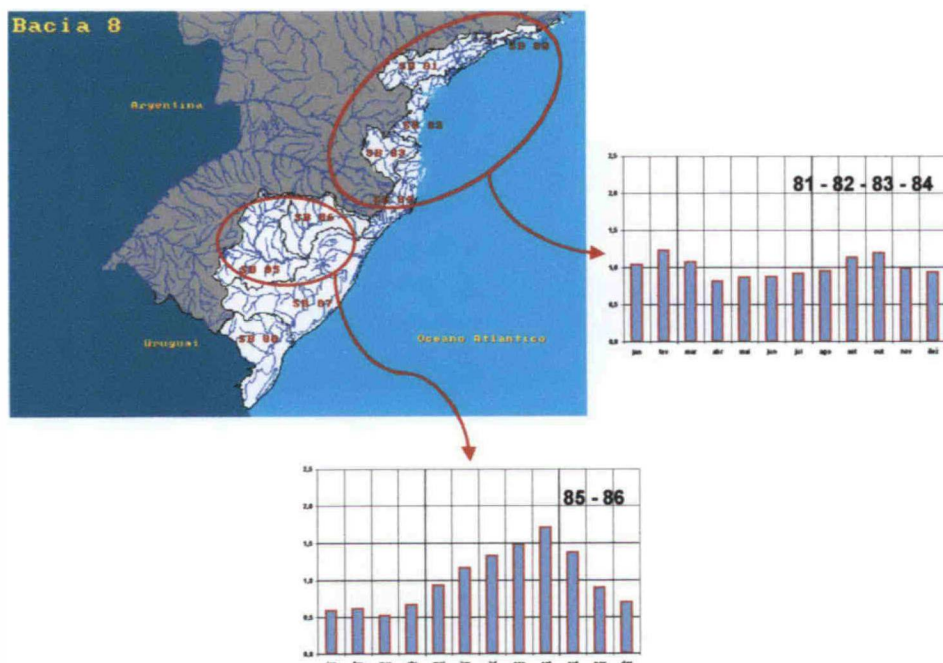


Figura 4 - Sazonalidade da Bacia do Atlântico Sul e Sudeste

A disponibilidade energética do país, é de cerca de 68 GW de potência instalada no final do ano de 2000, distribuídos, como mostra a Tabela 1, de acordo com as diferentes fontes energéticas, e conforme a distribuição por estado na Figura 5:

CAPACIDADE INSTALADA DO PARQUE ELÉTRICO BRASILEIRO	
ano 2000	
Fonte energética	Potência Instalada (MW)
Hidráulica	53401
Térmica Convencional	4232
Nuclear	1966
Itaipu (50%)	6300
Sistemas Isolados + Importações	1814
Total	67713

Fonte: Plano Decenal 2001/2010

Tabela 1 - Capacidade Instalada do Parque Elétrico Brasileiro

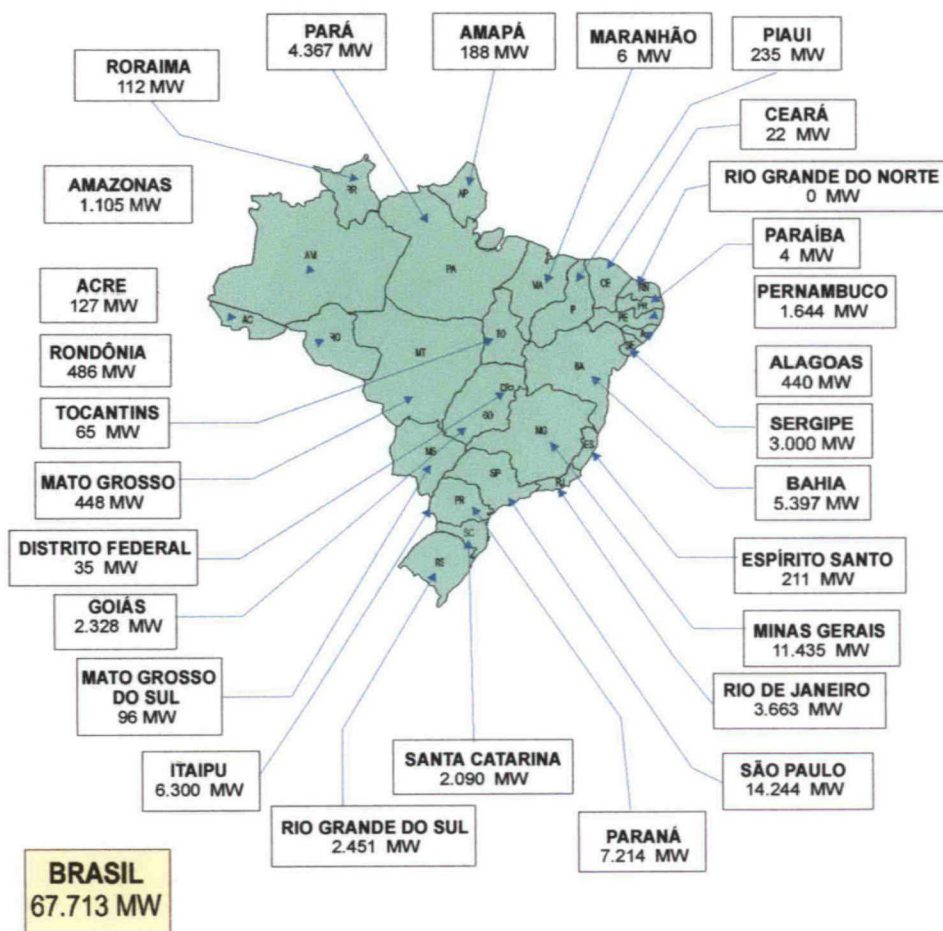


Figura 5 - Capacidade Instalada dos Estados Brasileiros

O mercado brasileiro de energia elétrica é de aproximadamente 360 TWh ano, ou cerca de 40 GWmed anuais, onde a região Sudeste/Centro-Oeste representa cerca de dois terços do mercado brasileiro, como mostra a Tabela 2 a seguir.

MERCADO E CARGA PRÓPRIA SISTEMAS INTERLIGADOS				
Ano de 2000				
SISTEMA	MERCADO (GWh)	CARGA PRÓPRIA		FATOR DE CARGA (%)
		ENERGIA (MWmédio)	DEMANDA (MWh/h)	
NORTE	21846,9	2487,1	2918	85,23
NORDESTE	51673,5	5882,7	7932	74,16
SE/CO	227059,2	25849,2	34929	74,00
SUL	59645,0	6790,2	9751	69,64
TOTAL	360224,6	41009,2	54335	75,47

Fonte: Operador Nacional do Sistema (ONS)

Tabela 2 - Mercado e Carga Própria do Sistema Interligado

1.2 ASPECTOS INSTITUCIONAIS

O setor elétrico brasileiro está passando por uma fase de grande reestruturação, onde antes o modelo era caracterizado como uma indústria monopolista, com a presença maciça de empresas estatais, algumas delas verticalmente integradas, para o atual modelo, em fase de implantação, este modelo visa introduzir a competição nas atividades de geração e comercialização, e livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, e para isso espera-se contar com a efetiva participação da iniciativa privada.

Na formulação deste novo setor elétrico foram criadas três figuras institucionais: um órgão regulador do setor, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Operador Nacional do Sistema (ONS), responsável pelo despacho físico da energia e o Mercado Atacadista de Energia (MAE), ambiente onde serão efetuadas todas as transações comerciais do novo modelo, administrado pela Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (ASMAE).

A reforma institucional do Setor Elétrico no Brasil começou a ser desenhada com a aprovação da Lei de Concessão dos Serviços Públicos, Lei 8.987, de fevereiro de 1995. A idéia central era permitir a participação da iniciativa privada no aumento da oferta de energia elétrica, mas para que isto ocorresse de forma adequada alguns ajustes e definições precisavam ser efetuados. Então, quatro meses depois, em julho de 1995, a Lei 9.074 regulamentou a legislação anterior no que diz respeito ao mercado de energia. No ano seguinte, a Lei 9.427, em 26 de dezembro de 1996, criou a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), cujo regulamento foi definido no Decreto 2.335, em 6 de outubro de 1997. O decreto estabelece as diretrizes da ANEEL, suas atribuições e estrutura básica, bem como o princípio da descentralização que permite à agência reguladora estender sua ação aos mais diversos pontos do País.

A ANEEL foi criada como uma autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério das Minas e Energia (MME), com o objetivo de proporcionar condições favoráveis de

equilíbrio de mercado entre os agentes e em benefício da sociedade. São atribuições da ANEEL:

- Regular e Fiscalizar o Setor Elétrico Brasileiro;
- Outorgar concessões, autorizações e permissões;
- Mediar conflitos;
- Propiciar concorrência efetiva entre os agentes;
- Impedir a concentração econômica nos serviços e atividades de Energia Elétrica;
- Aplicar penalidades administrativas aos concessionários, permissionários e autorizados.

Para suportar financeiramente a execução das atividades, a ANEEL utiliza recursos financeiros provenientes da Taxa de Fiscalização recolhida pelos agentes setoriais à ANEEL.

A ação descentralizada permite que a ANEEL atue de forma adaptada às circunstâncias locais. As principais atividades delegadas são aquelas relacionadas à fiscalização e à ouvidoria. As agências estaduais são criadas por leis e recebem delegação da Aneel por meio da celebração de convênios de cooperação. As agências conveniadas também auxiliam nos processos de regulação e outorga, de competência exclusiva da agência nacional. A ANEEL tem se colocado à disposição dos Estados no sentido de apoiá-los na criação de suas agências de regulação, de forma a ampliar sua ação descentralizada. Em resumo, a descentralização é adotada pela ANEEL para melhor atender o interesse público

relacionado à prestação do serviço de energia elétrica, em benefício dos consumidores do País.

O Operador Nacional do Sistema (ONS) foi criado pela Lei 9.648/98, regulamentado pelo Decreto 2.655/98, e teve seu funcionamento autorizado pela Resolução 351 da ANEEL, de 11 de novembro de 1998. O ONS é uma entidade de direito privado que tem a responsabilidade de coordenar a operação das instalações de geração e transmissão do Sistema Interligado Nacional. É caracterizado como uma associação civil, cujos integrantes são as empresas de geração, transmissão, distribuição, importadores e exportadores de energia elétrica, e consumidores livres. O Ministério de Minas e Energia é membro participante, com poder de veto em questões conflitantes com as diretrizes e políticas governamentais para o setor. Também tomam parte nessa associação os Conselhos de Consumidores.

O ONS foi criado para substituir a estrutura cooperativa de coordenação da operação existente e tendo como responsabilidade manter os ganhos sinérgicos resultantes da otimização da operação dos sistemas de transmissão e geração de energia elétrica (despacho centralizado) e viabilizar a expansão do sistema de transmissão a mínimo custo.

Suas principais atribuições são :

- Planejamento e programação da operação e despacho centralizado da geração;
- Supervisão e coordenação dos centros de operação dos sistemas elétricos;
- Supervisão e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais e das interligações internacionais;

- Contratação e administração dos serviços de transmissão, do acesso à rede e dos serviços ancilares;
- Proposição à ANEEL das ampliações e reforços da rede básica de transmissão;
- Definição de regras para a operação da rede básica de transmissão, a serem aprovadas pela ANEEL.

O Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) é um ambiente institucional, sem personalidade jurídica, onde se processam as atividades comerciais de compra e venda de energia elétrica por meio de contratos bilaterais e de negociações a curto prazo. O MAE tem suporte legal e regras de funcionamento previstas no Acordo de Mercado, um contrato multilateral assinado pelos agentes do MAE em agosto de 1998. Ele estabelece, dentre outras coisas, as diretrizes de funcionamento, regendo as obrigações e direitos de seus membros, as condições de adesão, as garantias financeiras, suas regras comerciais, as condições para alteração de seus termos, além de outras determinações relevantes. As regras comerciais, denominadas Regras de Mercado, são complementares e integrantes do Acordo de Mercado e devem ser cumpridas obrigatoriamente por todos os Agentes do MAE. Em termos gerais o MAE tem como base de conduta estabelecer um mercado eficiente, cumprindo as disposições do Acordo de Mercado, promovendo continuamente o desenvolvimento do Mercado, e primar pelo bom funcionamento e desenvolvimento do setor elétrico brasileiro.

O MAE é assistido por uma Assembléia Geral que é o seu órgão deliberativo superior. Composta por todos aqueles constantes da legislação vigente: concessionários, permissionários, autorizados, consumidores livres, interessados que preencham os

requisitos do Acordo de Mercado e das resoluções ANEEL pertinentes e dois representantes dos Conselhos de Consumidores (um da Região N/NE e outro da Região S/SE/CO). Tem como responsabilidade supervisionar as atividades da ASMAE; apreciar e submeter à ANEEL as propostas de mudança no Acordo de Mercado, valendo o mesmo para a alteração nas Regras de Mercado; avaliar e submeter à ANEEL o quadro de pessoal da ASMAE, incluindo sua estrutura organizacional, remunerações, qualificações, bem como todos os ajustes que se fizerem necessários; aprovar relatório anual do Auditor do Sistema de Contabilização e Liquidação; estabelecer anualmente a taxa de cobertura dos custos administrativos do MAE; estabelecer penalidades pelo não cumprimento das obrigações estipuladas no Acordo de Mercado.

A ASMAE, uma empresa de direito privado, criada pela Assembléia Geral do MAE em 10 de fevereiro de 1999, é responsável por todas as atividades requeridas à administração do MAE, inclusive financeiras, contábeis e operacionais, sendo as mesmas reguladas e fiscalizadas pela ANEEL. Em resumo, é responsável pela administração comercial do MAE. A ASMAE é responsável pelas seguintes atividades:

- Operar e administrar o MAE, cumprindo as disposições do Acordo de Mercado;
- Registrar os Agentes e os contratos bilaterais;
- Contabilizar e Liquidar as transações entre seus Agentes (diferença entre os volumes de energia contratados e os verificados);
- Administrar o Sistema de Contabilização e Liquidação de Energia;
- Administrar as informações necessárias relativas à medição para os fins comerciais ;
- Estabelecer o preço da energia no MAE;

- Implantar e monitorar as Regras de Mercado;
- Implantar e monitorar os Procedimentos de Mercado;
- Promover o permanente acompanhamento legal da operação do Mercado;
- Prover os treinamentos necessários aos Agentes; e
- Implementar ferramentas de Serviços aos Agentes.

1.2.1 REGRAS DE MERCADO

As Regras de Mercado são os conjuntos de procedimentos que visam organizar a atuação comercial dos agentes no Mercado Atacadista de Energia, é composto de um conjunto de capítulos chamado Descritivo das Regras e outro Regras Algébricas As regras são representadas por um conjunto de capítulos divididas nos seguintes assuntos:

- I. Definições e Interpretações;
- II. Provisão de Dados de Entrada;
- III. Preço do MAE;
- IV. Agregação de Dados de Medição;
- V. Penalidades;
- VI. Encargos de Serviço do Sistema;
- VII. Mecanismo de Realocação de Energia;
- VIII. Alocação de Excedente Financeiro;
- IX. Contabilização;
- X. Interconectores;

XI. Cálculo de Encargo de Capacidade; e

XII. Modulação.

O primeiro capítulo das Regras Algébricas, **definições e interpretações**, esclarece os significados da simbologia utilizada, e as convenções matemáticas apresentadas nas fórmulas e expressões algébricas contidas nas Regras de Mercado.

O capítulo **provisão de dados de entrada** estabelece procedimentos da declaração de dados relativos aos agentes de mercado, dados técnicos das usinas, dados dos ofertantes de redução da demanda, previsão de carga, fatores de perda, registro de contratos, e outros necessários para a definição do preço do MAE e informações necessárias para efetuar a liquidação financeira do MAE.

O capítulo **preço do MAE** estabelece todo o processo de determinação do preço do mercado de curto prazo, ou preço *spot*, em resumo, o preço é definido como função dos custos marginais de operação do sistema estabelecido por submercado e a cada período de apuração. Os preços são obtidos por meio de uma cadeia de modelos matemáticos que simulam o sistema elétrico.

O capítulo de **agregação de dados de medição** estabelece as regras de ajuste entre a geração e os consumos efetivos de cada agente para a contabilização da energia comercializada no âmbito do MAE. Os consumos efetivos levam em conta as perdas ocorridas no sistema de transmissão e determinam um ponto de referência para cada Submercado.

O capítulo V define as **penalidades** a serem aplicadas no descumprimento das regras, violações como falsas declarações de disponibilidade técnica ou redução de carga, não cumprimento das instruções de despacho do Operador do Sistema, erros de medição, entrega de informações fora do prazo ou de qualidade não aceitável.

O capítulo de **encargos de serviço do sistema** tem como objetivo o ressarcimento dos custos incorridos na manutenção e confiabilidade do sistema no atendimento da carga. Estes custos são cobrados diretamente da carga, proporcionalmente ao seu consumo. Compõe-se dos custos de restrição de transmissão intra-submercado, serviços ancilares (reserva de potência, potência reativa), encargo de capacidade, pagamento de oferta de redução de carga, encargos de teste de disponibilidade. As multas arrecadadas pela aplicação das penalidades serão deduzidas dos Encargos de Serviço do Sistema.

O capítulo VII trata do **mecanismo de realocação de energia** (MRE). O MRE é um mecanismo financeiro de compartilhamento do risco hidrológico que afetam os geradores hidráulicos. Uma vez que o despacho das unidades geradoras continuará sendo realizado de forma centralizada, visando a minimização do custo operativo do sistema, as regras propostas para o Mercado Atacadista de Energia procuram, conciliar a necessidade do despacho centralizado e a minimização do risco hidrológico através do MRE, que se baseia na transferência de energia dos geradores superavitários para os deficitários. A aplicação desse mecanismo não produzirá efeitos econômicos ou contratuais sobre os membros do MAE não participantes do MRE. As realocações entre as usinas do MRE serão realizadas prioritariamente em seus próprios submercados, mas havendo necessidade

e possibilidade adicional de realocação, essa ocorrerá em outros submercados, o que poderá acarretar exposição dos agentes a diferencial de preços (BETTEGA, 2001).

O capítulo de **alocação dos excedentes financeiros** define as regras do destino do montante financeiro que surge quando restrições de transmissão provocam uma diferença de preços entre submercados. Em situações adversas, onde o intercâmbio de energia atinge o seu limite e não é possível o equilíbrio de custos, há a necessidade de despacho de fontes mais caras para o atendimento da demanda e, devido às restrições de transmissão, podem ocorrer preços de energia diferenciados entre os subsistemas. Quando um gerador participante do MRE tiver uma energia alocada em outro submercado poderá estar exposto a comprar uma energia mais cara em seu submercado do que vende no submercado onde a energia foi alocada. O inverso também pode ocorrer, e as diferenças positivas formam o excedente financeiro que será utilizado para minimizar a exposição dos agentes.

O capítulo de **contabilização** estabelece as regras do processo de totalização dos pagamentos e recebimentos de cada agente referente à transação de energia no mercado de curto prazo para cada período de apuração.

O capítulo **interconectores** trata das regras referente à importação e exportação de energia, sendo que, tanto as importações como as exportações são caracterizadas como usinas térmicas virtuais na fronteira do Submercado, no caso de uma importação, ou uma carga na fronteira no caso de uma exportação. O livre acesso é garantido sem distinção dos demais agentes. O despacho é realizado de acordo com o despacho de uma usina térmica, mediante a declaração de sua potência disponível e custo de geração. As importações e exportações

podem ser efetuadas em caráter firme ou de oportunidade, porém em ambos os casos será exigido um lastro de potência associada.

O capítulo de **cálculo do encargo de capacidade** dita as regras de cálculo deste encargo, refletindo a remuneração da disponibilidade de capacidade, ou potência, mantida na espera do atendimento das demanda de pico do sistema e manutenção da confiabilidade do sistema. O objetivo econômico do Encargo de Capacidade é reduzir o impacto do preço de mercado numa eventual falta de capacidade.

O capítulo de **modulação** define as regras de discretização dos valores mensais de energia em valores por período de apuração.

1.2.2 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

O Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro, criou as figuras de Consumidores livres e de comercializadores de energia, destacando a importância da atividade de comercialização na implantação de um ambiente competitivo adotado no novo modelo. O entendimento dos responsáveis pelo delineamento do novo modelo foi que a competição seria o mecanismo indutor da eficiência econômica na indústria de energia e do equilíbrio entre oferta e demanda, através da competitividade no segmento de geração, seria impulsionado com a atuação de um agente catalizador dinâmico e ágil, capaz de unir os interesses conflitantes dos agentes detentores das fontes de energia e os agentes que a

utilizam, Figura 6. Este pode ser entendido como a motivação principal para a criação da figura do Comercializador de Energia.

O dilema da comercialização

A PERPLEXIDADE DO MERCADO ATUAL

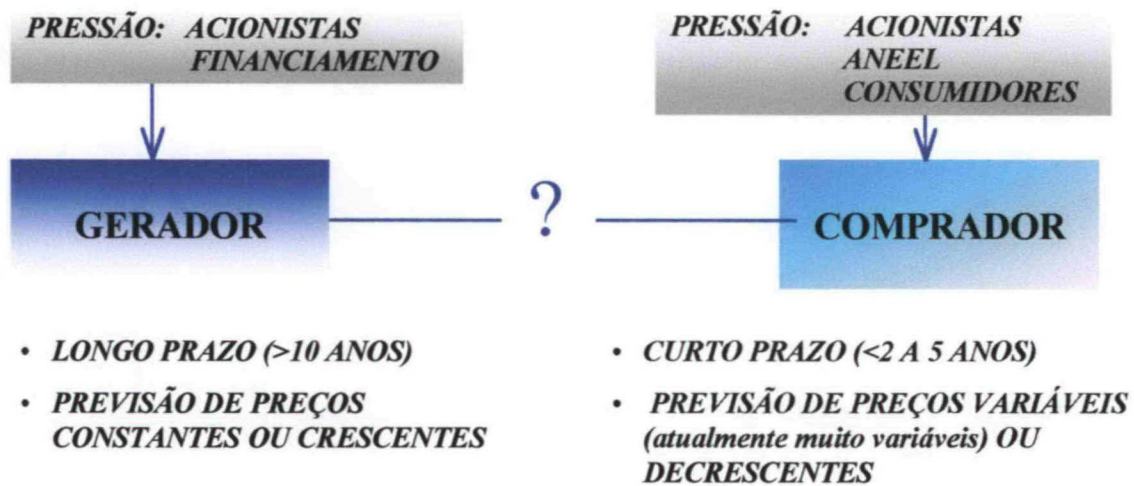


Figura 6 - O Dilema da Comercialização

Além do objetivo de dar sustentabilidade e liquidez ao mercado de energia é possível relacionar o papel do agente comercializador, com as seguintes atividades:

- Prospecção de mercado consumidor;
- Prospecção de fontes de energia;
- Atendimento direto a consumidores livres;
- Gerenciamento de riscos;

- Proporcionar formas de viabilização de empreendimentos;
- Agregação de valores dentro da cadeia produtiva;
- Elaboração de contratos personalizados;
- Atendimento de necessidades específicas dos clientes;
- Intermediação, representação e corretagem de energia;
- Estimulação de negócios associados;
- Importação e exportação;
- Estruturação de um mercado de derivativos

Uma das vantagens da atuação do comercializador no novo mercado de energia, é que ele não é obrigado a proteger ativos, pois, ele é totalmente desvinculado de ativos de geração, transmissão ou distribuição, por isso pode buscar preços de energia mais baratos dentro de uma carteira de oferta, combinando contratos de fornecimento de forma a minimizar o custo final da energia, bem como combinar sua carteira de consumidores através de diversificação de contratos entre geradores e consumidores, Figura 7, efetuado pela otimização comercial de todo o processo.

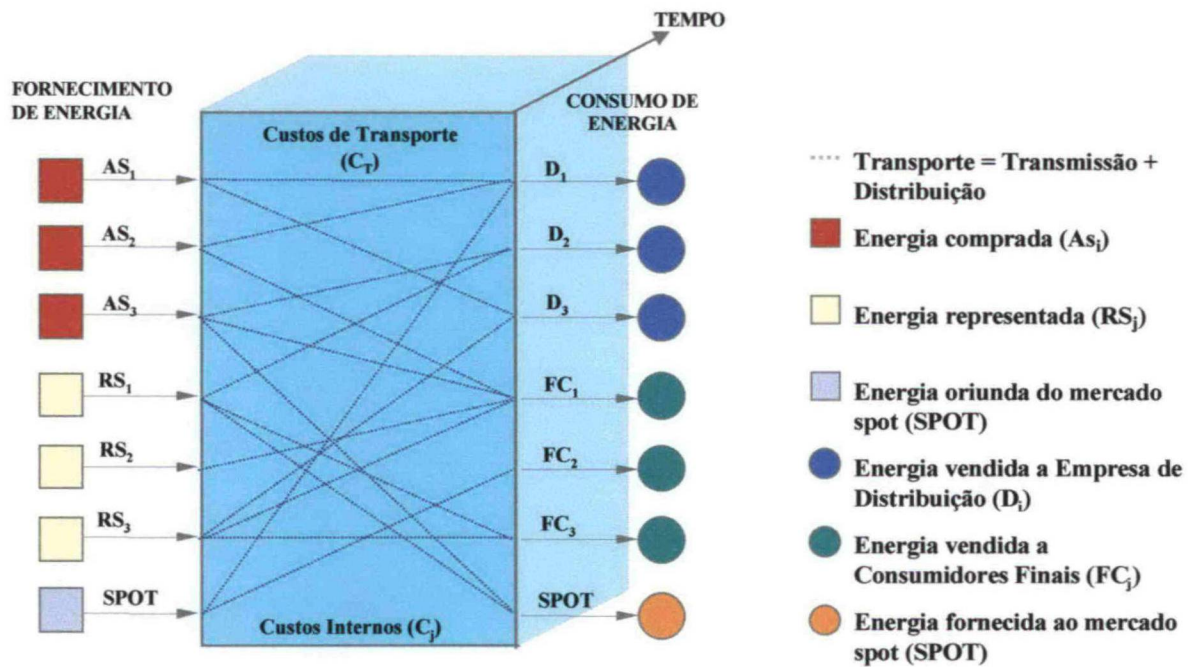


Figura 7 - Fluxo Operacional da Atividade de Comercialização de Energia

A maximização da receita da comercialização pode ser buscada não somente através de contratos entre as partes envolvidas, mas pela sua combinação ao longo do tempo. Como a tendência de preços futuros é incerta, a Figura 8 mostra um dos possíveis cenários de preço, se uma comercializadora possuir um bom sistema de previsão de preços, ela saberá alocar os contratos para maximizar a receita global e minimizar o seu risco, alocando de forma inteligente as quantidades de energia em contratos de curto, médio e longo prazo.

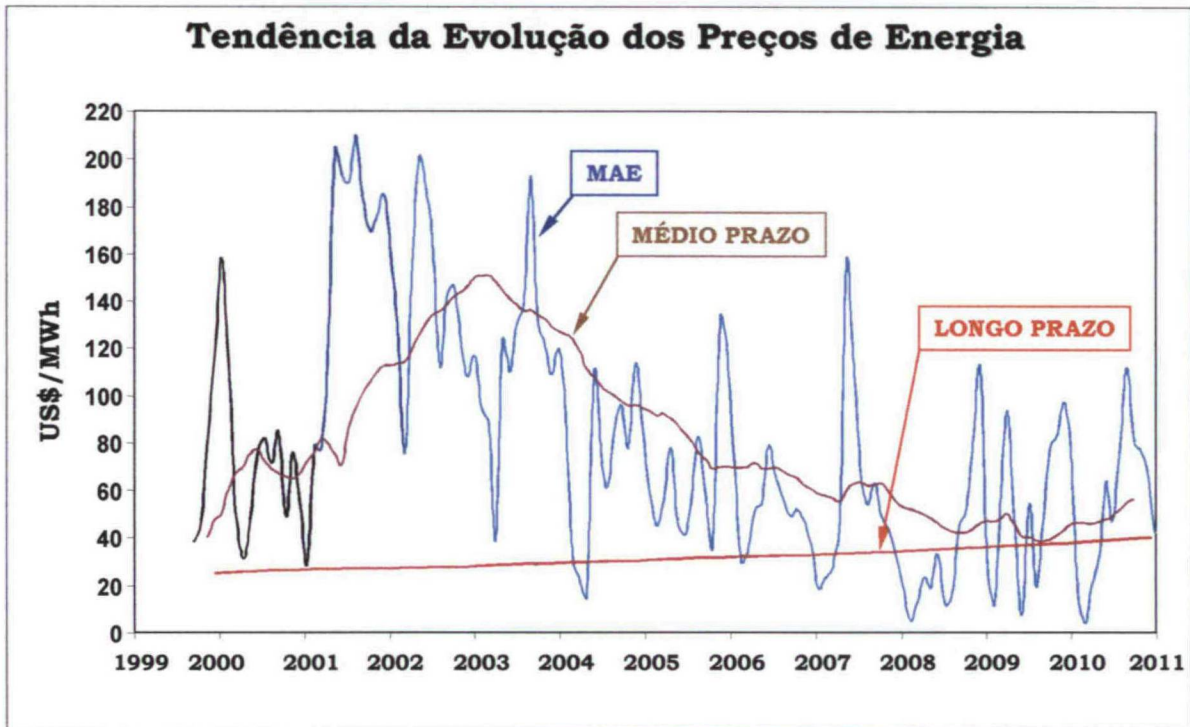


Figura 8 - Comportamento dos Preços dos Mercados de Energia

O equilíbrio da oferta e demanda deverá delinear os mercados de médio e longo prazo (BETTEGA, 2001). Porém, para cada um deles deve ser estabelecido parâmetros diferentes que influenciem na formação do preço da energia. No caso do curto prazo, variáveis como níveis dos reservatórios, aflúências e previsão de carga influem diretamente a formação do preço do MAE, ou mercado de curto prazo. Este mercado simplesmente acerta as diferenças finais dos agentes para os casos de sobra ou falta de energia. Na realidade, ele não sofre grande influência da atuação dos agentes, a não ser de posições tomadas por eles no médio e no longo prazo, mas a determinação do preço de curto prazo é uma questão das características físicas conjunturais do sistema no horizonte de análise considerado.

Para o mercado de longo prazo, UMBRIA (1999), apresenta uma metodologia de previsão dos preços de fornecimento de energia elétrica, baseado nos custos de construção de novas

unidades de geração, utilizando informações do Plano Decenal de Expansão 1999/2008. Como a expansão do setor passa a ser uma decisão empresarial, não mais determinativo, o investidor só estará disposto a construir uma usina caso o preço sinalizador do mercado seja capaz de dar o retorno adequado do investimento. Por outro lado, os consumidores não pagarão preços acima do preço de mercado.

Entre estes dois mercados, de longo prazo e de curto prazo, deverá surgir um mercado intermediário de médio prazo, onde realmente ocorrerá a competição, pois possivelmente nele estará ambientado o mercado de futuros de energia, com operações de cobertura de riscos, especulação do mercado e ajustes das previsões de posições de oferta e consumo de energia.

O fato de não possuir lastro em ativos físicos obriga a comercializadora a administrar os seus riscos. Pode tirar vantagem de não estar preso a um ativo desde que possua uma eficiente política e ferramentas de gerenciamento de riscos de mercado. As mudanças de direção do preço da energia, como uma mercadoria (*commodity*), permitem aos agentes boas oportunidades de ganhos, mas riscos de perdas na mesma proporção (SPIEWAK, 1998). Estes riscos advêm da grande quantidade de operação dos contratos e na busca de bons resultados de combinações entre a oferta e demanda de energia, espacial e temporal.

O gerenciamento de risco tem um custo, porém ao contrário do que muitos acreditam, este não é um custo adicional, pois estes custos já existiam, e eram cobrados, mas rateados por todos os consumidores, através das tarifas definidas pelo custo de serviço. O custo deste mecanismo de gerenciamento não era conhecido, entretanto, neste novo modelo deverá

ficar explícito. No mercado financeiro, a cobertura de riscos (*Hedge*), é feita através de instrumentos financeiros como contratos de Futuro, contratos de Opções e *Swaps* baseados em derivativos de energia elétrica.

