

RODY ALBERTO ZELAYA ZELAYA

**AVALIAÇÃO DE CONTRATOS DE ENERGIA SOB
INCERTEZA: UMA ABORDAGEM BASEADA NA
LÓGICA *FUZZY* E TEORIA MULTICRITÉRIO**

Florianópolis – SC
2004

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**AVALIAÇÃO DE CONTRATOS DE ENERGIA SOB
INCERTEZA: UMA ABORDAGEM BASEADA NA
LÓGICA *FUZZY* E TEORIA MULTICRITÉRIO**

Dissertação submetida à
Universidade Federal de Santa Catarina
como parte dos requisitos para a
obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica

RODY ALBERTO ZELAYA ZELAYA

Florianópolis, Fevereiro de 2004

AVALIAÇÃO DE CONTRATOS DE ENERGIA SOB INCERTEZA: UMA ABORDAGEM BASEADA NA LÓGICA *FUZZY* E TEORIA MULTICRITÉRIO

RODY ALBERTO ZELAYA ZELAYA

“Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Sistemas de Energia Elétrica, e aprovada em sua forma final pelo Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.”

Prof. Raimundo C. Ghizoni Teive, D. Sc.
Orientador

Pro. C. Celso de Brasil Camargo, Dr. Eng.
Co-Orientador

Prof. Jefferson Brum Marques, Ph. D.
Coordenador do Curso de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

Prof. Raimundo C. Ghizoni Teive,, D. Sc.
Presidente

Pro. C. Celso de Brasil Camargo, Dr. Eng.
Co-Orientador

Prof. Fabíola S. Vieira Silveira, D. Eng.

Prof. José Leomar Todesco, Dr. Eng.

Prof. Hans Helmut Zürn, Ph. D.

**Para Esmilda, Rody Francisco, Carlos Eduardo
y a la memoria de mis padres.**

AGRADECIMENTOS

QUERO AGRADECER EM PRIMEIRO LUGAR A DEUS POR TODAS AS BENÇÕES QUE TEM DERRAMADO SOBRE MINHA VIDA.

Agradeço à Organização dos Estados Americanos (OEA) por ter financiado meus estudos de mestrado, à Universidade Nacional de Engenharia (UNI) pelo apoio em meu esforço de superação profissional, e especialmente a meus colegas do Departamento de Engenharia Elétrica.

Meus agradecimentos para o Governo de Brasil e povo Brasileiro pela oportunidade de conhecer e compartilhar sua cultura, sua ciência e seus valores humanos.

Agradeço ao Eng. Jorge Salomón Montesinos e ao Eng. Orlando Martinez da Empresa Hidroelétrica do Rio Lempa, El Salvador pela valiosa ajuda brindada para obter os resultados deste trabalho assim como também quero agradecer de forma especial ao Dr. Alain Schmutz, de Swizerland pela ajuda incondicional.

Meus agradecimentos especiais para o Prof. Raimundo e Prof. Celso, por acompanhar-me na difícil tarefa da pesquisa e estar sempre a disposição nos momentos que foram necessários.

Quando penso em agradecer não encontro palavras para descrever o apoio brindado pelo Laboratório de Planejamento de Sistemas Elétricos (LabPlan): ao Prof. Decker, Prof. Coelho, Prof. Edson, Prof. Celso, Prof^{te}. Fabíola, Prof. Edson de Pieri, Prof. Geraldo, Prof. Hans. A todos eles vão meus agradecimentos por transmitir-me seus conhecimentos e experiências profissionais e por ser tão excelentes pessoas. Não posso esquecer toda a turma de Doutorandos e Mestrandos do LabPlan, pela ajuda que me brindaram no momento oportuno e por fazer-me sentir entre amigos quando a saudade e os problemas se apresentaram, especialmente à turma de mestrado: Guto, Juliana, Paulo, Mauricio, José, Marcelo e André. Também vão meus agradecimentos para Mirellis e Fabiula pelo carinho e atenção de sempre.

Para a Família Colombiana Tapias-Garcia, à Família Cubana Font-Luperon, Karina (Panamá), à Família Peruana (Freddy e Filomena), à Angélica e Washington, Anny, obrigado por compartilhar seus momentos de felicidade e de saudade com minha família.

Por último, quero agradecer a minha esposa Esmilda e a meus filhos: Rody Francisco e Carlos Eduardo por serem meu talismã de amor e de fé para seguir lutando por ser cada dia melhor.

Resumo da Dissertação apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Avaliação de Contratos de Energia sob incerteza: uma abordagem baseada na Lógica *Fuzzy* e Teoria Multicritério

Rody Alberto Zelaya Zelaya

Janeiro/2004

Orientador: Raimundo C. Ghizoni Teive, Dr.

Área de Concentração: Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica.

Palavras-chaves: Comercialização de Energia, Contratos, Lógica *Fuzzy*, e Multicritério e Risco.

Número de Páginas: 131

O setor elétrico ao redor do mundo esta sendo submetido a um conjunto de mudanças em sua regulamentação, junto aos agentes já existentes estão aparecendo os agentes comercializadores através dos quais é possível dinamizar as transações de energia e os mecanismos de contratação desta *commodity*. Considerando este acelerado processo de transformações os agentes em um mercado de energia elétrica competitivo, estão expostos a riscos de mercado tais como: risco de preço e riscos de quantidade de energia elétrica disponível. Somente com uma adequada carteira de contratos que modele as incertezas inerentes a este processo de decisão, pode-se administrar os riscos e prover os retornos desejados. Neste trabalho o objetivo é propor uma metodologia para avaliar a carteira de contratos desde o ponto de vista econômico, considerando as incertezas e preferências do agente através da utilização da teoria de conjuntos *fuzzy* e aplicação da teoria multicritério.. Ao final do trabalho são apresentados dois exemplos para um agente térmico produtor de energia elétrica, através dos quais foi possível determinar a flexibilidade das ferramentas fuzzy e multicritério para solucionar este problema.

Abstrac of the Dissertation presented to UFSC as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering.

Energy Contracts Assesment of under uncertainty: a Fuzzy Logic and Multiple criteria approach

Rody Alberto Zelaya Zelaya

Janeiro/2004

Supervisor: Raimundo C. Ghizoni Teive

Area of Concentration: Electric Energy System Planning

Keywords: Commercialization of Energy, Contracts, Fuzzy Logic, Multiple Criteria and Risk.

Number of Pages: 131

The agents in an electric energy competitive market have to face risks, specially involving price and quantitative of available energy. It is possible to manage the risks and to obtain the expected returns, only by using an appropriated contracts portfolio that models the uncertainties related to this decision making process. The aim of this work is to present a methodology to asses the contracts portfolio in a economic view, taking into account the uncertainties and preferences of the decision maker through the fuzzy set application as well as to construct a ranking of the best options by using multi-criterion theory. At the end of this paper it is presented an example involving an energy producer for validating the proposed methodology, demonstrating the flexibility of both fuzzy logic and multiple criteria approach for solving this problem.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Mercado de Ocasão de Nicarágua U\$/MWh (CEPAL, 2001).	7
Figura 2.2: Mercado de Ocasão de Guatemala U\$/Mwh (CEPAL, 2001)	8
Figura 2.3: Mercado de Ocasão de El Salvador (CEPAL, 2001)	8
Figura 2.4: Mercado de Ocasão do Panamá (CEPAL, 2001).	9
Figura 2.5: Interface para calcular ofertas de preços do MER (KEMA CONSULTING (2002))	11
Figura 2.6: Mercado de Contratos Regional (KEMA CONSULTING (2002))	15
Figura 3.1: Monopólio (Adaptado de Hunt, 2002).	24
Figura 3.2: Comprador único versão desagregada (Adaptado de Hunt, 2002).	25
Figura 3.3: Comprador único versão integrada (Adaptado de Hunt, 2002).	25
Figura 3.4: Competição atacadista (Adaptado de Hunt, 2002).	26
Figura 3.5: Competição no varejo (Adaptado de Hunt, 2002).	26
Figura 3.6: Componentes de um mercado de eletricidade (Adaptado de Schmutz, 2000).	27
Figura 3.7: Estrutura do preço da eletricidade (Adaptado de Schmutz, 2000).	31
Figura 3.8: Valor no Risco.	37
Figura 4.1: Classificação dos contratos (Adaptado de Schmutz, 2000).	41
Figura 4.2: Contratos a Termo (Adaptado de Schmutz 2000).	45
Figura 4.3: Contratos de Opções (Adaptado de Schmutz 2000).	47
Figura 4.4: Venda de <i>call</i> pelo gerador (Adaptado de SILVEIRA, 2001).	53
Figura 4.5: Compra de uma opção de venda pelo gerador (Adaptado de SILVEIRA, 2001).	53
Figura 4.6: Curvas típicas da Função Utilidade (Adaptado de Schmutz, 2000).	56
Figura 4.7: Fronteira eficiente e Curvas de Indiferença (Adaptado de Schmutz, 2000).	58
Figura 4.8: Tipos de riscos (Adaptado de SILVEIRA, 2001).	60
Figura 4.9: Relação entre Retorno e Risco de Ativo (Adaptado de Silveira 2001).	61
Figura 5.1: Metodologia para avaliação econômica de contratos	64
Figura 5.2: Processo básico da comercialização da energia elétrica.	65
Figura 5.3: Cálculo dos atributos.	67
Figura 5.4: Variável Linguística da percepção do agente dos Lucros Nivelados	69
Figura 5.5: Método do desempenho econômico e agregação dos cenários.	70
Figura 5.6: Método do desempenho econômico.	72
Figura 5.7: Cálculo dos índices de desempenho (Adaptado de SHMUTZ (2000)).	73
Figura 5.8: Pseudo-critérios para medir a concordância.	75
Figura 5.9: Concordância (esquerda) e Discordância (direita). (Adaptado de Schmutz, 2000).	77
Figura 5.10: Classificação das estratégias pelo método ELECTRE III.	79
Figura 6.1: Custos Marginais médios para o cenário 1.	85
Figura 6.2: Custos Marginais médios para o Cenário 2.	86
Figura 6.3: Custos Marginais médios para o cenário 3.	87
Figura 6.4: Número <i>Fuzzy</i> do Preço Spot para um cenário.	88
Figura 6.5: Índices de Desempenho (Caso 1).	93
Figura 6.6: Pré-ordenamento parcial, agente avesso ao risco, ELECTRE III.	97
Figura 6.7: Pré-ordenamento parcial, agente propenso ao risco, ELECTRE III.	98
Figura 6.8: Pré-ordenamento parcial, agente avesso ao risco ELECTRE III (2).	105
Figura 6.9: Pré -ordenamento Parcial Agente propenso ao risco, (Adaptado de ELECTRE III). .	106

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1:Fatores que incidem na volatilidade dos preços (Arriagada, 2001).	32
Tabela 3.2: Taxa de saída forçadas de unidades de geração IEEE-RTS (Schmutz, 2000).....	33
Tabela 3.3:Crítérios usados na avaliação do risco de crédito (Reyes, 1994).	34
Tabela 4.1:Modalidades de Contratos de Opção (Silveira, 2001).....	47
Tabela 6.1: Índices Contratação Bilateral 100% (Caso 1).....	90
Tabela 6.2: Índices contratação bilateral 40% e venda no <i>spot</i> do 60%, (Caso 1).....	90
Tabela 6.3: Índices de desempenho contratação 100% no mercado <i>spot</i> , (Caso 1).....	91
Tabela 6.4:Contratação 50% bilateral, 25% venda no <i>spot</i> e 25% venda de <i>put</i> , (1).....	91
Tabela 6.5: Contratação 50% Bilateral com 50% compra de call, (Caso 1).....	92
Tabela 6.6: Índices para contratação 50% Bilateral e 50% compra de <i>Put</i> , (Caso 1).	92
Tabela 6.7: Contratação 50% <i>spot</i> e 50% <i>Put</i> , (Caso 1).....	93
Tabela 6.8:Taxas de substituição (pesos) para os critérios, (Caso 1).....	94
Tabela 6.9:Matriz de índices e taxas de substituição para os critérios, (Caso 1).	95
Tabela 6.10:Índices contratação bilateral 100%, (Caso 2).	99
Tabela 6.11:Índices com fatores de contratação 80%, 60%, 40% e 20%, (2)	100
Tabela 6.12:Índices contratação 100% no <i>Spot</i> , (Caso 2).....	101
Tabela 6.13:Índices contratação 50% venda de <i>Call</i> e 50% compra de <i>Put</i> , (2).....	101
Tabela 6.14:Bilateral 50%-50% <i>Call</i> , Bil 50%-25% <i>Call</i> -25% <i>Put</i> e 50%Bil-50%put.....	102
Tabela 6.15: Índices contratação 100% <i>Call</i> e 100% <i>Put</i> , (Caso 2).....	103
Tabela 6.16:Taxas de substituição para os critérios, (Caso 2)	103

ABREVIATURAS

EPRI	Electric Power Research Insitute
VaR	Value at Risk
CfaR	Cash Flow at Risk
EIA	Energy International Administration
OTC	Over The Counter
APX	Amsterdam Power Exchange
MER	Mercado Eléctrico Regional
CEPAL	Conselho Econômico para América Latina
CEAC	Conselho Eléctrico da América Central
GTPIR	Grupo de Trabalho de Planejamento Indicativo Regional
SIEPAC	Sistema de Interligação Eléctrica para América Central
RTR	Rede de Transmissão Regional
EOR	Empresa de Operação Regional
CRIE	Conselho Regulatório de Interligação Eléctrica
EPR	Empresa Proprietária da Transmissão
OS&M	Operador do Sistema e Operador do Mercado
EVT	Encargos Variáveis de Transmissão
SDDP	Stochastic Dual Dinamic Programming
PPA	Power Purchase Agreement
PREEICA	Projeto Regional de Energia Eléctrica do Itsmo Centroamericano
NYMEX	Nova York Mercantile Exchange
CAG	Controle Automático de Geração
ONS	Operador Nacional do Sistema
BE	Bolsa de Energia
IEEE-RTS	IEEE Real Time System
NZFOE	New Zealand Futures and Options Exchange

1. INTRODUÇÃO

1.1 *Justificativa*

O setor elétrico na maioria dos países está vivendo mudanças profundas através dos processos de desregulamentação e privatização de suas atividades. O comércio da energia elétrica está sendo incrementado, tanto em mercados nacionais isolados como através de integrações energéticas regionais entre os países. Este processo tem ocorrido, por exemplo, em países da União Européia, Espanha e Portugal, nos países andinos, no Brasil e Argentina, e recentemente nos países da América Central.

Com este novo cenário do setor de energia elétrica, espera-se que os produtores e os consumidores mostrem mais interesse em produtos e soluções que possam ajudar à adaptação da empresa frente aos novos riscos. Fatores como o aumento na volatilidade dos preços, afetam os fluxos de caixa futuros dos agentes, portanto, precisa-se da utilização de novas técnicas que permitam considerar estes efeitos nos estudos de planejamento da operação e expansão dos sistemas elétricos.

Considerando as complexidades e as incertezas associadas ao novo negócio da comercialização da energia elétrica num mercado competitivo de eletricidade, os agentes participantes nos mesmos, têm que aproveitar a existência de novos mecanismos, tanto físicos como financeiros, para proteger-se dos diferentes riscos. Estes mecanismos são os contratos a termo e de futuros comercializados com uma entrega futura ou a termo, e também os contratos de opções, entre outros tradicionalmente aplicados nos mercados das *commodities*.

Neste trabalho propõe-se uma metodologia para avaliar sob o ponto de vista econômico, as carteiras de contratos no negócio da comercialização da energia elétrica em mercados competitivos, aproveitando o arcabouço que brindam as ferramentas da Lógica *Fuzzy* e a teoria multicritério de apoio à decisão.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo Geral

Desenvolver uma metodologia e um modelo computacional que sirva como ferramenta de apoio à decisão na seleção de carteiras de contratos, para os agentes do mercado que comercializam energia elétrica, utilizando uma abordagem baseada na teoria dos conjuntos *fuzzy*, para considerar as incertezas associadas às variáveis: preço da energia, quantidade da energia, preço do combustível, demanda; e a teoria multicritério de apoio à decisão, para classificar as estratégias de longo prazo.

1.2.2 Objetivos Específicos

1. Identificar os riscos de mercado que tem a ver com os agentes de geração e quais destes podem ter cobertura com os instrumentos derivativos.
2. Propor uma metodologia para a modelagem do risco nos mercados competitivos em relação aos contratos de energia elétrica.
3. Aplicar a teoria de conjuntos *fuzzy* para representar a percepção do risco pelo decisor e a teoria de apoio à decisão multicritério para classificar os contratos, em ordem de mérito de retorno (ou risco), empregando, especificamente o método ELECTRE III (1996).
4. Analisar o modelo organizacional do mercado elétrico regional da América Central.

1.3 Revisão Bibliográfica

Desde o início dos anos 80 a indústria elétrica ao redor do mundo vem experimentando rápidas e irreversíveis mudanças. Conforme assinalam HUNT e SHUTTLEWORTH (1996), os principais objetivos do processo de reestruturação foram os seguintes:

- ✓ livre acesso ao sistema de transmissão;
- ✓ introdução de produtores independentes de energia;
- ✓ inserção da figura dos consumidores livres;
- ✓ liberalização da ingerência do estado nas atividades de geração e distribuição da energia elétrica para garantir uma maior atenção nas áreas sociais;
- ✓ incentivo à eficiência e ao avanço tecnológico, através do investimento privado.

Considerando a nova realidade, adicional às atividades de Geração, Transmissão e Distribuição, surgiu a atividade de comercialização da energia elétrica. Passando a ser esta última o alvo de interessantes estudos, REYES (1994) e HUNT e SHUTTLEWORTH (1996), e tratando-se a energia elétrica como uma “*commodity*”. Sinalizando-se nestes estudos, a importância da existência dos agentes comercializadores nos modelos de mercado para facilitar a aplicação de formas mais sofisticadas de contratação e a competição entre os agentes, diminuindo assim os níveis de risco de mercado.

Nestes mercados, como assinala PILIPOVIC (1997), as formas de contratação são muito mais complexas comparadas com os mercados financeiros tradicionais de *commodities*, nos quais os contratos são relativamente simples pelas características dos produtos comercializados. Enquanto a energia elétrica como uma *commodity*, a mesma apresenta algumas verdades técnicas que a distinguem de qualquer outra *commodity* tradicional, sendo as seguintes segundo HUNT (2002):

- não pode ser armazenada;
- a eletricidade flui sempre pelo caminho de menor impedância;
- a transmissão da energia pelas redes depende de complexas interações físicas;
- A eletricidade viaja à velocidade da luz.

Como resultado do avanço do processo de reestruturação, apareceram duas estruturas básicas de mercado sob competição, as quais estão fundamentadas nos modelos “*Pool*” e Bilateral. O modelo “*Pool*” estabelece a necessidade de um controle centralizado dos recursos do sistema, enquanto que o modelo bilateral permite o livre arranjo de transações entre geradores e cargas, DA SILVA (2001).