2 MÉTODOS DE AVALIAÇÃO DE RISCOS FINANCEIROS

Risco pode ser definido, de uma forma geral, como a probabilidade de acontecimento de um evento, previsto ou não, que coloque em perigo de perda algo, um objeto, um projeto, uma vida ou um capital investido. Em geral, o risco está associado à possibilidade de insucesso de uma decisão tomada no passado.

2.1 RISCOS NA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

A implantação do novo modelo institucional do Setor Elétrico Brasileiro, abre espaço para a atividade de comercialização de energia elétrica como o catalizador da expansão da oferta de energia, não só como um comprador de energia a longo prazo, mas também absorvendo parte dos riscos associados aos geradores e dos consumidores, entendendo estes como consumidores livres, empresas de distribuição ou outros agentes de comercialização, como sumariado na Figura 9, os geradores possuem incertezas quanto à geração. No caso de usinas hidráulicas, por exemplo, devido à aleatoriedade das afluências, para os geradores térmicos, paradas programadas e interrupções forçadas. No caso dos consumidores, existem incertezas quanto às oscilações no consumo, oportunidade de consumo esporádicos tomando partido de períodos de sobre-oferta do sistema.



Figura 9 - Riscos Inerentes da Comercialização de Energia

Dentre os riscos de comercialização, o mais evidente é o que diz respeito ao preço da energia. Neste aspecto, podem ocorrer duas situações, sendo uma a venda de energia por preços abaixo de seu custo de compra, e a outra a compra de energia por preços acima do preço médio de mercado. A primeira situação pode acontecer quando o sistema apresenta excesso de oferta de energia. Considerando que o parque gerador brasileiro trabalha com um fator de capacidade de cerca de 60%, períodos prolongados de chuvas abundantes podem suprir a demanda de energia a um custo operacional muito baixo, quando o parque hidrelétrico é capaz de atender a carga do sistema sem complementação da geração térmica e com alta probabilidade de vertimento. A outra situação pode ocorrer quando a comercializadora se vê obrigada a adquirir uma energia a preços altos para honrar contratos de fornecimento.

Os riscos relacionados a preços estão intimamente ligados às incertezas na evolução do equilíbrio de oferta e demanda do setor elétrico, uma vez que o planejamento centralizado

determinativo deixa de existir e passa a ser indicativo na expansão da geração, onde só será possível a previsão da expansão do sistema e o crescimento da demanda, pois os agentes interessados em investir na construção de novas plantas geradoras poderão ter perspectivas diferentes das premissas adotadas no planejamento indicativo da expansão.

Num sistema ineficiente de vendas, pode ocorrer devido a falhas na previsão de mercado, a má conduta nas atividades comerciais e a má avaliação de preços de energia. Isto compromete a competitividade da comercializadora e ocasionar a perda de clientes.

O risco de crédito também é uma grande preocupação, a má seleção de clientes ou garantias inadequadas aumentam o risco, a diversificação dos clientes, venda particionada de blocos de energia para vários consumidores minimizam o risco. Crise no consumo provocado por recessão, desajustes na economia ou retração do crescimento econômico podem comprometer a liquidez dos contratos de compra de energia.

O risco da indisponibilidade de máquinas (turbinas e geradores), está relacionado com risco da complementação da geração ser mais cara que o custo de operação da usina para honrar os compromissos com contratos de energia, em decorrência de paradas forçada ou programada de máquina para manutenção. Em geral, é administrado pelo gerador, mediante procedimentos de operação e de manutenção programadas eficientes. No caso do risco de mau funcionamento, as máquinas deixem de atender às condições de produção, a comercializadora pode tomar o risco do gerador, mediante o pagamento do serviço de gerenciamento das manutenções programadas e fornecimento de energia de reserva para as paradas de máquinas, tanto as planejadas quanto às não planejadas.

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) considera que toda a energia produzida, programada ou despachada para otimização do sistema, será tratada da mesma forma em relação ao processo de realocação. Portanto, desde que o sistema integrado produza uma quantidade de energia equivalente à energia assegurada total, cada gerador terá direito à sua energia assegurada. Se a produção total dos participantes do MRE exceder o nível agregado de energia assegurada, o sistema terá então produzido "energia secundária". Neste caso, o superávit será compartilhado por todos os geradores hidrelétricos na proporção de sua energia assegurada. Porém, se houver insuficiência de produção global de energia assegurada, a insuficiência será, proporcionalmente, a mesma para todos os geradores. Neste caso o risco hidrológico acontecerá e os geradores hidrelétricos deverão comprar a diferença no mercado spot, ao preço do MAE em vigor ou através de contratos de curto prazo. Esta situação pode ocorrer, haja visto que o sistema é dimensionado para o atendimento da carga com uma probabilidade de confiança. O MRE proporcionará a todos os geradores hidrelétricos o mesmo nível proporcional de risco, o qual será sempre menor do que o risco individual de cada gerador caso a operação não fosse integrada .

Em decorrência das alocações do MRE outro risco surge referente a diferença entre preços de submercados. Um gerador poderá receber a realocação de sua energia assegurada em outro submercado, e conseqüentemente poderá enfrentar exposição de preço, se o submercado no qual o gerador está localizado, exista a diferença de preços, *Surplus*, em relação ao submercado onde a energia foi realocada. Porém, as Regras de Mercado definem que alguns agentes têm direito de uso desta diferença para minimizar a exposição decorrente da diferença de preços entre submercados. A alocação de excedente financeiro,

em resumo, geradores hidráulicos participantes do MRE, alguns casos de importação e térmicas têm direito de utilização do excedente financeiro. Contudo não existe a garantia de que esta alocação consiga cobrir toda a exposição. O problema do *surplus* pode ocorrer também caso um agente decida vender energia em outro submercado de onde a energia é produzida, porém este contrato não estaria coberto pela alocação do excedente financeiro por ser uma estratégia comercial do agente.

No caso de importação de energia, a variação cambial pode comprometer o caixa da comercializadora, visto que as grandes variações são de desvalorização da moeda nacional, o desembolso, no caso da importação é imediato, porém o reflexo no preço de mercado pode demorar meses para ser assimilado.

Os encargos de serviço do sistema em geral são determinados *ex-post*, pois cobrem custos não ocorridos durante a operação do sistema necessários para a manutenção da segurança e confiabilidade do atendimento da carga, dependendo da situação do sistema, são valores difíceis de serem avaliados, e significativamente elevados quando o sistema opera sobre uma situação crítica.

O custo de transporte depende da configuração do sistema, a entrada de novas linhas de transmissão e subestações podem modificar os custos e as perdas em cada barramento uma vez que o fluxo é redefinido.

2.2 VALOR EM RISCO

Com a liberalização do mercado de energia elétrica, espera-se o surgimento de um mercado de contratos futuros, que permitirá a criação de instrumentos de gerenciamento de riscos na comercialização de energia, tratando os riscos do Setor Elétrico Brasileiro de forma semelhante ao tratamento dos riscos nos mercados financeiros e transação com *commodities*. Uma metodologia amplamente utilizada no mercado financeiro para avaliação de risco é a análise das exposições baseado no conceito de Valor em Risco, *Value at Risk*.

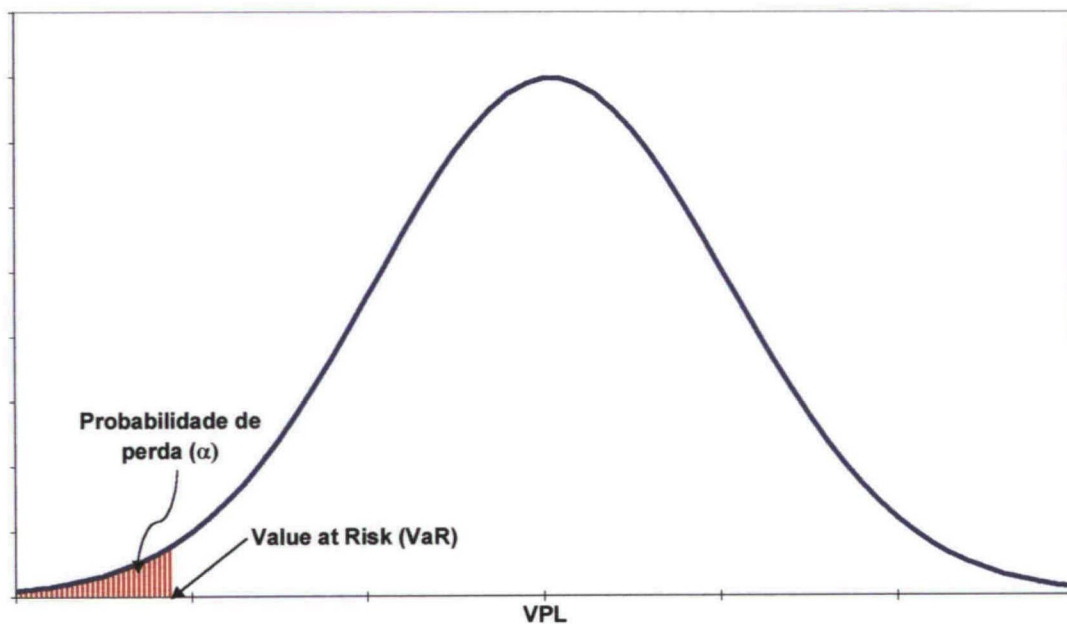


Figura 10 - Ilustração do Conceito de Valor em Risco (VaR)

O conceito de Valor em Risco (VaR, *Value at Risk*) foi criado na década de 80, como uma iniciativa dos grandes bancos americanos no intuito de padronizar uma maneira de

quantificar seus riscos, pois até então as análises eram feitas de forma muito subjetivas (JORION, 1998).

A definição de VaR pode ser dada como a representação em um único parâmetro, o valor da máxima perda prevista, adotando um intervalo de confiança em um certo período de tempo. Sobre o ponto de vista estatístico, os métodos de determinação do VaR podem ser classificados em duas categorias, métodos paramétricos e não-paramétricos. Os do primeiro tipos adotam o ajuste da variável aleatória, em geral o retorno, a uma função de distribuição de probabilidade. O grande problema desta abordagem é que a estimação dos parâmetros tendem, em seus resultados, subestimar a probabilidade de ocorrência de valores extremos, quando a principal preocupação na análise de risco está enfatizada na ocorrência destes eventos, ou seja os eventos localizados nas caudas da distribuição, principalmente quando o emprego das distribuições é mal aplicada. As do segundo tipo são apresentados por diversos autores como os métodos via simulação do histórico de retorno, ou a simulação através de cenários e geração de séries sintéticas.

Muitos modelos de análise de riscos, adotam a hipótese simplista de normalidade da distribuição dos retornos, pois, uma vez determinada a função de distribuição de probabilidade da variável de risco analisada, os métodos paramétricos se tornam operacionalmente muito fáceis de serem utilizados. Porém, o problema é justamente determinar qual a função mais adequada. Duas características muito frequentes nas distribuições de retorno impedem a consideração da adoção da distribuição gaussiana, uma é a presença de uma assimetria que não pode ser negligenciada estatisticamente na maioria de casos de análise de risco de mercado (PEIRÓ, 1999). Porém a assimetria não causa

muitas dificuldades na modelagem paramétrica. A consideração de uma distribuição log-normal pode melhorar o ajuste a uma distribuição teórica. Outro problema no ajuste da distribuição é a leptocurtose nas distribuições, *fat-tailed*, o que significa que a distribuição tem uma cauda mais espessa que a distribuição normal, eventos extremos ocorrem com uma frequência maior do que o previsto pelo modelo gaussiano. Atualmente, o tratamento mais adequado da leptocurtose é o grande desafio do pesquisadores em diversas áreas de pesquisa e muito estudada na área financeira, ainda é um problema em aberto.

Na procura de uma boa estimativa do VaR, alguns artificios da representação da leptocurtose tem sido adotadas, em geral métodos de simulação que incorporam eventos extremos conhecido como o *stress testing* (RISKMETRICS, 1999; MCNEIL, 1997; LONGIN, 2000, HUA e WILMOTT, 1996). Porém estes métodos são complexos e nem sempre fornecem resultados coerentes ou satisfatórios, e a complexidade inerente a estes métodos dificulta a sua assimilação. Neste sentido, LI (1999) apresenta uma proposta fácil de ser utilizada que continua ajustando as variáveis a uma distribuição normal, porém com correções função do terceiro e quarto momento, ou os parâmetros assimetria e curtose respectivamente.

2.2.1 INSTRUMENTOS FINANCEIROS DE GESTÃO DE RISCO

O novo mercado de energia elétrica define a energia elétrica não mais como uma atividade de prestação de serviço público, mas como uma mercadoria (*commodity*). Somado a esta mudança a inserção de um ambiente competitivo nas atividades de geração e

comercialização, trará aos agentes atuantes nestas atividades riscos que no antigo modelo eram rateados, entre todos os consumidores. Sob a ameaça destes riscos o mercado demandará produtos que possibilitem gerenciar estes riscos. Um exemplo é o Mecanismo de Realocação de Energia, uma cobertura de risco hidrológica decorrente da diversidade das bacias brasileiras (BETTEGA,1999). Porém instrumentos financeiros deverão surgir conforme a necessidade dos agentes.

O mercado financeiro possui alguns instrumentos que possibilitariam a mitigação de riscos, principalmente os referentes a preços de mercado. A caracterização da energia elétrica como uma commodity permitirá o estabelecimento de um mercado de contrato de futuros. Os contratos de futuro são compromissos de compra ou venda de um determinado ativo em uma data específica no futuro por um preço previamente estabelecido. O grande objetivo da formação deste mercado é a procura de cobertura de risco de preço de mercado por parte dos agentes.

A idéia de mercados de futuros remonta a séculos atrás. Foi desenvolvida principalmente para assegurar a cobertura de risco de preços de mercado muito baixos dos produtos agrícolas, atividade de onde provinha o sustento dos agricultores (HULL, 1996). Ao final do século XIX surge a primeira bolsa de mercado de futuro, *Chicago Board of Trade* (CBOT), com a tarefa inicial de padronizar as quantidades e qualidade de grãos comercializados. O primeiro contrato tipo futuro foi o contrato mercadorias a entregar (*to-arrive*) poucos anos após a inauguração da bolsa. Atualmente existem inúmeras bolsas ao redor do mundo que negociam contratos de futuro, e uma infinidade de mercadorias (*commodities*), desde grãos, metais, gado e produtos perecíveis. Algumas dessas bolsas

atuam apenas com uma ou poucas mercadorias-, e as bolsas de futuros negociam além de mercadorias, títulos, ações e moedas.

No mercado de Futuros atuam agentes classificados conforme três modos de atuação (BESSADA, 2000).

- Os *Hedgers*, que são os agentes que atuam no mercado com o objetivo de cobrir os seus riscos ao preço de mercado;
- Os especuladores, que atuam no mercado abrindo posições apostando na alta e na baixa dos preços, são os catalizadores do mercado, em contraposição da errônea imagem de vilão do mercado; e
- Os Arbitradores, que atuam abrindo e fechando posições casadas, com lucro travado mas sem assumir riscos.

A criação de um mercado de futuros de energia e a caracterização deste como uma *commodity* possibilitará o surgimento de produtos derivativos, que são títulos lançados no mercado, cujos valores derivam dos ativos base, neste caso a energia. Contratos a Termo, Futuro, Opções e Swaps são exemplos de derivativos.

Contratos bilaterais são exemplos de contratos a Termo, são contratos de compra e venda personalizados caso a caso acordados entre dois agentes. Basicamente definem o preço, local de entrega, montante e a data de entrega do ativo. Por serem acordos particulares, não são negociados em bolsas, porém podem contratar o sistema de garantias da bolsa.

Contratos de Futuro são contratos padronizados, referente a um ativo base como ações, commodities, moedas, com um valor de face, que é o valor do contrato. O contrato de futuro pode ser negociado em bolsa, e seu preço de face varia de acordo com o preço de mercado do contrato, o detentor do contrato de futuro pode encerrar sua posição antes do mês de vencimento do contrato, o que ocorre na maioria dos contratos.

Swaps são contratos particulares, em geral, de troca de fluxos de caixas futuros executada a partir de uma fórmula preestabelecida. O tipo mais comum de Swap é o chamado *Plain Vanilla*, que se constitui num mecanismo pelo qual um agente A concorda em pagar a um agente B um fluxo de caixa à taxa de juros prefixados sobre um principal fictício, e simultaneamente o agente B concorda em pagar ao agente A um fluxo de caixa à taxa de juros variável sobre o mesmo principal, como ilustra a Figura 11. O período do contrato em geral é de longo prazo, períodos acima de dois anos.

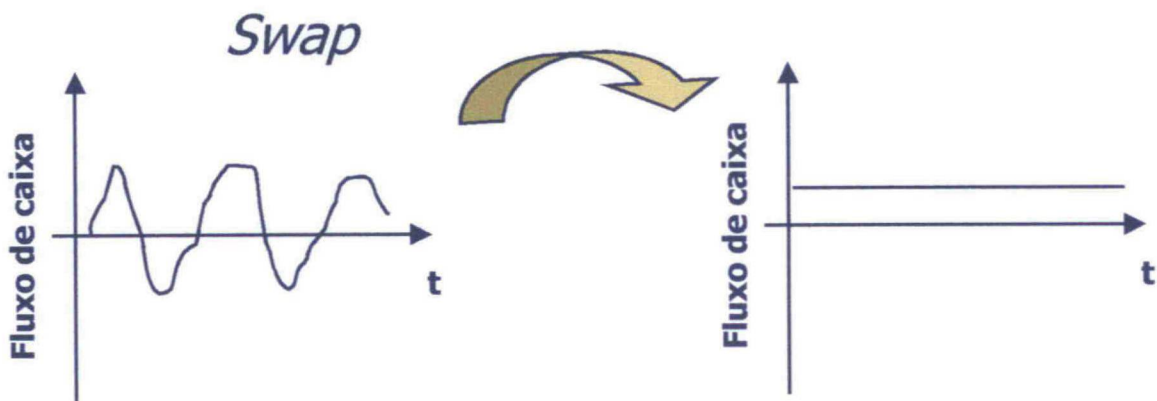


Figura 11 - Ilustração de uma Operação de Swap

Este tipo de contrato se vale da teoria das vantagens comparativas, apresentada por um exemplo, Tabela 3. Uma empresa A tem duas opções de empréstimo para a captação de 100 unidades monetárias, taxa de juros fixa ou flutuante, por exemplo, 18% ao ano fixa ou taxa de juros de longo prazo (TJLP) mais 0,5%. Uma empresa B tem a mesmas opções, porém com taxas diferentes, 20% ao ano ou taxa de juros de longo prazo mais 1%. A diferença entre as taxas fixas e flutuantes são respectivamente, 2% e 0,5%, significa que a empresa B tem uma vantagem comparativa nas taxas flutuantes e a empresa A nas taxas fixas. Esta diferença comparativa permite a execução de um swap. Supondo que a empresa A opte pela taxa variável TJLP mais 0,5% e a empresa B pela taxa fixa 20% ao ano, o mecanismo de swap visa a troca de estratégias e troca de taxas que seria a seguinte:

- A empresa A capta 100 unidades monetárias a taxa fixa de 18% ao ano;
- A empresa B capta o mesmo montante a TJLP mais 1%;
- A empresa A paga TJLP para empresa B; e
- A empresa B paga taxa fixa para A menos um incremento (Δ).

O valor de Δ deve ser tal que, seja vantajoso para as duas empresas, comparado a situação sem swap, por exemplo, caso o valor seja -1% a empresa A tem um ganho final de $1,5\%$ e a empresa B ganho nulo, por outro lado se o valor for $0,5\%$ os ganhos se invertem.

Taxa efetiva		
Δ	Empresa A	Empresa B
-1,0%	TJLP - 1%	20,0%
-0,9%	TJLP - 0,9%	19,9%
-0,8%	TJLP - 0,8%	19,8%
-0,7%	TJLP - 0,7%	19,7%
-0,6%	TJLP - 0,6%	19,6%
-0,5%	TJLP - 0,5%	19,5%
-0,4%	TJLP - 0,4%	19,4%
-0,3%	TJLP - 0,3%	19,3%
-0,2%	TJLP - 0,2%	19,2%
-0,1%	TJLP - 0,1%	19,1%
0,0%	TJLP + 0%	19,0%
0,1%	TJLP + 0,1%	18,9%
0,2%	TJLP + 0,2%	18,8%
0,3%	TJLP + 0,3%	18,7%
0,4%	TJLP + 0,4%	18,6%
0,5%	TJLP + 0,5%	18,5%

Tabela 3 - Exemplo Numérico de uma Operação de Swap

A definição do valor Δ é objeto de negociação entre as partes, o prêmio da operação, o valor que equilibra os ganhos é $\Delta = -0,35\%$, onde ambos recebem ganhos de 0,75% ao ano em relação a situação sem o contrato de *swap*.

Os contratos de *swaps* podem ser aplicados também para financiamentos em outras moedas, taxas de câmbio e commodities.

Outro instrumento financeiro é o contrato de opções, que concede ao Titular, ou comprador, o direito, mas não a obrigação, de comprar ou vender o ativo em uma determinada data no futuro. Os contratos podem ser de opções de compra (*call*) ou opções de venda (*put*). Cada contrato possui um preço, denominado prêmio da opção, e um valor pelo qual o comprador está interessado em comprar o ativo base, denominado preço de exercício. O Lançador da opção, ou seja, o vendedor, tem a obrigação de comprar ou vender o ativo no momento do exercício da opção por parte do Titular. A disposição do

Lançador em vender o direito de compra ou o direito de venda acontece pela cobrança de um prêmio valorado com base nos riscos que ele deverá assumir, ou nos ganhos que ele deixaria de auferir ao lançar a opção.

Existem basicamente dois tipos de opções, denominadas opções americanas e opções européias. A grande diferença está no exercício da opção. A opção americana pode ser exercida a qualquer momento até a data de vencimento. No caso da opção européia, o exercício só pode ser efetuado na data de vencimento. Em termos operacionais, quanto ao exercício, não há problemas, a grande influência na escolha do tipo da opção está na precificação do prêmio e na avaliação dos riscos. Enquanto as européias levam em conta apenas a probabilidade do preço de mercado do ativo base na data de vencimento, as americanas levam em conta a distribuição de probabilidade dos preços de mercado ao longo do período de vencimento.

Quando um investidor adquire ou lança um contrato de opções, ele vê a expectativa do preço de mercado da seguinte forma:

- O Lançador de uma opção de venda acredita na alta do preço de mercado;
- O Titular de uma opção de venda acredita na baixa do preço de mercado;
- O Lançador de uma opção de compra acredita na baixa do preço de mercado; e
- O Titular de uma opção de compra acredita na alta do preço de mercado.

Decorrente desta visão diferenciada do comportamento dos preços de mercado futuros, o agente estrutura sua estratégia de acordo com seus objetivos, cobertura de riscos, especulação ou arbitragem. Usualmente os agentes utilizam uma análise gráfica, chamada diagrama de *pay-off* como base para a montagem suas estratégias com contrato de opções.

A Figura 1, mostra graficamente as exposições de um Lançador e um Titular de uma opção de compra. No caso do Lançador, considera-se que ele esteja descoberto, ou seja, não possui o ativo base. Portanto ao contrato ser exercido ele deverá arcar com a diferença do preço de mercado e o preço de exercício. No exemplo, ele lança uma opção a um preço de exercício de 50 unidades monetárias e prêmio de 5 unidades monetárias. Analisando, caso o preço spot esteja abaixo do preço de exercício até a data de vencimento, para as opções americanas, ou na data de vencimento para as opções européias, o Titular não deverá exercer o direito de compra e o Lançador receberá o prêmio. Porém, caso o spot esteja acima do preço de exercício, o Lançador deverá comprar o ativo base para entregar ao Titular, pois este deverá exercer o direito de compra da opção. No caso do Titular, ele adquire uma opção de compra que lhe dá o direito de comprar o ativo base ao preço de exercício, caso o spot esteja abaixo do preço de exercício, no diagrama, de 30 unidades monetárias, ele perde apenas o prêmio pago, 5 unidades monetárias, porém se o preço spot estiver acima do preço de exercício, ele terá ganhos de acordo com a diferença entre os dois preços.

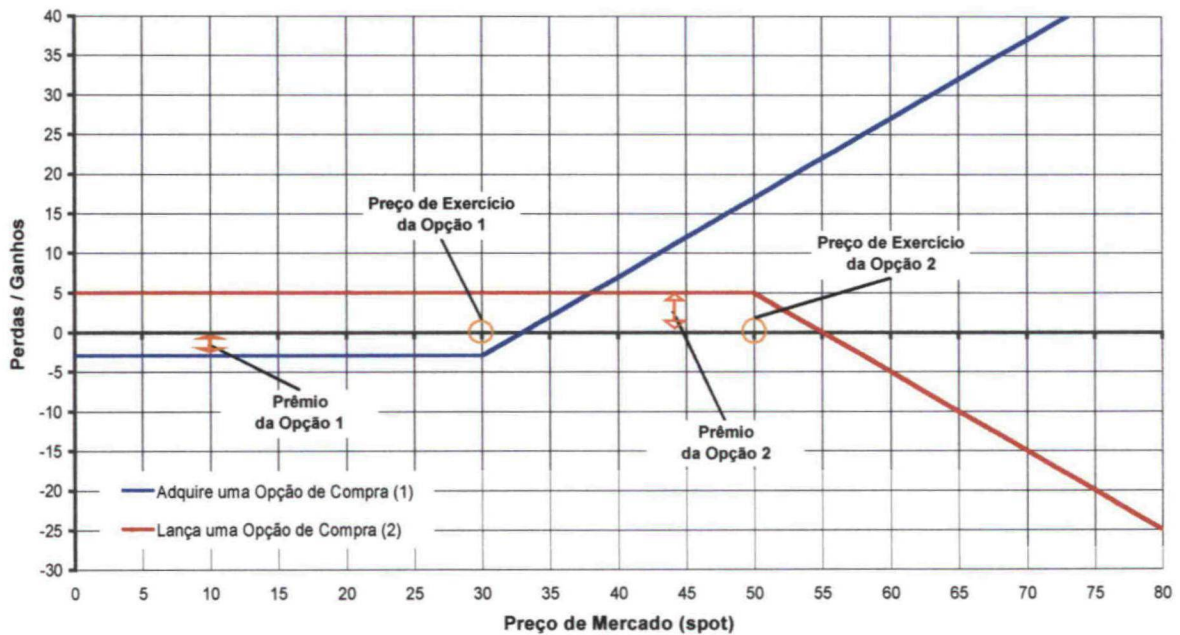


Figura 12 - Diagrama de Pay off de Opções de Compra

A entrega física nem sempre é efetuada. Na maioria dos casos somente as posições dos agentes é fechada. O que acontece de fato é, no máximo, uma troca de títulos, mesmo no mercado de *commodities*.

Para opções de venda, as expectativas se invertem, conforme indica a Figura 13. O Lançador espera que os preços de mercado estejam altos, pois assim receberia o prêmio e não teria a obrigação de comprar o ativo por um preço acima que o preço spot. O Titular por sua vez, espera que o preço esteja baixo para que ele venda o ativo base por um preço fixado.

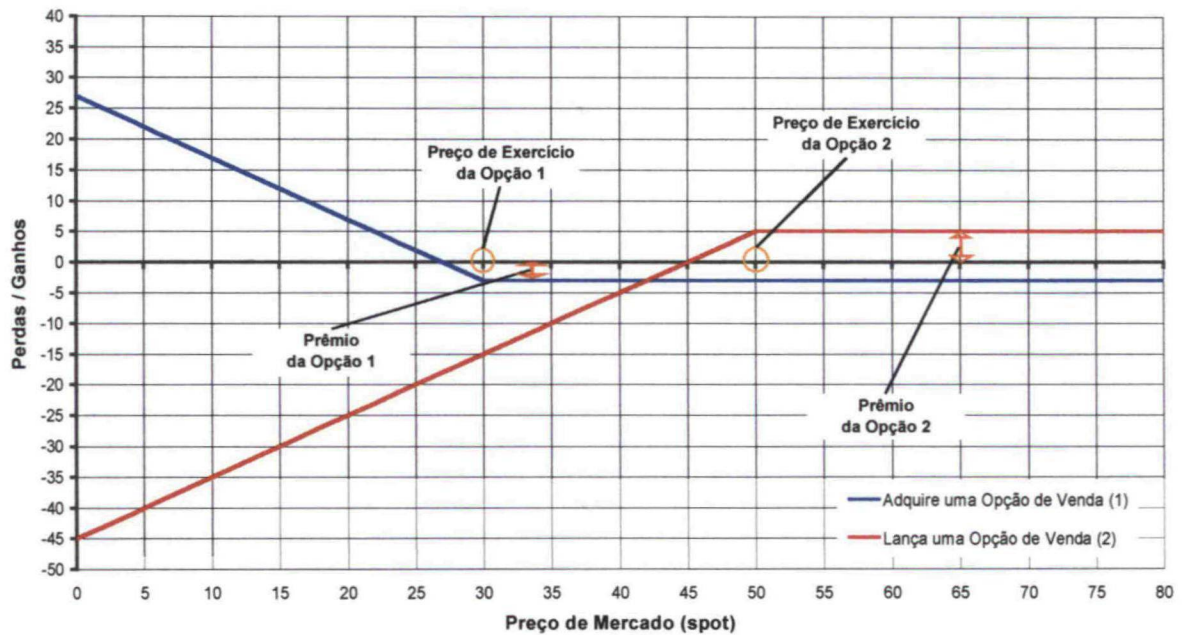


Figura 13 - Diagrama de Pay off para opções de Venda

Em geral o Lançador da opção espera que o Titular nunca exerça a opção. Nesta situação, ele estaria recebendo o prêmio e ainda continuaria com o ativo base. Caso ele efetuasse a operação à coberto, porém, se a previsão do lançador não se concretizar, ele terá uma exposição teoricamente ilimitada.

Para evitar isto, muitos agentes montam estratégias que são combinações de contrato de opções que limitam seus prejuízos e também seus lucros. Estão apresentadas, as figuras entre Figura 14 até a Figura 17, algumas estratégias com contratos de opções. Os primeiros diagramas de *pay-off* ilustram as estratégias conhecidas por spread de alta ou baixa, onde o investidor trava os seus prejuízos e ganhos, normalmente efetuada quando o investidor acredita na alta ou baixa do ativo. Elas podem ser montadas com a combinação

de duas de mesmo tipo, call ou put, em que ele tem as posições comprada e vendida ao mesmo tempo com diferentes prêmios e preços de exercício.

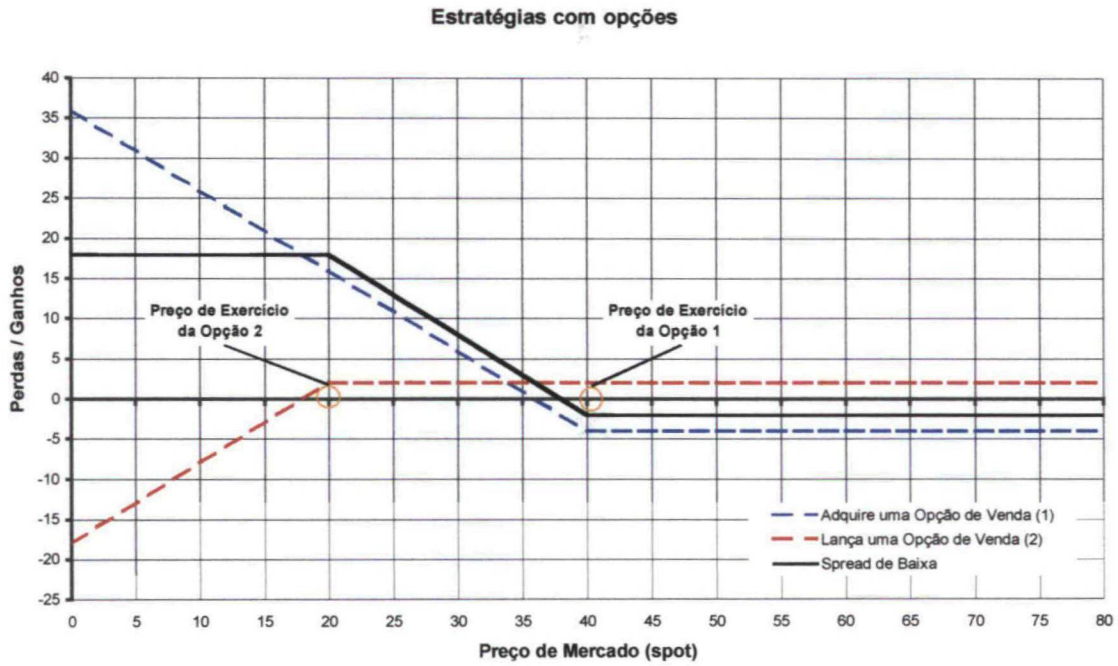


Figura 14 - Spread de Baixa

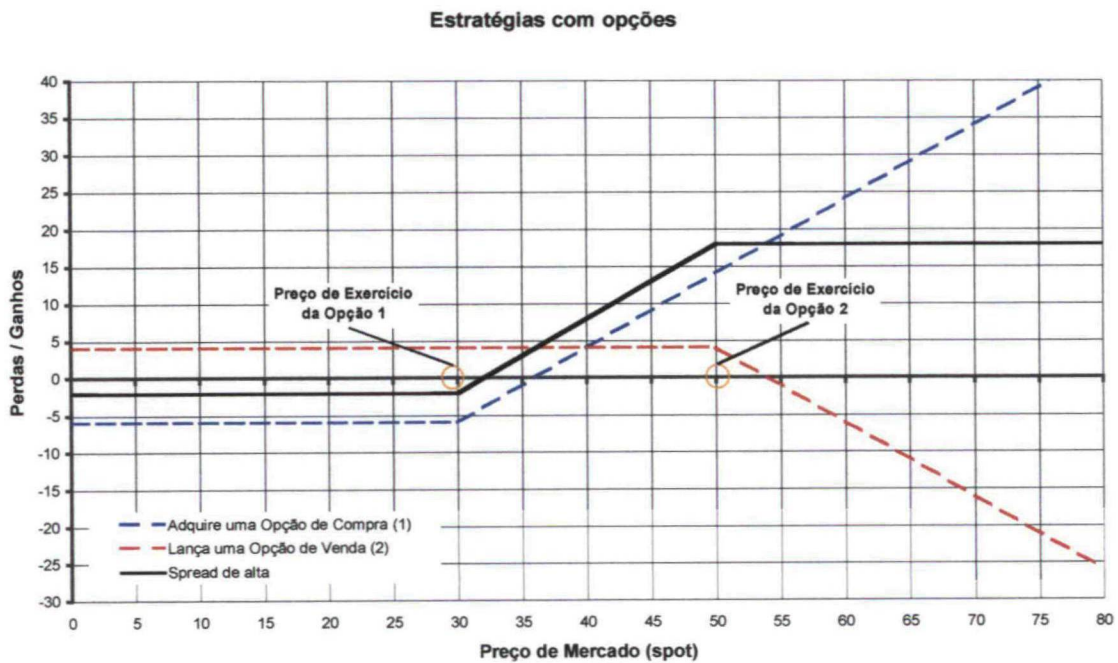


Figura 15 - Spread de Alta

O próximo diagrama é a representação gráfica da estratégia do *spread* Borboleta (*Butterfly*). Esta estratégia é efetuada quando a expectativa de variação do ativo base está muito próxima do preço de exercício, combina a compra de duas opções com preços de exercício diferentes e vende duas posições de mesmo tipo com preço de exercício intermediário entre as duas posições compradas.

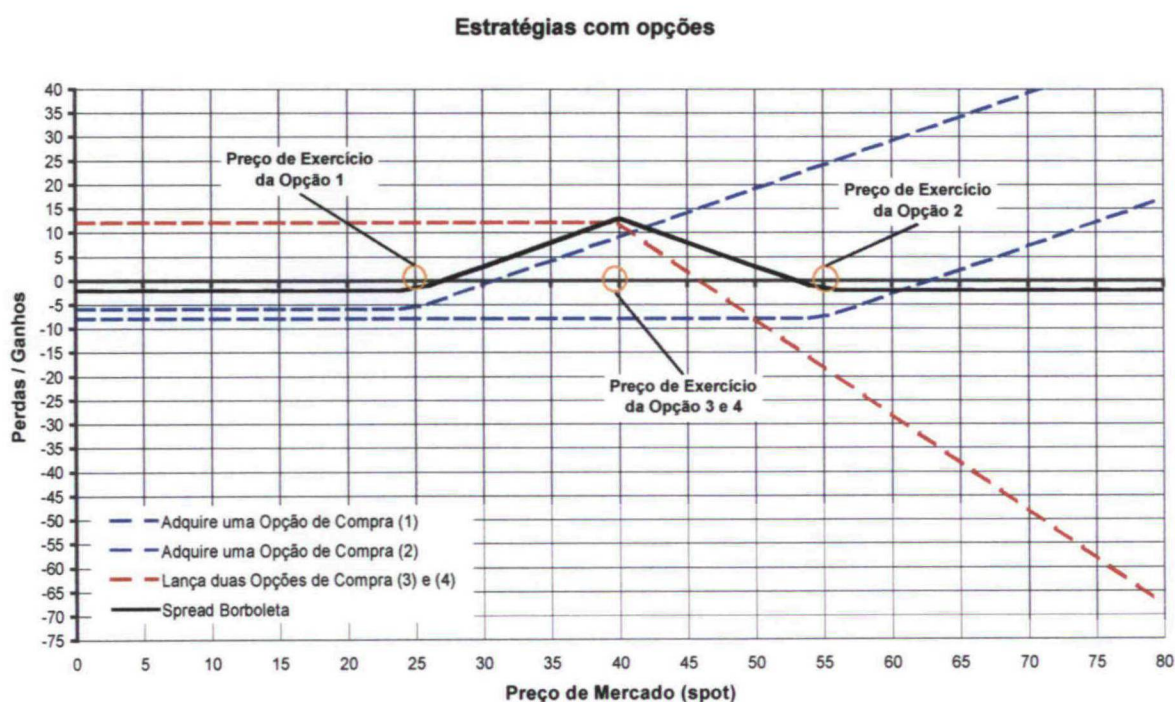


Figura 16 - Spread Borboleta

A estratégia conhecida por *straddle*, que é resultante da compra de uma opção de compra e um opção de venda com mesmo preço de exercício e data de vencimento, é a estratégia recomendada para casos em que o investidor aposte numa grande oscilação do ativo mas desconhecendo a direção da oscilação.

Estratégias com opções

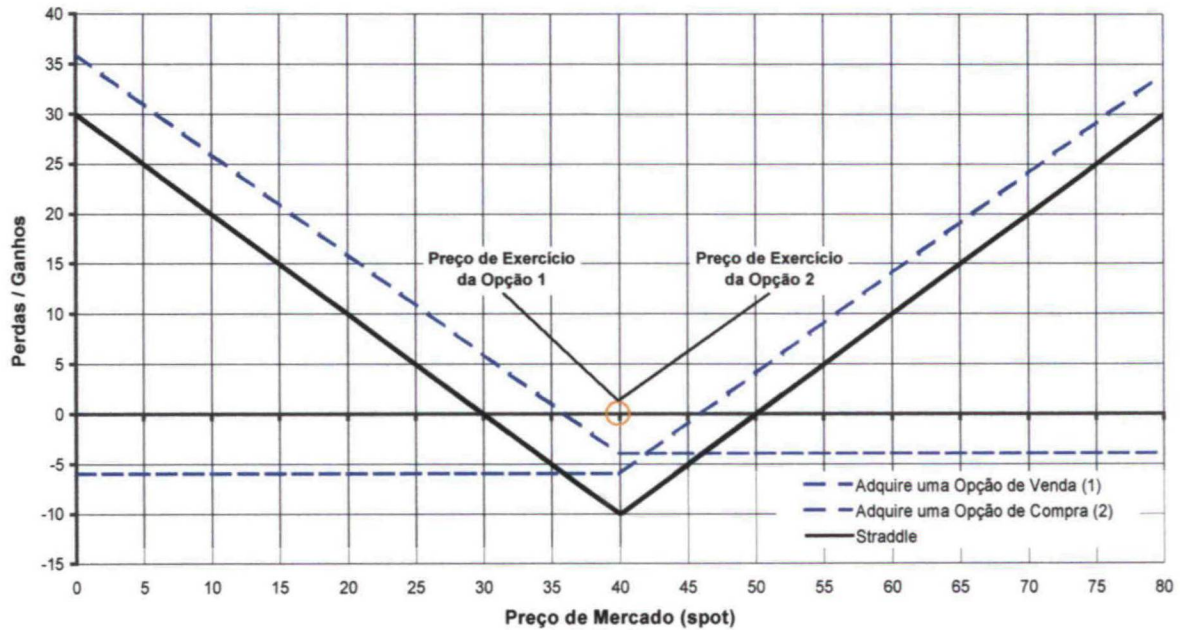


Figura 17 - Spread Straddle

Outras estratégias podem ser formadas a partir de outras combinações. Dependendo da percepção do investidor, existem inúmeras maneiras de combinar opções de compra ou de venda, lançando ou adquirindo conforme a necessidade do investidor. As mesmas estratégias podem ser montadas com contratos de opções diferentes dos exemplos apresentados, ou seja, um spread de baixa pode ser montado com duas opções de compra, o resultado sendo uma trava na possibilidade teórica de perda ilimitada, pois o *pay-off* resultante seria o espelho do exemplo.

3 INTEGRAÇÃO ENERGÉTICA ENTRE PAÍSES

Há muitos anos a integração energética entre países vizinhos é uma realidade, apesar de ser uma integração exclusivamente física, não só pela interligação de suas redes, como também acordos binacionais de aproveitamentos de potenciais hidrelétricos, como Itaipu entre o Brasil e o Paraguai, ou Yacyretá entre Paraguai e Argentina. Com a atual tendência mundial da criação de grandes blocos econômicos, a integração energética regional, deve ser uma das primeiras ações estruturais na consolidação destes blocos.

A Escandinávia é o principal exemplo de integração energética regional. Os sistemas elétricos da Suécia, Finlândia e Noruega já vêm operando de forma integrada há alguns anos. Atualmente é a única integração regional que tem o mercado físico e o mercado comercial integrado por diferentes países. Existem também preparatórios para a integração energética de todo o bloco econômico da Comunidade Européia.

A América do Sul tem grande potencial de criação de um mercado regional integrado, principalmente os países do cone sul, Brasil, Argentina, Uruguai, Paraguai, Chile e Bolívia, possuem uma vocação natural para a integração, por apresentarem um mercado considerável, uma ampla rede de transmissão elétrica, matrizes energéticas diferentes, e reservas energéticas abundantes de diversas fontes.

3.1 ESCANDINÁVIA

A experiência dos países nórdicos com a integração energética entre países começou no início da década de 90 com a integração dos sistemas elétricos da Suécia e Noruega operando em conjunto, formando o Nord Pool. Mas somente em 1996, que a integração começou a operar efetivamente com um número considerável de participantes. No mesmo ano, Finlândia e Dinamarca aderem ao Nord Pool.

O Nord Pool funciona realmente como um mercado regionalmente integrado por diferentes países segundo regras de um mercado livre de energia. Ao contrário do que se imagina, a participação das estatais é intensa. Por exemplo, na Noruega cerca de metade das empresas de geração são estatais pertencentes a municípios e condados, um terço controlada pelo governo federal e o restante por empresas privadas. A grande diferença é que estas empresas estatais, diferentemente do caso brasileiro, são pulverizadas em pequenas empresas, o que estimula a concorrência da atividade. Atualmente, integram o Pool a Dinamarca, Finlândia, Islândia, Noruega e Suécia. O sistema físico é conhecido por Nordel, e o mercado como Nord Pool. O sistema além de interligado entre estes países, com exceção da Islândia, possui intercâmbio de energia com a Rússia e o norte da Alemanha.

Atualmente, existem dois mercados distintos, um mercado de contratos bilaterais conhecidos por contratos *Over-the-Counter* (OTC), ou contratos de balcão, em geral são contratos personalizados conforme as necessidades e disponibilidades das partes, cerca de 75% da energia negociada nos países escandinavos são efetuados neste mercado (FLETEN

e WALLACE, 1998). O outro, administrado pela Nord Pool ASA, opera e organiza quatro atividades organizadas em mercados relacionadas a energia elétrica, denominados: *Elspot*, *Eltermin*, *Eloption* e *Elclearing*, respectivamente o mercado físico de oportunidade, mercado futuro e a termo e serviço de compensação.

O *Elspot* é o mercado spot nórdico, ambiente onde cada agente transaciona contratos de período de apuração de uma hora para as 24 horas do dia seguinte, *day-ahead*. Os preços são determinados pela oferta competitiva dos agentes, o mercado *spot* é o sinalizador para o mercado financeiro de produtos derivativos de energia. Os preços são determinados *ex post* conforme a oferta de preços declarados pelos geradores de acordo com o valor da geração mais cara despachada para atendimento do sistema. Apenas a Suécia, Noruega e Finlândia atuam neste mercado, mas os agentes dinamarqueses podem participar por intermédio de agentes suecos.

O *Eltermin* e *Eloption* organizam o mercado de derivativos de energia que servem como instrumentos de cobertura de risco de preços de mercado e nos contratos de energia. O *Eltermin* opera o mercado financeiro de energia de contratos de futuro e contratos a termo, comercializados até o horizonte de 4 anos. O *Eloption* consiste no ambiente onde são transacionados o mercado de opções de contrato de futuro de energia, podendo ser comercializados contratos de opções do tipo Européias e do tipo asiáticas, que são opções cujo o valor é baseado na média do preço spot no período de validade da opção.

O *Elclearing* efetua o serviço de compensação e liquidação dos contratos transacionados nos três mercados acima. Através deste mercado, o Nord Pool garante a correta entrega e

pagamento dos contratos. Outro serviço prestado é a compensação de contratos padronizados de balcão, acordados bilateralmente onde ambas as partes assumem os seus riscos.

O mercado de futuros do Nord Pool apresenta um estágio avançado em relação ao resto do mundo, o mercado de futuros transacionou cerca de 25% da energia no Nord Pool no ano de 1999. Para um mercado de cerca de 45 GWmed de consumo dos países nórdicos, um quarto disto, cerca de 11,50 MWmed, representa quase a potência instalada de Itaipu em energia média.

3.2 COMUNIDADE EUROPÉIA

A União Européia pode ser definida como um acordo de cooperação política e económicas de 15 países, atualmente, da Europa, principalmente países da Grã-Bretanha, Europa Central, Península Ibérica e Escandinávia, nascida em 1993 através do Tratado de Maastricht. A ideia de integração remonta o período pós-guerra iniciada por seis países, Alemanha, França, Holanda, Itália, Bélgica e Luxemburgo que acordaram uma série de formas de cooperação entre os países-membros.

Além da Unificação monetária, iniciada a partir do ano 2000, com a adoção do Euro, como moeda oficial da União Européia, a intenção do Tratado é promover a integração económica dos países membros, inclusive a integração do setor elétrico dos países. A Comunidade Européia tem metas para já em 2005 implementar um mercado de energia

elétrica ambientado na competição dos agentes e na unificação dos sistemas elétricos dos países membros. Com o advento da desregulamentação do setor elétrico na maioria dos países, iniciada em 1996 e expandida em 1998, a rápida liberalização do setor deve permitir a integração energética regional da Comunidade Européia a curto prazo.

Uma das grandes barreiras que compromete a criação efetiva de um mercado comum de energia elétrica para os países da comunidade européia, é o grau de abertura dos mercados dos países integrantes, que tem evoluído rapidamente. Até o início de 2001, dois terços dos mercados estavam liberalizados e relativamente preparados para um mercado competitivo (PALACIO, 2001). Outra preocupação é a criação de órgãos reguladores independentes em todos os países, com objetivo de fiscalizar e promover a competição, operadores das redes de transmissão que não possuam nenhum vínculo com as atividades de geração e comercialização. A legislação do setor elétrico da Comunidade Européia, vem sendo delineada com base nos seguintes princípios:

- Criação de leis que inibam práticas protecionistas;
- Introdução da competição na atividade de geração e livre acesso à rede de transmissão;
- Introdução da competição na atividade de comercialização, com livre negociação entre os agentes;
- Transparência nas tarifas de uso da rede; e
- Separação contábil obrigatória das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

A integração energética dos países europeus é um consenso entre os países envolvidos, não somente como consequência da formação da Comunidade Européia, mas principalmente por questões estratégicas no que diz respeito a dependência das fontes energéticas provindas do petróleo. Além disso, a integração permite uma utilização economicamente otimizada dos recursos e um aumento da confiabilidade do fornecimento. Existe um grande interesse na intensificação dos intercâmbios energéticos entre os países membros, e inclusive os outros países europeus, atualmente o intercâmbio entre os países é cerca de 10% do mercado dos países da Comunidade Européia, e a maioria apenas como intercâmbio físico de energia (COMISSÃO DAS COMUNIDADES EUROPÉIAS, 2000).

3.3 ASPECTOS DOS PAÍSES DO SUL-AMERICANOS

O países sul-americanos iniciaram o processo de liberalização de seus mercados de energia elétrica tendo o Chile como o primeiro país a iniciar o processo de desregulamentação do setor elétrico. Atualmente, o Chile, a Argentina e a Colômbia são os países sul-americanos com mercados competitivos em estágio mais avançados. O Brasil, a Bolívia, o Equador e a Venezuela, países com o mercado em desenvolvimento. E o Paraguai e Uruguai sem nenhum desenvolvimento na formação de um mercado de energia elétrica ambientado na competição. A Tabela 5 e Tabela 6 mostram as características gerais de alguns países da América do Sul.

Informações	Unidade	Argentina	Brasil	Paraguai	Uruguai	Chile	Total
1. Gerais							
Área	km ²	2.767	8.512	407	176	757	12.619
Moeda		Peso Novo	Real	Guarani	Peso	Peso	
Lingua Oficial		Espanhol	Português	Espanhol	Espanhol	Espanhol	
2. Sociais							
População total	10 ³ hab	36.200	162.300	5.290	3.200	14.800	221.790
Tx. cresc. pop/ano	%	1,1	1,2	2,7	0,7	1,2	-
Tx. natalidade	1.000 hab	19,4	24,6	33,0	18,0	21,0	-
Tx. mortal. infantil	1.000 hab	22,0	42,0	41,0	18,0	12,0	-
Expectativa vida	ano	73	68	71	73	75	-
Tx. alfabetização	%	96,2	84,4	95,2	92,1	97,3	-
3. Econômicas							
PIB (p.p.p.)	10 ⁹ US\$	335,0	1023,0	17,2	24,5	169,0	1.568,7
PIB per capita	US\$/ano	9.250	6.300	3.250	7.650	11.400	-
Pop. econom. ativa	10 ³	14.000	73.000	1.700	1.400	6.000	96.100
Cons. Ener. per capita	10 ⁶ btu/ano	71,8	57,6	15,1	40,6	53,3	-
Cons. Ener./US\$-PIB	10 ³ btu/ano	7,8	9,1	4,7	5,3	4,7	-
Cons. Eletr./US\$-PIB	kWh/US\$	0,2	0,3	2,4	0,3	0,2	-
Cons. Elet. per capita	MWh/hab.a.	1,9	1,7	7,8	2,6	2,0	-

Tabela 4 - Dados Gerais dos países da América do Sul

Energia	Unidade	Argentina	Brasil	Paraguai	Uruguai	Chile	Total
1. Petróleo							
Reservas	10 ³ barris	2.400,0	7.100,0	-	-	300,0	9.800,0
Produção	10 ³ barris/dia	840,0	1.000,0	-	-	22,0	1.862,0
Consumo	10 ³ barris/dia	500,0	1.690,0	24,0	32,0	196,0	2.442,0
Capac. de refino	10 ³ barris/dia	661,0	1.531,0	7,5	40,0	178,0	2.417,5
2. Eletricidade							
Capac. de geração	GW	20,31	64,76	7,00	2,10	5,50	99,67
Geração total	TWh/ano	69,40	319,42	41,05	8,30	29,00	467,17
Capac. hidráulica	GW	8,01	55,70	6,96	1,35	3,26	75,28
Geração hidráulica	TWh/ano	33,40	296,00	41,00	7,50	18,20	396,10
Capacidade nuclear	GW	1,02	0,66	-	-	-	1,68
Geração nuclear	TWh/ano	7,10	0,42	-	-	-	7,52
Capacidade térmica	GW	10,58	8,40	0,04	0,75	2,24	22,01
Geração térmica	TWh/ano	28,90	23,00	0,05	0,80	10,80	63,55
Consumo	TWh/ano	69,50	277,00	41,26	8,32	29,60	425,68
3. Gás Natural							
Reservas	10 ¹² cf=tcf	24,30	6,60	-	-	3,90	32,40
Produção	10 ¹² cf=tcf/a.	1,02	0,23	-	-	0,06	1,31
Consumo	10 ¹² cf=tcf/a.	1,09	0,23	-	-	0,07	1,39
4. Carvão							
Reservas	10 ⁶ ton	140	10.100	-	-	1.300	11.400
Produção	10 ⁶ ton/ano	0,34	4,73	-	-	1,23	6,30
Consumo	10 ⁶ ton/ano	1,70	19,50	0,06	-	4,10	25,36
Meio Ambiente							
Emissão de carbono	10 ⁶ ton/ano	34,40	73,60	0,84	1,20	10,90	120,94
Emissão per capita	carb. 10 ⁶ ton/ano	0,95	0,45	0,16	0,38	0,74	-
Emissão US\$/PIB	carb. 10 ⁶ ton/ano	0,10	0,07	0,05	0,05	0,06	-

Tabela 5 - Dados das Estatísticas Energéticas dos Países da América do Sul

3.3.1 ARGENTINA

O novo modelo argentino de setor elétrico baseou-se na nova tendência mundial, desverticalização das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia, livre acesso à rede de transmissão e distribuição, agentes do mercado predominantemente privado, existência de um ente regulador e despacho executado pelo operador do sistema, ambientados no *Mercado Eléctrico Mayorista* (MEM). A geração de energia, baseada em usinas térmicas, são despachadas centralizadamente, independente dos compromissos contratuais dos geradores, seguindo o critério de despacho econômico para o atendimento da carga do sistema. Os geradores contratam potência, que remunera o seu investimento e energia que remuneram o custo operacional. O despacho é coordenado pelo *Organismo Encargado del Despacho* (OED), suas funções são determinadas pela *Compañia Administradora Del Mercado Mayorista Eléctrico* (CMMESA), empresa privada que administra o mercado argentino, exerce as atividades de Operação, Contabilização e Liquidação do MEM.

O preço do mercado de curto prazo é formado pelo custo marginal de operação, definido conforme o custo da térmica mais cara despachada, influenciando também pelo valor da água das usinas hidrelétricas ofertadas semanalmente que tem o valor calculado de forma semelhante à metodologia utilizada no Brasil, função do custo de geração térmica, ofertas de intercâmbio de energia e custo de déficit. O único instrumento de cobertura de riscos financeiros no mercado argentino são os contratos bilaterais.

Os distribuidores não podem ter ativos de geração e não têm limite de contratação mínima, como no Brasil, para o atendimento de sua carga. As informações sobre qualquer transação feita no ambiente do MEM é aberta a todos os agentes, tanto informações sobre montantes de contratação como os preços dos contratos. O preço *spot* argentino para a contratação das distribuidoras é diferenciado. Para estas, existe o preço *spot* estacional, que visa diminuir a volatilidade dos preços de energia comprado pelas distribuidoras. Para isto, existe um fundo, chamado fundo de estabilização que é formado pela diferença entre os valores calculados previamente e os valores efetivamente praticados no mercado. Os valores pagos pelos distribuidores podem variar em função da situação financeira do fundo de estabilização, em situações normais o valor pago é correspondente ao valor da mediana, mas pode ser referente a outros percentis de acordo com o montante financeiro existente no fundo.

O comercializador se limita a compra e venda de energia elétrica produzida e consumida por terceiros, deve contar com um patrimônio líquido superior a 14 milhões de dólares americanos. Sua atividade permite negociar potência, energia, importação e exportação, têm autonomia para intervir nas operações comerciais do MEM, porém não nas operações físicas do sistema, assim o comercializador não pode se um agente do MEM.

O Estado exerce o papel de regulador do mercado livre, através do *Ente Nacional Regulador de la Electricidad* (ENRE), uma autarquia, subordinada à Secretaria de Energia do Ministério da Economia argentino. Tem as seguintes funções:

- Autorizar as tarifas de fornecimento e serviços sujeitos a regulação;
- Autorizar as novas áreas de serviço e suas extensões;
- Solucionar conflitos pelo uso dos sistemas de transmissão e distribuição por parte de terceiros;
- Controlar a segurança das instalações;
- Analisar as solicitações de renovação de concessões;
- Definir os princípios básicos de uso das instalações de transmissão e distribuição.

Além do papel de regulador do mercado, o Estado é proprietário das centrais nucleares e responsável pela comercialização da energia proveniente da parte argentina das centrais hidrelétricas binacionais, e responsável pela definição das políticas setoriais.

3.3.2 URUGUAI

O mercado uruguaio é pequeno comparado ao brasileiro e argentino. Segundo dados de 1999, o mercado do Uruguai é caracterizado pelo consumo anual de 7545 GWh e demanda máxima de 1349 MW, crescimento anual médio de 5% ao ano da carga. A disponibilidade de energia é de aproximadamente 2000 MW instalados, sendo 1500 MW de usinas hidráulicas, 945 MW da usina de Salto Grande usina binacional construída pela Argentina e Uruguai. O setor elétrico uruguaio se caracterizou pela presença de uma única empresa verticalmente integrada, a *Administración Nacional de Usinas e Transmisiones Eléctricas* (UTE) que fazia as vezes de regulador e regulado até o final da década de 90. Nesta época, o Uruguai possuía uma das tarifas de energia mais caras da América do Sul principalmente

devido a premissa de promover o uso eficiente de energia. Em 1997 foi aprovado um novo marco regulatório no setor elétrico uruguaio, que separa a regulação da produção e desverticaliza a empresa contabilmente, criando condições institucionais que viabilizam o intercâmbio energético com a Argentina e o Brasil, tanto na energia elétrica como no gás natural.

A grande preocupação do setor elétrico uruguaio está em manter o uso eficiente de energia, e para isso utilizam o preço de energia como regulador da eficiência. O novo arranjo institucional poderia baixar os preços e coibir a política de consumo irracional (AGORIO, 2000).

Com o advento deste marco regulatório, estabeleceu-se que a geração não tem caráter de um serviço, e poderá ser feita por qualquer agente para ser vendida de forma total ou parcialmente, figuras semelhantes aos produtores independentes e autoprodutores no Brasil, sempre que seja feita pelo Despacho Nacional de Cargas. O mercado atacadista é formado por mercado de transações de curto prazo, mercado spot, mercado de contratos bilaterais e um sistema de estabilização de preços previstos no mercado spot destinado a compra dos distribuidores.

Uma figura institucional foi criada para substituir o papel regulador do Estado até então exercida pela UTE, foi criada a *Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica* (UREE), cuja as atribuições são:

- Controlar que a lei e a regulamentação sejam respeitadas;
- Elaborar regulamentos no que diz respeito à qualidade e seguridade dos serviços prestados;
- Ditar normas e procedimentos técnicos de medição e faturamento dos consumos;
- Assessorar ao Poder Executivo em matéria de concessões e na fixação de tarifas de venda de energia elétrica por parte das empresas fornecedoras do serviço público de eletricidade (UTE);
- Constituir por sorteio um tribunal em caso de conflitos entre as partes;
- Respeito às tarifas da energia elétrica, segundo o decreto regulamentar de fevereiro de 1999, estarão sujeitas a regulamentação;
- As remunerações de energia e potência resultantes da coordenação da operação ao mínimo custo do sistema interligado;
- Os preços de compra da energia não contratada, por parte do distribuidor no sistema estabilizado;
- Remuneração máxima pelo uso das redes;
- Preços máximos a subscritores
- Preços de serviços adicionais

A mudança institucional aconteceu para adequar o mercado uruguaio a inevitável formação de uma integração regional energética do Brasil, Argentina, Paraguai e Uruguai. Preparada institucionalmente para um mercado competitivo na atividade de geração, devido ao mercado muito pequeno para a efetiva competição e aliado ao fato de possuir uma capacidade de geração que em condições médias de hidrologia, tem capacidade de produzir

energia excedente ao atendimento do consumo interno, faz do Uruguai um país exportador de energia semelhante ao Paraguai.

3.3.3 PARAGUAI

O Paraguai é o único país sul-americano que não iniciou a reestruturação do setor elétrico, apesar de alguns já terem iniciado, mas progredindo a passos lentos. A estrutura do setor elétrico paraguaio é formada apenas pela existência da *Administración Nacional de Electricidad* (ANDE), empresa estatal que exerce as atividades de Geração, Transmissão e Distribuição com estrutura verticalizada. Além destas atividades desenvolve serviços de Planejamento, Fomento, Financiamento, Pesquisa e Desenvolvimento. A estrutura tarifária vigente segue os moldes dos monopólios estatais, tarifa baseada na remuneração dos custos de exploração, expansão e operação do sistema com retorno do investimento limitado na faixa entre 8% a 10% ao ano. Como no Brasil, a política de utilizar a tarifa como instrumento do controle da economia do país levou a ANDE a resultados financeiros abaixo do regulamentado, cerca de 2% ao ano, o que comprometeu a situação financeira da empresa.

A atual estrutura do setor elétrico paraguaio, baseado na figura monopolista de uma empresa estatal, apresenta alguns problemas. As pressões políticas internas prejudicam a sua autonomia, aplicações de tarifas baixas que subsidiam o controle da pressão inflacionária interna, execuções de obras inviáveis definidas por questões políticas, regime de salários e política de contratação que prejudicam a gestão eficiente da empresa,

restrições ao acesso de fontes de financiamento devido ao caráter estatal da empresa. Indefinição do papel social e empresarial da estatal. Ao mesmo tempo, a ANDE exerce o papel de órgão regulador de sua própria atividade deixando o usuário desamparado em questões conflitantes com a estatal.

Somente ao final de 2000, foram encaminhadas propostas de mudanças no setor, e ao que indicam devem seguir as mesmas modificações ocorridas no Brasil e Argentina com a participação de quatro atividades distintas Geração, Comercialização, Transmissão e Distribuição, sendo as duas primeiras ambientados na competição e as outras caracterizadas e exercendo as atividades como monopólios naturais (CARDOZO, 2001). Atualmente a figura de agentes comercializadores e exportadores já são encontrados no setor elétrico paraguaio.

O mercado paraguaio de aproximadamente 650 MWmed de consumo e 1000 MW de demanda, é abastecido quase que na totalidade por 3 usinas hidrelétricas, sendo duas delas empreendimento binacionais. Itaipu, construída em conjunto com o Brasil, e Yacyretá, construída em conjunto com a Argentina. Somente com os dois empreendimentos binacionais, o Paraguai conta com cerca de 8000 Mwmed, ou seja cerca de oito vezes a necessidade interna. Além destas duas usinas, o Paraguai recebe energia da usina hidrelétrica de Acaray, com potência instalada de 190 MW, e previsão de ampliação para 245 MW, cerca de 100 MWmed de energia média, Acaray é destinada ao atendimento exclusivo de demanda no horário de ponta, o mercado paraguaio de energia elétrica é predominantemente residencial, característico de países pouco industrializados, portanto possui um fator de carga de cerca de 60%. Este fator é a relação entre a energia média

consumida e a demanda máxima requerida, o que justifica as características de Acaray, se considerado o atendimento do mercado interno.

3.3.4 CHILE

O Chile foi o país pioneiro na desregulamentação do seu setor elétrico, iniciada no final da década de 80. A desverticalização do setor se deu apenas na atividade de distribuição, não havendo separação empresarial das atividades de geração e transmissão. O acesso é aberto e livre a novos empreendimentos de geração ambientado num mercado competitivo com planejamento indicativo da expansão da oferta de energia. O mecanismo impulsionador da expansão são os contratos bilaterais acordados entre as distribuidoras para o atendimento do crescimento de sua carga ou contratos de fornecimentos para novos consumidores livres.