Para formular o preço *spot*¹ nestes sistemas têm sido aplicados diferentes modelos. No caso do modelo bilateral implementa-se o princípio da não-arbitragem, ou seja, um participante do mercado não pode obter ganhos com a compra de energia de outro agente e posteriormente vender esta energia no mercado *spot*. Para o modelo tipo “*Pool*”, algumas das técnicas propostas são: ofertas de preços modeladas através do processo de *Markov* proposta por LIU et al (2002), teoria dos jogos por PINTO e AIRES (2000) e algoritmos genéticos proposta pela EPRI com a implementação do MARKET SIMULATOR (1997).

¹ Mercado onde produtores e consumidores definem seus níveis de produção e consumo de acordo com a livre concorrência, até que se atinja o preço de equilíbrio (preço *spot*).

Um dos primeiros aspectos que enfrentaram os países que implantaram os modelos anteriormente mencionados, é a volatilidade ou flutuação dos preços, PEREIRA (2001). Isto significa variação na demanda, preços dos combustíveis e condições climáticas, implicando o chamado risco de mercado, o qual envolve, tanto o risco de preço como de quantidade, conforme é estudado em AGARRIADA (2001).

Existem segundo PEREIRA et al. (2001), algumas técnicas para quantificar o risco de mercado, tais como: o desvio padrão, e o “valor no risco” (“*Value-at-Risk*” – VaR). ARRAGIADA (2001) aplica também uma variante do VaR conhecida como *CfaR (Cash Flow and Risk) ou margem sob risco*.

A técnica convencional é a mínima variância, empregada por MONGELLI (2002) e SILVEIRA (2001). Entretanto; PEREIRA et al. (2001) e SCHMUTZ et al (2002) colocam que a variância não é uma boa métrica do risco, porque considera tanto os desvios negativos (valores abaixo da média), como os positivos (valores acima da média) e a noção de “risco” denota não apenas a incerteza, mas sobretudo a probabilidade de perda, recomendando-se então por JORION (1998) a métrica do VaR para avaliar o risco e os instrumentos financeiros. De acordo com SANDERS et al(2001) e JOHNSON (2000), algumas técnicas para calcular o VaR são: Simulação Histórica, Método Analítico(Variância - Covariância) e Simulação Monte Carlo.

Nos mercados maduros de eletricidade uma estratégia utilizada pelos agentes como mecanismo de proteção contra o risco do mercado, é o emprego de acordos financeiros derivados do preço *spot* através de bolsas de energia e mercados de futuros. Este risco deve ser analisado junto com os riscos tradicionais das empresas (taxa de juros, taxas de câmbio, liquidez, crédito), tal como recomenda o estudo realizado pela EIA (2002).

A implementação dos mercados futuros e a termo para administrar o risco dos agentes nos mercados de energia elétrica tem tido experiências positivas, como: na Alemanha, Nova Zelândia e Espanha (OTC), Austrália (APX), Países Escandinavos (NORD POOL), e Estados Unidos, mostrando sua viabilidade conforme foi exposto por VARGAS (2001), LANDREIN (2001) e BACCINO (2000) nos estudos sobre mercados futuros para Chile e Argentina, respectivamente.

Sobre a valoração dos derivativos, ARRIAGADA (2001) coloca uma metodologia completa e com detalhes baseada em modelos matemáticos e estatísticos. Já no trabalho de GLICIO et al. (2000) é usado o Modelo de *Black e Scholes* para valorizar as opções, PEREIRA et

al. (2001) também propõem uma metodologia físico-financeira para valorizar os contratos baseados na simulação Monte Carlo.

Para os agentes participantes nestes mercados é relevante definir uma seleção ótima da carteira de contratos para garantir desta maneira os retornos desejados. As teorias mais aplicadas para resolver este problema tem sido: a Teoria de *Portfolios de Markowitz* MONGELLI (2002), SILVEIRA (2001) e SCHMUTZ (2000) e a Teoria da Função Utilidade, estudada por MONGELLI (2002), e SCHMUTZ (2000).

Outras técnicas avançadas têm sido propostas ultimamente para modelar as preferências do decisor. Nos trabalhos apresentados por PINTO et al. (2000) e SCHMUTZ (2000) propõe-se uma metodologia para avaliar as preferências do decisor utilizando uma variável lingüística baseada na teoria dos conjuntos *fuzzy*. A teoria *fuzzy* é um excelente arcabouço para a análise da decisão, como confirma RAMASWAMY (1998).

Para o caso do mercado Brasileiro na comercialização da energia elétrica, as propostas apresentadas por GLICIO et al. (2000) e PEREIRA et al. (2001), sugerem metodologias baseadas no caráter determinístico e probabilístico das variáveis de entrada.

A comercialização de energia no novo contexto dos mercados competitivos de eletricidade é considerada um problema de decisão multicritério, segundo FITTIPALDI et al (2000). Sendo assim em BUCHANAN (1999) e SCHMUTZ (2000) decidiram aplicar a teoria de apoio à decisão multicritério utilizando a ferramenta ELECTRE III (1996) para a classificação de um conjunto de alternativas de carteiras de contratos com resultados positivos.

Este trabalho de pesquisa tem suas bases no artigo apresentado por SCHMUTZ e GNANSOUNOU (2002). Neste trabalho, os autores propõem uma metodologia como ferramenta de apoio á decisão do agente baseada em três passos :

- ✓ Construção e a modelagem da carteira de contratos;
- ✓ Avaliação da carteira com a modelagem das preferências do decisor;
- ✓ Classificação da carteira usando como ferramenta o software multicritério ELECTRE III.

1.4 Estrutura do Trabalho

O trabalho fica dividido da seguinte forma:

No Capítulo II, realiza-se uma descrição do modelo de organização para o mercado elétrico da América Central, apresentando-se uma análise crítica das limitações que existem neste mercado, para a aplicação dos instrumentos derivativos e algumas mudanças que serão necessárias implementar para incorporar no futuro as mesmas.

No Capítulo III, desenvolvem-se os fundamentos teóricos relacionados com a gestão do risco na atividade da comercialização da energia elétrica em mercados liberalizados, as técnicas existentes para sua quantificação, considerando também a lógica *fuzzy* para a modelagem das incertezas associadas às variáveis de entrada.

No Capítulo IV, descrevem-se os instrumentos derivativos mais populares: contratos a termo, futuros e opções. Revisam-se as propriedades de cada instrumento, as funções econômicas que realiza cada um e as estratégias comerciais que é possível construir a partir deles, enfatizando também sua modelagem.

No Capítulo V, descreve-se a metodologia proposta neste trabalho onde são detalhadas as técnicas para a construção dos cenários, a modelagem das incertezas via lógica *fuzzy*, a construção da carteira e a modelagem das preferências do decisor, a avaliação da carteira e por último a classificação dos contratos utilizando a ferramenta multicritério ELECTRE III.

No Capítulo VI, apresenta-se a análise dos resultados para um agente gerador térmico com diferentes alternativas de contratação em diferentes horizontes de tempo, aplicando a teoria multicritério através da simulação da classificação para um agente avesso ao risco ou propenso ao risco.

No Capítulo VII, mostra-se as conclusões gerais desta pesquisa, as limitações e as sugestões para trabalhos futuros.

2. MODELO DE ORGANIZACAO COMERCIAL DO MER

2.1 Introdução

O objetivo fundamental deste capítulo é analisar de forma breve os aspectos mais relevantes atualmente presentes no Mercado Elétrico Regional (MER) para a América Central considerando cada uma das condições técnicas e regulatórias dos sistemas nacionais dos países participantes. Alguns dos aspectos interessantes para serem estudados são: os contratos PPA², a análise do comportamento da demanda, problema de poder de mercado e as variáveis relacionadas com ele mesmo, com o interesse de visualizar os futuros desafios que se podem vislumbrar para os mercados elétricos regionais e cuja integração fortalece o desenvolvimento dos países participantes. Algumas estatísticas sobre a geração de energia elétrica dos sistemas elétricos da América Central podem ser vistas no ANEXO 2.

2.2 Mercados atacadistas dos países da América Central

Na Figura 2-1, apresenta-se o comportamento do mercado *spot* ou mercado de ocasião, na Nicarágua, desde sua criação. A componente de energia elétrica negociada neste mercado com relação ao total é muito baixa e não chega a 2%, sendo os preços esperados U\$ 43.32 e U\$ 44.89 para o ano 2001 e 2002, respectivamente.

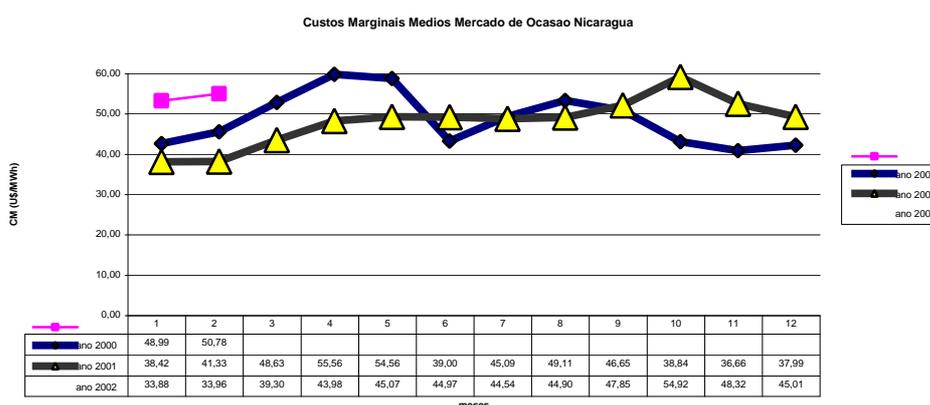


Figura 2.1: Mercado de Ocasão de Nicarágua U\$/MWh (CEPAL, 2001).

Pode-se ver na Figura 2-2, no caso da Guatemala, a evolução e a variação nos preços dos mercados *spot* nos anos de 1999 e 2000. Estes valores, são devido às indisponibilidades não

² Power Purchase Agreement ou Contrato de Compra de Energia

programadas de algumas plantas e aos fatores hidrológicos, porque no caso das plantas térmicas a maioria está comprometida com o mercado regulado através dos contratos PPA. Por outro lado, os intercâmbios de energia elétrica entre Guatemala e El Salvador tem alguma influência no comportamento do preço *spot*.

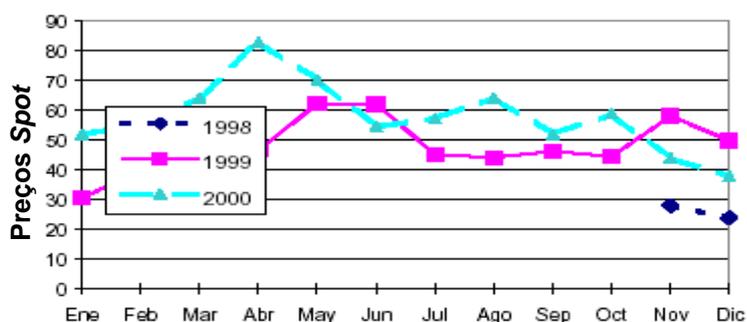


Figura 2.2: Mercado de Ocasão de Guatemala U\$/Mwh (CEPAL, 2001)

Para o mercado de El Salvador, nos primeiros dois anos 1998 e 1999 o comportamento do preço *spot* foi controlado, mas para o ano 2000, em abril especificamente, o preço do mercado *spot* aumentou até 173 U\$/MWh, devido a problemas de poder de mercado como pode ser observado na Figura 2-3.

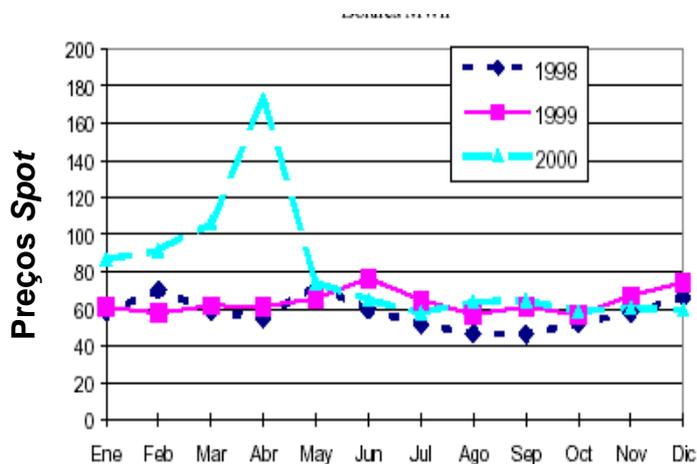


Figura 2.3: Mercado de Ocasão de El Salvador (CEPAL, 2001)

O mercado *spot* da Panamá também é um mercado novo, apresentando poucas variações pelo aumento nos preços dos combustíveis. Ver Figura 2-4.

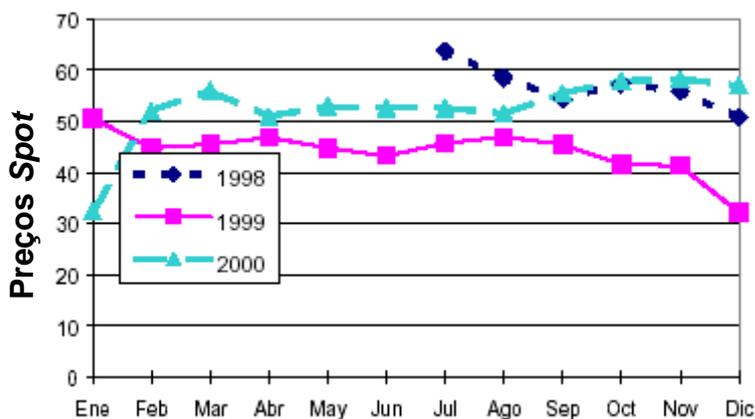


Figura 2.4: Mercado de Ocasão do Panamá (CEPAL, 2001).

2.3 Modelo de Organização Comercial do MER da América Central.

Os governos das repúblicas da Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicarágua e Panamá (denominadas “as partes”), acordaram subscrever o tratado de referência do mercado elétrico da América Central, subscrito na Cidade de Guatemala no dia 30 de dezembro de 1996, assim como seu Protocolo subscrito na Cidade de Panamá o 11 de julho de 1997.

O objetivo do tratado de referência é a formação e crescimento gradual de um mercado elétrico regional competitivo, baseado numa relação recíproca e não discriminatória, que contribua ao desenvolvimento sustentável da região, dentro de regras de respeito e proteção ao meio ambiente.

Os agentes que participam neste mercado também tem definidas as regras do jogo, no artigo 5 do tratado de referência:

“As atividades do mercado se realizarão entre seus agentes, que poderão ser empresas dedicadas à geração, transmissão, distribuição e comercialização de eletricidade, assim como grandes consumidores. Os agentes poderão realizar livremente sem discriminação alguma, a compra e venda de energia elétrica. Portanto, enquanto a regulamentação de um país permita a uma mesma empresa a realização de duas ou mais atividades na prestação do serviço elétrico, ou a atribuição de uma só empresa para realizar transações no Mercado, estas deverão criar unidades de negócios separadas que permitam uma clara identificação dos custos de cada atividade”, GUATEMALA (1996).

Os princípios definidos no tratado de referência do mercado elétrico, nos quais está baseada a criação do MER e que devem ser preservados em todas as transações no mesmo são:

- a) Competição;
- b) Gradualidade nas mudanças;
- c) Reciprocidade. CEAC-SIEPAC (2002).

No que se refere ao mercado, este operará como uma atividade permanente de transações comerciais de eletricidade, com intercâmbios de curto prazo inicialmente e com a possibilidade da implementação de formas mais avançadas no longo prazo, derivados de um despacho econômico regional e através de contratos de médio e longo prazo entre os agentes.

O modelo do MER está baseado na conformação de um sétimo mercado, KEMA (2002), superposto com os seis mercados nacionais existentes, com regulamentação regional e no qual os agentes habilitados realizam transações internacionais de energia elétrica na região da América Central. Há que se realçar que os países da região da América Central contam com uma experiência acumulada em intercâmbios de exportação e importação não só de energia elétrica mas também de potência, sendo uma vantagem para o futuro mercado regional. Isto implica que não é indispensável compatibilizar os diferentes modelos nacionais já que não se trata de uma integração de mercados.

Para resolver o assunto das diferenças entre as regulamentações dos países, é necessária a implementação de interfaces. Por exemplo, El Salvador tem um mecanismo de Oferta de Preços igual ao previsto para o MER, mas os outros países (Panamá, Nicarágua e Guatemala) têm um mecanismo de ofertas baseadas na declaração dos custos variáveis, portanto a intereção com o MER se realizará através de uma interface³ que permita efetuar as ofertas e incorporar as transações regionais discriminadas por barra da RTR⁴. Na Figura 2-5 mostra-se o esquema da interface.

³ Todos os países devem contar com uma interface que permita-lhes calcular os preços que deverão refletir ao MER, garantindo a competição e a reciprocidade, procurando cumprir com o objetivo principal do MER.

⁴ Rede Transmissão Regional

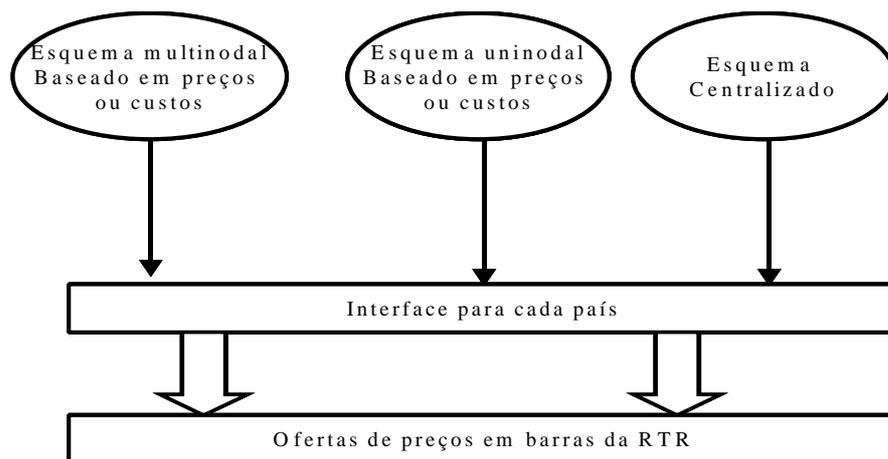


Figura 2.5:Interface para calcular ofertas de preços do MER (KEMA CONSULTING (2002))

O modelo de organização do MER, é um modelo *Poolco*, baseado na oferta de preços. A operação das unidades de geração é coordenada por um organismo centralizado, o qual realiza o despacho considerando a operação econômica e a segurança do sistema. O mecanismo de formação de preços é de Preços Nodais (PNO), sendo o objetivo fundamental fazer com que os valores da energia em cada ponto do sistema reflitam os impactos pelo sistema de transmissão, DA SILVA (2000).

No MER a função do Pool é realizada pelo Ente Operador Regional (EOR), a qual está baseado no princípio do mínimo custo social.

A atividade de regulação do MER será responsabilidade do *Comision Regional de Interconexion Electrica (CRIE)*.