A atividade de Comercialização pura ou representação de energia não foi regulamentada nem permitida. O mercado *spot* só é aberto para compra e venda por parte dos geradores, as distribuidoras e grandes consumidores são obrigados a contratarem a totalidade de sua carga. Para contornar a inexistência regulamentada dos comercializadores, é possível a aquisição de um pequeno ativo de geração que permita transações no mercado *spot*. A partir de 2001, será permitido aos agentes Geradores contratarem mais energia que a sua Energia Firme.

O órgão regulador do setor é a *Superintendencia de Electricidad e Combustibles* (SEC), que tem como objetivo fiscalizar e supervisionar o cumprimento das regras, disposições legais, normas técnicas de geração, produção, armazenamento, transporte e distribuição de gás, combustíveis líquidos e eletricidade. Além disso, fiscaliza a qualidade do serviço prestado, tem a atribuição de conceder concessões, solucionar conflitos em questões regulatórias, aplicação de penalidades.

A figura institucional do *Centro de Despacho Económico de Carga* (CDEC), desempenha o papel de Operador do Sistema, encarregado da operação conjunta do sistema elétrico chileno, atendendo o critério de operação ao mínimo custo, definido pelo conhecimento da função de custo de geração das térmicas, valor da água definido por modelos de otimização e custo de racionamento. O CDEC também tem a atribuição de administrador do mercado, centralizando as tarefas de medição, contabilização e liquidação das transações do mercado elétrico chileno.

As importações e exportações estão submetidas às mesmas regras da energia gerada ou consumida no Chile. Os contratos de intercâmbio de energia são diferenciados em duas formas, contrato firme e contrato de oportunidade. O primeiro é um contrato de longo prazo, período mínimo de dois anos, visando o atendimento interno de consumo no caso de uma importação ou venda para atendimento de consumo de outro país no caso de uma exportação. Estes contratos necessitam de autorização do Ministério de Economia chileno, e informação seu interesse de intercâmbio aos CDEC para que, se necessário, sejam incluídos nos estudos de planejamento de longo prazo, toda energia transacionada por contratos firmes devem estar associadas a uma potência. Os contratos de oportunidade são

contratos temporários e interruptível no caso de crítico de condição de déficit em um dos países, são caracterizados por transações de excedentes de energia, sendo assim não necessitam de um contrato de potência associada. Para ambos os casos, o CDEC considera as importações como a oferta adicional de um gerador na fronteira do sistema, e as exportações como um requisito de carga na fronteira, submetidos às mesmas regras de despacho econômico dos demais agentes do mercado. O transporte livre internacional tem sua regulamentação em fase de elaboração.

3.3.5 OUTROS PAÍSES DA AMÉRICA DO SUL

A Bolívia possui um mercado baseado na geração térmica, possui reservas de gás natural abundante, muito além das suas necessidades internas, pois seu mercado de energia elétrica ainda é muito pequeno. Apesar disso, o seu mercado já se apresenta totalmente desregulamentado, setor desverticalizado e segmentado nas atividades de geração, transmissão e distribuição. Os agentes só podem atuar em uma das atividades. O mercado é aberto a todos os agentes para compra e venda de energia, exceto para as empresas de transmissão. A figura do comercializador de energia não foi regulamentada, mas está sendo analisada a possibilidade da criação do agente comercializador exclusivamente para transações internacionais. O despacho das plantas geradoras é efetuado de maneira centralizada, e não se leva em consideração compromissos contratuais dos geradores. O despacho é econômico, definido conforme as declarações de custo de geração dos geradores. O despacho é otimizado pelo *Comité Nacional de Despacho de Carga* (CNDC), responsável pela coordenação, operação e despacho das plantas térmicas e

otimização da operação das usinas hidrelétricas, atendendo ao critério de operação ao mínimo custo do sistema. O CNDC também tem a responsabilidade de administração comercial do mercado boliviano. O ente regulador e controlador do mercado é a Superintendência de Eletricidade, com funções de proteger os direitos dos consumidores, fiscalizar o mercado e coibir ações monopolistas, conceder autorizações, concessões e licenças, definir os procedimentos de cálculo de tarifas, fiscalizar as atividades do CNDC.

O Peru aplicou alterações modestas no seu setor elétrico, a desregulamentação do setor permitiu a concentração horizontal e vertical de empresas desde que não desequilibre a competição no mercado. Existe a figura dos consumidores livres, e assim como as distribuidoras são obrigadas à contratação integral da sua carga e não podem ofertar redução de carga. Somente a geração participa do mercado de oportunidade, e a atividade de comercialização pura não foi regulamentada. O despacho é centralizado, existe uma regulação severa dos custos reconhecidos para a declaração de despacho, que se efetua atendendo ao critério do mínimo custo operacional. A operação do sistema é de responsabilidade do Comitê de Operación Económica del Sistema Interconectado (COES). O ente regulador é o Ministério de Energia e Minas peruano e suas secretarias subordinadas.

A Venezuela está se preparando para a desregulamentação do seu setor elétrico, o novo mercado elétrico venezuelano está baseado na competição, com a presença dos agentes de Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização. A transição do setor está programada para ocorrer em 2001, atualmente o setor funciona conforme a estrutura institucional antiga de tarifas reguladas baseada no custo de produção.

A Colômbia, entre os países sul-americanos é o que possui o sistema elétrico mais parecido com o sistema brasileiro, baseado em hidrelétricas e com extensas redes de transmissão. Possui mercado liberalizado muito avançado, a competição tem sido introduzido no mercado de forma gradual. As atividades setoriais distinguidas em geração, transmissão, distribuição e comercialização, sendo que a geração e comercialização estão ambientadas na livre competição. O mercado de oportunidade funciona como uma bolsa de energia, onde participam os geradores, distribuidores, comercializadores e clientes não regulados (consumidores livres) (AGUILAR,1999). Para participar deste mercado, os agentes devem depositar garantias bancárias segundo regras estipuladas pelo ente regulador, ter demanda superior a 100 KW e Consumo mensal superior a 55 MWh. A concentração vertical e horizontal não é permitida no mercado colombiano, apenas as atividades caracterizadas como complementares como geração e comercialização, e distribuição. A concentração horizontal está limitada a 25% do mercado colombiano em todas as atividades exceto a transmissão.

A operação do sistema está a cargo do *Centro Nacional de Despacho* (CND) e exerce as funções de planejamento, coordenação, controle e supervisão da operação do sistema elétrico colombiano. A administração comercial do mercado é executada pelo *Administrador Del Sistemas de Intercambios Comerciales* (ASIC), responsável pela liquidação das transações no mercado spot de energia elétrica. O organismo regulador é a *Comisión de Regulación de Energía y Gas* (CREG), subordinado ao Ministério de Minas e Energia colombiano, tem as atribuições de efetuar a liberalização gradual do mercado,

definir os regulamento para o planejamento e operação do sistema e definir e fixar tarifas para os usuários finais regulados.

4 MODELO PROPOSTO DE ANÁLISE FINANCEIRA E AVALIAÇÃO DE COBERTURA DE RISCO

O modelo proposto baseia-se na simulação do fluxo de caixa de um contrato, ou uma estratégia de comercialização de uma importação de energia sujeito a duas incertezas, a aleatoriedade da fonte geradora e a aleatoriedade dos preços de mercado de curto prazo.

Em termos financeiros, a principal preocupação na comercialização de energia elétrica é referente aos preços de mercado. Em um sistema hidrotérmico, com predominância absoluta de usinas hidrelétricas, como o caso do Sistema Elétrico Brasileiro, podem ocorrer variações muito grandes no preço de mercado de curto prazo dentro de um ano, isto devido à forte sazonalidade no regime hidrológico das grandes bacias hidrográficas brasileiras e baixo fator de capacidade, que permite a produção de energia acima da necessidade de atendimento do mercado em situações de hidrologia favorável. Verificando o histórico dos custos marginais de operação do sistema, observa-se uma forte persistência em valores de custos operacionais baixos e uma pequena frequência de valores extremamente altos. Como consequência disto, a análise fundamentada em valores médios de preços de curto prazo pode mascarar situações de extremos que ao mesmo tempo podem auferir ganhos muito acima do esperado como perdas que provoquem a quebra da empresa.

A formação do fluxo de caixa de uma comercializadora compõe-se basicamente da receita proveniente da venda da energia, da despesa de compra de energia, pagamento de encargos

do sistema elétrico, pagamento de tributos, custos de transporte e perdas consideradas como custo adicional de compra.

A carga tributária no Brasil provoca ônus significativo nos resultados das operações comerciais e financeiras na comercialização de energia elétrica. Além de tributos comuns a qualquer empresa, existem também alguns exclusivos para empresas do setor elétrico. No caso de operacionalização de um plano de comercialização, foi identificada a incidência de 6 tributos, conforme a Tabela 6.

Tributo	Alíquota (%)	Incidência
PIS	0,65	Sobre o faturamento
COFINS	3,00	Sobre o faturamento
Taxa da ANEEL	0,50	Sobre o faturamento
CPMF	0,38	Em qualquer pagamento
CSLL	9,00	Receita líquida, trimestral
IRPJ	25,00	Receita líquida, trimestral

Tabela 6 - Tributos Incidentes na Comercialização de Energia

Observa-se que os tributos podem ser diferenciados de acordo com sua incidência, da seguinte forma:

- Incidentes sobre as Despesas com o Gerador;
- Incidentes sobre a Venda no Mercado de Curto Prazo (spot);
- Incidentes sobre Aplicações Financeiras;
- Incidentes sobre a Receita Líquida;
- Incidentes sobre Operações Financeiras.

A tributação sobre o faturamento inibe a atividade de comercialização e em outras atividades comerciais, pois em alguns casos, um bloco de energia pode passar por diversos agentes desde a produção até o consumo. Por exemplo, na cadeia de produção de energia elétrica, a energia é produzida na usina, pode ser vendida a um comercializador, que vende a um distribuidor, e que por sua vez vende a um consumidor final. Se considerado, os tributos sobre o faturamento (PIS e Cofins), a CPMF e a taxa cobrada pela ANEEL, o caminho da energia desde a produção até o consumo passa por quatro faturamentos, adicionando ao custo final da energia 19,4% de oneração pelo efeito cascata da tributação. O custo para uma transação é de 4,53%. No caso da energia passar por seis agentes até o consumo final, a energia chega a ser onerada em 30%, isto sem considerar as margens cobradas por cada agente, como exemplifica a Figura 18.

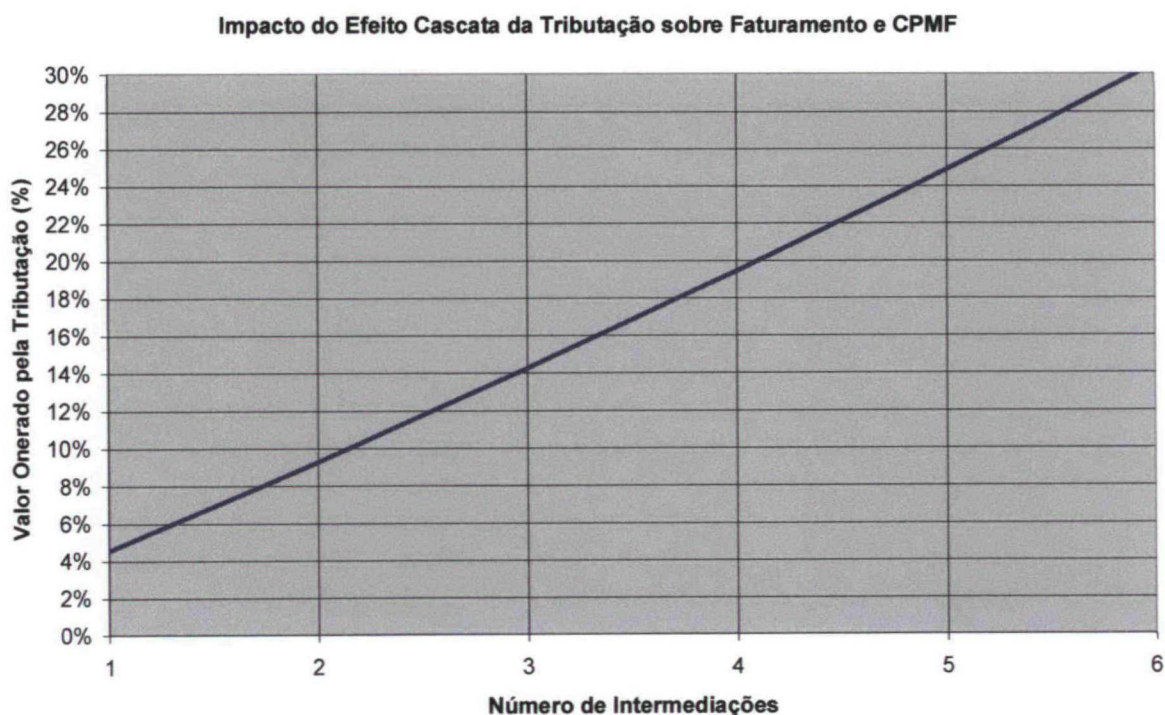


Figura 18 - Impacto do Efeito Cascata da Tributação

Uma estimativa da receita líquida mensal esperada ao longo do período de análise, apesar de ser uma boa ferramenta de análise, fornece apenas um sinal qualitativo da análise financeira do projeto, pois as séries que apresentam uma receita negativa podem ser antecedidas por receitas positivas que ao longo do período cubram estes desembolsos. Em compensação, o contrário também é válido. Além disso, sucessivos resultados desfavoráveis poderiam comprometer financeiramente os agentes que estiverem assumindo este risco.

Na avaliação dos riscos, pode ser aplicada uma metodologia de fluxo de caixa acumulado, denominada reserva financeira, apresentada como uma probabilidade de ocorrência de acordo com os diversos cenários de preço spot e a geração da usina. Ao contrário da hipótese de apropriação de uma energia *flat*, onde praticamente só haveria venda da energia, seja em contratos bilaterais ou automaticamente no mercado de curto prazo, neste caso haveria uma constante operação no mercado spot, tanto de compra como de venda caso se deseje firmar esta energia.

Conjuntamente com estas operações surgem grandes riscos financeiros, e é na avaliação destes riscos que o algoritmo do fluxo da reserva se mostra interessante. A metodologia consiste basicamente em simular um fluxo de caixa para cada série de preço spot e de geração, calculando a receita mensal proveniente dos contratos bilaterais e a receita ou despesa da operação no mercado de curto prazo. A evolução deste fluxo de caixa é o resultado da receita líquida mensal acumulada ao longo do período. O modelo prevê a incidência de tributos e impostos, desembolsos periódicos e taxas de juros de aplicação e

captação, no caso de empréstimo para cobrir um déficit de caixa. Em síntese, a simulação consiste em resolver a seguinte equação recursiva:

$$RSV_t = RSV_{t-1} + FLC_t \quad (1)$$

O fluxo de caixa é dado pela seguinte equação:

$$FLC_t = PV*EC + (GER_t*(1 - PD) - EC)*SPOT_t - PC*GER_t \pm OPF_{t-1} - TRB_t - ECG_t \quad (2)$$

Onde:

RSV_t: Reserva Financeira t;

FLC_t: Fluxo de Caixa no mês t;

PV: Preço de Venda Médio da Energia em Contatos Bilaterais;

EC: Montante de Energia Contratada;

GER_t: Energia Adquirida pela Importação no mês t;

PD: Perda Percentual de Energia até o Ponto de Referência do Sistema;

SPOT_t: Preço do Mercado de Curto Prazo no mês t;

PC: Preço de Compra da Importação de Energia.

OPF_t: Operações Financeiras no mês t;

TRB_t: Tributos Cobrados no mês t;

ECG_t: Encargos Cobrados no mês t;

O fluxo de Caixa considera as operações financeiras, aplicação ou captação de recursos, conforme o estado da reserva financeira do mês anterior, podendo ser aplicadas taxas de desconto diferenciadas. Considera tributos incidentes sobre o faturamento, resultado líquido e saídas de caixa. Além disso, encargos setoriais, como uso da rede de transmissão, distribuição e conexão, encargos de serviços do sistema e conta de consumo de combustível (CCC), estes dois últimos casos venda direta a consumidores livres.

O modelo de avaliação de riscos considera duas abordagens equivalentes. A primeira quantifica qual deveria ser a margem entre o preço de compra e o preço de venda da energia, excluída a margem de comercialização, que cubra o risco da volatilidade conjunta da disponibilidade energética e dos preços de mercado de curto prazo, ou seja dimensiona-se o *spread* de risco. A segunda abordagem seria quantificar qual valor financeiro mensal constante, semelhante a um prêmio de cobertura de risco, a ser injetada no fluxo de caixa de maneira a regularizar a reserva financeira ao longo do horizonte de análise para uma reserva nula ao final do período. A diferença entre as duas abordagens consiste em contratar um cobertura de risco ou absorver internamente o risco.

A opção de absorção dos riscos, considera onerar os preços finais como uma margem de risco para a estratégia de comercialização, seguindo esta linha, a equação do fluxo de caixa adquire um termo adicional:

$$\begin{aligned}
 FLC_t = & PV*EC + (GER_t*(1 - PD) - EC)*SPOT_t - PC*GER_t \\
 & \pm OPF_{t-1} - TRB_t - ECG_t + MRG
 \end{aligned}
 \tag{3}$$

Onde:

MRG: Margem de Risco.

A margem de risco é um valor absoluto adicional, ou redutor, ao preço de venda que regularize a reserva financeira ao longo do horizonte de análise, ou seja impeça que o resultado final do fluxo de caixa acumulado ao longo do horizonte de análise seja menor que um valor tolerável.

A opção de contratação de cobertura de riscos considera a avaliação do custo de *hedge*, com base em dois contratos de opções: um contrato de opção de venda e um contrato de opção de compra e um contrato de *swap* de energia. A opção de venda está condicionada à disponibilidade energética acima da energia contratada quando o preço de mercado de curto prazo não conseguir remunerar os custos de importação da energia. Já a opção de compra está condicionada à aquisição de energia ao preço de venda quando a disponibilidade energética não for suficiente para o atendimento dos contratos de venda efetuados. O contrato de *swap* visa trocar uma energia variável por uma energia firme. Poderia-se optar apenas por dois contratos de opção de compra e de venda, porém, o que se espera é que, em função do impacto da tributação em cascata, a troca de energia minimize este efeito, uma vez que pode-se simular a operação de *swap* como uma venda a preço simbólico.

Neste caso simula-se o fluxo de caixa do ofertante dos contratos de cobertura de risco, desconsiderando a comercialização com exceção da informação do montante contratado, pois uma vez firmada a energia o preço de venda não influencia na avaliação do custo do

hedge. Portanto, adota-se a hipótese de que a venda contempla todos os custos de comercialização da parcela contratada bilateralmente, resultando a seguinte equação:

$$\begin{aligned} \text{FLC}_t = & \text{PV} * \text{EC} + (\text{GER}_t * (1 - \text{PD}) - \text{EC}) * \text{SPOT}_t - \text{PC} * \text{GER}_t \\ & \pm \text{OPF}_{t-1} - \text{TRB}_t - \text{ECG}_t + \text{CST} \end{aligned} \quad (4)$$

Onde:

CST: Custo de Cobertura de Risco.

Neste caso, os tributos e encargos são correspondentes à operacionalização da cobertura de risco, diferente do caso anterior onde recaem sobre a operacionalização da comercialização de energia. Em resumo, esta estratégia avalia o custo de tornar uma energia variável em uma energia firme, tendo como remuneração uma parcela em termos monetários e outro em termos de energia, caso o valor a ser contratado seja menor que o valor médio da disponibilidade energética.

5 ESTUDO DE CASO

O modelo proposto será aplicado para o estudo de caso de uma importação de energia proveniente do Paraguai, devido uma grande disponibilidade energética já implantada e uma intenção de exportação decorrente da oportunidade comercial criada pelo novo modelo do setor elétrico brasileiro. Além de possuir um modelo institucional do seu setor elétrico ainda baseado em custo da prestação de serviço, estatal, e verticalmente integrado, simplificando a análise, que seria mais complexo caso o Paraguai já tivesse adotado um modelo de despacho comercial. Adicionalmente, apresenta-se uma alternativa de estratégia comercial para a Agência Nacional de Eletricidade (ANDE) de adequação de alocação de seus recursos energéticos voltado aos mercados competitivos de energia elétrica.

5.1 CARACTERIZAÇÃO DO ESTUDO

Nos termos do Tratado Brasil-Paraguai, de 1973, a Usina de Itaipu Binacional, é remunerada através da venda de potência às Altas Partes Contratantes (Brasil e Paraguai, representados por Ande e Eletrobrás nas respectivas legislações brasileira e paraguaia). Como o Paraguai responde por menos de 10% do consumo da energia gerada em Itaipu, historicamente a praxe operativa tem sido a de conceder à ANDE precedência na fixação do montante de potência a ser contratado mensalmente para cada ano, ficando o restante da potência avaliada por Itaipu como disponível para ser adquirida pelo Brasil.

Como os requisitos relativos à carga própria do Paraguai têm fator de carga relativamente baixo, e o Paraguai possui outras fontes que a atendem parcialmente, resulta que o recebimento de energia de Itaipu, pela ANDE, se dá com fator de utilização muito baixo. Dado que a tarifa é monômnia na potência, o desembolso unitário com compra de energia se eleva.

Uma medida factível para que a ANDE reduza a despesa com compra de energia é a apropriação de toda a energia a que tem direito em Itaipu, função do seu contrato de potência. Isso se fará criando requisitos de energia, no Paraguai, que possibilitem absorver os excedentes de energia não absorvidos pela carga paraguaia. Além do mencionado excedente de Itaipu não aproveitado pela ANDE, haverá ainda excedentes variáveis provenientes da Usina de Yacyreta, da Usina de Acaray e de outras fontes futuras de propriedade do Paraguai.

A energia excedente da ANDE considerada no estudo é proveniente essencialmente da energia relativa à contratação de potência da usina hidrelétrica de Itaipu, somadas às energias das usinas de Acaray e Yacyreta, que não absorvidas pela carga própria da ANDE. Considerou-se uma série de gerações previstas da usina de Itaipu para o período de 2001 a 2004 a partir do Modelo de Simulação de Usinas Individualizadas (MSUI), (ELETROBRÁS, 1993), tendo como base o cronograma de obras existente no banco de dados do Modelo de Despacho Hidrotérmico (MODDHT), (OLADE/BID, 1993). No caso da usina de Acaray foi considerada a energia para carga crítica possível de ser atendida a partir de um histórico de vazões adicionada da vazão vertida turbinável. No caso de Yacyreta, considerou-se a contribuição da usina pela energia referente ao seu fator de

capacidade de projeto. Considerando a disponibilidade total da ANDE como sendo a soma das gerações previstas mensalmente diminuída de seu consumo próprio.

Os excedentes de energia da ANDE são resultantes de toda a geração disponível ao Paraguai não absorvida pelo seu consumo interno, ou seja, a energia proveniente das usinas de Acaray, Yacyreta e Itaipu, esta última considerando a energia referente ao contrato de aquisição de potência.

A avaliação leva em consideração cenários de hidrologia de todo o histórico de vazões utilizado no Setor Elétrico Brasileiro. São consideradas como de provável ocorrência cenários de grande disponibilidade hídrica, como também o período crítico do histórico. Períodos de hidrologia desfavorável provocam, na análise da importação, o efeito mais crítico, pois no caso em que a comercializadora estivesse comprometida em contratos bilaterais, segundo os modelos de otimização e simulação utilizados, os períodos de não existência dos excedentes ocorreriam, na maior parte do tempo, nos mesmos períodos quando o preço do mercado *spot* estivesse com valores elevados.

A caracterização dos excedentes pressupõe a sua divisão em duas categorias de energia, uma denominada **energia firme**, que representa a energia excedente existente em 90% dos cenários de hidrologia, e o restante denominada parcela de **energia variável**, como indicado na Figura 19, a seguir.

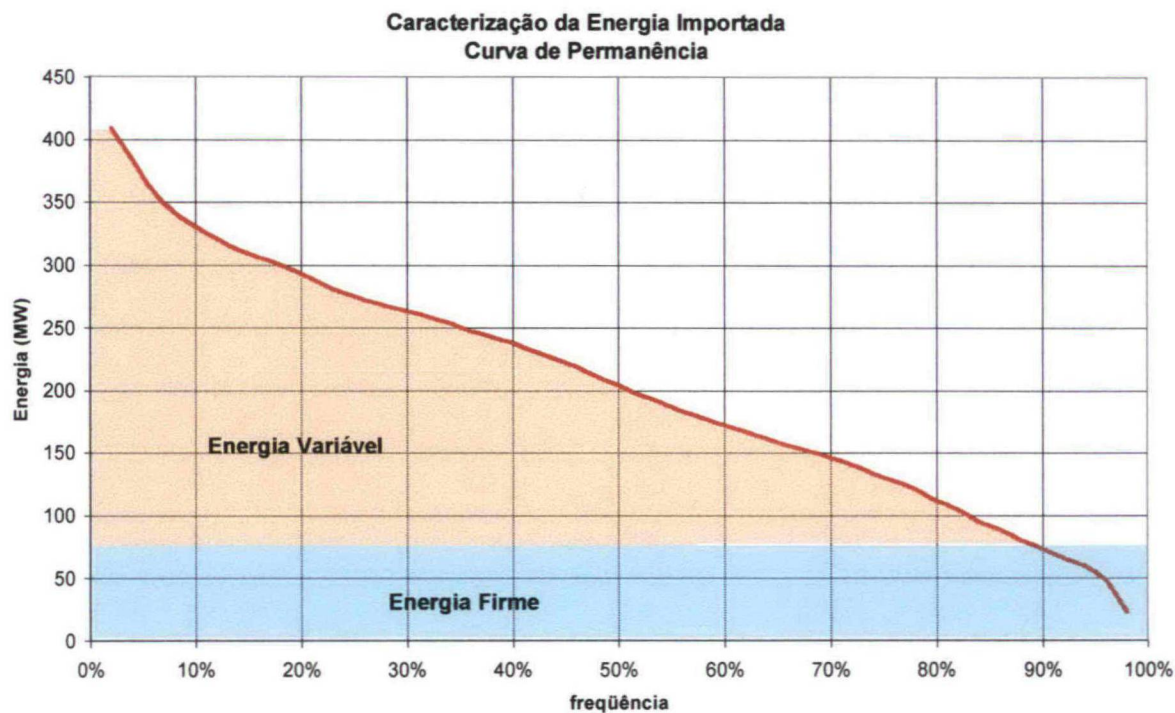


Figura 19 - Caracterização da Energia Importada

O horizonte de análise é de 3 anos, considerando a comercialização através de contratos bilaterais e diretamente no mercado de curto prazo. Considere-se que estas duas opções de estratégia de comercialização formem uma carteira de investimento com dois ativos, mas, ao invés do investidor possuir um montante de dinheiro a ser investido em dois ativos financeiros, neste caso, a comercializadora é que dispõe de um montante de energia, do qual ela deve decidir qual a parcela a ser contratada bilateralmente e qual valorada ao mercado de curto prazo. O estudo apresentará um critério de decisão da melhor estratégia de contratação da energia que minimize o custo de cobertura de riscos a preço de mercado.

5.2 AVALIAÇÃO DA DISPONIBILIDADE ENERGÉTICA DO PARAGUAI

A principal disponibilidade energética é a Usina Binacional de Itaipu. Conforme o histórico de operação da usina, desde 1992, as gerações médias da usina têm sido altas, como apresentado na Figura 20. Além disso, o fator de disponibilidade de geração histórica de Itaipu é bastante elevado, acima de 85% da potência disponível da usina. No entanto, a afluência hidrológica ao aproveitamento é uma variável aleatória, e a probabilidade de que a disponibilidade se mantenha nos níveis históricos deve ser analisada cuidadosamente.

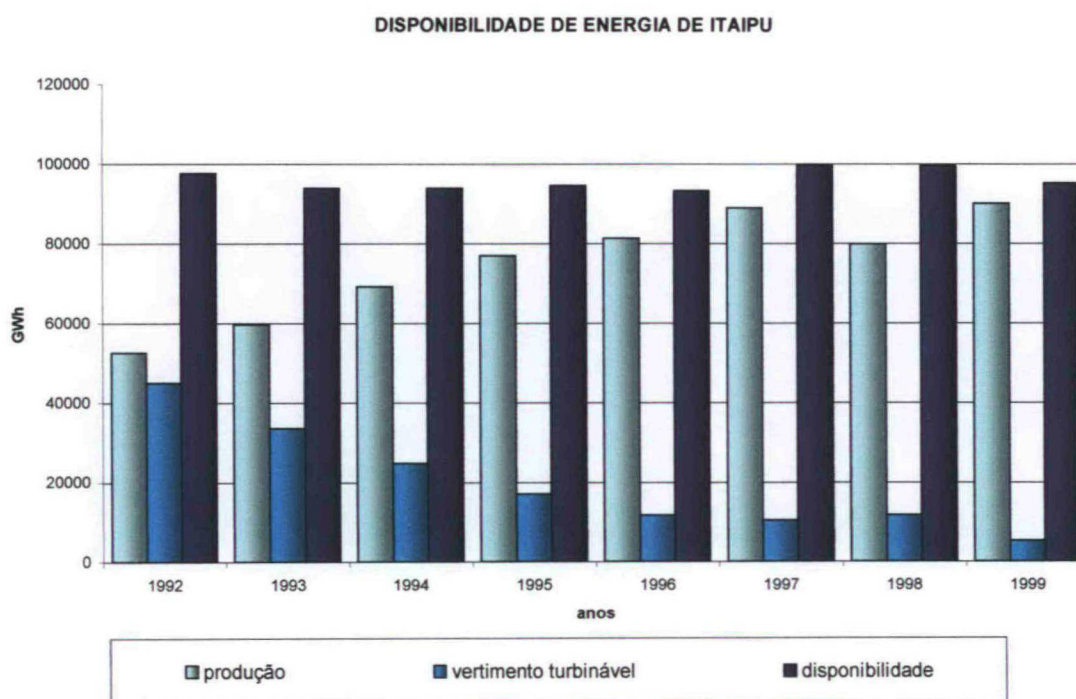


Figura 20 - Disponibilidade Energética Verificada da Usina Itaipu

A geração própria da ANDE corresponde a cerca de 20% de suas necessidades, sendo desta forma pouco expressivo o montante variável de geração hidráulica que pode ser flexibilizado para maximizar o aproveitamento de Itaipu. Como a conveniência de redução de sua geração própria para aumentar estoques não faz sentido, a ANDE praticamente não

se beneficia da geração excedente de Itaipu. Ainda mais, ela não utiliza nem sequer o fator de capacidade de 80% que a usina assegura. Recebe somente a energia que necessita para complementar o atendimento à sua carga própria, ou seja, com fator de carga muito baixo. Cede o restante ao Brasil, além da energia adicional gerada em Itaipu, como esclarecido acima. A Figura 21 mostra a curva típica de recebimento de energia de Itaipu pela ANDE, esboçando graficamente a caracterização do excedente de energia da ANDE que surge quando esta se apropria da energia correspondente ao fator de carga da usina.