A administração da linha de transmissão será responsabilidade da Empresa Proprietária da Linha (EPR), com a função de desenvolver, projetar, financiar, construir e manter o primeiro sistema de transmissão regional que interligará os sistemas elétricos dos seis países, denominados linha SIEPAC⁵.

Os organismos responsáveis pela operação dos mercados nacionais são os Operadores do Mercado (OM), os quais assumem a responsabilidade de pagar e cobrar por seu mercado, adaptando sua regulamentação interna para colocar estes pagamentos e cobranças aos agentes responsáveis.

⁵ Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central

Os Operadores do Sistema (OS) nacionais têm como responsabilidade coordenar e operar de maneira eficiente o sistema, garantindo os níveis de segurança, confiabilidade e qualidade do mesmo.

Os preços dos mercados nacionais serão fixados nesta etapa transitória, segundo o que é definido em cada regulamentação interna nacional.

2.3.1 Funções Básicas do Ente Operador Regional(EOR)

O Ente Operador Regional (EOR) realiza em coordenação com os entes nacionais de despacho de energia elétrica, as funções de operação coordenada dos sistemas elétricos com critério de despacho econômico.

A seguir, apresenta-se uma classificação das funções em relação ao tipo de operação:

Operação econômica e física:

- Realizar e atualizar a programação de longo e médio prazo;
- Realizar a programação de curto prazo;
- Coordenar a operação em tempo real dos centros de despacho nacionais e controle;
- Coordenar o plano de manutenção das usinas regionais.

Operação comercial

- Calcular o encargo de transmissão derivado dos contratos, o qual estará integrado por um Encargo Variável de Transmissão (EVT)- mais um Pedágio Operativo associado à energia intercambiada pela Rede de Transmissão Regional (RTR) para cada contrato;
- Determinar e valorizar as transações de energia entre agentes

Para tarifas regionais de transmissão o regulamento transitório, o qual está baseado no modelo geral do mercado, estabelece uma tarifa com duas componentes: encargos variáveis de transmissão (CVT) e Pedágios Operativos.

Os CVT serão calculados previamente para cada país – inicialmente em forma mensal e posteriormente em forma diária. Realiza-se o cálculo para cada país de forma isolada para várias magnitudes de transações e direções do fluxo, através de um despacho ótimo com restrições de

rede, utilizando o modelo SDDP⁶. Os CVT – diferenças entre os preços nodais nas subestações fronteiras – compensam cada país pelas perdas marginais e congestionamentos.

O pedágio denominado “pedágio operativo”, é um encargo em U\$/MWh independente da direção do fluxo e condição de despacho do sistema, CEAC-SIEPAC (2002).

Os Agentes podem ser empresas de geração, transmissão, distribuição e comercialização de eletricidade, assim como grandes consumidores. Podem realizar livremente e sem discriminação, a compra e venda de energia elétrica.

2.3.2 Estrutura básica do mercado atacadista operado pelo EOR

A organização comercial do MER está constituída por três mercados competitivos:

- Mercado de Oportunidade(*Spot*);
- Mercado de Contratos;
- Mercado de Serviços ancilares.

O mercado de oportunidade tem os seguintes objetivos:

1. Otimizar o uso de recursos disponíveis na região independentemente do país onde fiquem localizados, com base nas regras comuns que garantem a competição;
2. Promover a cobertura com eficiência dos desvios que por ventura ocorram no mercado de contratos regional, dando garantias que permitam reduzir os riscos associados aos contratos;
3. Criar um mecanismo eficiente para a cobertura dos desvios resultantes da programação e operação em tempo real dos intercâmbios programados, seja por critérios de qualidade e segurança ou por situações de emergência e imprevistos.

As transações do mercado de oportunidade podem ser interrompidas pelo OS&M nacional do país vendedor ou comprador e o volume das transações está limitado pela capacidade de transmissão em cada nó da RTR.

O mercado de oportunidade funciona e se administra através de:

⁶ Sthocastic Dinamic Dual Programm

- a. Ofertas de oportunidade de cada país;
- b. Ofertas de oportunidade associadas a contratos.

O mecanismo de oferta junto ao despacho em dois níveis (regional e nacional) coordenado pelo EOR, permite fiscalizar o uso eficiente das oportunidades e complementos sem afetar as funções e obrigações dos OS&M em cada país. Desta maneira as diferenças de estrutura e regulação entre os diferentes mercados nacionais não afetam o MER e permite o desacoplamento entre os mercados nacionais e o MER, garantindo em nível regional que o tratamento seja inicialmente o mesmo para países com regulamentações distintas, em particular países com e sem Mercados Atacadistas.

No MER as ofertas de oportunidade estão associadas a contratos. Isto significa que cada agente pode declarar um contrato associando-lhe o valor máximo que está disposto a pagar pelo uso da RTR e uma oferta decrescente associada que lhe permita otimizar seu contrato.

As ofertas no mercado de oportunidade regional (*spot*) estão caracterizadas da seguinte forma:

- Preços nos nós da RTR;
- Informe por bloco de energia horária.

Os tipos de contratos no *spot* apresentam duas características básicas:

- calculados pelos Operadores de Mercado (OM);
- flexibilidade associada aos contratos.

O Mercado de Contratos Regional é, em consequência, o conjunto de contratos de intercâmbio de energia elétrica habilitados nos respectivos mercados nacionais. Estes contratos têm as seguintes características:

- Não firmes;
- Financeiros;
- Energia horária por bloco;
- Ofertas decrescentes associadas;
- Condições de Encargos Variáveis;
- Duração mínima de um dia.

As limitações são:

- Restrições técnicas dos sistemas;
- Gradualidade nas mudanças dos sistemas e Confiabilidade dos mesmos;
- Prioridade nacional.

A Figura 2-6, mostra qual é a relação entre o mercado de contratos regional e os mercados nacionais, onde cada país está representado por seu OS&M⁷ como um mercado de contratos internos regidos por suas regulamentações nacionais e um sétimo mercado regional, realizando contratos entre seus agentes instalados em cada um dos mercados nacionais .

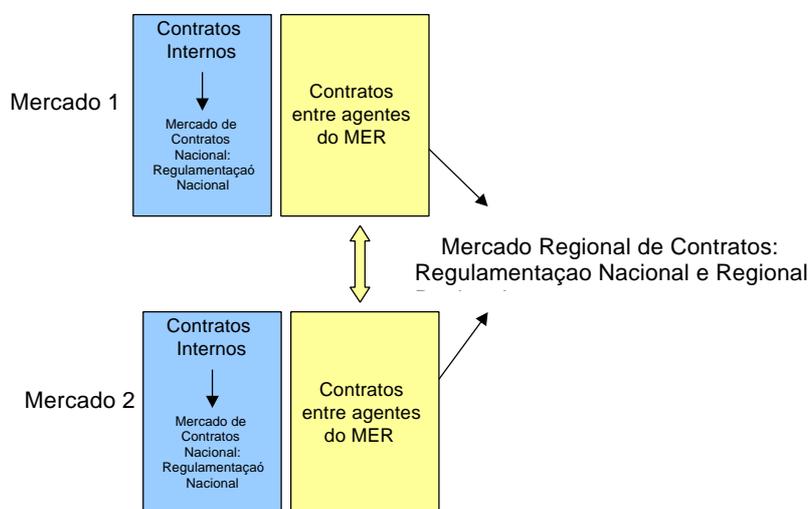


Figura 2.6: Mercado de Contratos Regional (KEMA CONSULTING (2002))

Os produtos e serviços que se comercializam no MER são:

- a. Energia Elétrica, seja por contratos ou de oportunidade;
- b. Serviços ancilares;
- c. Serviços de Transmissão Regional;
- d. Serviços de Operação do Sistema e Administração do MER.

No mercado de contratos existem dois tipos: os contratos firmes e os contratos não firmes, os primeiros não funcionarão no início do MER. Estes contratos são descritos a seguir:

⁷ Operador do Sistema e Operador do Mercado

Contratos não Firmes⁸: Os contratos regionais, durante a primeira parte da etapa de transição, são somente contratos de energia não firme e devem cumprir com o sistema legal e regulatório nacional. Em consequência, em países com Mercados Elétricos Atacadistas, cada um destes contratos forma parte do Mercado de Contratos Nacional.

Os contratos não firmes são para cobertura de risco a partir do mercado de oportunidade regional com duas alternativas:

****Opção 1:** Disponibilidade a pagar pela transmissão;

****Opção 2:** Disponibilidade a pagar pela transmissão, preço máximo no nó da injeção + compras no nó da retirada \leq compromisso contratual.

Os contratos são de livre acordo entre as partes devendo também cumprir o estabelecido na respectiva regulação nacional para serem postos em prática por cada parte junto a seu OS&M.

Contratos Firmes: Nestes contratos o agente vendedor compromete a venda de energia firme ao comprador, no ponto de retirada o qual pode ser o nó da RTR que o agente comprador previamente requiera.

A energia comprometida num contrato firme regional não pode ser vendida também num contrato nacional, para garantir desta forma o fornecimento de energia no mercado nacional em que o vendedor está instalado fisicamente.

2.4 Limitações atuais para à aplicação dos Derivativos

A experiência internacional mostra que o mercado de balcão inicialmente, segundo HULL (1998), tende a evoluir para negociações em bolsas, motivado tanto pela necessidade de garantias quanto pela busca de liquidez. Esta última motivação é crítica no estabelecimento de um mercado estável para derivativos, posteriormente se pode vislumbrar que deverão surgir novas bolsas comercializando títulos de energia elétrica além do próprio operador de mercado. Contudo, a necessidade de liquidez obrigará que o número de bolsas não seja exagerado, NASCIMENTO NUNEZ (2001).

⁸ São compromissos de curto prazo com uma duração mínima de um dia que se informam cada dia, sinalizando o intercâmbio requerido para cada hora do dia seguinte.

Sempre na mesma direção, o processo da desregulamentação do setor de energia na região da América Central deve resultar futuramente em: mercados de energia elétrica com novos e agressivos concorrentes, maiores possibilidades de escolha para os consumidores, aumento da pressão por margens mais elevadas de lucros e aumento da volatilidade dos preços da energia elétrica.

É de se esperar que o processo mencionado anteriormente facilitará na região da América Central, a implementação dos derivativos financeiros, podendo estes assumir um importante papel no gerenciamento dos riscos e na proteção dos ativos das empresas de energia. As transações que seriam feitas hoje podem ser substituídas por transações em datas futuras, de forma que a volatilidade dos preços possa ser minimizada e transferida a outros participantes do mercado, por meio de operações com derivativos.

Os mercados de energia elétrica da América Central são mercados que estão operando há tempo e ainda se encontram num período de transição e ajuste, sinalizando que o equilíbrio atual não representa o equilíbrio de longo prazo.

Dos diferentes estudos consultados inferem-se algumas conclusões sobre quais seriam as principais limitações que apresentam os mercados nacionais e o mercado elétrico regional para a implementação dos instrumentos derivativos como mecanismos de proteção:

- a. Ausência da Figura do comercializador em alguns mercados: por exemplo, na Nicarágua, Costa Rica, Honduras e no Panamá. Teoricamente um comercializador obtém seus lucros a partir das imperfeições existentes no mercado elétrico aproveitando as oportunidades de arbitragem existentes ao comprar simultaneamente no mercado *spot* empregando contratos, ARELLANO (2003). Através destas operações, os preços da energia vão se ajustando. Portanto, a existência dos comercializadores é positiva para o mercado. No caso da Guatemala e El Salvador, a comercialização dos intercâmbios de energia tem sido realizada pelos comercializadores o que propiciou a estes mercados um maior dinamismo.
- b. Existe assimetria de informação entre as empresas elétricas e os clientes livres com relação ao preço da energia esperado no futuro. Isto dificulta os clientes poderem estimar o preço e pagar pelos instrumentos derivativos, o que não incentiva sua utilização por parte de clientes livres, devido às altas perdas que ficam expostas ao estimar de forma errada o preço esperado, ARRIAGADA (2001);

- c. Falta de padronização dos contratos que traz como consequência a obrigação de implementar um instrumento para cada caso particular e com isto o aumento nos custos das transações;
- d. Os contratos são elaborados de forma privada, fazendo com que alguma das partes exerça seu poder de negociação, e portanto o preço não representa o valor real do ativo. No caso de El Salvador, apresenta-se a situação do elevado nível confidencial dos contratos, ARELLANO (2003).
- e. Os limites de acesso à rede de transmissão são muito elevados, o que resulta na existência de poucos clientes livres e por conseguinte pouca competição. Por exemplo, o limite mínimo de capacidade instalada no caso de Panamá é >0.5 MW e Nicarágua >2 MW.

Somente com a experiência acumulada no tempo pelos mercados de eletricidade começará sentir-se a necessidade de implementação de mecanismos mais sofisticados para a mitigação do risco, como são os instrumentos derivativos amplamente utilizados em mercados mais avançados e mais organizados.

2.5 Regulamentações Nacionais

Como foi mencionado nas seções anteriores, o mercado elétrico regional da América Central operará como um sétimo mercado sob a plataforma dos Operadores do Sistema e de Mercado (OS&M) de cada um dos países. Portanto, analisar as regulamentações nacionais é um aspecto relevante para prever o resultado da operação dos mercados futuros e com eles o uso dos instrumentos financeiros.

Nos estudos realizados pelos diferentes consultores, por exemplo, KEMA CONSULTING (2002) e ARELLANO (2003), encontram-se algumas incompatibilidades nas regulamentações nacionais, que representam sérias limitações para o desenvolvimento do MER, e que serão superadas somente na medida que os mercados adquiram certo grau de experiência.

Algumas das principais deficiências sinalizadas pelos autores mencionados acima são referentes aos seguintes aspectos:

- a) o mecanismo utilizado para o cálculo das tarifas a usuários finais.
- b) o mecanismo de cobrança pelo uso da rede de transporte (distribuição).
- c) falta de procedimentos transparentes nas licitações que convocam os distribuidores a comprar energia.

- d) pouco dinamismo da demanda.
- e) incapacidade do regulador para zelar pela competição.

Com relação à transmissão no MER, as regulamentações nacionais apresentam alguns problemas, descritos a seguir:

- a) os diferentes encargos entre os países (sobretudo no Panamá, onde existem encargos que variam amplamente com a localização).
- b) a distribuição não adequada destes encargos entre os geradores e demandas.
- c) a existência de encargos tanto para o uso da energia, assim como para o uso da potência.
- d) a maneira como são negociadas as transações internacionais cria o efeito de “*pancaking*”, (exportação como demanda, importação como injeção).
- e) A existência de mercados com um sistema de preços multi-nodal e outros com um sistema preços uni-nodal, cria uma incompatibilidade com o processo de formação de preços nodais e gestão dos congestionamentos no MER.

2.6 Contratos PPA⁹

A análise dos contratos PPA neste trabalho, está baseada no estudo realizado pela CEPAL (2002), o qual faz uma revisão dos aspectos mais relevantes dos Contratos PPA realizados antes dos processos de privatização do setor elétrico nos diferentes países.

O contrato PPA é um contrato para a venda de energia, disponibilidade de potência e outros serviços de geração de um Produtor Independente de Energia (PIE). A forma como se define no contrato qual é o preço da energia é muito importante, porque segundo este, assim será o incentivo do agente gerador para vender no mercado *spot*. Um gerador com um preço de energia no contrato maior que seus custos variáveis não terá incentivo para vender no mercado *spot*. Desta forma é necessária a presença de outros mecanismos que incentivem o gerador a participar neste mercado, tais como:

- preços fixos de energia elétrica.
- incluir no preço da energia os custos de aquisição do combustível e os custos por eficiência térmica.
- indexar os preços de energia para incentivar à eficiência, como sinaliza HUNT (1996).

⁹ Power Purchase Agreement ou Contrato de Compra de Energia

Para ARELLANO (2003), no caso da América Central, os contratos PPA podem ser anticompetitivos e atuar como barreira de entrada à indústria. Mas também têm efeitos sobre a eficiência e na distribuição da riqueza. Por isso, qualquer análise sobre o mercado elétrico nesta região deve ser feita sobre a consideração da influência deste tipo de contrato, mais ainda quando se trata do efeito potencial sobre o nível de competição entre os agentes.

2.7 Condições necessárias para a existência de mercados futuros no MER

As experiências em outros países, mostram que quando os participantes do mercado se tornam mais sofisticados, eles tendem a comercializar com mais frequência e em contratos de menor vencimento, conforme observa PREEICA (2000). Como realmente tem ocorrido nos mercados elétricos organizados, como por exemplo no NORDPOOL, o horizonte de tempo dos contratos a termo de longo prazo é no máximo de 4 anos e os contratos futuros de curto prazo foram reduzidos de 3 anos para 8-12 meses, NORDPOOL (2002). No caso de Espanha é de se esperar uma evolução da positiva da bolsa de energia (OTC) como foi mencionado anteriormente.

Segundo BACCINO (2000), algumas das características mais importantes a serem consideradas quando se quer medir a possibilidade dos mercados de futuros em um mercado específico, são:

- Volatilidade do preço *spot*, no caso de NYMEX considera a volatilidade anual mínima de 20% como um requerimento para qualquer *commodity* física.
- Incerteza da demanda e da oferta, no caso do NYMEX requer ao menos 10% de variabilidade por ano da energia comercializada.
- Entrega da *commodity*.
- Homogeneidade do produto. Sendo este o caso da eletricidade, a qual é homogênea e pode ser padronizada em blocos.
- Disponibilidade da informação sobre o preço e oportunidades de comercialização.

Outro aspecto relevante nestes mercados, é o número de agentes participantes. Os mais destacados são os geradores e varejistas, os quais usam somente os instrumentos derivativos como ferramentas de gerenciamento. Por outro lado os comercializadores, os quais podem obter benefícios da volatilidade, contribuem na rigidez e atividade do comércio. No caso do Panamá, Nicarágua, Honduras e Costa Rica não estão contemplados os comercializadores em suas regulamentações.

Pelo exposto anteriormente, com a implementação do MER para América Central, os derivativos financeiros poderiam assumir um importante papel no gerenciamento dos riscos e na proteção dos ativos das empresas de energia. Uma vez que o mercados acumulem uma experiência nas transações e desenvolvam regulamentações sérias, responsáveis, transparentes e seguras, as transações que seriam feitas hoje poderiam ser substituídas por transações em datas futuras, de forma que a volatilidade dos preços possa ser minimizada e (quando for o caso) transferida a outros participantes do mercado, por meio de operações com derivativos.

É importante considerar que a implementação de Mercados de Futuros ou Mercado Organizados no setor da energia elétrica é um fenômeno novo no mundo. As experiências acumuladas são poucas mas os resultados são positivos. Maiores detalhes sobre as experiências em derivativos nos EUA, Nova Zelândia, Austrália, Alemanha, Países Nórdicos, pode-se consultar as seguintes fontes: LANDREIN (2000), NORDPOOL (2002), EIA (2002), SILVA FILHO (2001).

Talvez seja prematuro falar da padronização de contratos em um mercado tão novo, como o mercado regional para a América Central, mas considerando as características do modelo, o mesmo tem as bases para garantir o sucesso da implementação dos instrumentos financeiros, como mecanismos de proteção contra o risco de preços, quantidades e de crédito em mercados de energia elétrica no horizonte futuro.

Outro tema considerado de importância significativa no novo mercado regional de eletricidade da América Central, é o relacionado aos serviços ancilares, os quais visam principalmente a manutenção da frequência e da tensão dentro de tolerâncias especificadas em regime normal de operação bem como durante mudanças súbitas do estado do sistema. Estes serviços não são de natureza monopolista, portanto podem ser oferecidos por múltiplos agentes.

Uma classificação dos serviços ancilares segundo DA SILVA (2001) pode ser: regulação primária, regulação secundária, reserva suplementar, controle de tensão e capacidade de restauração autônoma. Quanto à regulação primária e a regulação secundária de frequência, o EOR determinará na etapa transitória os parâmetros de qualidade para medir tanto o desempenho do Controle Automático de Geração (CAG), quanto o desempenho dos geradores provedores de reserva girante. Nenhum agente receberá remuneração adicional pelos serviços de regulação primária e secundária, segundo KEMA CONSULTING (2002).

No caso da capacidade de restauração autônoma, os geradores que cumpram com os requisitos técnicos exigidos pela regulação regional, ofertarão ao EOR este serviço anualmente, recebendo

uma receita fixa anual mais um custo associado a cada tomada de carga que seja solicitado. O custo deste serviço será atribuído à demanda de cada área da unidade que prestará o serviço.

2.8 Conclusões

Neste Capítulo apresentou-se uma breve análise dos principais aspectos do modelo organizacional implementado no mercado elétrico regional da América Central, além de alguns dos mais importantes problemas que o mesmo apresenta e cuja solução representa um desafio para os agentes deste mercado.

Considera-se como resultado desta análise que o Mercado Elétrico Regional da América Central constitui uma cesta de oportunidades para os países que o integram, na medida que as regulamentações nacionais sejam modificadas e adaptadas às novas condições, superando-se assim as limitações que apresenta o modelo inicialmente proposto.

Com o vencimento dos contratos PPA se iniciará a liberalização do mercado regulado e o aumento da competição, fortalecendo-se então as premissas sobre as quais está baseada a filosofia dos mercados elétricos competitivos.

No capítulo seguinte apresenta-se a metodologia proposta para realizar a avaliação e classificação de um conjunto de alternativas de contratação em diferentes horizontes de tempo e diferentes cenários.

3. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DA GESTÃO DO RISCO

3.1 Introdução

Neste capítulo identificam-se os principais riscos que enfrentam as empresas de geração nos mercados liberalizados e como é possível diversificar parte destes riscos através da carteira de contratos. Os fundamentos teóricos da gestão do risco e as ferramentas mais utilizadas para sua quantificação também são estudados.

3.2 Mercados de Eletricidade

Os novos mercados de eletricidade têm aberto novas possibilidades para os consumidores otimizarem a energia demandada. Muitas empresas elétricas estão mudando de uma economia de monopólio regulado para um mercado estruturado competitivo. Esta reorganização dos mercados de eletricidade está sendo suportada pelas novas tecnologias da informação e comunicação, SANDER et al (2001).

O desenvolvimento de simuladores de mercados de eletricidade tem apresentado grande avanço nos últimos anos, como mostram algumas das seguintes propostas:

- Teoria de jogos, (MARKET SIMULATOR, EPRI: 1997);
- Técnicas de dinâmica de sistemas recomendada para a solução de problemas econômicos e sociais complexos; (TEIVE e PINOTTI 2001);
- Modelo Multiagente (PRAÇA et al 2001);
- Modelo orientado a objetos, (PALMA, 1999).

Outro aspecto importante que tem ganhado muita força como resultado dos processos de liberalização dos mercados de energia, está ligado com a integração entre mercados regionais. Existem algumas iniciativas nesta direção, e os exemplos mais claros disto são: o mercado ibérico entre Espanha e Portugal, o mercado andino entre Peru, Colômbia, Equador e Bolívia, a interconexão elétrica entre os países da América Central através do projeto SIEPAC, ENAMORADO et al. (1999), permitindo que todos os países tenham benefícios na expansão de seus sistemas. Brasil e Argentina também têm analisado a possibilidade da interconexão dos sistemas com os respectivos benefícios econômicos para ambos países, SOUZA e RODRIGUEZ (2001).

3.2.1 Modelos estruturais dos mercados de eletricidade

O modelo mais antigo representado na Figura 3-1, com suas duas variantes mais conhecidas é o monopólio no qual não existe nenhuma competição e nenhuma chance para os consumidores escolher de quem comprar energia. A geração, transmissão e distribuição pertencem a uma mesma companhia (sistema integrado verticalmente). Na região da América Central somente Honduras e Costa Rica apresentam este modelo ainda, entretanto os parlamentos destes países encontram-se quase prontos para aprovar as leis dos mercados de eletricidade.

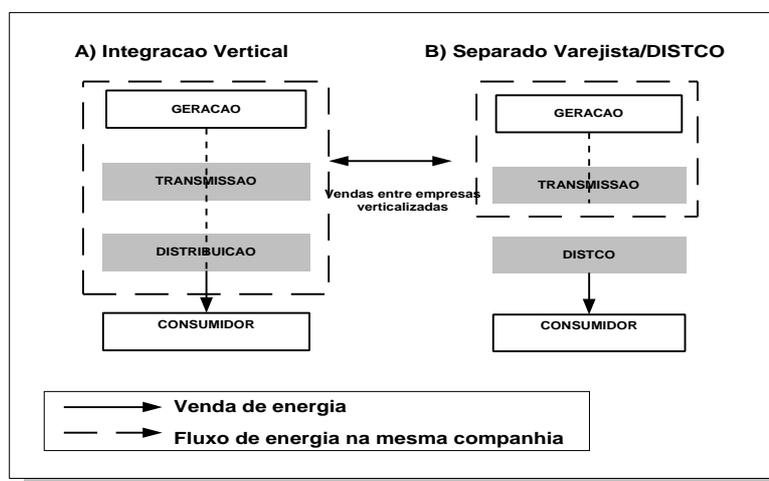


Figura 3.1: Monopólio (Adaptado de Hunt, 2002).

A competição não pode ser levada aos níveis da rede elétrica porque é considerada como um monopólio natural. A estrutura do comprador único apresenta-se como outra alternativa permitindo competição somente no segmento de geração, ou seja, novos produtores e empresas verticalizadas competem para vender energia elétrica a um comprador único. O consumidor final compra energia elétrica diretamente da companhia distribuidora, a qual por sua vez compra do comprador único, como pode ser visto nas Figuras 3-2 e 3-3. Na prática o comprador único é um comercializador em particular.

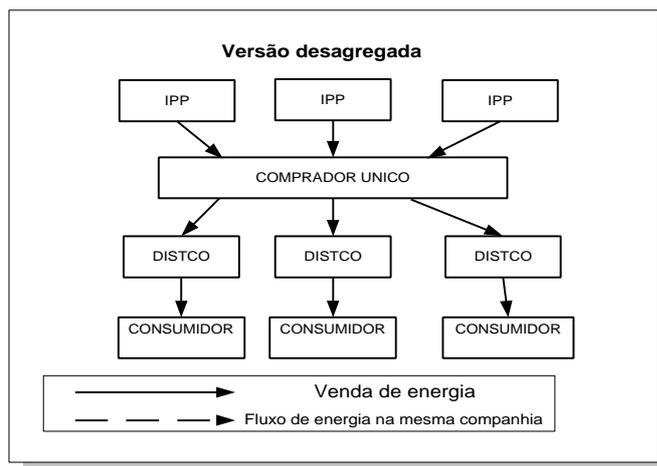


Figura 3.2:Comprador único versão desagregada (Adaptado de Hunt, 2002).

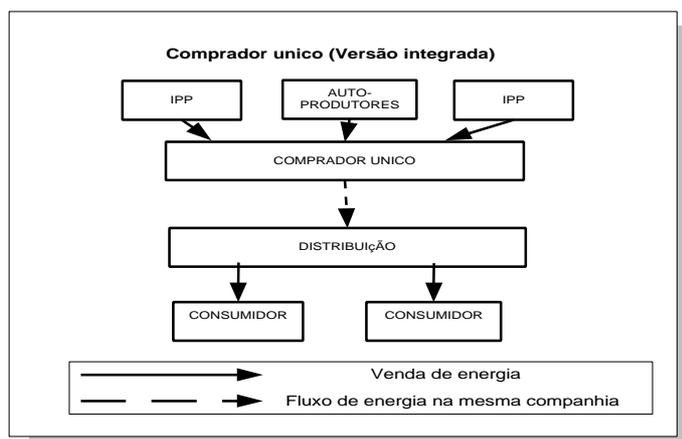


Figura 3.3:Comprador único versão integrada (Adaptado de Hunt, 2002).

Outro modelo é a competição atacadista Figura 3-4, onde os novos geradores e as empresas estatais verticalizadas competem para vender energia elétrica através da rede de transmissão para as companhias de distribuição e também para outras empresas verticalizadas. Neste caso a distribuidora pode comprar energia elétrica no mercado *spot*. Um comercializador é um intermediário entre geradores e consumidores e não precisa necessariamente possuir ativos físicos, mas negocia com a energia elétrica. Este modelo tem sido o mais aplicado nos diferentes países.

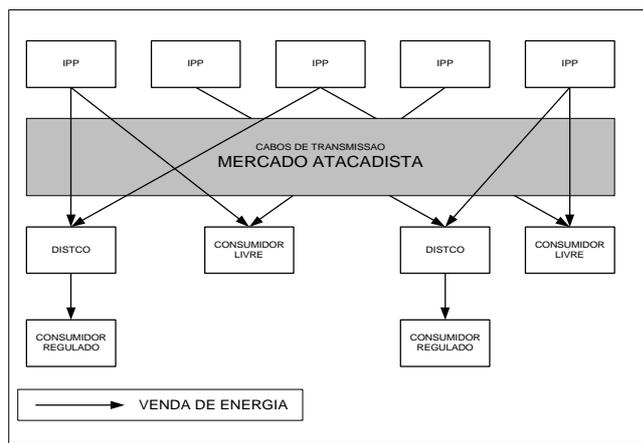


Figura 3.4: Competição atacadista (Adaptado de Hunt, 2002).

A competição na venda de energia elétrica pode existir entre os consumidores finais, este modelo tem sido identificado como Competição no Varejo, ver Figura 3-5. O modelo permite o acesso de terceiras partes ao sistema. Os consumidores podem ser servidos e podem competir vendendo e comprando energia elétrica. A entrega da energia aos consumidores continua sendo realizada pelas linhas das companhias de distribuição local

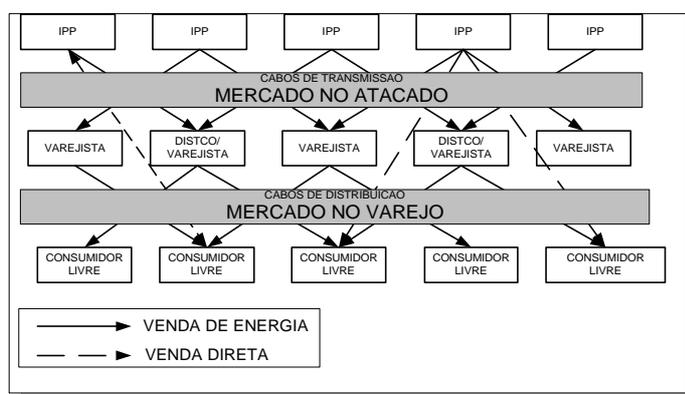


Figura 3.5: Competição no varejo (Adaptado de Hunt, 2002).

Devido à participação de um elevado número de agentes no modelo, existe a possibilidade dos mercados de eletricidade de futuros e a termo, não terem liquidez e se tornarem deficientes, isso dependerá se o preço único está nas mãos de poucos comercializadores e se os arranjos de comercialização são complexos de maneira que poucos possam entendê-los, HUNT (2002). Assim a importância da função do ente regulador, para manter o controle sobre as atividades dos agentes participantes do mercado fica justificada.

Tanto o modelo de comprador único quanto o modelo atacadista ou *pool*, são modelos recomendados para serem implementados no período de transição do modelo de monopólio para o modelo de competição no varejo, sendo este último modelo principal objetivo das reformas, porque somente com uma forte competição os preços da energia elétrica tenderão a diminuir.

3.2.2 Agentes e transações nos mercados de eletricidade

Na Figura 3-6 apresentam-se os diferentes agentes participantes no mercado de eletricidade. Além da participação dos agentes de geração, comercialização, transmissão e distribuição, existem também a participação dos seguintes agentes:

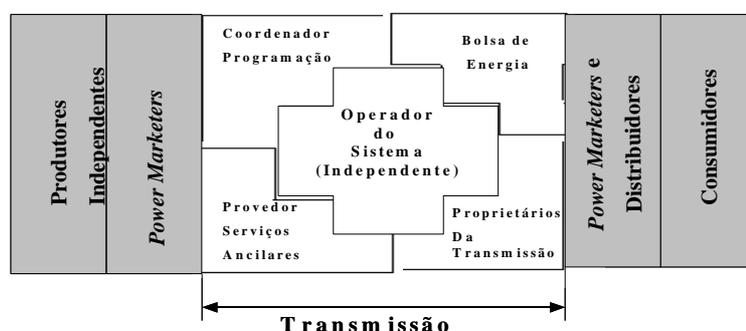


Figura 3.6:Componentes de um mercado de eletricidade (Adaptado de Schmutz, 2000).

Operador do Sistema promove a operação confiável e segura do sistema de energia elétrica (fluxos físicos de energia);

A bolsa de energia a qual é a responsável pelo casamento (balanço) de energia elétrica e a demanda do mercado;

Os provedores dos serviços ancilares fornecem serviços de suporte que são necessários para a operação confiável do sistema de energia;

Os coordenadores da programação são as entidades responsáveis por juntar a programação da oferta e a demanda, sem considerar as regras da bolsa de energia;

Qualquer organização pode ser modelada a partir da estrutura apresentada na Figura 3-6. Certos componentes podem pertencer a uma mesma entidade como é o caso do Brasil, onde o Operador Nacional do Sistema (ONS) tem as funções de programar, despachar e operar com vistas à otimização do sistema, também é o responsável da contratação e a administração de serviços de transmissão de energia elétrica e os serviços ancilares, DA SILVA (2001).

No caso do mercado elétrico regional da América Central o Ente Operador Regional (EOR) terá as funções de um sexto operador do sistema e de mercado, complementando-se com os operadores nacionais dos seis países, CEAC-SIEPAC (2002).

No caso das bolsas de energia (BE), estas são entidades que recebem ofertas pela compra e venda de energia elétrica e estabelecem o casamento entre elas. Podem ser definidas como uma parte integrante ou um caso particular de uma estrutura *pool*, executando a função de operador de mercado. As transações bilaterais podem coexistir com as bolsas de energia. Neste modelo híbrido, os contratos bilaterais diretamente entre agentes são permitidos.

Algumas características das Bolsas de Energia(BE), conforme relata VARGAS et al. (2001) são:

- ✓ os produtos transacionados numa BE são padronizados para facilitar o processo de entrega de ofertas de compra e venda e o posterior cálculo do preço do mercado, (no capítulo seguinte explica-se melhor este ponto);
- ✓ uma BE não tem o caráter de participação obrigatória como no caso do “*mandatory pool*”;
- ✓ o tráfego de informação entre agentes é reservado;
- ✓ a BE não decide sobre o despacho das unidades de geração e seus resultados. Com respeito à produção de energia tem caráter de um despacho preliminar;
- ✓ a BE não considera de forma detalhada os aspectos técnicos da operação do sistema tais como: congestionamento de transmissão, serviços ancilares, etc.

No modelo comprador único, os agentes entre si são uma bolsa de energia. No modelo de competição atacadista, os produtores, *traders* e companhias de distribuição podem acessar livremente à bolsa de energia. No modelo com competição no varejo, somente alguns produtores e consumidores têm o acesso livre à bolsa de energia.

Existem outros agentes como o comercializador do mercado atacadista ou *power marketer* o qual é definido como uma entidade que compra e toma títulos de energia elétrica antes de revendê-los a consumidores no varejo ou atacado, REYES (1994). Em contraste, os *power broker* são aqueles que intermediam entre compradores e vendedores facilitando a venda sem tomar posse da *commodity*. Os *power marketers* podem ter instalações de produção, transmissão, distribuição e consumo. Um *trader* é similar ao *power marketer*, mas geralmente não tem propriedade sobre alguma instalação.

Com relação às transações, estas podem ser feitas sobre uma base bilateral entre dois agentes produtor/consumidor. Neste caso, fornecedores e consumidores estabelecem contratos físicos, ou seja, quantidade de energia elétrica, tempo, garantia de fornecimento, sendo o preço e a localização negociados livremente. O coordenador da programação é responsável por combinar os arranjos bilaterais segundo as regras da transmissão.

O Operador do Sistema provê acesso não discriminatório ao sistema sob as tarifas negociadas ou aprovadas. Ele provê também os serviços ancilares. Alguns dos serviços tais como a reserva de operação e potencia reativa podem ser comprados diretamente pelo agente a um produtor determinado ou ao operador do sistema, estes serviços ainda não ficaram claramente definidos em alguns países. As perdas e os congestionamentos devem ser pagos ou fornecidos pelos participantes como é estabelecido para o mercado regional da América Central, CRIE (2002).

No modelo comprador único, as transações bilaterais tomam lugar entre os produtores e o comprador único. No modelo de competição atacadista ou pool, as transações bilaterais podem ser realizadas entre produtores, *traders* e companhias de distribuição. Já no modelo com competição no varejo, as transações podem ser concluídas entre qualquer consumidor, os *traders*, e os produtores.

3.3 Riscos em Mercados de Eletricidade

O termo risco pode ser definido como o grau de incerteza de uma variável e sua magnitude depende da sensibilidade no desempenho do decisor, SCHMUTZ (2000). Tradicionalmente tem sido mais bem compreendido em termos de probabilidade, JORION (1998). Considerando a elevada abrangência do termo anterior as empresas elétricas convivem no dia-a-dia com um grande número de riscos, nos quais podem incorrer devido a um erro de gerenciamento nas mesmas. Estes riscos podem ser segundo ARRIAGADA (2001) os seguintes:

- **Risco de Crédito:** refere-se à possibilidade do não pagamento por parte dos clientes;
- **Risco de Liquidez:** considera a possível falta de dinheiro o que impede à empresa cumprir com seus compromissos imediatos;
- **Risco Operacional:** é o risco associado a erros por parte dos funcionários da empresa e/ou fraudes que afetem seus resultados;
- **Risco Regulatório:** implica como as novas regulamentações no setor, podem afetar o incentivo dos novos agentes a participar neste;
- **Risco do Mercado:** Refere-se ao risco associado à empresa que não é diversificável através da criação de carteiras de contratos de investimentos. Este risco ilustra as variações

nos retornos devido a contingências que afetam o mercado e não podem ser evitadas pela empresa ao diversificar seus investimentos em outras firmas, já que todas são afetadas.