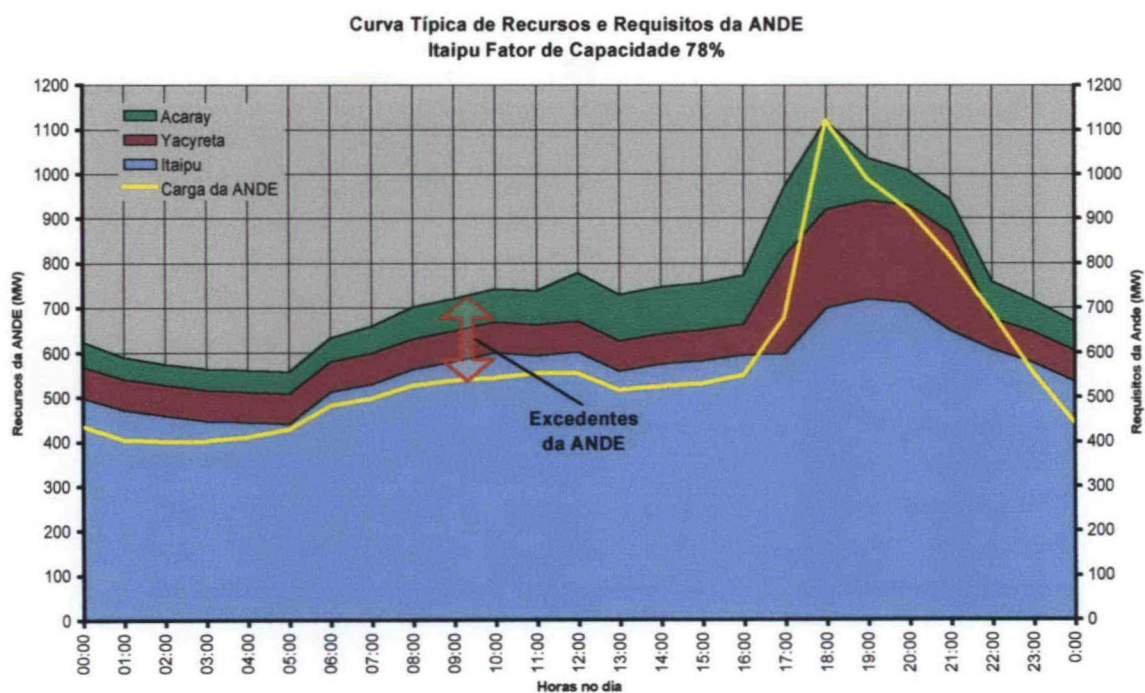


Figura 21 – Recursos e Requisitos de Energia da ANDE

O gráfico apresentado mostra que a ANDE tem recebido energia de Itaipu com fator de utilização (energia média dividida por potência mensal contratada) bastante inferior ao fator de capacidade com que o Brasil a recebe. O aumento do fator de capacidade com que o Paraguai recebe energia de Itaipu, e a implantação do novo Setor Elétrico Brasileiro, passou a ser visto como uma alternativa de comercialização de energia no mercado

brasileiro ao invés da venda da energia com titularidade de energia cedida pela ANDE. Neste sentido, avaliam-se aqui os montantes que poderão ser comercializados pela ANDE e os mercados no quais eles podem ser comercializados.

A previsão da geração da usina de Itaipu considera o período de análise entre os anos de 2002-2004 obtidos através da cadeia de modelos MODDHT e MSUI, o primeiro modelo matemático, a sistema equivalente, oficial do Setor Elétrico Brasileiro, utilizado no planejamento de longo prazo da operação do sistema. O outro, modelo matemático de simulação do sistema com tratamento individualizado das usinas, utiliza as informações do planejamento da operação fornecida pelo MODDHT e determina as gerações, usina por usina, considerando características individuais que o modelo de sistema equivalente não consegue representar.

Considerando o cronograma de obras existente no banco de dados do MODDHT e executando o modelo, obtém-se a série de gerações para o Submercado Sudeste/Centro-Oeste que será utilizada pelo modelo Individualizado. Sequencialmente, o MSUI fornece a série gerações médias mensais previstas de Itaipu e a disponibilidade de potência da usina.

Considerando a hipótese em que a ANDE terá direito ao montante de energia proporcional à geração da usina de Itaipu, de acordo com o contrato de demanda de potência da usina. Esta porcentagem da geração foi assim calculada:

$$p\% = \frac{P_{ANDE}}{P_{inst} - 1400} \quad (5)$$

onde:

$p\%$: Porcentagem da geração reivindicada pela ANDE;

P_{ANDE} : Potência contratada pela ANDE;

P_{inst} : Potência Instalada de Itaipu.

O denominador considera a indisponibilidade de duas máquinas de Itaipu de 700 MW cada uma, considerando a manutenção periódica das turbinas. A potência contratada pela ANDE é estimada como sendo a demanda mensal requerida pelo Paraguai subtraídas a potência contratada de Yacyreta e a potência de Acaray. A porcentagem de contratação de potência de Itaipu é em média aproximadamente 8,5%, conseqüentemente é a parcela de direito da ANDE na geração da usina de Itaipu. A Figura 22 apresenta a curva de permanência da geração da usina de Itaipu, fornecida pelo MSUI.

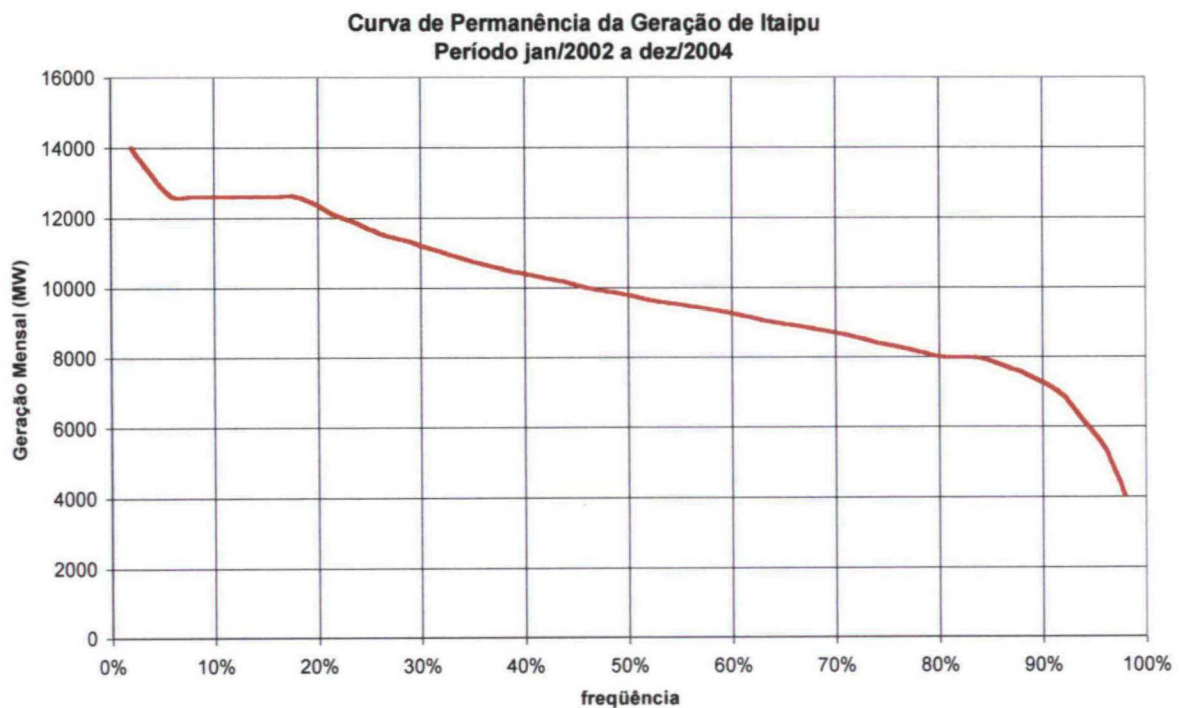


Figura 22 - Curva de Permanência da Previsão de Geração de Itaipu

Como estimativa da carga do mercado paraguaio, consideraram-se as informações obtidas a partir da previsão da evolução da carga da ANDE e do Programa de Compra de Energia de Itaipu e Yacyreta. A evolução da carga é apresentada considerando 3 cenários para o consumo e a demanda, Tabela 7, o crescimento da carga é de aproximadamente 2,5% ao ano, Figura 23, e apresenta um fator de carga de 60% aproximadamente constante ao longo dos anos.

Demanda (MW)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Cenário Baixo	1111	1137	1165	1192	1219	1254	1289	1324	1358
Cenário Médio	1142	1184	1225	1266	1307	1356	1404	1453	1502
Cenário Alto	1174	1232	1288	1344	1400	1463	1528	1594	1661
Consumo (GWh)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Cenário Baixo	5954	6101	6257	6411	6562	6760	6956	7152	7347
Cenário Médio	6129	6364	6597	6828	7059	7331	7607	7884	8165
Cenário Alto	6308	6635	6949	7264	7582	7941	8308	8684	9070

Tabela 7 - Evolução da Carga da ANDE

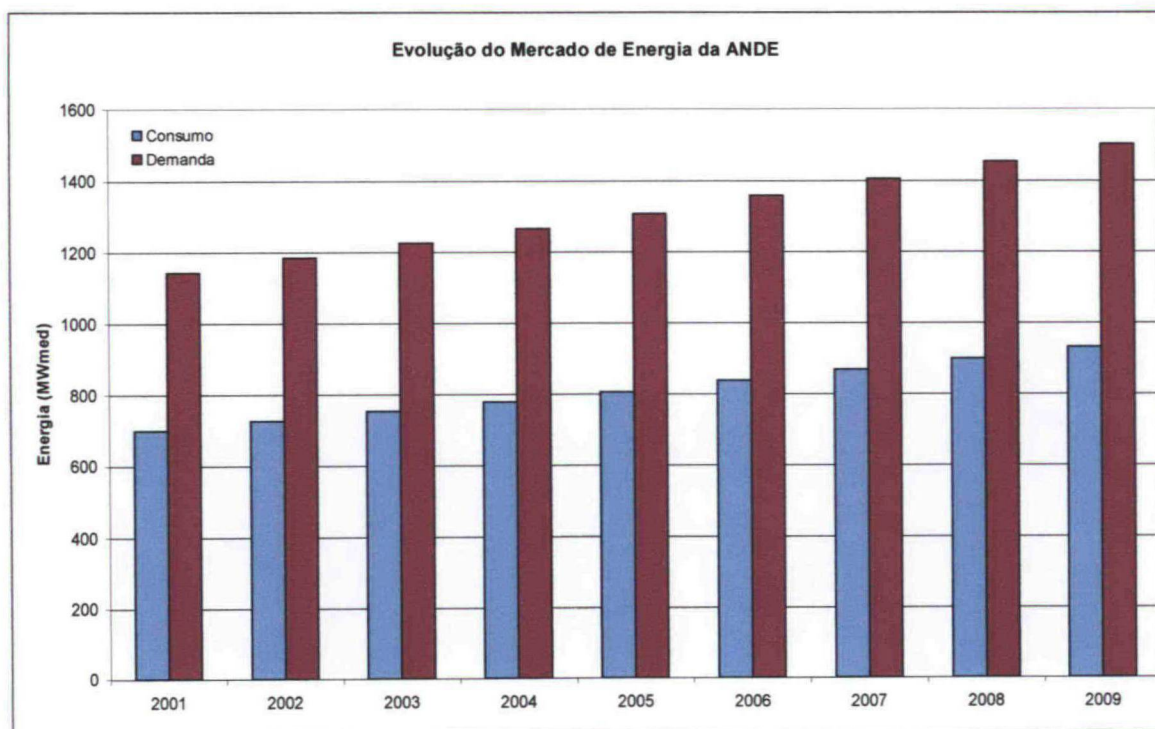


Figura 23 - Evolução do Mercado de Energia Elétrica Paraguaio

Devido ao fato da indisponibilidade de dados mensais de carga recentes, considerou-se que a sazonalização da carga seria semelhante à variação intra-anual do Programa de compra de energia de Itaipu, Tabela 8.

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Fator
	(MW _{med})									(pu)
jan	672	725	690	748	772	837	814	885	958	0,99
fev	694	747	712	771	812	878	855	926	1000	1,03
mar	653	707	673	732	713	780	758	830	905	0,95
abr	703	759	728	791	764	835	816	892	971	1,02
mai	679	733	700	760	753	821	800	873	949	0,99
jun	653	707	672	732	712	779	757	829	904	0,95
jul	668	722	688	748	739	806	785	857	932	0,97
ago	656	710	676	737	705	773	751	825	900	0,95
set	716	772	740	803	797	866	848	923	1002	1,05
out	689	745	713	775	749	818	799	874	952	1,00
nov	687	742	711	773	740	809	790	866	944	0,99
dez	753	810	780	844	850	922	905	983	1063	1,11
média	685,3	739,9	706,9	767,8	758,8	827,0	806,5	880,3	956,7	

Tabela 8 - Sazonalização da Carga da ANDE Função da Projeção de Consumo

A carga prevista mensal é calculada pela aplicação dos fatores de sazonalização à previsão de carga anual. A Figura 24 mostra a evolução da carga da ANDE considerando os fatores de sazonalização calculados na Tabela 8.

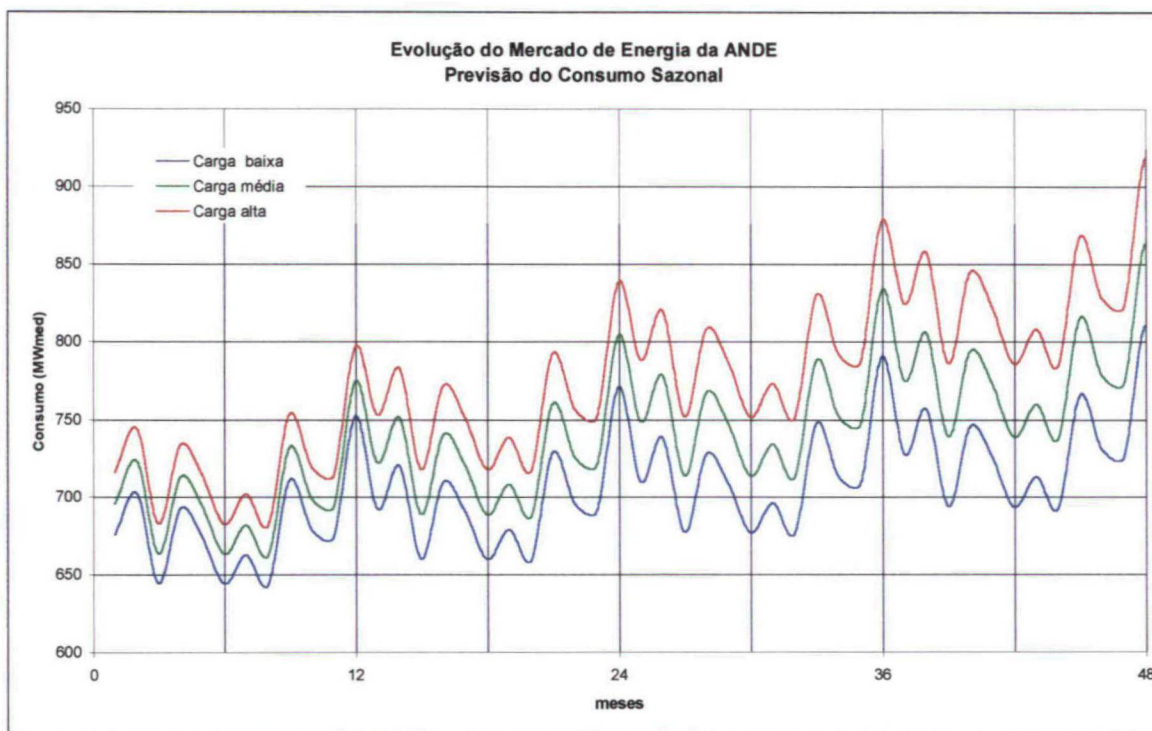


Figura 24 - Projeção Sazonal do Mercado de Energia do Sistema Paraguai

Outra disponibilidade energética do Paraguai é a usina binacional de Yacyreta. Atualmente esta usina tem operado seu reservatório em cota reduzida devido a questões ambientais. Portanto, considerou-se que Yacyreta contribuiria com uma energia flat referente ao seu cronograma de compra de energia da usina que corresponde à contratação de 100 MWmed para os anos de 2001 e 2002, e um acréscimo de 100 MWmed a cada dois anos.

No caso de Acaray, tinha-se disponível dados de vazões médias mensais para o período de quase 18 anos, entre mar/1978 e dez/1995. Produtibilidade média da usina 0,711 MW.s/m³. Potência de 245 MW já considerando uma repotenciação com acréscimo de 75 MW após dez/2000 e a variação do volume do reservatório entre 8500 hm³ e 6000 hm³. Com estas informações foi possível fazer a estimativa da geração da usina, apresentada na Figura 25. Converteu-se a vazão em energia afluente de acordo com sua produtibilidade

média, onde o efeito da regularização foi simulado considerando a amplitude de variação do volume, adotando uma variação máxima de 70% da amplitude de variação, tendo como resultado da simulação uma carga crítica atendida e energia vertida. A energia vertida foi subdividida em turbinável e não-turbinável limitada pela potência da usina. Com estes resultados estimou-se a geração como sendo a soma entre a carga crítica e a energia vertida turbinável, Figura 25.

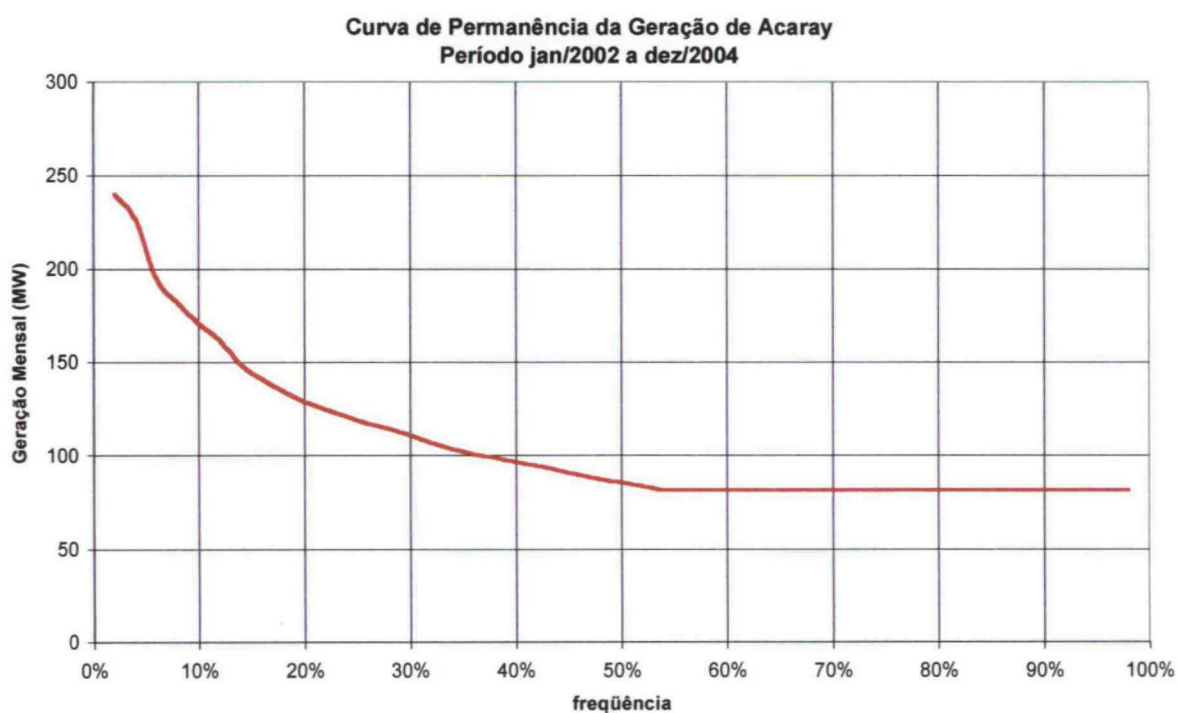


Figura 25 - Previsão da Geração da Usina Acaray

O balanço entre recursos e requisitos, da forma como foram acima descritos, geram um conjunto de cenários de sobras de energia média mensal, função da operação do sistema elétrico brasileiro.

O que nos interessa dimensionar são as estatísticas da sobra de energia acima referida, e a receita líquida esperada do projeto, valores que devem ser comprometidos contratualmente, e valores máximos de reserva financeira acumulada para fazer frente a eventuais compromissos contratuais. As sobras de energia do Paraguai não serão constantes, dependendo não só dos requisitos internos da ANDE (carga excluída a geração própria), mas também da geração total de Itaipu, expondo o agente que efetua a venda contratual ao mercado spot quando o excedente não suprir o montante de energia contratada.

Isto não seria exatamente um problema se a usina de Itaipu gerasse mais energia nos períodos em que o preço *spot* estivesse mais alto, ou seja, caso as séries de geração prevista de Itaipu tivessem uma correlação positiva com a série do preço spot previsto. Mas isto não acontece: a análise mostra que a correlação existente é negativa e alta, o que indica que quando o custo de operação do sistema está alto a geração da usina é baixa e vice-versa. Efetivamente, a dimensão de Itaipu faz com que suas variações sejam determinantes no custo marginal do sistema.

Considerou-se para efeito de balanço que o excedente é a parcela positiva ou nula da diferença entre o total de recursos disponíveis mensalmente pela ANDE e o total de requisitos da ANDE, considerando o cenário de crescimento médio do mercado de energia do sistema paraguaio, valor obtido pela seguinte expressão:

$$\text{Disponibilidade} = \text{MAIOR} \begin{cases} \text{Geração total} - \text{Carga da ANDE} \\ 0 \end{cases} \quad (6)$$

Considerou-se que em situações de emergência, caso o total de disponibilidade interna do sistema paraguaio não consiga atender o seu mercado, a usina de Itaipu poderia fornecer mais energia até o montante necessário para o atendimento interno e, neste caso, os excedentes de energia seriam nulos. A curva de freqüência dos excedentes de energia da ANDE é mostrada na Figura 26.

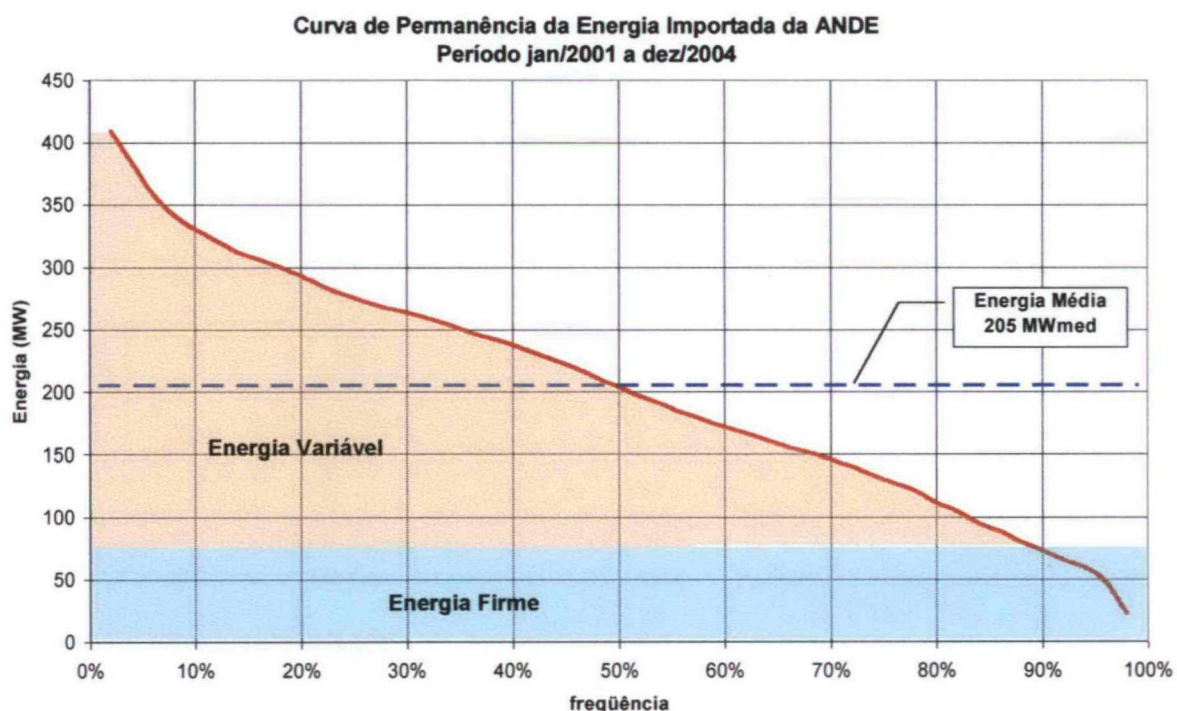


Figura 26 - Curva de Permanência da Energia Importada da ANDE

A disponibilidade mensal pode ser observada na Figura 27. A distribuição intra-anual da disponibilidade média mensal revela a sazonalidade da fonte, onde apesar da carga apresentar um consumo maior no verão, o efeito da sazonalidade da Usina de Itaipu é preponderante na avaliação da disponibilidade energética, apresentando um montante maior no período de janeiro a março. A média semestral janeiro-junho e julho-dezembro, ajusta-se bem a variação intra-anual. A partir do ano 2004 a disponibilidade apresenta uma

queda significativa, isto devido ao cronograma de entrada das duas últimas máquinas da usina de Itaipu. Como a geração adquirida pela ANDE é proporcional à potência, considera-se que o acréscimo das duas unidades diminua o fator de capacidade da usina diminuindo as sobras de energia. A figura apresenta adicionalmente duas curvas de percentis que correspondem a probabilidade de 10% e 25% de ocorrência de disponibilidades menores que as lidas nos eixos.

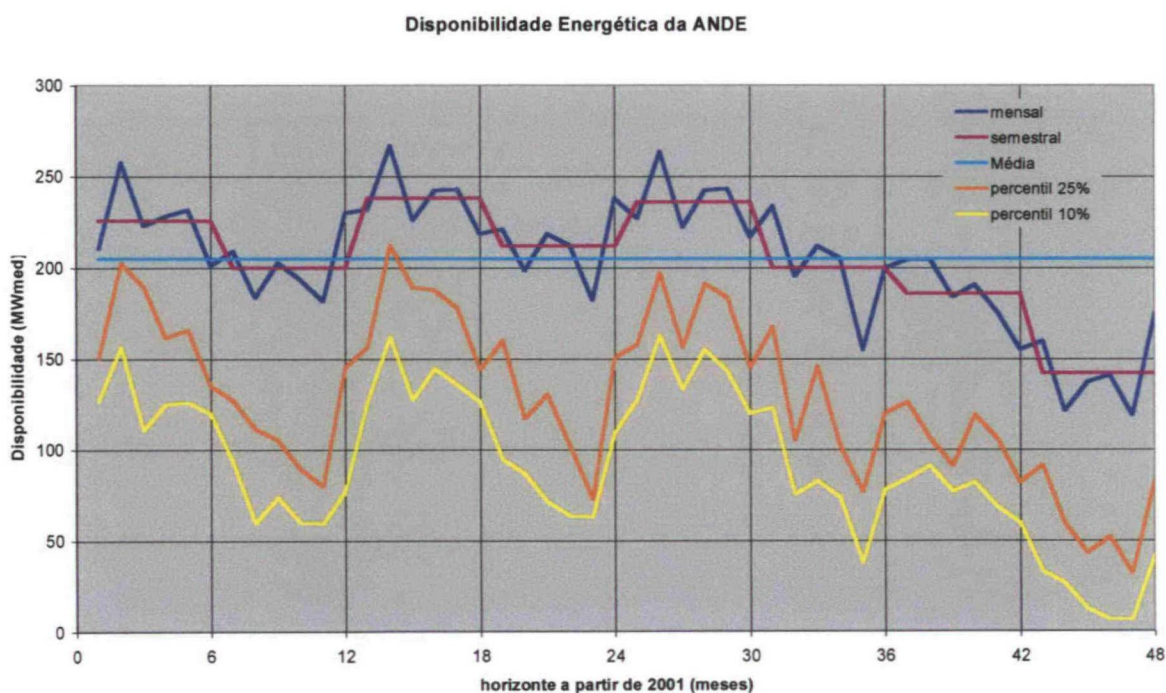


Figura 27 - Distribuição Intra-anual da Disponibilidade Energética

É importante salientar que a análise embute algumas hipóteses simplificadoras que em uma análise comercial devem ser melhor analisadas:

- a carga da ANDE é uma variável cuja aleatoriedade foi desprezada;
- a regra de operação da Usina de Itaipu tem sido historicamente diferenciada das demais usinas, mas o Modelo Simulador de Usinas Individualizadas (MSUI), que utilizamos nas análises, não está capacitado para aplicar regras específicas para bacias ou aproveitamentos diferentes.
- está-se analisando a sobra da ANDE como associada à demanda contratada máxima anual sazonalizada conforme a variação intra-anual do contrato de Itaipu. No entanto, deve-se observar que esta sazonalidade pode ser diferente.

5.3 BASES PARA A COMERCIALIZAÇÃO NO MERCADO BRASILEIRO

Uma vez de posse dos dados de disponibilidade do excedente de energia paraguaio, conforme exposto anteriormente, buscou-se avaliar a comercialização no mercado brasileiro. Este projeto difere da maioria dos projetos de importação atualmente sendo desenvolvidos no Brasil, porque a disponibilidade de energia varia com a hidrologia dos aproveitamentos hidrelétricos envolvidos. Esta variação, além disso, é decidida pelo sistema brasileiro, e não pelo exportador, pela natureza dos excedentes paraguaios. Adicionalmente, o preço de oportunidade varia de maneira complementar à disponibilidade, ou seja, com muita frequência o preço de mercado no Brasil será maior quando for menor a disponibilidade de energia oriunda da ANDE, e vice-versa. Isto requer uma distribuição muito precisa dos montantes que deverão ser vendidos no longo e no curto prazo, para mitigar os riscos de se ter que comprar energia no mercado para honrar compromissos contratuais com a energia importada da ANDE. Assim, pode-se definir o

papel da comercializadora como sendo gerir adequadamente os contratos de compra e venda de energia no curto, médio e longo prazos, de maneira a minimizar a exposição indevida aos preços de mercado.

A consideração da importação como um produtor térmico na fronteira do sistema nacional conduz à seguinte série de procedimentos por parte do Operador Nacional do Sistema para despacho do importador:

- à parte da informação do montante de geração inflexível que o gerador injetará no sistema, este informa ainda a disponibilidade flexível disponível e o preço pelo qual oferece esta energia;
- o ONS, de posse dessas informações, efetua o despacho econômico das unidades geradoras do sistema, de forma a atender a carga prevista para cada intervalo de operação (atualmente meia hora) com o menor custo possível entre desestocagem de água armazenada e geração térmica (incluído aí o importador) – o valor da água desestocada é obtido dos modelos acordados pelo MAE, e o custo da geração térmica (e importações) é o informado pelo gerador, ou alternativamente pelo custo do combustível no caso de térmicas na CCC;
- na fase de contabilização no âmbito do MAE, a geração efetivamente verificada nas unidades geradoras é confrontada com os montantes contratados pelos proprietários, de maneira a se determinar as quantidades de energia que foram direcionadas para o mercado de curto prazo, e as quantidades que foram adquiridas para honrar compromissos contratuais; note-se aqui novamente que a comercializadora tem como função a minimização dos custos e a maximização dos

benefícios da confrontação do valor efetivamente despachado com os contratos firmados.

No caso dos excedentes da ANDE, eles sofrem fortíssima influência do despacho da Usina de Itaipu a cargo do próprio ONS. Numa breve análise de possibilidade de equiparação com um gerador térmico na fronteira, vemos que:

- SUPOR GERAÇÃO A CUSTO ZERO exige que se determine o montante disponível – no entanto o importador depende do ONS para esta informação, sob pena de declarar um montante que não se realizará, incorrendo em penalidades – mesmo resolvida a questão do montante, os excedentes serão disponibilizados ao spot ao preço que o gerador declarou, ou seja, zero.
- SUPOR GERAÇÃO A CUSTO DIFERENTE DE ZERO, não altera o problema do dimensionamento do montante – quanto ao preço, nos momentos em que o custo marginal do sistema está muito baixo, esta geração não será requisitada, o que é absurdo, porque a apropriação da energia pela ANDE independe do preço declarado.