Segundo HUNT e SHUTTLEWORTH (1996), os riscos de mercado mais relevantes são:

a) Risco de preço:

Refere-se às variações do preço da energia elétrica no tempo, representando um risco para as empresas de geração, já que suas receitas dependem da diferença entre o preço de mercado (contrato) e seus custos de produção.

b) Riscos de quantidade ou volume:

Trata sobre o risco que cada gerador enfrenta pelas incertezas dos custos futuros e receitas resultantes das mudanças na demanda, assim como as mudanças na disponibilidade dos recursos. Este risco afeta principalmente às empresas de geração que operam sob um esquema *Poolco*, devido ao fato que vão gerar sempre que são despachadas pelo *Pool*, ou através do mercado *spot* ou através de um programa de despacho ótimo.

c) Risco no preço dos combustíveis:

Este é um risco externo o mercado elétrico, mas afeta ao gerador na sua capacidade para competir no mercado e ser finalmente despachado. Um aumento nos preços dos combustíveis aumenta os custos variáveis do gerador reduzindo o número de horas que este poderia gerar, reduzindo também seus lucros.

d) Risco de disponibilidade:

Está relacionado com as contingências que impedem o gerador de ficar disponível, para gerar a energia elétrica requerida.

3.3.1 Risco de preço

No modelo bilateral de transações, o preço da energia elétrica é negociado entre os compradores e vendedores. Cada transação tem um preço diferente que depende do resultado da negociação entre as partes.

No modelo *Pool*, o despacho é definido de acordo com critérios técnico-econômicos, determinando-se o preço *spot* a partir da livre interação entre oferta e demanda. Neste caso aplica-se o conceito do Preço Marginal do Sistema (PMS), que considera que os preços tendem aos custos marginais de curto prazo (custos marginais de operação).

Independentemente do modelo de formação de preços, a tarifa de energia elétrica sempre terá as mesmas componentes, como é mostrado na Figura 3-7.

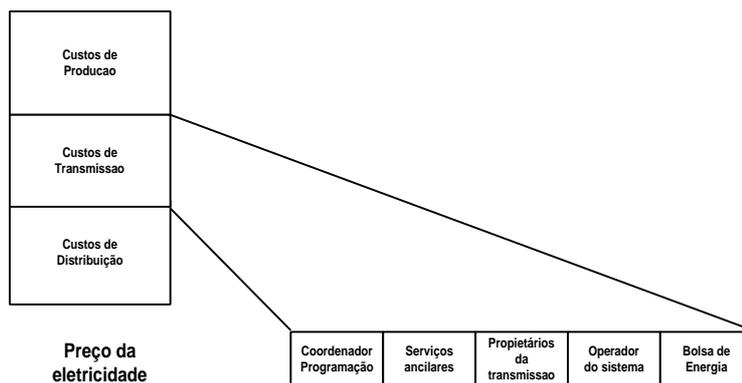


Figura 3.7: Estrutura do preço da eletricidade (Adaptado de Schmutz, 2000).

As componentes deste preço da eletricidade são:

- ✓ preço da produção de energia elétrica;
- ✓ preço da transmissão;
- ✓ preço da distribuição.

No caso dos geradores, o preço da energia elétrica fica composto pelas seguintes componentes:

- ❑ **custos variáveis:** operação, manutenção, administração e combustíveis para térmicas;
- ❑ **custos fixos:** investimentos.

O preço da transmissão inclui a remuneração dos proprietários da rede, os provedores dos serviços auxiliares, o coordenador do despacho, a bolsa de energia e do operador do sistema e a expansão do sistema, DA SILVA (2001). Algo similar ocorre com o preço da distribuição que inclui: os custos pelos investimentos, operação, manutenção, administração, custos de oportunidade de capital, etc..

Evidentemente, é necessário reiterar que o cálculo realista do preço da energia elétrica deverá considerar todos os fatores envolvidos (qualidade de fornecimento, custos de investimentos e comercialização, taxas de retorno, atendimento ao cliente, filosofias de competição, consideração de mercados de curto prazo e futuros, prazos, garantias, apenas para citar alguns), PINTO e RIBEIRO (1999).

No caso particular da indústria elétrica, a desregulamentação do setor tem evoluído na direção do tratamento da eletricidade como uma *commodity*, dando origem a um mercado *spot* de energia elétrica com um preço consideravelmente volátil. Na tabela 3-1, pode-se ver quais são os diversos fatores que incidem numa elevada volatilidade nos preços da eletricidade.

Fator	Consequência
Impossibilidade de armazenar	Não existem reservas para suavizar os picos de demanda.
Necessidade de disponibilidade imediata	Os preços variam durante o dia devido à necessidade de resposta as mudanças da demanda.
Distância geográfica	Pelas restrições no sistema de transmissão, os preços podem variar devido à impossibilidade de importar energia de um lugar mais barato.
Clima	Oferta e demanda podem variar fortemente de uma estação para outra.
Ausência de uma experiência de mercado	Preços <i>spot</i> e futuros da eletricidade são difíceis de serem fixados.

Tabela 3.1:Fatores que incidem na volatilidade dos preços (Arriagada, 2001).

Em alguns mercados de eletricidade, nos quais o risco hidrológico é elevado, existe além do pagamento pela energia elétrica o pagamento por capacidade, para incentivar os produtores a investir. Coloca-se também um piso (*floor*) para o preço da energia elétrica na bolsa de energia, REYES (1994).

3.3.2 Risco de quantidade

Mudanças nos preços do mercado em alguns períodos podem fazer com que a planta opere por mais ou menos horas do que o esperado, afetando não somente a renda do gerador, mas também seus custos variáveis de combustível, operação e manutenção. No caso brasileiro, com relação aos geradores inseridos no processo do MRE¹⁰, este risco está associado à geração total do MRE, no qual não existem garantias de que a energia alocada resultante do processo atinja a

¹⁰ Mecanismo de Realocação de Energia.

energia assegurada, fazendo com que o agente de geração fique exposto ao mercado de curto prazo para cumprir seus compromissos contratuais, MONGELLI (2002).

Também existe a incerteza na quantidade de energia elétrica que pode ser gerada, já que as usinas têm um limite em sua confiabilidade. Um gerador fica exposto ao risco de quantidade devido aos possíveis interrupções de suas unidades. Na tabela 3-2, se mostram taxas de saídas forçadas típicas para algumas tecnologias de geração, segundo o estudo de caso realizado pela IEEE-RTS.

Tipo de usina	Capacidade(MW)	Taxa de Saída Forçada(%)
Fóssil a Vapor	12	2
Turbina a combustível	20	10
Hidroelétrica	50	1
Fóssil a vapor	76	2
Fóssil a vapor	100	4
Fóssil a vapor	155	4
Fóssil a vapor	197	5
Fóssil a vapor	350	8

Tabela 3.2: Taxa de saída forçadas de unidades de geração IEEE-RTS (Schmutz, 2000).

3.3.3 Outros tipos de risco

O risco de liquidez é um tópico de grande relevância nos mercados de eletricidade, uma vez que eles são mercados novos e o volume das transações é pouco e assim também a garantia e o risco de liquidez grande. Um exemplo típico é o baixo volume de transações nos contratos futuros nas Bolsas de comércio de Chicago e Nova York.

O risco de crédito é considerado normalmente de muita importância, já que a margem de segurança dos agentes é menor sob competição do que no regime anterior de monopólio. Os critérios usados na avaliação de risco de crédito estão mostrados na tabela 3-3.

Risco do negócio	Risco financeiro
Característica da indústria	Características financeiras
Posição competitiva tais como:	Política financeira
Marketing	Lucratividade
Tecnologia	Estrutura de capital
Eficiência	Proteção de fluxo de caixa
Gestão	Flexibilidade financeira

Tabela 3.3: Critérios usados na avaliação do risco de crédito (Reyes, 1994).

O **risco legal** também deve interessar aos agentes nos mercados liberalizados, já que constantemente os organismos reguladores estão gerando resoluções que podem beneficiar uns e prejudicar outros. Em situações de emergência os organismos reguladores decidem limitar os preços máximos colocando um *cap*, afetando desta maneira os lucros dos agentes.

3.4 Técnicas para avaliação do Risco

O risco existe porque o ambiente futuro é incerto e portanto poderia ser definido em função da incerteza sobre o desempenho do agente, JORION (1998). Devido a esta relativa percepção do risco, a avaliação total do mesmo pode ser economicamente inviável ou mesmo impossível. Certas situações de risco podem oferecer grandes oportunidades de ganho, por exemplo um gerador térmico pode colocar parte de sua produção num contrato de venda de energia de longo prazo a um preço determinado e outra parte para vender no mercado *spot*, considerando uma previsão moderada de séries hidrológicas, mas se pior assim estas séries, o preço da energia aumentaria, usufruindo dos altos lucros.

Na área financeira, decisões referentes à alocação de recursos são encaradas em um contexto de risco/retorno, ou seja, decisões que envolvem um maior nível de risco só são aceitáveis se proporcionarem maiores retornos, PEREIRA et al. (2001).

As ferramentas matemáticas empregadas para analisar o fenômeno do risco, tradicionalmente estiveram baseadas na estatística aplicada, e na teoria de carteiras com resultados satisfatórios. Entretanto, existem algumas situações nas quais mostra-se como o uso da rotina de probabilidade não é a melhor escolha. Por isso CARLSSON et al. (2002) propõem uma metodologia para trabalhar com a teoria da possibilidade em vez da probabilidade.

MERRIL et al (1993) também apresentam uma proposta nesta mesma linha chamada Método Balanço/Risco, que estuda as incertezas como o fenômeno associado ao pouco controle e desconhecimento da informação, assim como o risco associado ao processo da tomada de decisões.

Algumas vezes, quando o nível de incertezas nos horizontes de planejamento das estratégias de comercialização e investimentos é muito elevado, abordagens com tratamentos originais são propostos, como no caso da interligação da América Central DE LA TORRE (1999), que utiliza um método de análise da decisão para o planejamento da transmissão de forma robusta face às incertezas cujo nome é: “minimax” (minimizar o máximo arrendimento), obtendo resultados adequados e empregando as ferramentas existentes.

Neste trabalho utiliza-se a teoria de conjuntos *fuzzy* e a teoria multi-critério para estudar o efeito do risco nos resultados financeiros de uma empresa de geração térmica, mas também é uma metodologia que pode ser aplicada para qualquer tipo de agente: comercializador, consumidor, gerador hidroelétrico, etc. A seguir analisam-se alguns conceitos chaves para compreender este fenômeno aplicado para o negócio da energia elétrica.

3.4.1 Desvio padrão e volatilidade

O valor futuro de uma carteira de contratos é uma variável aleatória, portanto existe um risco associado a este comportamento aleatório. Existem algumas técnicas para realizar a quantificação do risco, duas das mais utilizadas são: a “**análise da variância**” e o “**valor no risco**” ou VaR.

Convencionalmente a mais utilizada é a variância, definida como a soma ponderada dos desvios quadrados ao redor da média, JORION (1998). A variância é medida em unidade de x ao quadrado, não podendo, portanto, ser diretamente comparada com a média. O desvio padrão ou volatilidade, é então definido como o valor positivo da raiz quadrada da variância:

$$D(X) = \sqrt{V(X)} \quad (3.1)$$

onde:

$D(X)$ = Desvio padrão;

$V(X)$ = Variância

Em vez de usar o desvio padrão, é comum medir a volatilidade como recomenda PILIPOVIC (1997).

$$v = \sqrt{\frac{\mathbf{s}^2(S)}{\Delta t}} \quad (3.2)$$

onde:

v = volatilidade;

$\mathbf{s}^2(S)$ = Variância do valor futuro da carteira;

Δt = Intervalo de tempo

No trabalho de SCHMUTZ (2000), argumenta-se que a volatilidade e o desvio padrão não são medidas satisfatórias do risco porque se o desvio padrão e a volatilidade apresentam uma diminuição, estas provocariam uma diminuição da potencialidade das perdas, e ao mesmo tempo diminuiriam a potencialidade de ocorrer ganhos. Embora as empresas não tenham controle sobre a volatilidade das variáveis, elas podem ajustar suas exposições a tais riscos, através de derivativos, por exemplo, JORION (1998).

3.4.2 Probabilidade de perdas e Valor no risco (VaR)

Suponha que um proprietário de geração térmica ao vender energia tenha somente duas opções: vendê-la no mercado *spot* ou fazer contratos bilaterais. A combinação destas duas opções também é possível. Se ele vender toda a energia para o mercado *spot*, seu retorno será diretamente dependente dos preços futuros de mercado. Por outro lado, se forem feitos somente contratos bilaterais, ele se previne da volatilidade do preço mas não pode se beneficiar de preços *spot* altos.

Uma medida única do risco pode ser feita utilizando-se a probabilidade das perdas:

$$prob(S \leq S^*) \quad (3-3)$$

$$prob(S \leq S^*) = \int_{-\infty}^{S^*} f(S) * dS \quad (3.4)$$

O cálculo desta probabilidade depende da definição do limite S^* , sendo os valores abaixo deste limite que contribuem para a perda.

O VaR é a medida das mudanças potenciais no valor da carteira com uma determinada probabilidade, num horizonte de tempo. O “valor no risco” (VaR) é o pior resultado que se espera

com um certo nível de confiança (tipicamente 95% ou 99%). O VaR é usualmente o alvo do planejamento/gerenciamento de risco, pois permite que se descarte cenários muito negativos, porém altamente improváveis.

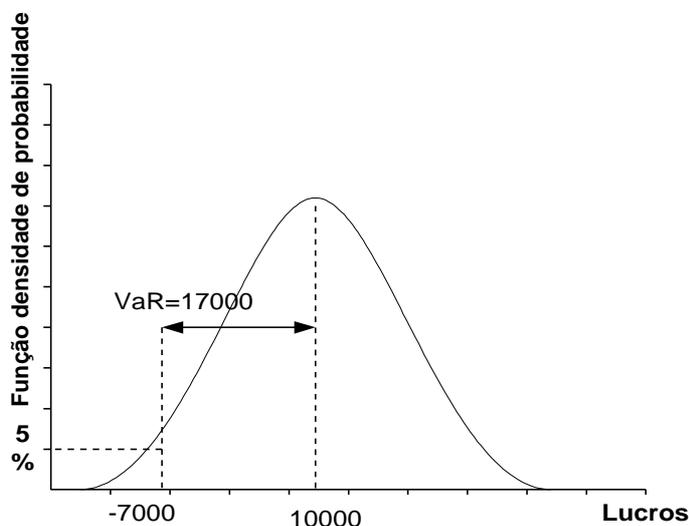


Figura 3.8: Valor no risco (VaR).

O valor relativo à média:

$$VaR = E(S) - S^* \quad (3.5)$$

Onde S^* é:

$$1 - c = \text{prob}(S \leq S^*) \quad (3.6)$$

Onde c é o nível de confiança.

A implementação do VaR nas empresas elétricas de energia pode ser dificultada tendo em vista que o mercado de energia é relativamente novo e dessa maneira, não se dispõe de referências de preços para a energia transacionada de forma transparente. Outro ponto que dificulta a implementação do VaR é a quantificação das volatilidades e das correlações de preço tendo em vista, como foi mencionado acima, que o mercado de energia é novo e somente agora está se formando uma base de dados que possa ser usada na determinação desses parâmetros.

3.4.3 Cash Flow at Risk (CfaR)

Uma melhor medida do VaR é *Cash Flow at Risk (CfaR)* ou Margem no Risco, a qual sinaliza o risco de não alcançar os lucros esperados. É importante se considerar que as empresas de geração medem seu desempenho baseado na rentabilidade e não no valor da carteira de contratos. Ao contrário do cálculo tradicional do VaR que calcula o menor valor da carteira, o *CfaR* calcula o pior ganho a obter com uma x% de probabilidade num período de t dias.

A exposição ao risco pela empresa fica definida como a diferença entre o ganho esperado e o ganho calculado com x%.

3.4.4 Fatores de sensibilidade

Os fatores de sensibilidade descrevem a exposição das carteiras de contratos às mudanças dos parâmetros que caracterizam a fonte de incerteza, JORION (1998):

A medida Delta sinaliza a sensibilidade do valor da carteira às mudanças no valor do ativo subjacente:

$$d = \frac{\Delta S}{\Delta p} \quad (3.7)$$

A medida *Gamma* sinaliza a sensibilidade às mudanças em delta:

$$g = \frac{\Delta d}{\Delta p} \quad (3.8)$$

A medida *Epsilon* sinaliza a sensibilidade às mudanças da volatilidade:

$$c = \frac{\Delta S}{\Delta v} \quad (3.9)$$

A medida *Theta* sinaliza a sensibilidade à passagem do tempo:

$$q = \frac{\Delta S}{\Delta t} \quad (3.10)$$

A medida *Rho* sinaliza a sensibilidade às mudanças na taxa de desconto:

$$\mathbf{r} = \frac{\Delta S}{\Delta r} \quad (3.11)$$

Para as opções e os contratos a termo o valor do ativo subjacente é o preço *spot* da energia elétrica. Os fatores de sensibilidade normalmente são utilizados para a medição do risco, mas podem revelar não serem adequados se as incertezas vêm de diferentes fontes tais como preço *spot* e quantidade de energia elétrica. São utilizadas especialmente para modelar as mudanças no valor da carteira relativa às mudanças de um valor subjacente em particular.

Atualmente estão sendo aplicadas novas ferramentas baseadas nas técnicas de inteligência artificial, com o objetivo de considerar as incertezas associadas aos decisores mesmos. Uma dessas técnicas mais utilizadas é a teoria da lógica fuzzy. É possível modelar as preferências do decisor (aspecto subjetivo) empregando conceitos como: função de pertinência, conjuntos fuzzy, princípio de extensão, credibilidade, plausibilidade, possibilidade, etc., (para ver detalhes sobre alguns conceitos básicos desta teoria e sua aplicação neste trabalho, referir-se ao Anexo 1).

3.5 Conclusões

Este Capítulo apresentou uma síntese dos tipos de riscos existentes num mercado competitivo de eletricidade e as técnicas convencionalmente mais utilizadas de avaliação dos mesmos.

Pode-se concluir que as técnicas convencionais de valor esperado e desvio padrão ainda são amplamente utilizados para avaliar o risco. O método do VaR apresenta-se como uma solução recomendada para o problema da análise do risco, mas para o caso particular das empresas elétricas recomenda-se a utilização de *CfaR* como uma técnica mais adequada, considerando a incerteza na quantidade de energia a ser gerada.

No capítulo seguinte estuda-se a teoria sobre os contratos, os quais são utilizados como mecanismos de proteção na gestão do risco de mercado.

4. CONTRATOS PARA A GESTÃO DO RISCO

4.1 Introdução

Um contrato de venda de energia é um acordo entre duas partes no qual uma das partes acorda entregar um produto ou serviço à outra parte, especificando certas condições e o retorno de uma certa quantidade de dinheiro. Para o caso específico do setor elétrico, os contratos são necessários para estabelecer relações comerciais entre os diversos participantes do setor, diminuindo assim o risco de se trabalhar apenas com o mercado *spot*.