Propõe-se então o estabelecimento de procedimentos operativos específicos para despacho desta importação, nos seguintes moldes:

- A usina de Itaipu deverá ser despachada conforme procedimentos operativos do ONS para o atendimento do mercado brasileiro. Na fase de contabilização, a apropriação da energia da ANDE será feita pelo MAE, considerando uma mediação

virtual obtida pelo balanço entre a energia gerada pela usina de Itaipu, antes do Mecanismo de Realocação de Energia, de direito do Paraguai conforme o contrato de potência e a energia efetivamente enviada para o atendimento do mercado paraguaio. O saldo obtido constitui a parcela de energia de propriedade da ANDE que foi injetada no sistema brasileiro, sobre o qual o MAE realizará a contabilização e liquidação e sobre o qual o ONS determinará os encargos do sistema. No caso de indisponibilidades da central ou do sistema de transmissão, o importador arcará com os mesmos ônus que os demais proprietários da geração de Itaipu;

- A comercialização dos excedentes da ANDE, similarmente a qualquer outra, pode ser feita basicamente de duas maneiras, uma parcela comprometida em contratos bilaterais e a parcela restante exposta ao mercado spot. A análise considera a energia sendo comercializada no Centro de Gravidade do Submercado Sudeste/Centro-Oeste; e
- Contratos bilaterais, no mercado brasileiro, podem ser feitos para qualquer horizonte. Contratos com prazos superiores a dois anos são considerados pela legislação brasileira como contratos de longo prazo. Seu custo é considerado como custo de compra de energia pelos agentes distribuidores e o repasse às tarifas finais de fornecimento é disciplinado pela legislação. Em horizontes inferiores a dois anos, o sistema opera com preços conjunturais de mercado, onde os desequilíbrios estruturais são corrigidos pelo sinal de preços de energia no mercado de curto prazo.

O agente comercializador atua nos dois horizontes:

- No longo prazo, estimulando negócios de geração, importação, exportação e transmissão através do estabelecimento de mecanismos de mitigação e riscos e garantias ao empreendimento – isto pode ser feito por meio de intermediação das transações ou por compra e venda de energia.
- No curto prazo, onde a tecnologia de comercialização deve ser capaz de projetar corretamente os desequilíbrios conjunturais e estruturais entre oferta e demanda, e de prospectar os sinais de preço que levarão o mercado livre a uma nova situação de equilíbrio. A isto se denomina modelagem de preços de mercado, que considera como variáveis: a proporção de carga e disponibilidade firme de geração não contratadas, a percepção da concorrência acerca de preços e montantes, o preço de curto prazo do mercado (ou custo marginal de operação, a cada momento, do atendimento a um acréscimo de carga).

Mas o que fazer num sistema como o brasileiro, onde, além das flutuações no balanço entre oferta e demanda, ainda existe uma fortíssima componente hidrológica? Um sistema como este apresenta freqüentemente desequilíbrios conjunturais de curto prazo, que se refletem nos preços que o mercado de energia está disposto a pagar. Este problema é solucionado quando a comercializadora gerencia riscos, quer através de contratos de curtíssimo prazo que complementam o nível de contratação em horizontes mais longos, quer através do mercado derivativo, atualmente em maturação no Brasil.

5.4 PREVISÃO DO PREÇO DE MERCADO DE CURTO PRAZO

A preocupação inicial na avaliação dos riscos incorridos na comercialização de energia é definir a qualidade das informações básicas, e o principal deles é o cenário de preços de curto prazo. Neste estudo, como hipótese, considerou-se que o preço do MAE seria função direta dos custos marginais de operação do sistema.

O custo de expansão do parque gerador tende a seguir a tendência mostrada pela Figura 28, no início a demanda é atendida pelos empreendimentos mais baratos. A medida que a demanda cresce, os custos operacionais aumentam, e quando o valor esperado do custo de operação atinge um valor que compense a implantação de uma geração mais cara ocorre a expansão. Porém o valor a que se dispõe colocar uma nova unidade geradora é incerto, neste caso, optou-se pela análise de sensibilidade de três casos de equilíbrio oferta-demanda. Os cenários consideram três patamares de convergência do custo marginal de expansão, correspondentes a 25 US\$/MWh, 35 US\$/MWh e 45 US\$/MWh, que representam três hipóteses de equilíbrio de oferta e demanda do mercado de energia elétrica, ou seja, estes seriam os possíveis valores de implantação de novas unidades geradoras.

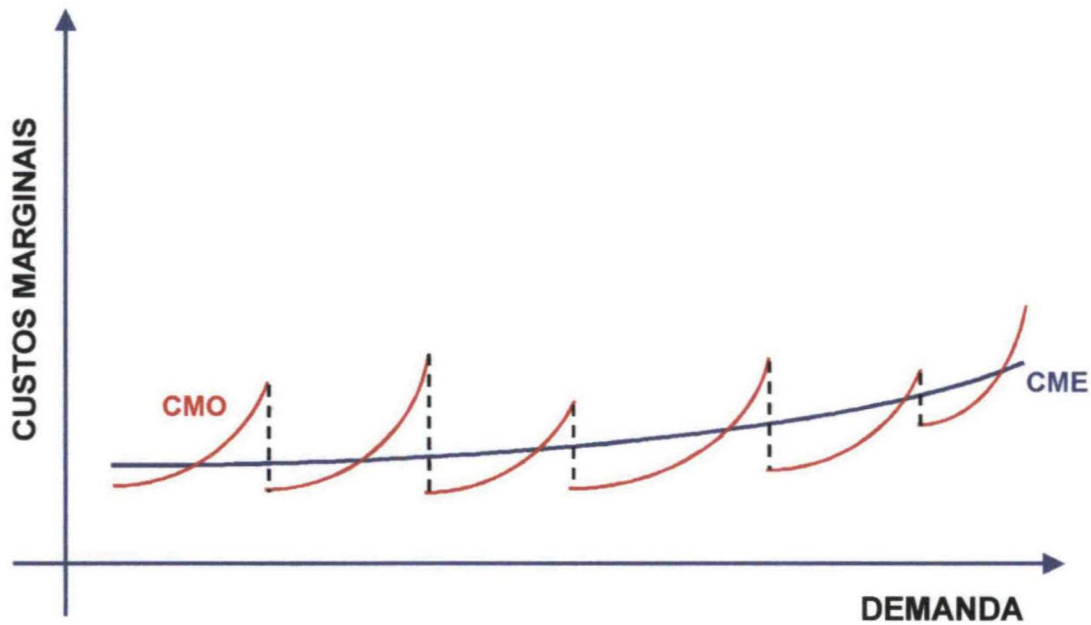


Figura 28 - Comportamento dos Custos Marginais no Equilíbrio Oferta Demanda

O formato da distribuição do custo marginal de operação é peculiar. A Figura 29, mostra o histograma dos cenários que serão utilizados no estudo, cada grupo de barras corresponde a probabilidade de ocorrência ao longo do horizonte de análise, onde o primeiro grupo corresponde a probabilidade do custo marginal de operação estar compreendido entre 0 e 5 US\$/MWh, o segundo grupo entre 5 US\$/MWh e 10 US\$/MWh, assim por diante.

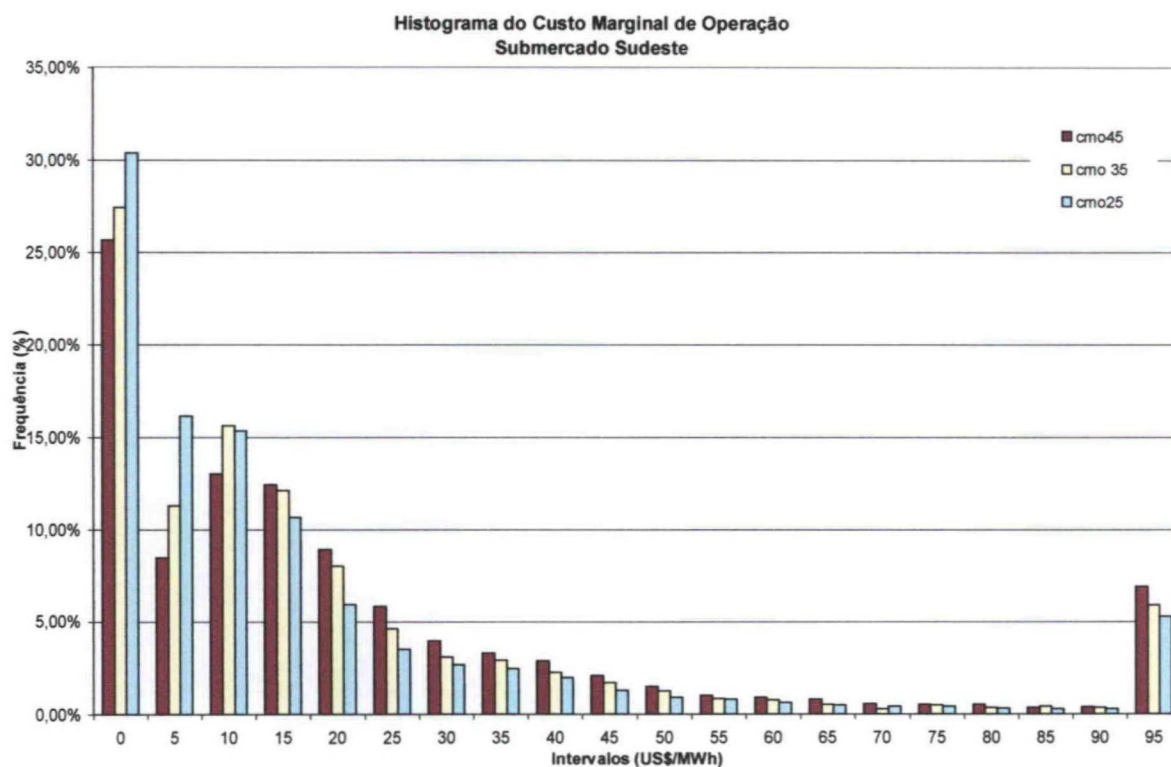


Figura 29 - Histograma do CMO do Submercado Sudeste/Centro-Oeste

Usualmente, quando o objetivo da análise é quantificar o risco, costuma-se tratar a aleatoriedade da variável em estudo através do ajuste de uma distribuição de probabilidade teórica. A grande dificuldade encontrada foi a adequação dos custos marginais de operação a uma distribuição teórica. Peculiaridades da série como a média corresponder a uma baixa frequência, menor que 5% de ocorrência, a assimetria acentuada, a dispersão muito elevada, a distribuição censurada e concentrada de um lado e com uma amplitude muito extensa do outro, com valores muito superiores a média. Diante disto, decidiu-se proceder o estudo com a distribuição de probabilidade empírica, com a hipótese de que ela representa de forma satisfatória a distribuição de probabilidade dos custos marginais de operação.

O fator que influencia a previsão futura do mercado de curto prazo é o equilíbrio de oferta e demanda do sistema. Como hipótese, o planejamento é feito considerando que o mercado tenda a equilibrar a oferta em função da demanda. Assim define-se um cronograma de obras para atendimento da demanda que faça o custo marginal de operação médio convergir para o valor da implantação de uma nova unidade geradora para atendimento do mercado. O custo desta unidade denomina-se custo marginal de expansão (CME) ou custo marginal de longo prazo.

Os empreendimentos de geração de energia necessitam de um tempo relativamente longo, além disso quando implantados, podem colocar à disposição do mercado uma grande quantidade de energia. Por outro lado, o crescimento da demanda, em geral, é contínua ao longo do tempo. Isto pode provocar desequilíbrios a curto prazo. Porém a longo prazo, estes desequilíbrios oscilam em torno do custo marginal de expansão. A grande questão é qual o será o CME, e como ele influi na análise de risco do estudo. Então considerou-se a cenarização do equilíbrio oferta e demanda.

No que diz respeito à configuração do sistema elétrico brasileiro, optou-se pela adoção do plano indicativo de médio prazo de expansão da geração (GCPS/GTQG 1998), mantendo-se o cronograma de obras, e ajustando a demanda de modo que o valor esperado do custo marginal de operação do sistema brasileiro convergisse a três níveis: US\$25/MWh, Figura 30, US\$35/MWh, Figura 31, e US\$45/MWh, Figura 32. Assim, a variação dos preços de

curto prazo foram influenciados basicamente pelos cenários hidrológicos, considerando que o equilíbrio da oferta e demanda pudessem se estabelecer nestes três patamares de Custo Marginal de Longo Prazo, com os cenários de preço obtidos a partir da execução do Modelo de Despacho Hidrotérmico (MODDHT).

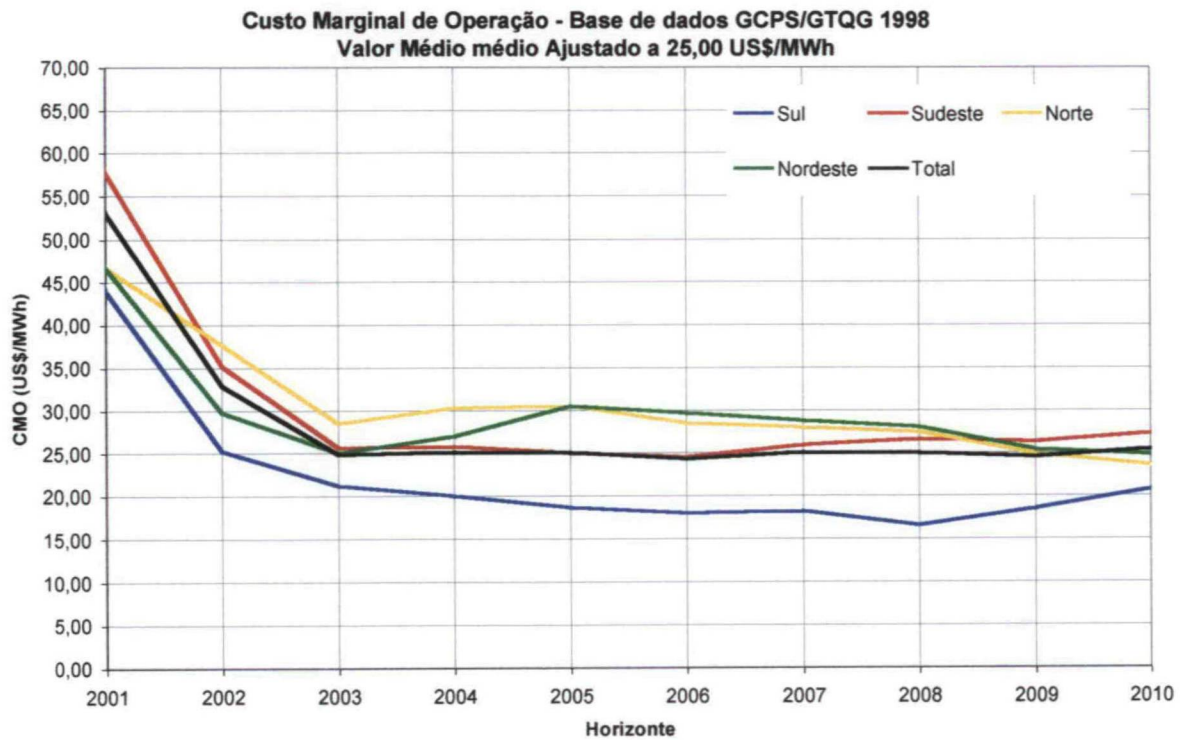


Figura 30 - Valor Médio do CMO Ajustado a 25 US\$/MWh

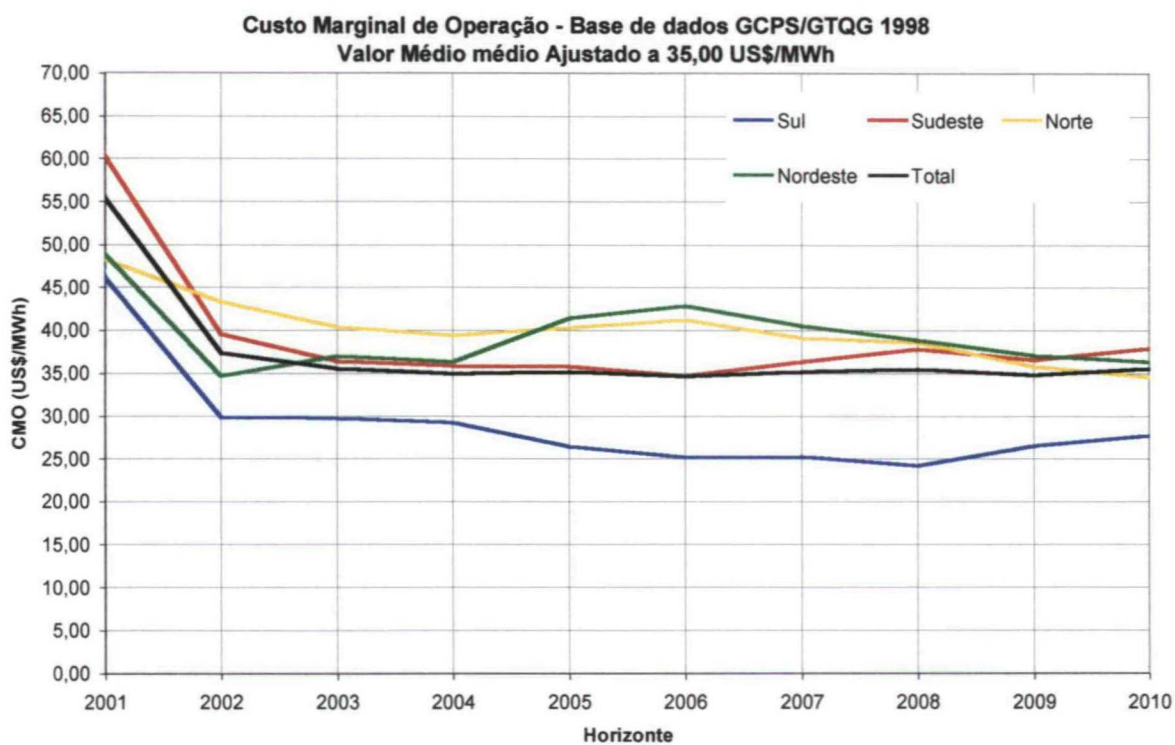


Figura 31 - Valor Médio do CMO Ajustado a 35 US\$/MWh

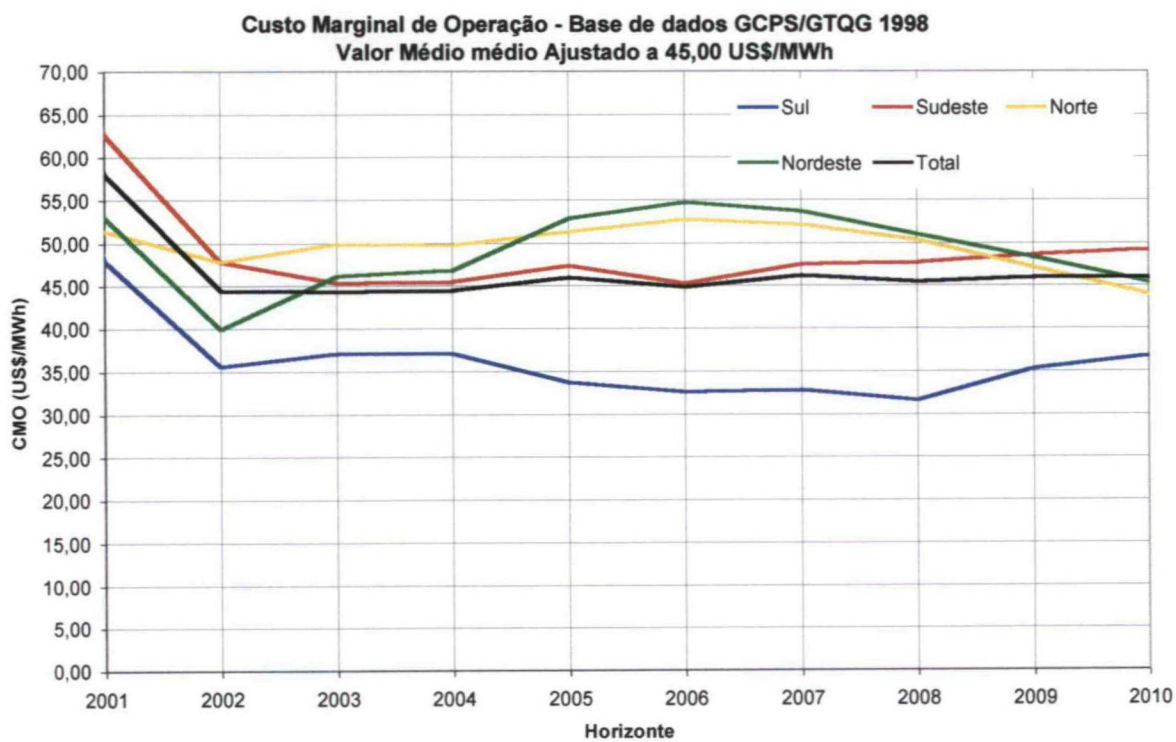


Figura 32 - Valor Médio do CMO Ajustado a 45 US\$/MWh

O ajuste para estes três níveis foi proposto para contornar o desconhecimento da real tendência futura do mercado de curto prazo, parametrizando a tendência média do sistema brasileiro a estes três valores e verificar a robustez dos resultados face às incertezas futuras do crescimento da demanda e da expansão do sistema para atendimento do mercado.

5.5 DIMENSIONAMENTO DA COBERTURA DE RISCO DE PREÇO DE MERCADO

A consideração do tratamento probabilístico do estudo considera a simulação de cenários de disponibilidade energética e preços de mercado de curto prazo baseados na simulação do sistema com os cenários do histórico de vazões. A metodologia do modelo consiste na determinação do valor da cobertura de risco, através de um processo iterativo de cálculo, que procura o valor que satisfaça o critério de reserva financeira final nula para uma probabilidade de sucesso pré-fixada, Figura 33. Este processo determina a cobertura como função de duas variáveis de decisão: Probabilidade de Sucesso e Energia Contratada Bilateralmente, que são previamente determinados.

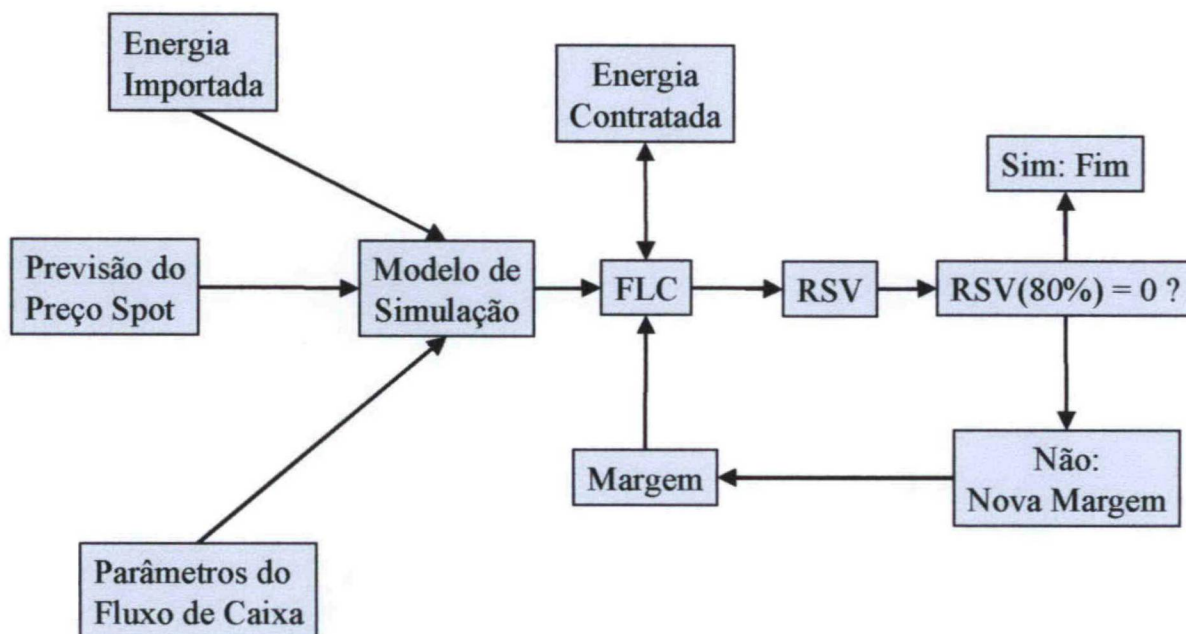


Figura 33 - Fluxograma do dimensionamento da Cobertura de Risco

A idéia central é determinar um custo de cobertura de risco que permita uma flexibilidade na comercialização da energia, ou seja, determina-se um valor puntual para cada caso de energia contratada. A rigor para cada estratégia de comercialização deve corresponder um valor de custo de cobertura de risco, porém existe a possibilidade de determinação de um valor vinculado não apenas a uma estratégia comercial, mas a um intervalo de estratégias que flexibilize a atuação do comercializador e assegure o risco quantificado pelo ofertante da cobertura de risco.

Uma maneira de analisar as estratégias de comercialização está fundamentada na análise de gráficos de Retorno *versus* Risco. Em geral, é comum ser apresentada em gráficos de Retorno Esperado *versus* Desvio Padrão do Retorno, considerando que o risco pode ser quantificado parametricamente pelo desvio padrão. Porém neste estudo a proposta será de quantificação do risco das estratégias de comercialização através de percentis. Devido a

assimetria presente no resultado das simulações dos fluxos de caixa acumulado dos cenários de disponibilidade energética e preços de mercado de curto prazo, a consideração da análise embasado no desvio padrão pondera os desvios tanto positivo quanto negativamente.

6 DISCUSSÃO E RESULTADOS

As premissas do estudo consideram a adoção de um horizonte de análise de 3 anos, período entre 2001 e 2003, devido ao efeito das entradas de duas novas máquinas de Itaipu, sendo que para este período a energia média da disponibilidade é de 205 MWmed. Duas estratégias de alocação da energia foram adotadas, um montante destinado a contratos bilaterais e o restante valorada ao preço de mercado de curto prazo. A parcela da energia destinada a contratos bilaterais deve, além do custo de importação, contemplar custos relativos a encargos de transporte e conexão, perdas, tributos, encargos de serviço do sistema e conta de consumo de combustíveis, estes dois últimos não integrantes quando vendidos a distribuidoras ou exposta ao mercado spot. A seguir, na Tabela 9, estão os custos adicionais incorridos na comercialização considerados no estudo.

Encargo de Serviço do Sistema	2,10 US\$/MWh	Adicional ao custo	
Adicional de Compra na Ponta	1,00 US\$/MWh	Adicional ao custo	
Conta de Consumo de Combustível	2,00 US\$/MWh	Adicional ao custo	
Transporte e Conexão (pelo uso)	2,40 US\$/MWh	Adicional ao custo	
Perdas	5,00 %	Sobre a geração	
Tributos	Pis	0,65 %	Sobre o Faturamento
	Cofins	3,00 %	Sobre o Faturamento
	Aneel	0,50 %	Sobre o Faturamento
	CPMF	0,38 %	Sobre qualquer Pagamento
	CSLL	9%	Sobre o Lucro Líquido
IRPJ	25%	Sobre o Lucro Líquido	

Tabela 9 - Custos Adicionais da Importação

Considera-se um preço de venda para contratos bilaterais de 20,00 US\$/MWh, valor de referência sem consideração de uma margem de risco ou custo de cobertura a ser incorporado no preço de energia dos contratos. A adoção de um preço de referência é feita pelo fato da diferenciação de preços de compra adotada como hipótese do estudo, função

da caracterização de energia Firme e Variável. Em consequência disto, existe um preço diferenciado de energia para cada mês de acordo com a disponibilidade energética existente, assim sendo impossível o cálculo direto do preço mínimo de venda constante para o período de análise, o que justifica a adoção de um valor de referência.

O preço de importação da energia foi dividido em duas parcelas, a geração firme tem a probabilidade de 90% de existência da energia, correspondente a 70 MWmed, tem preço de 12,00 US\$/MWh e a energia acima deste valor tem um preço mais baixo, de 6,00 US\$/MWh. A disponibilidade energética não é formada apenas pelos excedentes proveniente do contrato de potência da usina de Itaipu, que possuem um custo difícil de ser quantificado. Logo estes valores tentam contornar a deficiência de estabelecimento do preço razoável para a importação da energia, considerando como hipótese um preço de oportunidade de venda, da expansão de seu mercado em outro país.

As operações financeiras efetuadas com as reserva financeira consideram duas situações. Em caso de captação de recursos, taxa de 18% ao ano, e para aplicação 12% ao ano. Para o estudo adota-se um piso e um teto para o preço do mercado de curto prazo, 1,60 US\$/MWh e 270,00 US\$/MWh respectivamente.

Uma vez estabelecida a energia a ser contratada, considera-se que a estratégia não se modifica ao longo do horizonte de análise, ou seja, não há gestão ativa da estratégia de comercialização. Considera-se um valor de referência, por exemplo, 80% de probabilidade, para que a probabilidade de sucesso da simulação do fluxo de caixa acumulado do modelo seja ao final do horizonte positivo. Assim, o risco da reserva financeira ser negativa ao

final do período de análise é o valor complementar da probabilidade de sucesso adotada. O objetivo é a avaliação de um critério de determinação de energia contratada que minimize o risco financeiro da comercialização, através da simulação de vários casos de energia contratada.

O estudo avaliou dois critérios de avaliação de riscos, ou seja, contratar uma cobertura de risco ou assumir o risco da importação:

Critério 1: Contratação de cobertura de risco, caracterizado como a aquisição de um contrato de opção de compra de energia, condicionado a situações de não existência de energia para importação. Segundo, a aquisição de um contrato de opção de venda de energia, quando existe energia acima da quantidade contratada e o preço do mercado *spot* está abaixo do custo de importação. E por último, um contrato de *swap*, que troca períodos de existência de energia acima do montante contratado e preço *spot* abaixo do custo de importação vendida a preço de custo em troca de diminuir o custo de cobertura da opção de compra.

Critério 2: Cobrança de margem de risco. A comercializadora assume o risco, colocando uma margem, ou sobre-preço, nos contratos bilaterais cobrados em um valor mensalizado, de maneira a emular o mesmo efeito do critério anterior.

6.1 CONTRATAÇÃO DE COBERTURA DE RISCO

A primeira estratégia analisada é a contratação de uma cobertura de risco com objetivo de modificar, financeiramente, o fluxo de caixa volátil provocado pela variabilidade da disponibilidade energética importada por um fluxo de caixa constante, equivalente a um montante de importação firme de energia. Considerando a estratégia de contratação de três contratos de futuro, pretende-se avaliar o custo da cobertura a ser paga analisando o ponto de vista de um ofertante de *hedge*.

O custo de cobertura de risco para risco de 20% para três cenários de preço de mercado de curto prazo, Figura 34, apresenta os valores a serem adicionados ao preço de venda da energia nos contratos bilaterais. No caso do preço de referência de 20 US\$/MWh, estabelecido como preço de venda satisfatória definido em estudos preliminares, para a contratação de 140 MWmed, o custo de cobertura de risco seria 7,50 US\$/MWh que seria somado ao valor de referência, portanto o preço final para venda seria de cerca de 27,50 US\$/MWh.