4.2 Modelagem dos Contratos

4.2.1 Funções dos contratos

Uma transação de energia elétrica precisa da especificação de muitos parâmetros. Entre eles, a quantidade, o preço, a locação e o tempo da entrega. O contrato é um acordo sobre a definição destes parâmetros:

- a) **a quantidade de energia elétrica pode ser fixa ou variável.** O nível de firmeza indica se o serviço pode ser interrompido e quais são as condições de interrupção. Uma quantidade mínima e máxima de energia elétrica pode ser mencionada;
- b) **o preço da energia pode ser uma variável fixada ou indexada.** preços mínimos e máximos podem ser mencionados como no caso dos contratos PPA, ARELLANO (2003);
- c) **o local da entrega** pode ser especificado e um custo pelo uso da rede por transmitir a energia elétrica pode ser especificado;
- d) **os tempos de entrega** são apresentados no contrato. Os limites de tempo dentro dos quais a entrega da energia tem que ocorrer, devem ser mencionados.

Existem muitos tipos de contratos, muitos destes obtidos pela adequada combinação de contratos a termo e opções. Por exemplo, um contrato binomial é uma opção com uma quantidade ilimitada de energia elétrica e com prêmio proporcional a alguma medida da potência. Um contrato futuro é uma combinação de contratos a termo. Um Contrato por Diferenças é um *floor* – uma série de opções de venda (*puts*) – se o contrato menciona um preço mínimo e um *cap* – série de opções de compra (*calls*) – se o contrato menciona um preço máximo para o consumidor. A dupla por

diferenças é uma combinação de um *floor* e um *cap*. Um contrato tipo *swap* é uma combinação de dois contratos a termo ou duas opções com direção inversa. Um contrato interruptível é uma combinação de um contrato a termo, um contrato binomial e uma opção, etc; SCHMUTZ (2000). Na Figura 4-1, apresenta-se uma classificação destas modalidades de contratação, segundos os acordos pré-estabelecidos.

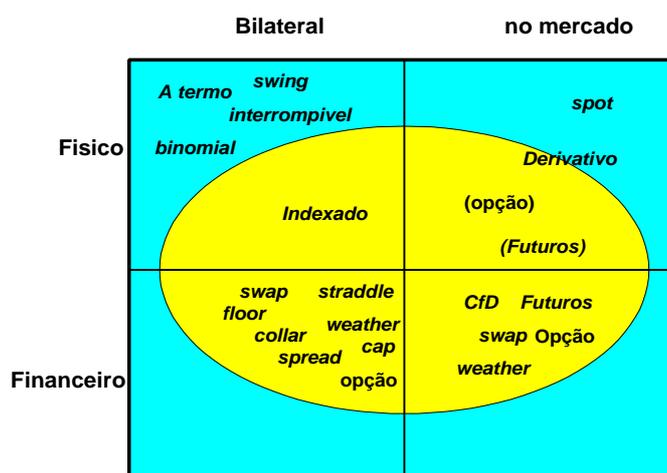


Figura 4.1:Classificação dos contratos (Adaptado de Schmutz, 2000).

Segundo HUNT e SHUTTLEWORTH (1996), vendedor e comprador poderiam, em teoria, acordar as condições de entrega no momento da entrega sem necessidade de estabelecer compromissos adiantados assinando um contrato, já que nenhuma das partes fica obrigada a assinar os contratos. A utilização de contratos deve-se aos benefícios que obtém cada uma das partes. Os benefícios podem ser classificados da seguinte maneira:

□ **Economia nos custos de transação**

Assinar contratos de venda de energia permite reduzir os custos da transação: custos pela negociação, execução e obrigação nos pagamentos que existiriam se as compras fossem feitas cada vez que o consumidor desejasse retirar energia da rede. Os contratos permitem reduzir os custos da transação ao padronizar as condições especificadas, baseando-se nas condições esperadas no futuro. No caso do mercado *spot* os comercializadores acordam preços antes da entrega e os consumidores compram conforme seu consumo.

□ **Realocação de riscos de negócios**

A utilização de contratos permite transferir o risco de mercado a um terceiro, sempre quando exista um benefício nesta operação que se produz quando o terceiro tem a disposição de assumir este risco, ou quando o terceiro tem um maior controle sobre a fonte do risco. Isto também é conhecido como transferência do risco ou diversificação do risco respectivamente.

□ Incentivos à eficiência econômica

A existência da assimetria na informação, traduz-se em incerteza para uma das partes, ou seja, aquela parte que possui maior domínio da informação pode obter proveito da assimetria. Através dos contratos, os agentes recebem incentivos para gerenciar o risco e os estimula a adotar um esquema de mínimo custo de operação.

4.2.2 Derivativos e *hedge*

Alguns conceitos são importantes quando se refere à transferência do risco:

Derivativos são produtos de títulos financeiros cujos valores dependem dos valores de outras variáveis. Mais especificamente, um derivativo é um contrato entre duas partes que especifica as condições -em particular, datas e valores finais das variáveis objetos- sobre pagamentos, ou remunerações, que serão pagos pelas partes. Um derivativo costuma também ser conhecido como *contingent claims* (direitos de contingência). Os derivativos englobam uma variada gama de instrumentos, entre os mais conhecidos estão: contrato a termo, contrato futuro, opções e *swap*, NASCIMENTO e NUNEZ (2001).

Os mercados derivativos são aplicados no setor elétrico com o objetivo de aumentar a liquidez no mercado de eletricidade e prover um grupo de ferramentas para permitir aos agentes de energia elétrica, a prática do *hedge*, AZEVEDO et al. (2003).

O *hedge* é o mecanismo de proteção o qual consiste em estabelecer contratos para mitigar o risco no negócio da comercialização da energia elétrica. O uso de um *hedge* freqüente nos mercados de eletricidade não é usual e é potencialmente custoso, PILIPOVIC (1997).

Existem dois tipos de *hedgers*, aqueles que querem cobertura contra os aumentos nos preços e aqueles que querem cobertura contra as diminuições nos preços. Os primeiros realizam uma cobertura compradora já que tem que comprar no *spot*, então, compram contratos futuros para cobertura. No momento que realizem a compra no *spot*, venderão os contratos futuros, com esta

operação as eventuais perdas pelas subidas nos preços serão compensadas pelos ganhos nos futuros.

Os segundos (geradores), contam com as mercadorias e temem quedas nos preços, vendem contratos de futuros. Quando eles realizem a venda no mercado *spot*, comprarão contratos futuros vendidos anteriormente e o resultado da operação com futuros compensará o ocorrido no mercado disponível, LANDREIN (2001).

Com o uso do *hedge*, as empresas evitam surpresas desagradáveis, como uma alta acentuada no preço de uma *commodity*, HULL (1996). Com a utilização de contratos futuros pode-se remover os riscos de preço do ativo naquela data.

4.2.3 Contratos a termo e futuros

Os contratos a termo são acordos de compra e venda de um ativo em uma determinada data futura, por um preço previamente estabelecido. No entanto eles não são negociados em bolsa como os contratos futuros, já que são acordos particulares entre duas instituições financeiras ou uma instituição e um cliente. Atualmente o contrato a termo mais conhecido e extensamente usado é uma quantidade fixa com um preço fixo.

Com relação ao tempo de entrega, os contratos a termo não têm de seguir os padrões de uma bolsa, uma vez que a entrega do contrato pode ocorrer em qualquer data conveniente para as partes. Nos contratos a termo uma única data de entrega é especificada, ao passo que, nos contratos futuros, há um período de entrega que pode englobar vários dias.

Os contratos a termo não são ajustados ao mercado diariamente como os futuros, visto que as partes liquidarão a transação na data de entrega acordada. Enquanto a maioria dos contratos futuros é encerrada antes da entrega, a maioria dos contratos a termo resulta na entrega física do ativo ou na liquidação financeira final. Como exemplo do uso de contratos a termo, em POLLAK (1994), pode-se obter detalhes da utilização deste instrumento na Inglaterra.

Uma vez que a oferta destes contratos baseia-se em uma visão particular do vendedor sobre o futuro, o uso destes instrumentos tem sido uma via arriscada para negócios. A literatura tem reportado exemplos de experiências negativas, envolvendo a utilização abusiva de contratos a termo, como pode ser comprovado em JORION (1997).

Como exemplo da importância de se utilizar mecanismos de proteção pode-se imaginar uma situação onde um comercializador concorda em entregar 200.000 MWh no prazo de um ano a um preço fixo de \$20/MWh, e o custo atual para geração e entrega de eletricidade é de \$30/MWh, o comercializador poderá perder \$2 milhões nesta simples transação.

Como foi exposto anteriormente, o mercado deverá restringir, com a exigência de garantias ou simplesmente evitando realizar negócios, os contratos a termo sem *hedge*. Em mercados mais avançados como na Europa e alguns estados americanos, existem câmaras de compensação para operacionalizar os mecanismos de *hedge*.

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

Os mercados futuros estão constituídos por contratos padronizados os quais estão regidos pelas seguintes cláusulas, LANDREIN (1999) e BACCINO (2000):

a) Quantidades padronizadas:

- Bolsa de Nova York (NYMEX)- 864 MWh;
- Bolsa de futuros de Sydney (SFE) -500 MWh;
- Bolsa de futuros e opções da Nova Zelândia (NZFOE)-250 MWh;
- Bolsa de Energia dos países nórdicos (Nord Pool)- 500 MWh.

b) Data de vencimento

São fixadas datas específicas de liquidação e são negociadas eletronicamente, normalmente acompanhando o ciclo de comercialização dos produtos.

c) Local de entrega

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

d) Horas de negociação

Variam segundo a bolsa. Por exemplo, a bolsa de Sydney SFE 10-12:30 e 14-16 horas, a bolsa da Nova Zelândia (NZFOE) 13:30 –16:30, de segunda a sexta.

e) A flutuação

O preço de flutuação máximo permissível no dia é de US\$ 7.0 acima ou abaixo do preço *settlement* do dia anterior para a bolsa de Chicago (CBOT).

Na Figura 4-2 (esquerda), pode-se ver a combinação entre os lucros obtidos com a compra de um contrato de energia elétrica a termo e a compra da mesma quantidade de energia elétrica no mercado *spot*. Considerando-se que no momento da liquidação do contrato a termo o preço *spot* é maior que o preço de contrato, o agente tem lucros. Caso contrário, este agente terá perdas.

Da mesma forma, na figura 4-2 (direita), a venda de um contrato a termo é comparada com a venda no mercado *spot*. Considerando-se que o preço *spot* é maior que o preço do contrato no momento da liquidação o agente vendedor tem uma perda. Caso contrário, este agente terá lucros.

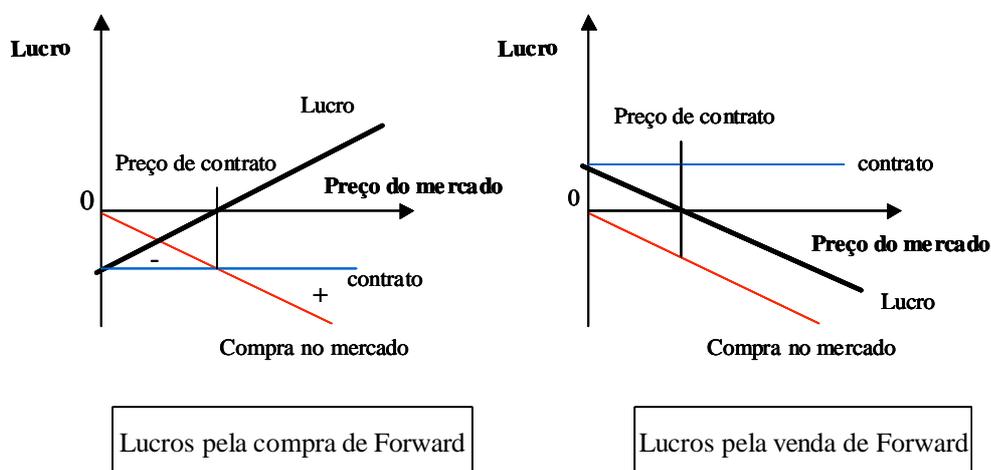


Figura 4.2: Contratos a Termo (Adaptado de Schmutz 2000).

Nos contratos futuros deve-se realizar um depósito no início do contrato e esta margem inicial é corrigida pela diferença da quantidade entre o valor de mercado do contrato no momento da liquidação e o valor inicial. Os contratos futuros eliminam o problema do risco pela falta de liquidez e o risco de crédito associado com os contratos a termo, devido à utilização da câmara de compensação (“*clearing house*”), para saber mais sobre a câmara de compensação ver NASCIMENTO e NUNEZ (2001).

4.2.4 Contratos de Opções

Uma opção é um instrumento financeiro derivativo que entrega a seu titular o direito, (sem a obrigação) de comprar ou vender um ativo subjacente até uma certa data, a um preço pré-fixado (preço de exercício). O direito (opção) de realizar a transação implica em um valor financeiro para a opção (prêmio). O comprador da opção (titular) paga um preço por ela ao momento de acordar a

transação com o derivativo igual ao prêmio, conforme colocado por HULL (1997). A seguir são analisadas as situações possíveis envolvendo opções de compra (*call*) e venda (*put*), sob a ótica do titular e do lançador.

Na versão mais simples¹¹ de uma opção, a decisão para exercer uma opção depende da diferença entre o preço de exercício (*strike*) e o preço de mercado ou referência (*spot*). Por exemplo, considera-se que um agente compra uma opção cujo lugar de entrega será a barra definida pelo despacho do sistema , o preço *spot* como valor de referência e o valor de exercício, o qual é um preço fixado:

- Uma opção de compra europeia é exercida se o preço de mercado for superior ao preço de exercício. Se a opção não é exercida, o consumidor compra energia elétrica no mercado *spot*;
- Uma opção de venda europeia é exercida se o preço de mercado for inferior ao preço de exercício. Se a opção não é exercida, o gerador vende energia elétrica no mercado *spot*.

Existem versões mais complexas das opções nas quais o preço de exercício da opção está em função de valores de exercício e referência, variáveis. Por exemplo, considera-se um agente que compra uma opção complexa, cujo lugar de entrega é a barra do sistema do agente, e não a barra apontada pelo Operador do Sistema, e com um valor de preço fixado. Suponha-se que os custos da transmissão são aplicados somente ao consumidor, então:

- Se o agente é um consumidor, uma opção de compra é exercida se o preço do mercado mais o custo da transmissão for superior ao preço de exercício. Se o agente é um produtor, a opção de compra europeia é exercida se o preço de mercado for superior ao preço de exercício;
- Se o agente é um gerador de energia elétrica, a opção de venda europeia é exercida se o preço de mercado for inferior ao preço de exercício. Se o agente é um consumidor, a opção de venda europeia é exercida se o preço de mercado mais os custos da transmissão forem inferior ao preço de exercício.

¹¹ ou “*plain vanilla options*”, MONGELLI (2002).

Na Figura 4-3, observa-se a variação dos lucros em função do preço de mercado tanto para uma opção de compra européia (esquerda) como uma opção de venda européia (direita). Uma opção de compra européia é exercida se o preço de mercado for superior ao preço de exercício (*strike*). Se a opção não é exercida, o consumidor compra energia elétrica no mercado *spot*. Uma opção de venda européia é exercida se o preço de mercado for inferior ao preço de exercício. Se a opção não é exercida, o gerador vende energia elétrica no mercado *spot*.

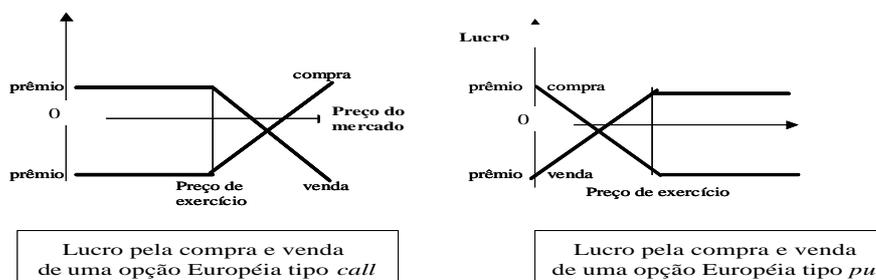


Figura 4.3: Contratos de Opções (Adaptado de Schmutz 2000).

As opções como contratos apresentam diferentes modalidades como se mostra na tabela 4-1.

Operação	Opção	Valor no exercício	Interpretação
Compra	<i>Call</i>	$\max(0, S_T - P_E)$	$S_T > P_E$: <i>call</i> exercida e titular recebe $S_T - P_E$ $S_T \leq P_E$: <i>call</i> abandonada e titular nada recebe
Compra	<i>Put</i>	$\max(0, P_E - S_T)$	$S_T \leq P_E$: <i>put</i> exercida e titular recebe $P_E - S_T$ $S_T > P_E$: <i>put</i> abandonada e titular nada recebe
Venda	<i>Call</i>	$\min(0, P_E - S_T)$	$S_T > P_E$: <i>call</i> exercida e lançador paga $S_T - P_E$ $S_T \leq P_E$: <i>call</i> abandonada e lançador não paga
Venda	<i>Put</i>	$\min(0, S_T - P_E)$	$S_T \leq P_E$: <i>put</i> exercida e lançador paga $P_E - S_T$ $S_T > P_E$: <i>put</i> abandonada e titular nada recebe

Tabela 4.1: Modalidades de Contratos de Opção (Silveira, 2001).

Para definir o preço justo das opções, algo normal é fazer o preço da energia igual ao preço de exercício e o preço de referência igual ao preço *spot* ou custo marginal, como realmente se trata neste trabalho.

No trabalho de ARRIAGADA (2001), o preço de exercício é calculado de forma gráfica com o preço *spot* a partir do qual os ganhos da empresa são superiores aos custos fixos. Para

determinar a quantidade de energia elétrica comprometida na opção, este valor foi obtido a partir da inclinação da curva dos lucros da empresa. Para definir o preço justo da opção de acordo com as expectativas futuras para o mercado de energia elétrica, utilizou-se o método de simulação de MonteCarlo.

Para o cálculo do prêmio pode implementar-se *Black e Scholes* ou pode realizar-se uma análise de sensibilidade com relação a seu valor. Por outro lado, LIU (2002), propõe que o preço de exercício deveria ser ao menos 25% maior do que dos custos variáveis do gerador mais provável a produzir. Em relação ao horizonte de tempo, ou seja, o tempo de expiração do contrato de opção, sugere-se o período de dois anos como máximo.

No presente trabalho, os valores do preço de exercício, volume a ser contratado na opção, o prêmio da opção e o tempo de expiração, são considerados como dados de entrada para o modelo, concentrando-se na modelagem, propriamente dita, dos contratos.

Ao analisar as expressões que determinam o valor de uma opção de compra ou de venda, observa-se que os componentes das equações matemáticas são o preço de exercício e o preço *spot*. Além desses fatores, influenciam também no valor final da opção os seguintes elementos: a volatilidade do preço spot, prazo para o vencimento e a taxa de juros.

- a) **Preço de exercício:** quanto maior o preço de exercício, menor o valor da opção de compra. Isto ocorre pois seu valor é $\text{Max}(0, S_T - P_E)$. No entanto, o valor de uma opção de compra nunca será negativo. Por outro lado, quanto maior o preço de exercício, maior o valor da opção de venda, pois seu valor é dado por $\text{Max}(0, P_E - S_T)$.
- b) **Preço de mercado (*spot*):** quanto maior o preço de mercado, maior o valor da opção de compra, pois seu valor é dado por $\text{Max}(0, S_T - P_E)$. Por outro lado, quanto maior o preço de mercado, menor o valor da opção de venda, pois seu valor é dado por $\text{Max}(P_E - S_T)$.
- c) **Volatilidade do preço de mercado:** quanto maior a variabilidade do preço de mercado, maior o valor da opção (de compra e venda).
- d) **Prazo para o vencimento:** quanto maior o prazo de vencimento, maior o valor da opção (de compra e venda). Por exemplo, uma opção com prazo de 9 meses é mais cara do que uma com prazo de 6 meses, uma vez que apresenta 3 meses a mais de flexibilidade. Quanto maior o prazo, maior a flexibilidade.
- e) **Taxa de juros:** quanto maior a taxa de juros, maior o valor da opção de compra e menor a opção de venda. Isso ocorre pois quanto maior a taxa de juros, menor é o preço de exercício futuro e, assim, maior o valor da opção de compra, ou menor a opção de venda.

Existem ainda as opções complexas construídas a partir de combinações de opções simples gerando-se diferentes funções de lucros. Algumas das mais empregadas segundo HULL (1997) são:

a) Spread

Significa tomar uma posição em duas ou mais opções de um mesmo tipo. Uma estratégia *Bull Spread* constrói-se comprando uma *call* com preço de exercício K_1 e vendendo outra *call* com preço de exercício $K_2 > K_1$. Esta estratégia gera lucros ao aumentar o preço do ativo subjacente e também limita os lucros e perdas do titular da opção. Devido que a opção comprada tem um preço de exercício menor que a opção vendida, esta estratégia requer um pagamento inicial $(C_1 - C_2)$ para implementá-la. Esta estratégia pode ser útil quando o investidor espera uma subida dos preços.

Uma estratégia *bear spread* constrói-se de maneira igual à anterior mas com a condição que $K_2 < K_1$. Esta estratégia gera lucros ao aumentar o preço do ativo subjacente, enquanto limita os lucros e perdas do titular da opção. Não requer um pagamento inicial para ser implementada e pode ser útil quando o investidor espera uma queda dos preços.

Uma estratégia *butterfly spread* realiza-se comprando duas opções de compra com preço de exercício K_1 e K_3 e vendendo duas opções de compra a preço K_2 ($K_1 < K_2 < K_3$). Este tipo de estratégia gera lucros quando o preço do ativo subjacente se mantenha dentro da faixa de $K_1 - K_3$ e é utilizada pelos investidores que esperam que o preço se mantenha estável dentro do intervalo.

b) Combinações de opções de compra e opções de venda

São estratégias que implicam a toma de posições com opções de compra e opções de venda simultaneamente. Uma estratégia *straddle* representa comprar uma opção de compra e uma opção de venda com igual preço de exercício. Esta estratégia limita a perda pela volatilidade do preço de mercado e gera lucros quando o preço é diferente ao preço de exercício da opção. É utilizada pelos investidores que estão prevendo uma variação do preço, mas desconhecem a direção desta variação.

Uma estratégia *strangle* considera a compra de uma opção de compra e uma opção de venda com $K_{call} > K_{put}$. Esta estratégia limita as perdas e gera lucros se o preço apresenta aumentos e diminuições bruscas, ARRIAGADA (2000).

4.2.5 Modelagem dos contratos

Para definir o procedimento de cálculo dos lucros gerados por uma opção, apresentamos a seguinte função:

$$I(\Delta p_{s,t}^{call}) = \begin{cases} 0 & \dots \Delta p_{s,t}^{call} \leq 0 \\ 1 & \dots \Delta p_{s,t}^{call} > 0 \end{cases} \quad (4-1)$$

ao considerar-se a diferença $\Delta p_{s,t}^{call} = p_{s,t}^{call} - s_{s,t}^{call}$, a quantidade de energia elétrica fornecida pela opção de compra é:

$$E_t^{call}(\Delta p_{s,t}^{call}) = I(\Delta p_{s,t}^{call}) * E_t^{call} \quad (4-2)$$

onde $p_{s,t}^{call}$ = preço de exercício da opção de compra;

$s_{s,t}^{spot}$ = preço do mercado *spot*.

Para exemplificar, considere um gerador térmico com custo variável Cva e Custos Fixos Cf que possui um contrato de fornecimento por E[MWh,] com um preço de contrato da energia elétrica igual ao preço spot $s_{s,t}^{call}$. O benefício do gerador dependerá se ele é despachado ou não e qual é a energia elétrica gerada. Existem duas condições a serem analisadas:

Se o gerador não é despachado porque $s_{s,t}^{spot} < Cva$, ficando à descoberto, os lucros são:

$$Lucros_{s,t}^{spot} = -Cf \quad (4-3)$$

Neste caso, o gerador deve comprar toda a energia comprometida no contrato no mercado spot.

Se o gerador é despachado gerando a sua capacidade total :

$$Lucros_{s,t}^{totais} = E_{s,t}^{spot} * (s_{s,t}^{spot} - Cva) - Cf \quad (4-4)$$

Desta forma, pode-se concluir que o benefício para um gerador estabelecer um contrato de venda de energia a preço *spot* é completamente dependente da operação física deste. No caso do gerador não ser despachado, este incorrerá em perdas, enquanto se o mesmo é despachado o gerador obterá lucros, mas também dependerá da quantidade de energia efetivamente gerada e da diferença $(s_{s,t}^{spot} - Cva)$. Segundo este a venda de energia ao preço *spot* seria atrativa somente para empresas de geração que sejam despachadas freqüentemente.

No caso do gerador estabelecer um contrato a termo tipo (bilateral) com preço pré-fixado os lucros seriam :

$$Lucros_{s,t}^{totais} = \begin{cases} E_{s,t}^{total} * (Pbil - s_{s,t}^{spot}) - Cf \dots\dots\dots s_{s,t}^{spot} \leq Cva \\ E_{s,t}^{bil} * (Pbil - s_{s,t}^{spot}) + E_{s,t}^{spot} * (s_{s,t}^{spot} - Cva) - Cf \dots\dots\dots s_{s,t}^{spot} > Cva \end{cases} \quad (4-5)$$

A energia que não fica coberta pelo gerador tem que ser comprada no mercado *spot*. No caso do gerador não ser despachado, este obtém lucros que são produto da venda através do contrato a termo¹². Caso o gerador fosse despachado, os lucros do gerador poderiam ser maiores ou menores dependendo do comportamento do ativo subjacente (preço *spot*) e da quantidade de energia efetivamente gerada.

Os geradores, ao venderem a energia através de um contrato, podem controlar em parte, seus lucros, já que podem estabelecer o preço de venda da energia, mas também incorrem em perdas, já que o gerador não pode usufruir dos lucros gerados com os aumentos de preço no mercado *spot*, ao ter a energia comprometida no contrato. Se a empresa de geração possui algum poder de mercado, a venda de energia através de contratos é mais conveniente que vender no mercado *spot* onde não é possível observar todas as variáveis aleatórias que afetam os lucros.

Considerando as características de um despacho centralizado no mercado de eletricidade, a função dos lucros de uma empresa de geração é uma função não linear do preço *spot* e da energia elétrica a ser gerada no período t. Então $s_{s,t}^{spot}$ e $E_{s,t}^{spot}$ são variáveis aleatórias com algum grau de correlação entre elas, o qual varia de acordo com a tecnologia de geração utilizada. Para o caso de

¹² O preço da energia do contrato (Ebil) não pode ser inferior aos custos variáveis de geração e como o gerador não é despachado ($s_{s,t}^{spot} < Cva$), então $Pbil > s_{s,t}^{spot}$.

um gerador hidroeelétrico $s_{s,t}^{spot}$ e $E_{s,t}^{spot}$ estão correlacionadas negativamente assim quando o preço *spot* é alto, a geração deste tipo de planta é baixa. Para o caso das plantas térmicas, $s_{s,t}^{spot}$ e $E_{s,t}^{spot}$ estão correlacionadas positivamente.

No caso dos contratos tipo *Forwad* (a termo) ou futuros, com o objetivo de atenuar a exposição ao risco, não são atrativos para as empresas de geração, já que estes instrumentos não realizam uma cobertura efetiva quando a exposição ao risco é uma função não linear, ARRIAGADA (2001).

Quando se trata da utilização de opções, as mesmas apresentam um melhor comportamento em termos de lucros já que permitem replicar qualquer função de lucros não linear. Então é possível realizar uma cobertura efetiva dos lucros do gerador vendendo uma opção de compra (*call*) por $E_{s,t}^{call}$ com preço de exercício P_{call} . como se mostra na expressão 4-6.

$$Lucros_{s,t}^{call} = premio^{call} + E_{s,t}^{call} * (p_{s,t}^{call} - s_{s,t}^{spot}) - c_{fixos} \quad (4-6)$$

$Lucros_{s,t}^{call}$ = Lucros obtidos pela venda de uma opção de compra pelo gerador;

$premio^{call}$ = Prêmio que recebe o gerador pela venda da opção de compra;

c_{fixos} = Custos Fixos por período mensal;

s = Cenário analisado;

t= período de tempo considerado.

Na Figura 4-4 apresenta-se o caso de um gerador atuando em uma venda de uma opção de compra . Sempre que o preço for maior que o preço de exercício a opção será exercida pelo comprador evitando preços maiores e o gerador se protege dos preços baixos.

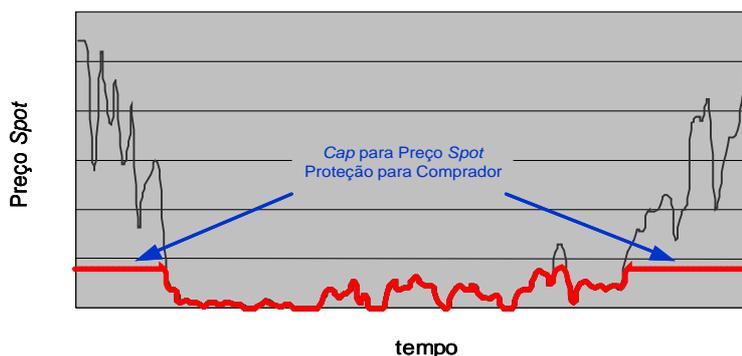


Figura 4.4: Venda de *call* pelo gerador (Adaptado de SILVEIRA, 2001).

No caso que o gerador compre uma opção de venda (*put*) os lucros seriam:

$$Lucros_{s,t}^{put} = -premio^{put} + E_{s,t}^{put} * (p_{s,t}^{put} - s_{s,t}^{spot}) - c_{fixos} \quad (4-7)$$

$Lucros_{s,t}^{put}$ = Lucros obtidos pela compra de uma opção de venda pelo gerador;

$premio^{put}$ = Prêmio pago pelo gerador pela compra da opção de venda;

A relação entre a variabilidade do preço *spot* e preço de exercício da compra de uma opção de venda para um gerador mostra-se na Figura 4-5. Sempre que o preço *spot* for menor que o preço de exercício a opção de venda será exercida pelo titular usufruindo dos lucros obtidos pela diferença entre o preço do contrato e o preço *spot*.

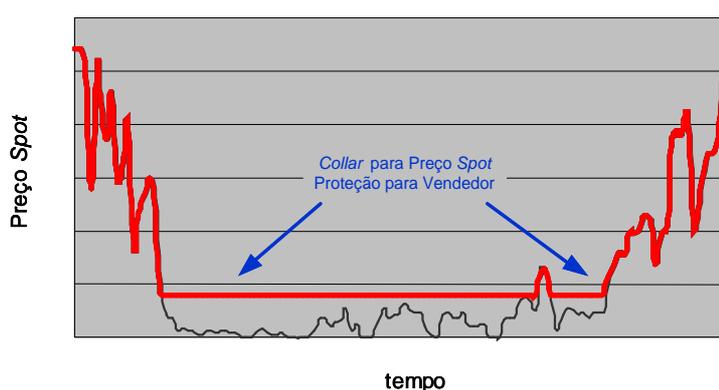


Figura 4.5: Compra de uma opção de venda pelo gerador (Adaptado de SILVEIRA, 2001).

A utilização de opções pode ser atrativa, quando se considera uma função de lucros que combina opções de compra com opções de venda, e a partir da qual é possível modificar os perfis

de risco das empresas de geração. Neste estudo não serão analisadas as diferentes metodologias existentes para a valoração das opções¹³.

Uma vez analisadas as diferentes modalidades de contratos derivativos e sua modelagem, é necessário fazer uma revisão das principais bases da formulação da teoria de carteira de contratos considerando sua ampla aplicação na área da comercialização de energia elétrica.

4.3 Teoria de carteira de contratos

Toda empresa de geração administra uma carteira de contratos com a qual compromete sua operação ao longo do tempo. Uma carteira de contratos inclui contratos com preços livres, contratos com preço regulado e capacidade não contratada vendida a preço spot. Os lucros da carteira estão condicionados pela diferença entre o preço acordado pelo fornecimento de energia e os custos de geração (no caso do gerador ser despachado) ou os custos de aquisição de energia (no caso do gerador não ser despachado).

O problema principal de uma empresa de geração está em como definir sua carteira de contratos de uma maneira que seja possível maximizar o retorno esperado segundo sua aversão ou propensão ao risco. Uma análise da carteira ótima para a empresa teria que considerar o comportamento do mercado, a competência, os clientes entre outros fatores. *Harry Markowitz* em sua teoria da carteira sugere, que o valor de uma carteira pode ser avaliado pelo valor esperado do retorno, seu desvio padrão e a correlação com os retornos de outros contratos.

Assim que são definidos e calculados os indicadores de risco e a rentabilidade esperada dos ativos financeiros individuais de um *portfólio* e da carteira de mercado, é possível determinar a fronteira eficiente, uma representação gráfica das carteiras que maximizam o rendimento esperado para cada nível de risco, considerando um determinado universo de ativos. Entre as carteiras possíveis estará uma que otimiza a combinação entre o risco e a rentabilidade esperada, MONGELLI (2001).

Como foi discutido previamente, um mecanismo possível de reduzir a exposição da planta à volatilidade dos preços *spot* é o estabelecimento de contratos de longo prazo com companhias distribuidoras e grandes consumidores. Estes contratos devem especificar preços e volumes de energia. Em cada período, eventuais diferenças entre a geração da usina e sua capacidade máxima de operação é comercializada ao preço *spot*. Por exemplo, quando o preço *spot* é maior que o custo

¹³ Ver [AGARRIADA, 2001] para conhecer uma metodologia completa da valoração de opções.

de geração térmica, a usina gera a capacidade máxima e vende seu excedente ao preço *spot*. Inversamente, quando o preço *spot* é menor que o custo de operação, o operador do sistema irá assumir o valor zero para seu despacho e a usina irá comprar toda sua energia contratada no mercado.

A exposição ao preço *spot* pode ser reduzida através da assinatura de contratos de longo prazo. Foi observado no caso apresentado de uma usina térmica que, quanto maior o nível de contratação de longo prazo, maior a estabilidade do retorno do investimento. Por outro lado, a oportunidade para obtenção de altas remunerações durante períodos hidrológicos críticos é reduzida. MELO et al. (2000) e SILVEIRA (2001).

Conforme apresentado em MONGELLI (2002), a teoria de carteiras possui as seguintes premissas:

- Todos os agentes buscam maximizar a utilidade esperada;
- Os agentes associam risco à variabilidade das taxas de retorno, sendo que quanto mais variáveis estas taxas forem maior será o risco;
- Para qualquer nível de risco, os agentes preferem maiores retornos a menores retornos, ou seja, para qualquer nível de retorno esperado preferem menos riscos a mais riscos;
- A diversificação permite a proteção contra o risco.

A seguir, estudam-se as técnicas mais conhecidas para analisar, como as empresas de geração realizam sua proteção contra o risco de preço e volume de energia contratada. Para iniciar, um aspecto relevante é a consideração da percepção sobre os lucros do agente. Esta percepção pode variar segundo o agente, e sua generalização pode ser modelada através da Função Utilidade.

4.3.1 Teoria de utilidade

Tem sido mostrado que utilizar o valor esperado como critério único para analisar as decisões sob risco não é o mais adequado, já que o mais importante para os indivíduos não é o preço, mais ainda, a satisfação ou a utilidade que experimentam quando o produto/bem ou serviço é consumido. Sob certas condições a carteira ótima é aquela que maximiza a utilidade esperada, KEENEY & RAIFA (1993) e MONGELLI (2002).

$$U = f[E(W), \mathbf{s}_w] \quad (3-8)$$

onde:

U = Função Utilidade;

$E(W)$ = valor esperado da riqueza;

S_W = Desvio padrão da riqueza esperada.

A propensão ao risco é caracterizada pela ponderação de forma mais intensa da riqueza esperada, sendo que o agente aceita a troca de uma unidade de risco desde que ocorra um incremento na riqueza, indicando a necessidade do decisor em alocar seus recursos em ativos de maior risco, MONGELLI (2002). Então é possível distinguir três tipos de decisores em função de sua percepção da riqueza como se mostra na Figura 4-6.

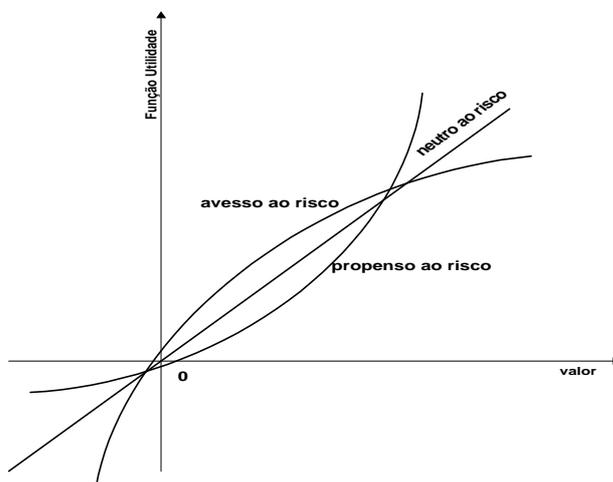


Figura 4.6: Curvas típicas da Função Utilidade (Adaptado de Schmutz, 2000).

A determinação da Função Utilidade (FU) é uma tarefa sumamente difícil. Tradicionalmente os autores fazem fortes suposições, ou elaboram um conjunto de perguntas para determinar a FU através de loterias, segundo SCHMUTZ (2000).

As FU mais utilizadas são as seguintes conforme KEENEY & RAIFA (1993):

$$E(U) = b * \log(1 + U / a) , \text{ a e b são positivos;}$$

$$E(U) = U^{1/c} , \text{ onde } c > 1;$$

$$E(U) = b * [1 - \exp(-U / a)] , \text{ onde a e b são positivos;}$$

$$E(U) = -a * U^2 + U , \text{ com } a > 0 \text{ e } U < 1/(2*a).$$

Considerando o retorno das carteiras de contratos nos mercados de eletricidade, PILIPOVIC (1998), sugere o uso de uma "função corporativa":

$$E(C) = [1 - \exp(-C/y)] / [1 - \exp(-1/y)] \quad (4-9)$$

onde:

C = o custo;

Y = é um parâmetro que representa as preferências do decisor.