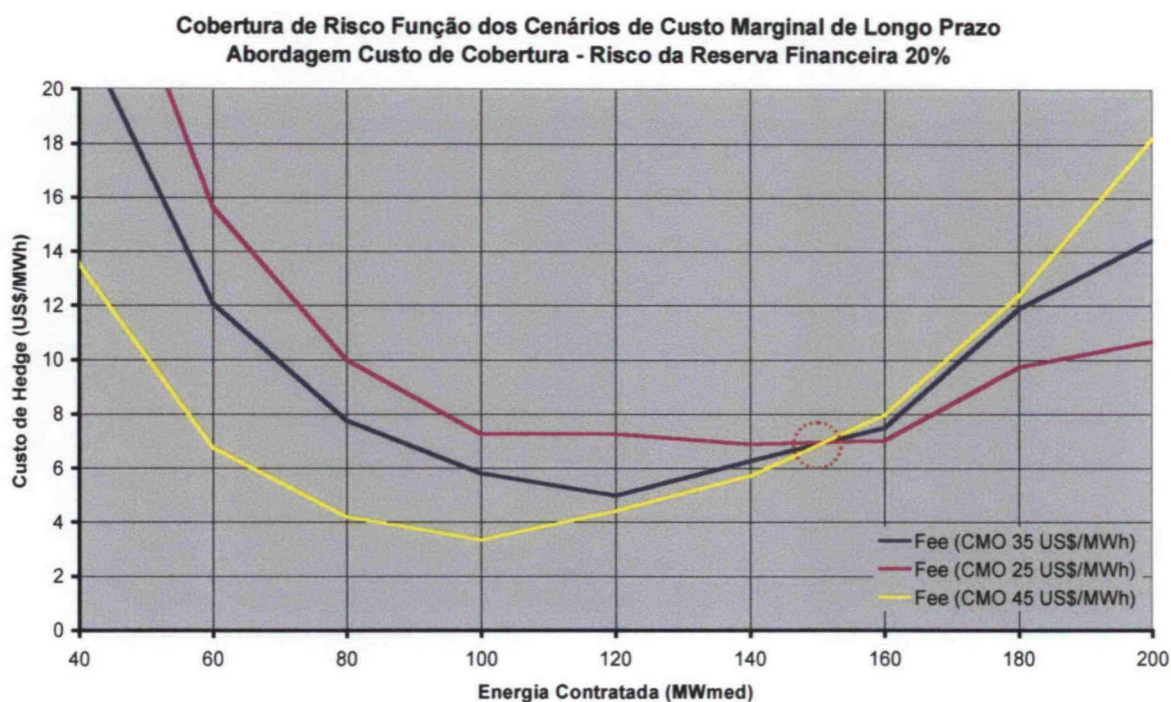


Figura 34 - Custo de Cobertura de Risco com Probabilidade de Sucesso de 80%

É interessante notar que a energia contratada de mínimo custo desloca-se conforme o cenário de preço de mercado de curto prazo. Devido a aleatoriedade conjunta da disponibilidade energética e dos preços do MAE, os cenários de preços mais altos provocam uma energia contratada menor ao mínimo custo do *hedge*. Em suma, se a expectativa dos preços de curto prazo for de altos valores, contrate menos, pois a exposição de possuir uma disponibilidade de energia menor que seus contratos, provoca uma exposição financeira maior que ter disponibilidade em excesso e ficar exposto a preços baixos. A medida que a expectativa se inverte o ponto se desloca, sinalizando uma maior contratação, pois o excesso de disponibilidade exposto a preços baixos começa a ser mais oneroso. O comportamento é coerente com a lógica do mercado. A medida que o risco adotado pelo ofertante da cobertura fica mais criterioso, além do custo aumentar, as opções de contratação se restringem também, Figura 35 e Figura 36.

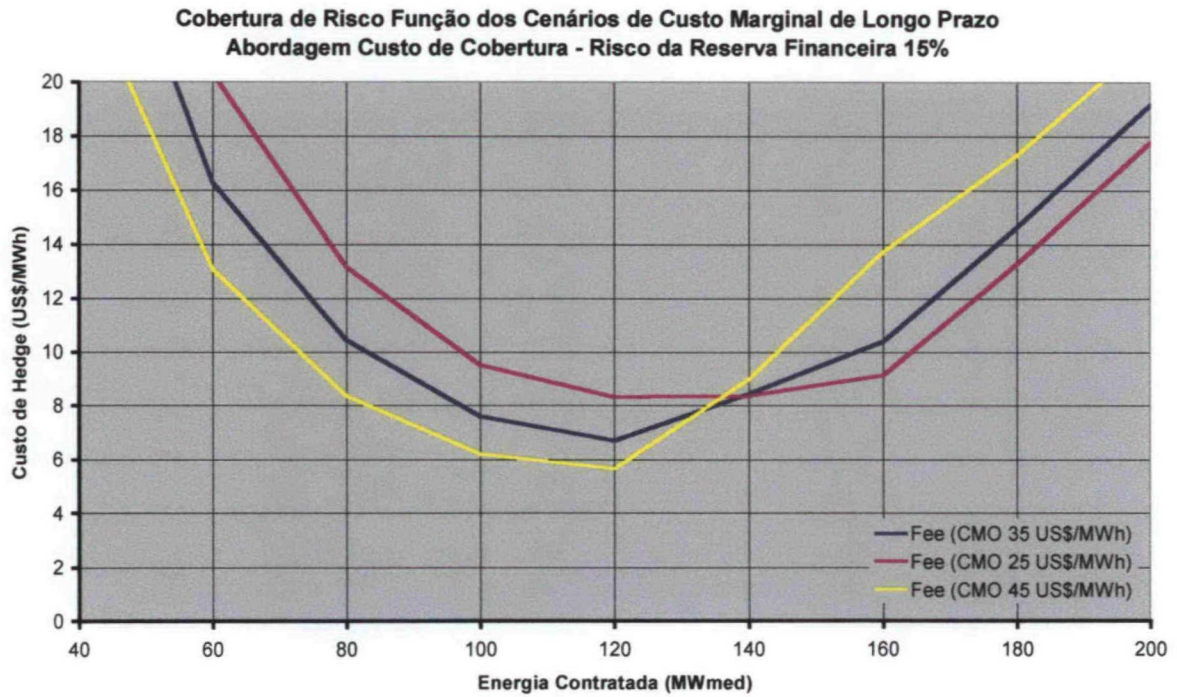


Figura 35 - Custo de Cobertura de Risco com Probabilidade de Sucesso de 85%

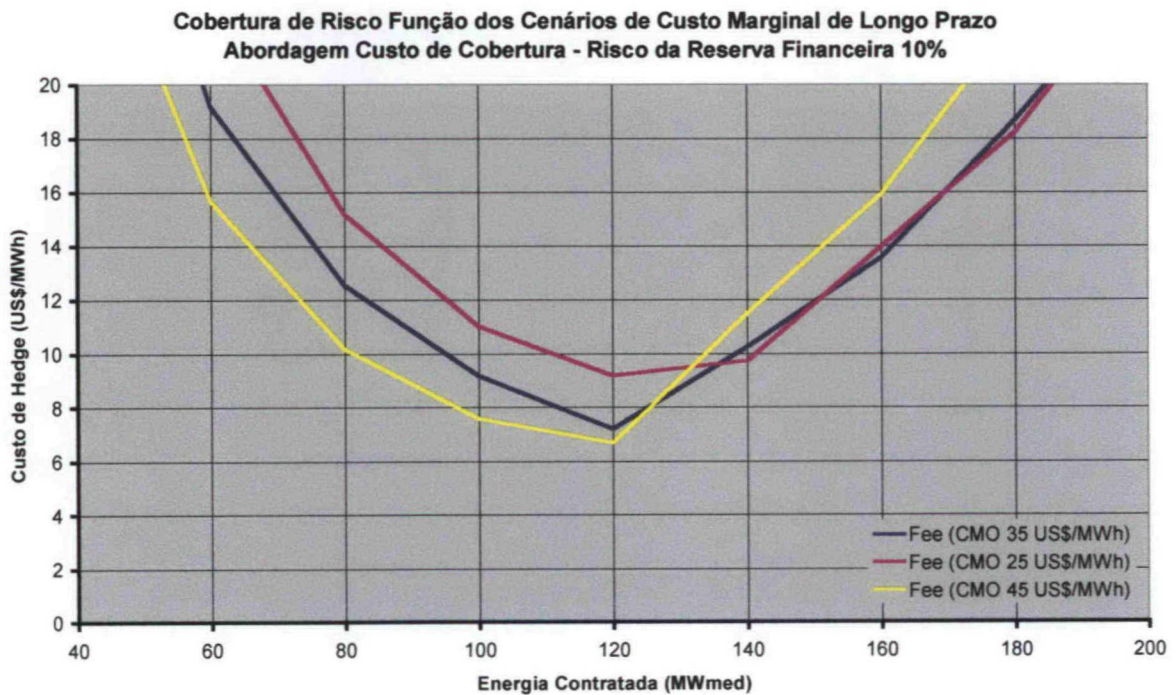


Figura 36 - Custo de Cobertura de Risco com Probabilidade de Sucesso de 90%

Observa-se que a faixa de contratação mais robusta ao risco adotado é a compreendida, entre 100 MWmed e 140 MWmed. Apesar do valor para as três probabilidades não ser o mesmo, a sensibilidade entre a variação da contratação e o custo da cobertura de risco nesta faixa não se modifica tanto para os três cenários.

Sobre o ponto de vista de negócio do ofertante da cobertura de risco, mesmo que ele cobre o valor resultante do cálculo do modelo para qualquer energia contratada, apenas a faixa entre 80 MWmed e 160 MWmed é viável economicamente, pois, conforme se afaste desta faixa, para baixo o risco do ofertante aumenta muito, e para cima o preço do *hedge* inviabiliza a operação, Figura 37. Ainda nesta figura, o comercializador pode observar que a possibilidade de ganhos é interessante, então ele pode decidir por ele tomar o risco da comercialização, e não pagar pela cobertura de risco.

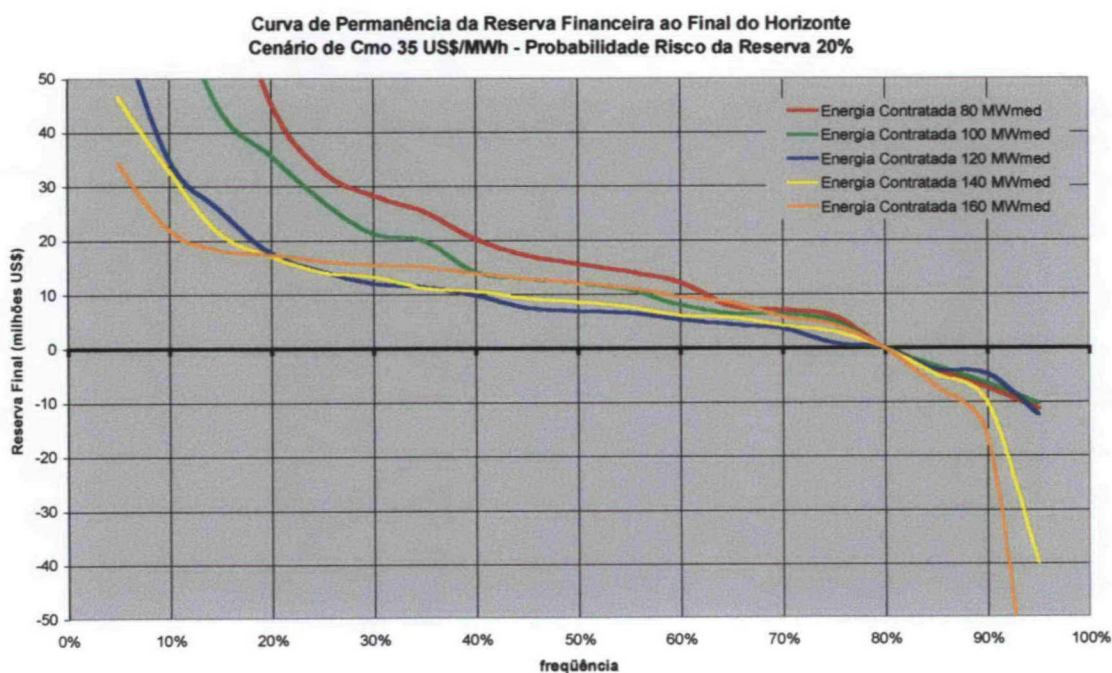


Figura 37 - Expectativa de Ganhos do Ofertante de Cobertura de Risco

6.2 COBRANÇA DE MARGEM DE RISCO

A segunda abordagem de análise é a consideração da cobrança de uma margem de risco sobre os preços de venda destinados aos contratos bilaterais. Neste caso, o comercializador decide assumir o risco da aleatoriedade conjunta da disponibilidade energética e dos preços de mercado de curto prazo, operando ele mesmo as exposições de excesso de disponibilidade quando o mercado de curto prazo não remunera os custos de aquisição da energia, e as exposições de complementação da disponibilidade com energia do mercado de curto prazo quando esta esteja mais cara que o preço de venda da energia.

A idéia é basicamente a mesma efetuada na análise dos resultados da abordagem anterior, ou seja, o resultado é um valor adicional ao custo, dado o preço de venda de referência, relativo ao risco da importação. A Figura 38 apresenta os resultados obtidos para a probabilidade de sucesso da reserva financeira de 80%, ou seja, risco da falha da reserva de 20% de probabilidade de ao final do horizonte apresentar um resultado negativo.

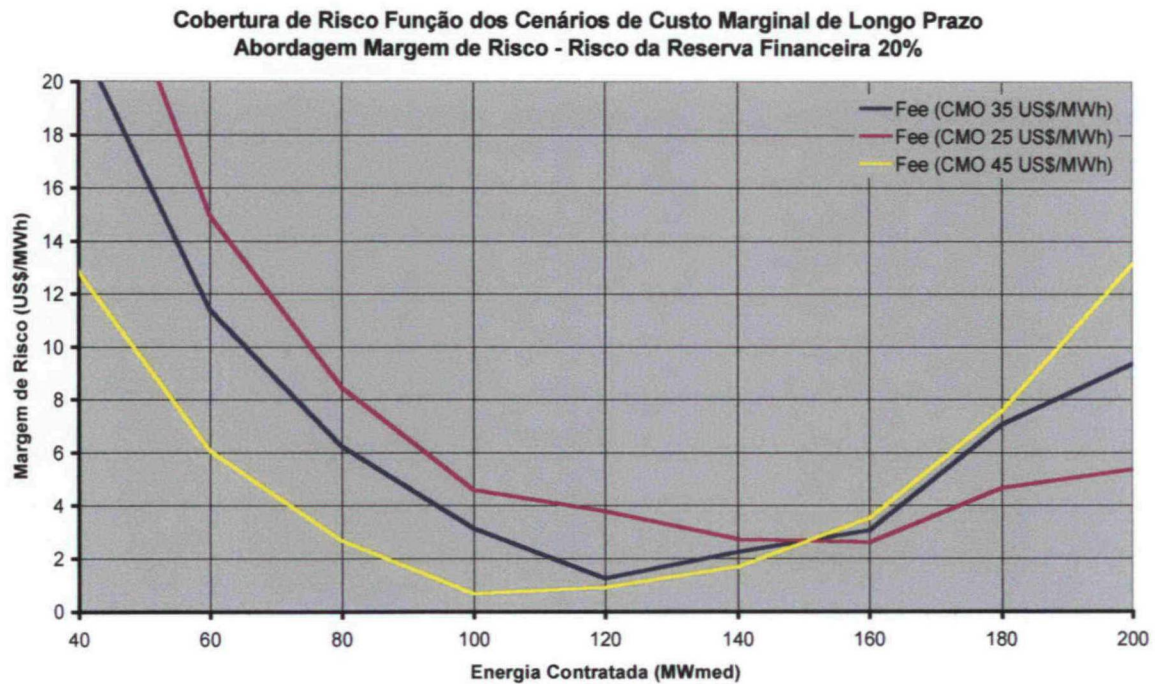


Figura 38 - Margem de Risco com Probabilidade de Sucesso de 80%

Os valores apresentados para esta abordagem são significativamente menores, ou seja, em termos de competitividade, a adoção desta estratégia permite participar do mercado com uma energia de menor preço. Assim como o caso da contratação de cobertura, o efeito de restrição da faixa da atuação função de uma análise mais criteriosa ocorre aqui, conforme pode-se observar na Figura 39 e Figura 40.

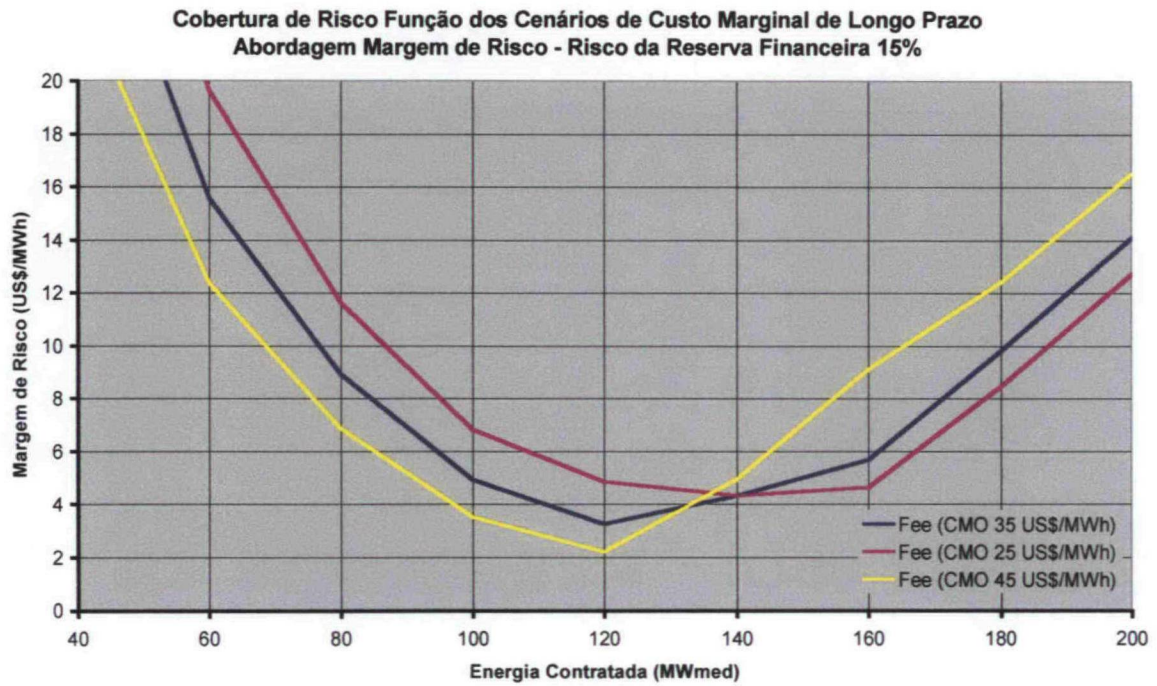


Figura 39 - Margem de Risco com Probabilidade de Sucesso de 85%

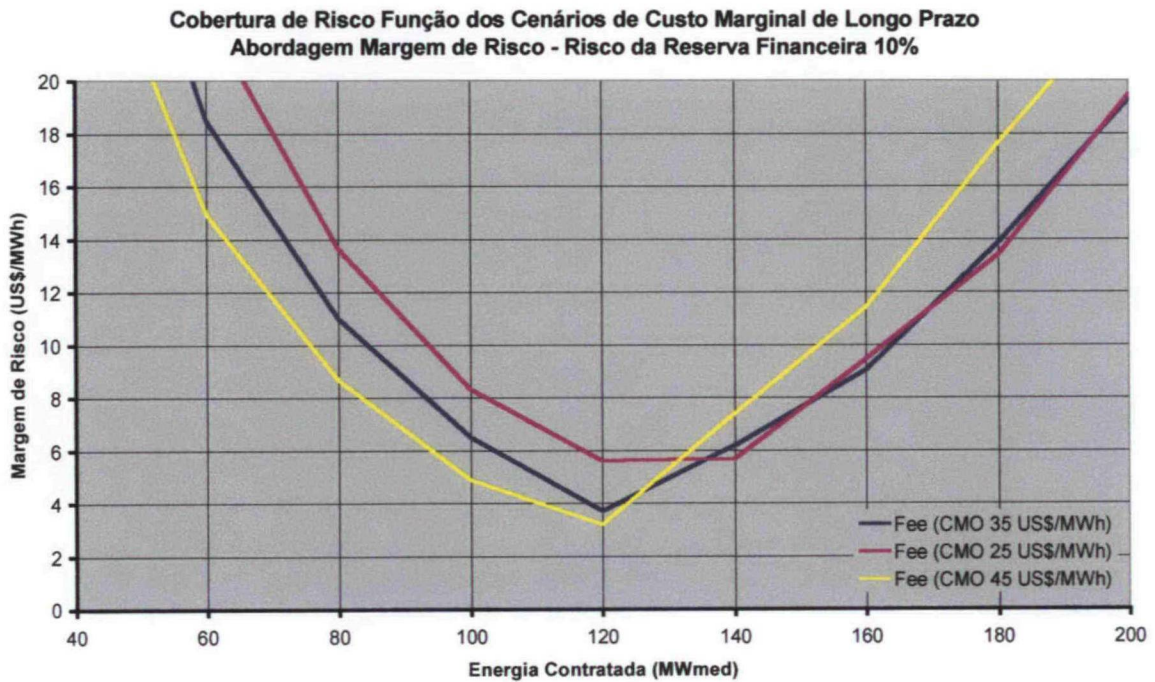


Figura 40 - Margem de Risco com Probabilidade de Sucesso de 90%

A mesma faixa estável de energia contratada é observada na aplicação desta abordagem, valores entre 100 MWmed e 140 MWmed, apresentando um indício de ponto ótimo de mínimo custo de risco.

Nesta abordagem interessa o fluxo de caixa do comercializador, uma vez que ele assumiu o risco da importação. Conforme o modelo proposto de fluxo de caixa, pode-se plotar em um gráfico mês a mês a probabilidade do estado da reserva financeira, sendo que as linhas de mesma probabilidade formam um conjunto de envoltórias probabilísticas, Figura 41. A linha não significa que o fluxo passa obrigatoriamente ao longo da mesma, mas define uma faixa de probabilidade de localização da reserva ao longo do horizonte de análise.

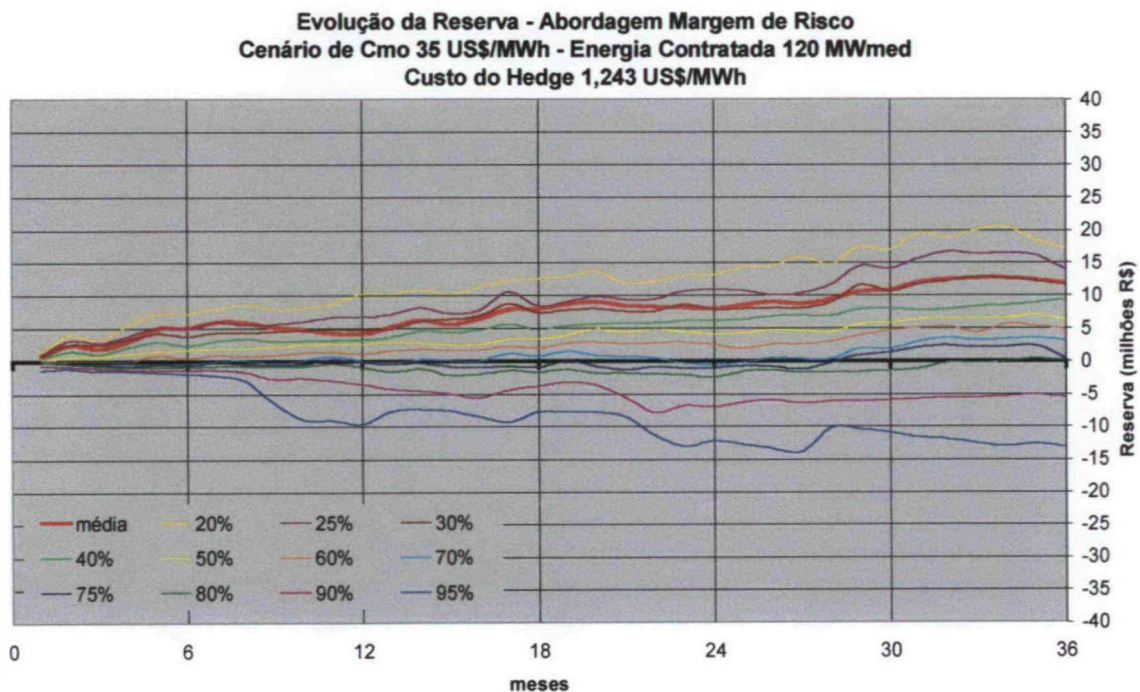


Figura 41 - Evolução da Reserva Financeira para Contratação de 120 MWmed

Apesar de atender ao determinado de 80% de probabilidade de fluxo de caixa positivo ao final do horizonte, ainda resta um risco remanescente de 5% de probabilidade de uma exposição financeira da ordem de 12 milhões. A probabilidade da reserva estar negativa ao longo do período de análise pode chegar a 40% em alguns meses.

O valor absoluto da margem nem sempre provoca uma expectativa de receitas maiores, pois o objetivo do dimensionamento da margem é a garantia de um equilíbrio financeiro, tendo como condicionante a adoção de uma probabilidade de risco. Porém, dependendo da estratégia de comercialização, pode-se atender ao requisito de risco, mas a expectativa de ganhos pode não ser satisfatória.

Tomando como exemplo o caso de uma contratação de 100 MWmed, Figura 42, o custo da cobertura de risco subiu, duas vezes e meia, a receita esperada aumentou quase na mesma proporção. Já no caso de contratação de 140 MWmed, Figura 43, o custo de cobertura é quase o dobro, mas a expectativa de receita caiu pela metade e o risco a 5% quadruplicou.

Evolução da Reserva - Abordagem Margem de Risco
Cenário de Cmo 35 US\$/MWh - Energia Contratada 100 MWmed
Custo do Hedge 3,141 US\$/MWh

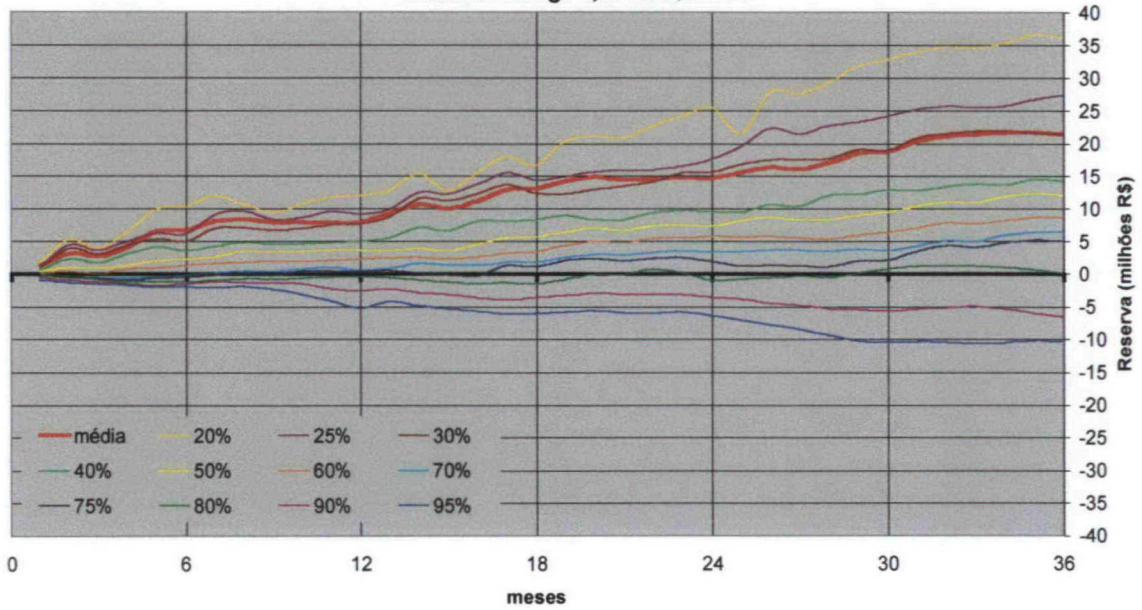


Figura 42 - Evolução da Reserva Financeira para Contratação de 100 MWmed

Evolução da Reserva - Abordagem Margem de Risco
Cenário de Cmo 35 US\$/MWh - Energia Contratada 140 MWmed
Custo do Hedge 2,251 US\$/MWh

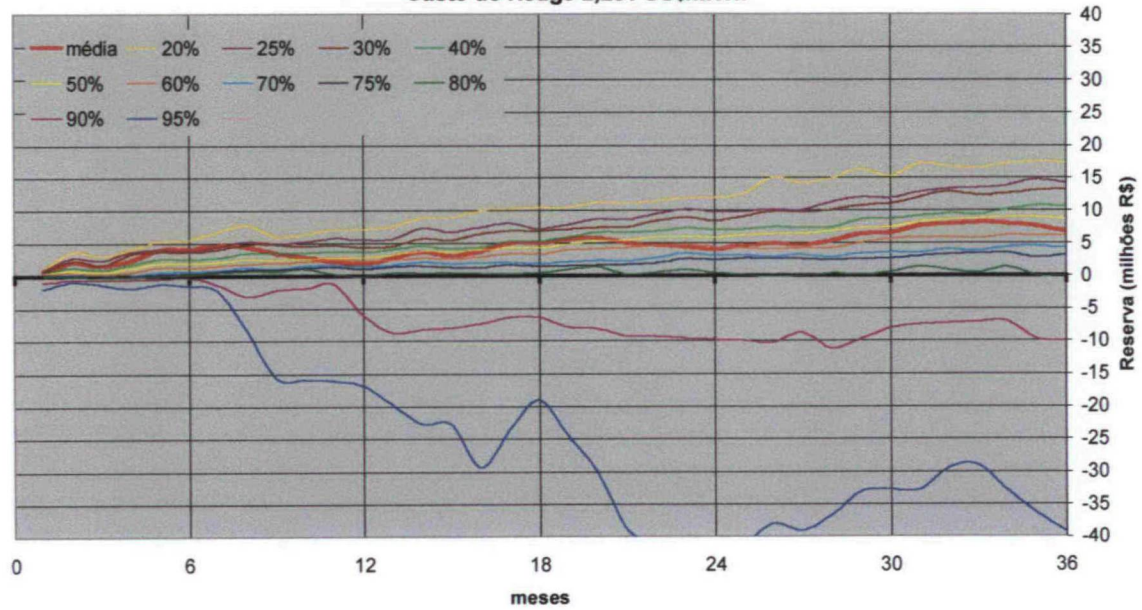


Figura 43 - Evolução da Reserva Financeira para Contratação de 140 MWmed

Considerando o aspecto da expectativa de receitas, acredita-se que a análise não deva considerar apenas o critério de atendimento do risco. Analisando os resultados apresentados anteriormente, pode-se dizer que em um primeiro passo, avaliou-se a margem necessária para a absorção dos riscos de comercialização para diversos riscos e cenários de equilíbrio oferta demanda do mercado. Posteriormente, deixa-se de lado a hipótese de probabilidade fixa em troca de uma margem de comercialização fixa que englobe tanto a margem de risco quanto a margem de comercialização propriamente dita. Então, procura-se um binômio de combinações, função da energia contratada, que satisfaça os critérios de Retorno e Risco.

Em função do preço de venda de referência, adota-se uma margem de 15% sobre este valor que cubra a margem de comercialização, ou seja 3,00 US\$/MWh acrescido ao preço de venda em contratos bilaterais. A Figura 44 apresenta os resultados para o cenário de preços marginais de longo prazo de 35 US\$/MWh.

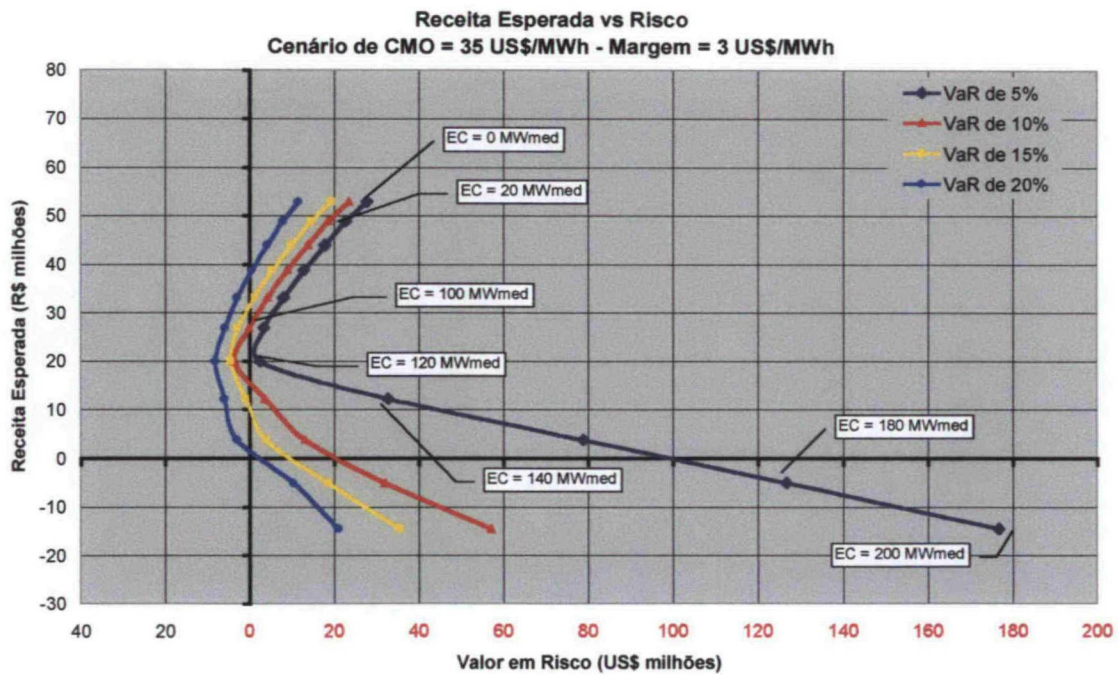


Figura 44 - Gráfico Retorno versus Risco Cenário 35 Margem 3 US\$/MWh

Analisando este gráfico, observamos que a decisão de contratar 120 MWmed resulta o ponto de mínimo risco, apesar deste não ser o ponto de máxima receita esperada. O modelo propõe a quantificação do risco e do retorno esperado, nota-se que a maximização da receita aumenta o risco do fluxo de caixa, cabe ao decisor determinar a estratégia a ser adotada. A figura apresenta várias curvas de risco. O usual para um gráfico de risco versus retorno é a apresentação do desvio padrão como parâmetro representativo do risco.

Sobre este resultado, o comercializador pode optar decidindo qual a estratégia a ser tomada, risco nulo a uma probabilidade de 5%, ou o ganho de 12 milhões compensa a tomada de um risco de 7 milhões, passando a contratar 80 MWmed ao invés de 120 MWmed. Caso o cenário mude, Figura 45 e Figura 46, em ambos os casos mesmo que o

cenário desloque o equilíbrio da oferta e demanda, a decisão tomada em função do mínimo risco continua inalterada, e também não varia muito.

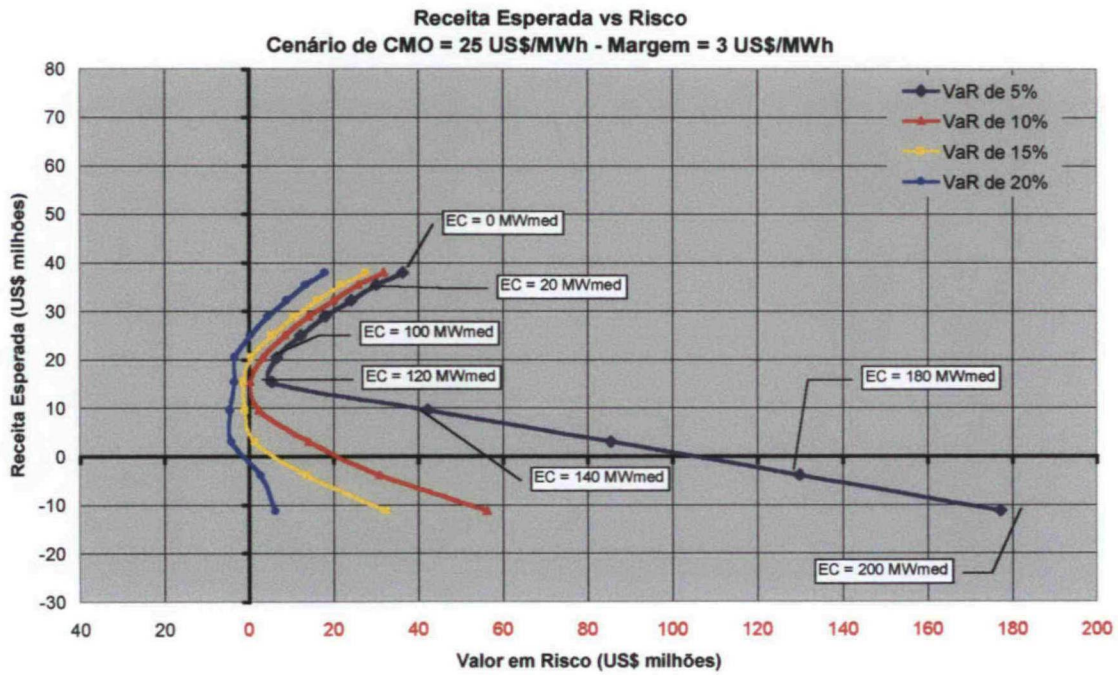


Figura 45 - Gráfico Retorno versus Risco Cenário 25 Margem 3 US\$/MWh

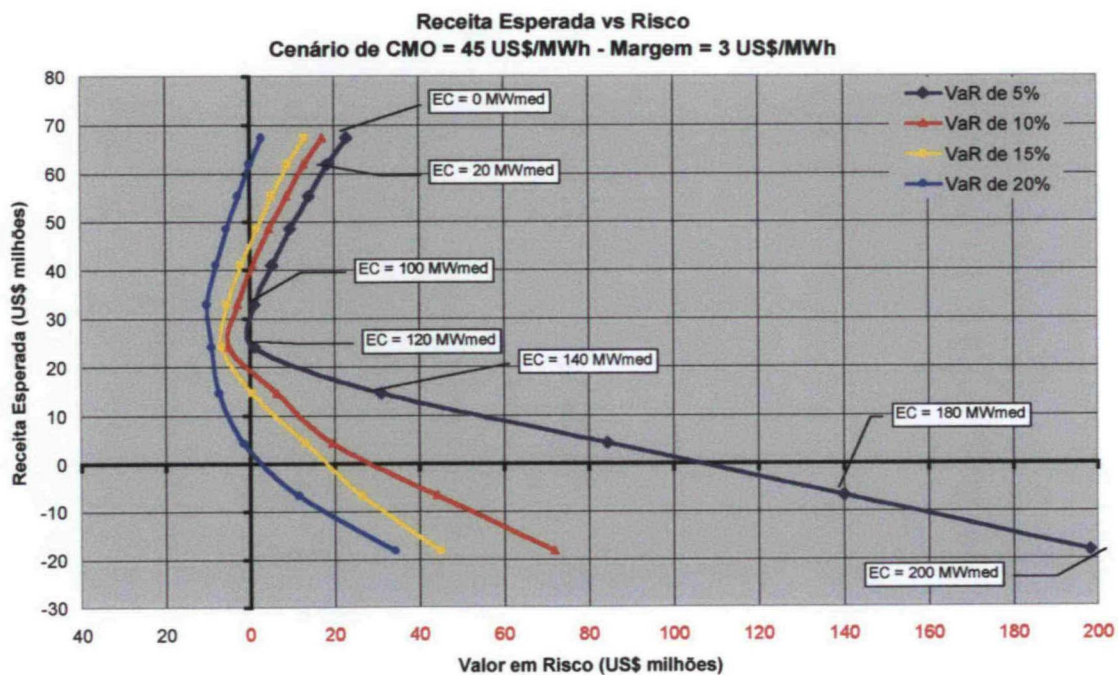


Figura 46 - Gráfico Retorno versus Risco Cenário 45 Margem 3 US\$/MWh

A situação não se modifica muito com a consideração de margens maiores, pode-se concluir previamente que o aumento do preço de venda em contratos bilaterais poderia deslocar o ponto de mínimo risco, mas a Figura 47 e Figura 48 não revelam isso. Mesmo a adoção de margens maiores, apenas desloca as curvas para um pouco para a esquerda, reduzindo o risco, e desloca em maior proporção as curvas para o alto, caracterizando uma receita esperada maior.

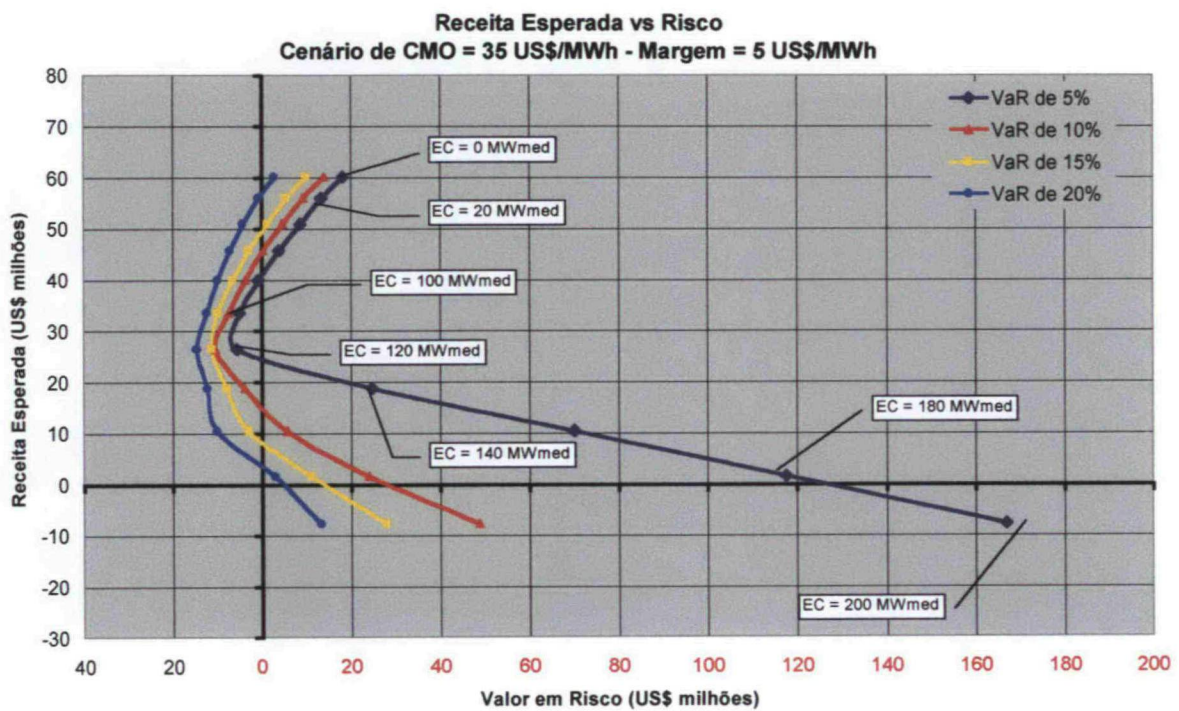


Figura 47 - Gráfico Retorno versus Risco Cenário 45 Margem 5 US\$/MWh

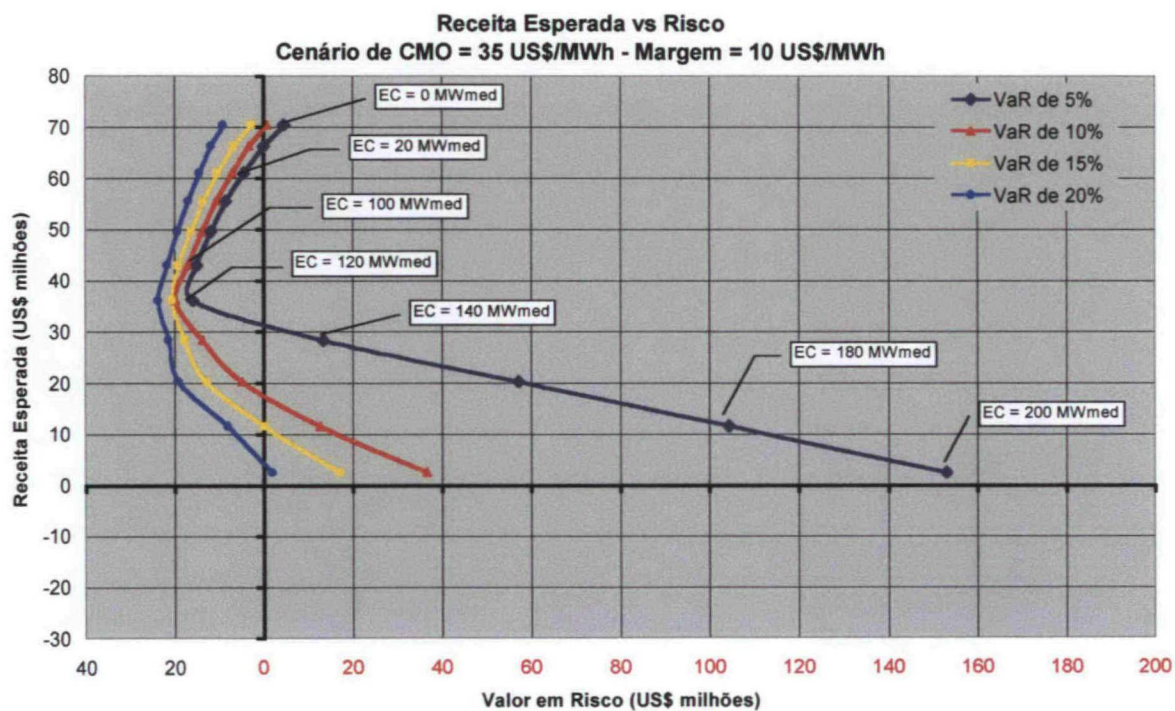


Figura 48 - Gráfico Retorno versus Risco Cenário 45 Margem 10 US\$/MWh

Os estudos mostram robustez no ponto de mínimo risco, ou mínimo custo de risco. Com alteração das margem cobradas, ou do cenário de equilíbrio oferta demanda a resposta ao critério de mínimo risco é a mesma, ou seja um contrato de 120 MW ao longo dos 3 anos.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O novo modelo do setor elétrico abre a oportunidade para o surgimento de novos negócios com energia elétrica. O tratamento da energia elétrica como uma *commodity*, a criação de um ambiente competitivo nas atividades de geração e comercialização e a participação da iniciativa privada aproximará o setor elétrico do mercado financeiro, quando a procura de cobertura de riscos começar a surgir. Os riscos inerentes das atividades ambientadas na competição deverão ser tomados pelos empreendedores, e não mais rateados diretamente pela sociedade, dando uma grande oportunidade para que empresas especializadas em gerenciamento de riscos vendam seus produtos.

Os resultados apresentam uma ferramenta auxiliar à tomada de decisão considerando dois enfoques de tratamento do risco. As abordagens apresentadas caracterizam duas alternativas de decisão de um comercializador que pretende reduzir o risco do seu projeto. Fazendo uma analogia com o mercado financeiro, os dois casos definem diferentes perfis de investidores, *Hedgers* e Arbitradores, estes esperam apenas fechar posições de compra e venda em contratos bilaterais, aqueles preferem a administração dos riscos.

Os conceitos de contratos de futuros aplicados na comercialização de energia são bons instrumentos de gerenciamento de risco, minimizando e distribuindo os riscos financeiros das empresas. Apesar de serem boas alternativas, os resultados apresentados neste estudo ainda relevam um alto custo no caso da contratação desta cobertura, em grande parte devido a hipótese de cobertura de uma energia firme constante durante todo o período de análise tendo em vista a sazonalidade da disponibilidade de energia.

Toda a análise do estudo é efetuada considerando uma estratégia de comercialização que destina a energia em dois tipos de contratos, analisando qual a parcela a ser alocada em contratos bilaterais e, decorrente desta decisão, o restante valorizado ao preço do mercado spot. Em geral, a análise de risco considera uma carteira de projetos levando em conta as inter-relações entre eles, ou seja, a correlação existente. A semelhança com o problema de um investidor no mercado financeiro pode ser feita, caracterizando a energia como o capital do investidor e as decisões de investir em papéis de renda fixa ou de renda variável. A questão é quanto investir em cada um. Reportando-se novamente aos resultados, pode-se concluir que em se tratando de avaliação de riscos, a influência marginal do projeto dentro do fluxo de caixa total da empresa deve ser levada em conta, avaliando a sinergia com outros projetos já existentes.

O que na realidade deve ocorrer é a distribuição da energia em vários blocos de contratos, com isso, a comercializadora reduz o risco de crédito, porém, o sinal de preços do mercado para contratos bilaterais deverá ser variável ao longo do tempo. Uma simplificação adotada foi a consideração que o preço médio dos diversos contratos ao longo do tempo formaria um preço médio. Esta aproximação pode ser feita considerando que a importação é efetuada e a carteira de investimento, tratando a disponibilidade como um recurso a ser utilizado, é formada pela alocação de vários contratos ao longo do horizonte, onde a decisão é o quanto alocar em cada contrato.

A contratação de uma cobertura de risco limita a atuação do comercializador apenas na atividade de compra e venda, onde ele paga um custo pela cobertura, entregando uma

energia variável e recebendo uma energia firme, ficando apenas com a tarefa de encontrar consumidores para contratos bilaterais. Neste caso, o principal risco remanescente seria o de não encontrar comprador para a energia.

O caso da margem de risco permite uma maior flexibilidade de atuação do comercializador tanto do ponto de vista da atividade de compra e venda de energia quanto na atuação de gerenciamento de riscos, podendo obter resultados mais atraentes. Além disso, o modelo pode ser utilizado como uma forma de encontrar uma estratégia de comercialização robusta às incertezas do mercado, como o exemplo da sensibilidade à incerteza do equilíbrio da oferta e demanda do sistema.

Os resultados apresentados enfocaram apenas a consideração de simulação do fluxo de caixa com premissas bem definidas, sendo uma delas a consideração de uma única e imutável estratégia de comercialização. Devido à sazonalidade da disponibilidade, o coerente operacionalmente seria a alocação de montantes de contratos variáveis ao longo do horizonte de análise. Uma maneira de melhorar o resultado, seria aplicar um processo de otimização antes da simulação do modelo, ou a considerar mercados sazonais de contratos de energias.

Como recomendações, espera-se em estudos posteriores, o aprofundamento de consideração das simplificações adotadas no estudo. Os resultados obtidos desconsideram a variabilidade de alguns parâmetros que podem influenciar significativamente na avaliação dos riscos. As taxas de juros utilizadas foram consideradas constantes ao longo do tempo, porém, sabe-se que elas variam num horizonte de longo prazo, e no caso

brasileiro esta volatilidade é ainda maior. Todos os resultados são baseados em dólar, porém o mercado de energia brasileiro pratica valores em reais, ainda que eles sejam influenciados pela taxa de câmbio, a influência não é integral, e nem ocorre ao mesmo tempo que as flutuações câmbio ocorrem. Para uma análise mais aprofundada deveria ser analisada a variabilidade destes parâmetros, incorporando os efeitos macroeconômicos na análise. A análise foi focada apenas nos resultados e impactos financeiros da comercializadora, não sendo efetuada nenhuma análise da exportadora de energia. A princípio, comparou-se apenas empreendimentos já existentes no Paraguai, porém poder-se-ia incorporar outras fontes, dimensionadas com o objetivo de exportação, para tornar a energia menos volátil agregando um valor econômico mais atraente para colocação no mercado brasileiro, aproveitando o perfil exportador de energia do Paraguai. O mesmo estudo poderia ser efetuado no caso de uma distribuidora ou de um gerador que queira incorporar a importação de uma energia variável na sua disponibilidade energética.

REFERÊNCIAS

- AGORIO, R. L. **Mecanismo institucional para el uso eficiente de la energia**. 2000
- AGUILAR M., M. ; DIÁZ, H. ; GÓMEZ VELÉZ, J. D. **Mercados eléctricos : contratos de largo plazo em el mercado de energia mayorista em Colômbia**. Comisión de Integración Eléctrica Regional, [Bogotá], n. 27, p. 38-50, abr. 1999.
- ARAÚJO, J. L. R. H. **Regulação de monopólios e mercados : questões básicas**. In : Seminário Nacional do Núcleo de Economia da Infraestrutura, 1997, [S.l.]. Trabalho temático. [S. l. : s.n.] 1997.
- BAILEY, C. P. **Energia livre e integrada**. Internacional/Energia Elétrica, [2001?]
- BARROSO, L. A. N. **Esquemas competitivos em sistemas hidrotérmicos: Comportamento estratégicos de agentes geradores em ambiente de mercado**. Rio de Janeiro, 2000. 98f. Dissertação (Mestrado em Ciências da Computação). Instituto de Matemática, Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- BESSADA, O. **O mercado de derivativos financeiros**. Rio de Janeiro: Editora Record, 2000
- BETTEGA, R. **O impacto da comercialização no mercado spot de energia na análise de viabilidade de hidrelétricas**. Curitiba, 1999. 234 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Hidráulica). Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná.
- _____, R. **O processo de planejamento no novo modelo do setor elétrico**. Curitiba : UFPR, [2001]. Apostila.
- _____, R. **Tudo o que você sempre quis saber sobre o MRE sem precisar ler o volume das regras algébricas do MAE**. Curitiba : UFPR, [2001]. Apostila.
- BJERKSUND, P. ; RASMUSSEN, H. ; STENSLAND, G. **Valuation and risk management in the norwegian electricity market**. Norway : [s.n.], 2000.
- BORN, P. H. ; ALMEIDA, A . A . de. **Mudanças estruturais no setor elétrico : formação e regulação de preços**. Curitiba : COPEL, 1998.
- _____, P. H. S. ; NAGAYAMA, M. U. **Uma abordagem marginalista das mudanças estruturais no setor elétrico**. Curitiba : COPEL, [19--].
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Energia. **Reestruturação e desenvolvimento do setor elétrico brasileiro : encaminhamento e resultados**. Brasília, 1998.

CAMPANTE, F. R. ; FERNANDES, F. T. ; OLIVEIRA, A . de. **Verticalização versus concorrência : o dilema regulatório no setor elétrico brasileiro segundo a abordagem dos custos de transação.** Rio de Janeiro : UFRJ, 1998.

CARDOZO F., C. M. ; BRASA SOTO, R. E. **Estratégias de negócios en el sistema electrico paraguayo.** In: ENCONTRO REGIONAL LATINO-AMERICANO DEL CIGRÉ, 9., 2001, Foz do Iguaçu. Comite 37 - Planeamiento y desenvolvimiento de sistemas de potencia. Foz do Iguaçu : [Usina Hidrelétrica de Itaipu], 2001. p. 1-5.

CARNEIRO, D. A. **Tributos e encargos do setor elétrico brasileiro.** Curitiba: Ed. Juruá, 2001.

COMISSÃO DAS COMUNIDADES EUROPÉIAS. **Livro Verde: Para uma estratégia europeia de segurança de aprovisionamento energético.** Bruxelas, 2000.

COSTA, J. P. da. et al. **Encargos de capacidade no sistema brasileiro : resultados preliminares (fase 1).** Rio de Janeiro : Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 1999. 34 p. Relatório técnico..

ELETROBRÁS. **Modelo de simulação a usinas individualizadas – MSUI.** Rio de Janeiro, 1993.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Electricity prices in a competitive environment : marginal cost pricing of generation services and financial status of electric utilities.** Washington, DC,1997.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Privatization and the globalization of energy markets.** Washington, DC, [2000?]. p. 37-55.

FEIL, A. S. **Critérios para Tomada de Decisões em Investimentos de Geração em Ambiente Competitivo.** Curitiba, 1999. Dissertação (Mestrado em Engenharia Hidráulica). Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná.

FLETEN, S. E.; WALLACE,S. W. **Power scheduling with foward contracts.** Molde, 1998.

FORTUNATO, L. A . M. et al. **Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica.** Niterói : Ed. Universitária/UFF, 1990.

FRANCESCUTTI, F. G. ; CASTRO, N. J. **Algumas considerações sobre as transformações recentes do Setor de Energia Elétrica no Brasil.** In: ENCONTRO DOS ECONOMISTAS DA LINGUA PORTUGUESA, 3., 1998, Macau. Resumo do trabalho.

GOMES, A . A . de. C. **A reestruturação das indústrias de rede : uma avaliação do setor elétrico brasileiro.** Florianópolis, 1998. 89 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Programa de Pós Graduação em Engenharia de Produção, Universidade Federal de Santa Catarina.

GOLDMANN, D. **Niagara Mohawk energy marketing experiences and lessons.** Palestra proferida na TRADENER, Curitiba, 20 dez. 2000.

HUA, P.; WILMOTT, P. **Crash Modelling, Value at Risk and Portfolio Hedging.** Londres, 1996.

HULL, J. **Introdução aos mercados de futuros e opções.** 2ª edição. São Paulo: Bolsa de Mercadorias & Futuros, 1996.

INFORME INTERNATIONAL. [S.l.] : UNESA, n. 96, fev./mar. 2001.

INTERCONEXIONES regionales de mercados electricos : planillas de comparación.
Argentina : Banco Mundial/ESMAP/USDOE/CIER, jul. 2000. 16 p. (Proyecto CIER 03 – Fase I).

INTERCONEXIONES regionales de mercados electricos : planillas de comparación.
Bolivia : Banco Mundial/ESMAP/USDOE/CIER, jul. 2000. 16 p. (Proyecto CIER 03 – Fase I).

INTERCONEXIONES regionales de mercados electricos : planillas de comparación.
Chile : Banco Mundial/ESMAP/USDOE/CIER, jul. 2000. 16 p. (Proyecto CIER 03 – Fase I).

INTERCONEXIONES regionales de mercados electricos : planillas de comparación.
Colômbia : Banco Mundial/ESMAP/USDOE/CIER, jul. 2000. 16 p. (Proyecto CIER 03 – Fase I).

INTERCONEXIONES regionales de mercados electricos : planillas de comparación.
Paraguay : Banco Mundial/ESMAP/USDOE/CIER, jul. 2000. 16 p. (Proyecto CIER 03 – Fase I).

INTERCONEXIONES regionales de mercados electricos : planillas de comparación.
Peru : Banco Mundial/ESMAP/USDOE/CIER, jul. 2000. 16 p. (Proyecto CIER 03 – Fase I).

INTERCONEXIONES regionales de mercados electricos : planillas de comparación.
Bolivia : Banco Mundial/ESMAP/USDOE/CIER, jul. 2000. 16 p. (Proyecto CIER 03 – Fase I).

INTERCONEXIONES regionales de mercados electricos : planillas de comparación.
Uruguay : Banco Mundial/ESMAP/USDOE/CIER, jul. 2000. 16 p. (Proyecto CIER 03 – Fase I).

INTERCONEXIONES regionales de mercados electricos : planillas de comparación.
Venezuela : Banco Mundial/ESMAP/USDOE/CIER, jul. 2000. 16 p. (Proyecto CIER 03 – Fase I).

INTERNATIONAL ENERGY OUTLOOK 2000. **Hidroelectricity and other renewable resources.** Disponível em : <[http://www.eia.doe.gov/oiaf/archive/ieo\)/hydro.html](http://www.eia.doe.gov/oiaf/archive/ieo)/hydro.html)> Acesso em 25 abr. 2001.

JOSKOW, P. L. **Why do we need electricity retailers? Or Can you get it cheaper wholesale?** [S.l. : s.n.], 2000.

JORION, P. **Value at Risk – A nova fonte de referência para o controle do risco de mercado.** São Paulo: Bolsa de Mercadorias & Futuros, 1998.

KAMINSKI, V. **The challenge of pricing and risk managing electricity derivatives.** In: _____. Risk Publications. [S.l.] : The US Power Market, [19--]. p. 149-71.

LI, D. X. **Value at risk based on the volatility, skewness and kurtosis.** New York: Riskmetrics Group, 1999. 15p . Relatório Técnico

LIBERALIZACIÓN de los mercados energéticos en Europa y America Latina. In: Reformas del sector energetico, desafios regulatórios y desarrollo sustentable en Europa y America Latina. [S. l. : s.n, 19--].

LILLESTOL, J. **Fat and skew : can NIG cure? On the prospects of using the normal inverse Gaussian distribution in finance.** Norway : Institute of Finance and Management Science, 1998.

LONGIN, F. M. **From Value at risk to stress testing: The extreme value approach.** Journal of Banking & Finance, Cergy-Pontoise Cedex, v. 24, p. 1097-1130, 2000.

MCNEIL, A. J. **Estimating the tails of loss severity distributions using extreme value theory.** Astin Bulletin, Zurique, v. 27, n. 1, p. 117-137, 1997.

MITTINIK, S. ; PAOLELLA, M. S. ; RACHEV, S. T. **Diagnosing and treating the fat tails in financial returns data.** Journal of Empirical Finance, [S.l.], n. 7, p. 389-416, 2000.

MONTEIRO FILHO, D. C. M. ; CASTRO, M. P. S. de. **Project finance para a indústria : estruturação de financiamento.** Revista do BNDES, Rio de Janeiro, v. 7, n. 14, p. 107-124, dez. 2000.

NORDPOOL ASA. **1999 Anual Report.** Helsinque, 2000.

PALACIO, L. **The creation of a fully operational energy market.** Fórum Econômico Mundial, Davos, 2001.

PINHEL, A. C. C. **Simulação de uma usina térmica a gás no novo contexto do setor elétrico brasileiro: uma análise risco retorno.** Rio de Janeiro, 2000. 140 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético). COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

OLADE/BID. Modelo SUPER/OLADE-BID : módulo de despacho hidrotérmico (MODDHT). (s.l.), 1993.

OLIVEIRA, A. de. Privatização do setor elétrico : dilemas e opções. Rio de Janeiro : UFRJ, 1996.

OLIVEIRA, A. de. Reforma do setor elétrico : que podemos aprender com a experiência alheia? Rio de Janeiro : UFRJ, 1997.

PAULA, E. de. Um modelo de integração energética para a América Latina. São Paulo: Ed. Bartira, 1997

PEEBLES, A . Transition to a competitive energy market in Northeast United States. Palestra proferida na TRADENER, Curitiba, 20 dez. 2000.

PEIRÓ, A. Skewness in financial returns. Journal of Banking & Finance, v. 23, p. 847-862, 1999.

PETERSSON, L. et al. Definitions, units and symbols. [S.l. : s.n.], [1999?]

PIRES, J. C. L. Políticas regulatórias no setor de energia elétrica : a experiência dos Estados Unidos e da União Européia. Rio de Janeiro : [S.n.], 1999.

PSR CONSULTORIA. Alocação dos recursos gerados pelo congestionamento de transmissão entre submercados. [S.l.], 1999. Relatório técnico.

PSR CONSULTORIA. Congestão da transmissão e mecanismo de realocação de energia no sistema brasileiro : parte 1 – base conceitual do MRE. [S.l.], 1999. Relatório técnico.

RAMOS, F. A indústria de energia elétrica. Curitiba : UFPR, [2001]. Apostila.

RAMOS, F. A. Natureza e obstáculos do processo de integração energética latino americana. Monografia. Curitiba : Curso de Especialização em Gestão Técnica de Concessionárias de Energia Elétrica - UFPR/COPEL. 1999.

RAMOS, D. S. ; FADIGAS, E. A . F. A . ; LIMA, W. da S. Decisão de investimentos em geração termelétrica sob condições de risco no mercado atacadista de energia. São Paulo : USP, [1999?].

RIBEIRO FILHO, A . P. ; MORAES, W. F. A . de Forças que dirigem a concorrência na indústria de energia elétrica no novo cenário institucional. Brasília : ANEEL, [1999?].

RISKMETRICS GROUP. Risk management: A Practical Guide. 1999. 141p. relatório Técnico.

SANTOS, G. dos. **Conceito e cálculo do VAR de uma carteira pelo método analítico e por simulação histórica : conceito e cálculo de VAR marginal.** Brasília, 2000. 91 f. Monografia (Curso de MBA – Finanças Avançadas) – FIA - FEA, Universidade de São Paulo.

SIQUEIRA NETO, J. L. de, LAKOSKI, J. C. **Modelo de avaliação de risco associado a análise econômico-financeira – MARISFIN.** Curitiba, 1999.

SODEYAMA, M. **Novas regras de mercado do setor elétrico brasileiro.** [S.l.] : Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica, [2000].

SPIEWAK, S. **Por que utilizar comercializadores de energia? O paradoxo de utilizar intermediários para o Fornecimento de energia.** Tradução: Guilherme Avila. PMA Online Magazine. 1998.

TANURE, J. E. P. S. **Regulação do serviço de distribuição.** [Curitiba] : ANEEL, 2001. Apostila.

THOMÉ, L. M.; LIMA, M. C. A.; GRANVILLE, S.; ROSEMBLAT, J.; PEREIRA, M. V. F. **Identificação de fronteiras entre sub-mercados no MAE – Análise de Lajeado.** 2000. Relatório Técnico.

UMBRIA, F. C. **O novo modelo do setor elétrico brasileiro.** Curitiba : UFPR, 2001.

_____, F. C. **Modelo de previsão de preços de suprimento de energia elétrica no contexto do novo ambiente competitivo do setor elétrico brasileiro.** Curitiba, 1999. 152 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Hidráulica). Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná.

URYASEV, S. **Conditional value – at – risk : optimization algorithms and applications.** Financial Engineering News, Florida, n. 14, Feb. 2000.

YOON, Y. T. **A practical mean-variance hedging strategy in the electricity markets.** Cambridge : Massachusetts Institute of Technology – Energy Laboratory, 2000.