As curvas da Função Utilidade do decisor podem ser acidentadas, por exemplo o comportamento de um agente avesso ao risco pode ser avaliado num intervalo e o comportamento de um agente propenso ao risco avaliado em outro intervalo. Atualmente, na prática, o intervalo total das preferências é dividido em certas categorias e os decisores são colocados nas categorias que melhor combinam com seu comportamento ao risco, SCHMUTZ (2000).

Segundo MONGELLI (2001), usualmente, os decisores observam as variáveis que, do seu ponto de vista, impactam mais fortemente na Função Utilidade adotando simplificações heurísticas e/ou pragmáticas. A crença que os decisores podem se balizar com mais firmeza em uma Função Utilidade, desde que estes sistematicamente observem sua estrutura de valores, é essencial para a confecção de uma Função Utilidade, assim como, para a obtenção da percepção dos valores agregados às suas decisões orientadas por esta função.

4.3.2 Critério da média-variância

Uma vez que a Função Utilidade não é facilmente modelada, a teoria de utilidade esperada não é diretamente aplicável. Portanto a teoria da dominância estocástica provê uma forma para sortear as carteiras pela comparação entre suas funções de densidade de probabilidade, analisando a preferência entre duas funções pelos primeiro grau da dominância estocástica (FSD) e pelo segundo grau da dominância estocástica, independentemente da concavidade ou da convexidade da Função Utilidade, mas algumas vezes as funções de densidade de probabilidade não são completamente conhecidas.

O critério da média-variância (MVC), através do qual uma opção $F(U)$ domina à outra $G(U)$ se $m_F\{U\} \geq m_G\{U\}$ e $s_F^2\{U\} \leq s_G^2\{U\}$, com ao menos uma forte desigualdade. O MVC é aplicável a decisores avessos ao risco com funções de densidade de probabilidade tipo *Laplace-*

Gauss mas também quando o decisor apresenta uma Função Utilidade quadrática, conforme relata SCHMUTZ (2000).

A obtenção da carteira adequada utilizando o critério média-variância, é um problema de balanço entre o desvio padrão e o valor esperado dos contratos. Por exemplo, em MONGELLI, (2002) a fronteira eficiente é construída para um produtor de eletricidade encontrando a carteira de contratos (venda no mercado e venda em contratos bilaterais) que minimiza o desvio padrão dos retornos. Agora o cálculo da fronteira eficiente é somente parte do problema, é preciso incorporar também as preferências do decisor. Na Figura 4-7 pode-se ver como são adicionadas as curvas de indiferença.

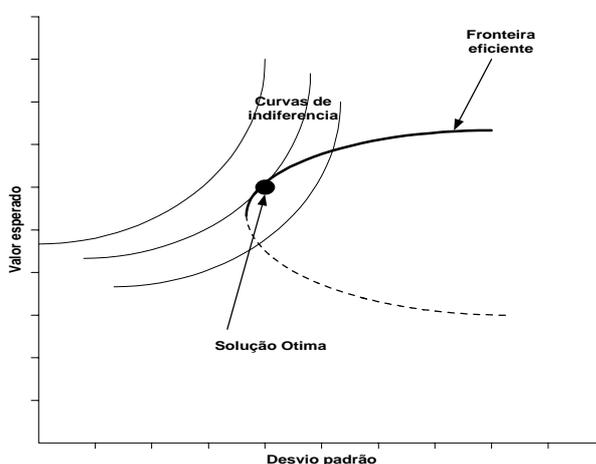


Figura 4.7: Fronteira eficiente e Curvas de Indiferença (Adaptado de Schmutz, 2000).

4.3.3 Certeza equivalente e aproximações

Um critério para saber qual é a aproximação linear da FU perto do ponto de equilíbrio de acordo com KEENEY e RAIFFA (1976) e KIRKWOOD (1997), é dada pela Certeza Equivalente $CE(U)$. A $CE(U)$ é o valor do risco ajustado onde a melhor carteira é aquela que maximiza o valor da certeza equivalente, através da utilização de um coeficiente de aversão ao risco λ .

$$CE(U) = m(U) - I * s^2 \{U\} \quad (4-10)$$

$CE(U)$ = certeza equivalente;

I = coeficiente de aversão ao risco;

$m\{U\}$ = média do valor da riqueza;

$s^2\{U\}$ = variância do valor da riqueza.

O coeficiente de aversão ao risco e propensão ao risco é calculado conforme a expressão:

$$I = -1/2 * [d^2 E(U) / dU^2] / [dE(U) / dU] \quad (4-11)$$

Uma medida equivalente ao coeficiente anteriormente colocado, de acordo com MONGELLI (2002), para avaliar a medida de aversão e propensão ao risco é o conceito da taxa marginal de Substituição, SICA (2003) definida como: a quantidade de um bem ou produto que um consumidor desiste em troca de outro. Com a variação desta taxa o decisor, conforme sua sensibilidade, pode alocar maior importância para a riqueza esperada ou para o risco esperado, o que irá indicar seu grau de propensão ou aversão ao risco.

Outro critério baseado na Função Utilidade, é computar o risco relativo para duas carteiras empregando a seguinte função:

$$RM(U) = s^2\{U\} / m\{U\} \quad (4-12)$$

onde:

$RM(U)$ = Coeficiente do risco relativo para duas carteiras.

A carteira com a menor variação do coeficiente do risco têm o menor valor por unidade do risco e é preferido pelo decisor avesso ao risco. Um decisor propenso ao risco, por outro lado, prefere a carteira com um coeficiente maior.

4.3.4 O CAPM e a medida do desempenho

É possível uma redução da variância da carteira aumentando o número de ativos, até n ativos, definindo-se esta operação como diversificação do risco. Ou seja, o risco é diversificável quando o mesmo corresponde à parcela do risco total que está associada a causas aleatórias as quais podem ser reduzidas ou eliminadas por meio da diversificação da carteira. O risco não diversificável não pode ser eliminado por meio da diversificação, como o impacto da inflação, a taxa de câmbio e a regulação dos mercados, MONGELLI (2002), como se mostra na Figura 4-8.

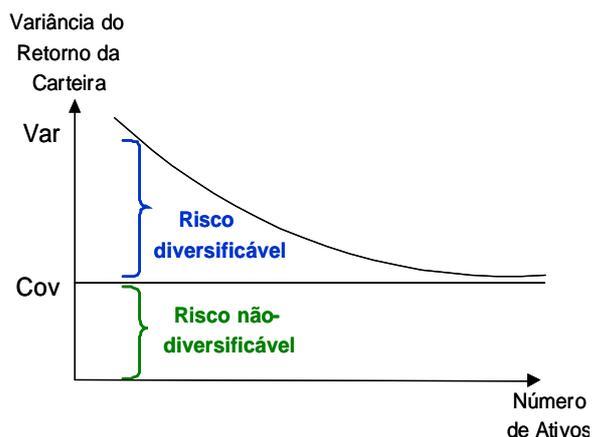


Figura 4.8:Tipos de riscos (Adaptado de SILVEIRA, 2001).

O risco de um ativo, no contexto de uma carteira de contratos diversificada, pode ser quantificado através do seu índice beta. O índice beta, formulado pela expressão(4-13), é uma medida do risco sistemático do ativo em relação à carteira de mercado.

$$b_i = Cov_{iM} / s_M^2 \quad (4-13)$$

b_i =beta do ativo i;

Cov_{iM} =covariância entre o ativo i e a carteira de mercado

s_M^2 =variância do retorno da carteira de mercado.

Considerando o apresentado acima sobre a diversificação do risco de ativo pode-se estão analisar o conceito do *Capital asset pricing model* (CAPM) que é uma teoria normativa sobre o comportamento dos investimentos, tendo sido aplicada ao problema dos preços de equilíbrio nos mercados de títulos. As condições a serem consideradas são:

- Mercado eficiente com retorno livre de risco;
- Decisores avessos ao risco que escolhem sua carteira pelo critério da média-variância.

Para entender esta teoria é importante revisar também o conceito da linha de mercado de títulos (SML) representada na Figura 4-9:

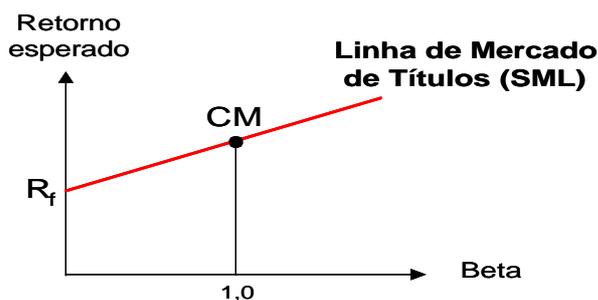


Figura 4.9:Relação entre Retorno e Risco de Ativo (Adaptado de Silveira 2001).

A linha de mercados de títulos, ou SML (*Security Market Line*), é a representação gráfica do CAPM de *Sharpe*. As carteiras localizadas sobre a SML são compostas por investimentos na taxa livre de risco R_f e na carteira de mercado R_m (ou ativo com beta unitário), conforme relata SILVEIRA (2001).

Na formulação do CAPM, *Sharpe* propõe que o retorno esperado de um ativo é o retorno do ativo livre de risco somado a um prêmio. Esse prêmio é o beta do ativo multiplicado pela diferença entre o retorno esperado da carteira de mercado e a taxa livre de risco. A expressão (4-14) apresenta a formulação do CAPM:

$$m(R_i) = R_f + \mathbf{b}_i * (m\{R_m\} - R_f) \quad (4-14)$$

onde:

$m(R_i)$ = valor esperado do retorno do ativo;

R_f = taxa livre de risco;

$\mathbf{b}_i = Cov_M / Var_M$

R_m = Retorno esperado da carteira de mercado;

O CAPM provê uma medida sobre o desempenho dos contratos. Devido ao fato que o parâmetro mais relevante para medir o risco para um contrato, quando este é um componente de uma carteira diversificada, não é o desvio padrão, mas sim a contribuição do contrato à variância da carteira, que é medida através de beta. Uma vez obtidas as betas de todos os contratos, então é possível obter a beta de toda a carteira:

$$\mathbf{b} = \sum_i x_i * \mathbf{b}_i \quad (4-15)$$

4.4 Conclusões

Neste Capítulo foram abordados os fundamentos teóricos básicos dos contratos e dos instrumentos derivativos financeiros aplicados como mecanismos de mitigação do risco de mercado na comercialização da energia elétrica, nos novos mercados competitivos de eletricidade, assim como os princípios básicos da teoria sobre gestão de carteiras de contratos e alguns métodos incorporados para sua avaliação.

Os agentes geradores que atuam nos mercados competitivos de eletricidade ficam submetidos ao efeito não desejado da volatilidade do preço spot em seus fluxos de caixa futuros. Para evitar a exposição a este risco, os agentes são obrigados a estabelecer acordos de compra e venda de energia elétrica com os consumidores, baseados nas regras que governam o mercado. A oportunidade de aplicar os instrumentos derivativos como os contratos futuros e as opções têm incentivado os agentes a aumentar sua participação nestes mercados.

É relevante que os agentes participantes nos mercados de derivativos contem com certa experiência no uso destes instrumentos já que eles implicam elevados riscos.

No capítulo seguinte realiza-se uma apresentação da metodologia proposta.

5. METODOLOGIA PROPOSTA

5.1 Introdução

A metodologia proposta permite a avaliação de estratégias de comercialização de energia elétrica para um agente gerador, embora também possa ser utilizada para avaliar qualquer outro tipo de agente. Neste trabalho, foi assumida uma carteira de um agente gerador composta pelos seguintes tipos de contratos: venda no mercado *spot* de toda a produção, contratos bilaterais e contratos de opções. O procedimento da metodologia está regido por quatro passos básicos: construção das estratégias, avaliação das estratégias pelo cálculo dos lucros ou atributos, avaliação das estratégias pelo cálculo dos índices de desempenho e classificação das estratégias utilizando teoria multicritério.

5.2 A Metodologia

A primeira etapa é a construção das estratégias. Quando se pensa em construção de estratégias de comercialização, imediatamente se pensa na composição da carteira de contratos, mas também é importante considerar outras atividades, tais como: programação da operação da planta, gestão da demanda e planejamento dos serviços. Todas estas atividades são definidas no curto, médio e longo prazo.

Uma segunda etapa está baseada na avaliação das estratégias e consiste no cálculo dos fluxos de caixa descontados por período, identificando os lucros como atributos e estimando-os para diferentes horizontes de tempo, sendo estes últimos definidos pelo agente.

Existe uma terceira etapa na qual realiza-se uma análise mais precisa das estratégias determinando-se os índices de desempenho. Neste estudo recomenda-se utilizar o método do desempenho econômico das estratégias, proposto por SCHMUTZ (2000); considerando-se as incertezas associadas aos cenários, modeladas por números *fuzzy*. O método está baseado no emprego de uma variável lingüística composta por domínios, os quais formam parte das preferências do agente, intersectados com funções de pertinência que representam os lucros calculados na etapa anterior e modelados com a teoria de conjuntos *fuzzy*.

A quarta e última etapa é a classificação das estratégias, a qual é feita empregando o método multicritério de apoio à decisão: ELECTRE III, obtendo-se uma pré-ordenamento parcial das estratégias considerando-se a concordância e discordância entre elas.

Na Figura 5-1, é apresentado um esquema da metodologia por cada uma das etapas apresentadas anteriormente, sinalizando-se o seguinte detalhe: a construção dos cenários foi realizada com a utilização de um estudo de custos marginais e despachos de energia existente, realizando-se a simulação para três cenários, escolhidos pelos especialistas como os mais prováveis. No Capítulo 6, é possível encontrar detalhes das características de como foram construídos cada uns destes cenários.

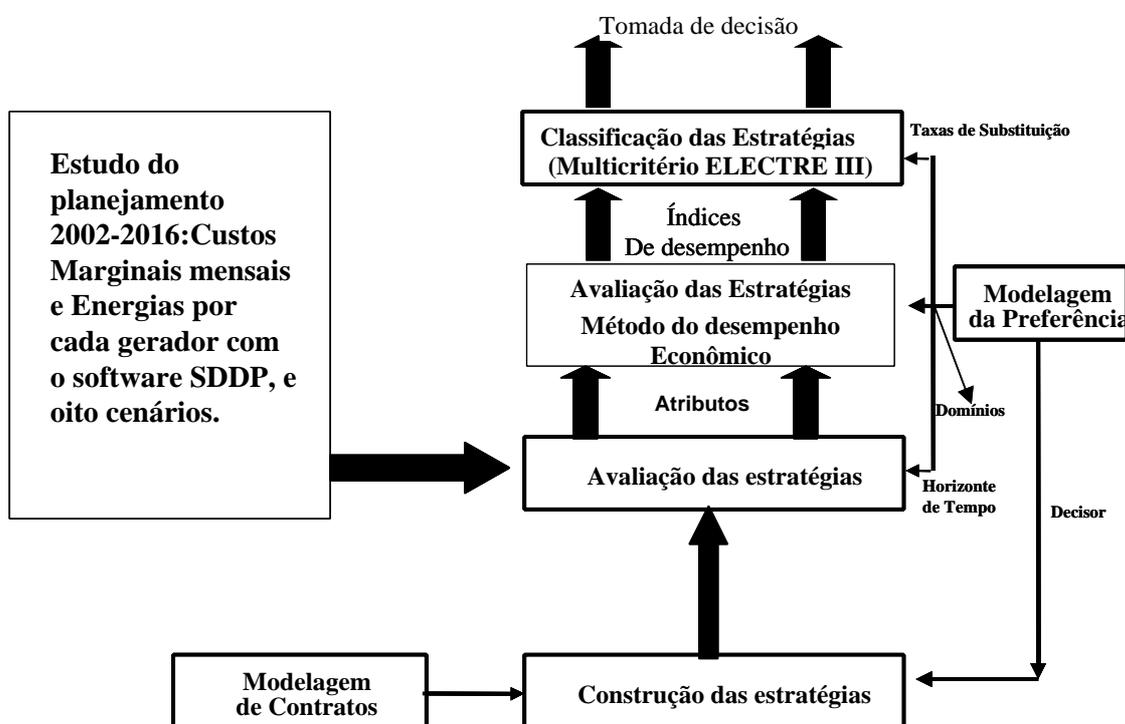


Figura 5.1: Metodologia para avaliação econômica de contratos

5.2.1 Construção das estratégias

Uma estratégia é um conjunto de ações futuras decididas no momento atual tais como:

- construção e ajuste no tempo da carteira de contratos através da compra e venda de energia elétrica;

- exercício de opções;
- a decisão da programação da operação das unidades geradoras, a gestão da demanda e planejamento dos investimentos.

Para a definição das estratégias é necessário considerar-se o processo de comercialização da energia elétrica, o qual é operacionalizado através de contratos. Na Figura 5-2, mostra-se esta relação comercial de forma básica:

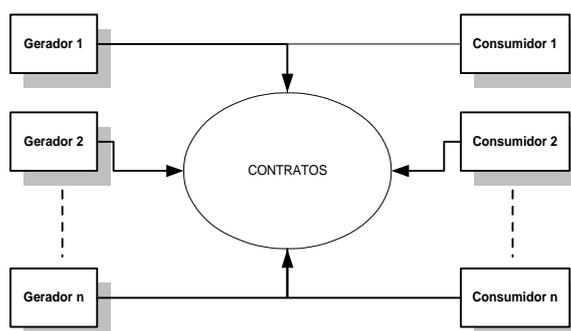


Figura 5.2: Processo básico da comercialização da energia elétrica.

Considerando que a relação comercial entre geradores e consumidores realiza-se através de contratos, é necessário então um balanço de energia elétrica, o qual é obtido pela compra e venda do excedente ou do déficit desta energia no mercado de curto prazo .

Os custos de transmissão são compostos de custos fixos, por exemplo, proporcionais à reserva de energia do sistema, aplicada aos consumidores e os produtores, e um custo variável - custo de transmissão propriamente dito – proporcional à energia transmitida.

As receitas e custos podem ser calculados para cada intervalo de tempo, por exemplo, para diferentes tipos de intervalos dentro de cada mês, como horas de carga leve nos dias úteis, horas de plena carga nos dias úteis e dias não úteis.

As fontes das receitas são constituídas principalmente de carteiras de contratos e compras de energia elétrica no mercado de curto prazo. Os custos, têm sua origem nos seguintes itens: carteira de contratos, venda de energia elétrica no mercado de curto prazo, custos variáveis de transmissão (CVT), custos de transporte (pedágio operativo), custos de geração e custos de administração da demanda, no caso do mercado regional da América Central.

5.2.2 Avaliação das estratégias pelo cálculo dos atributos

A avaliação de uma estratégia é feita através do cálculo dos valores dos lucros ou atributos para os períodos, por exemplo mensal e até alguns anos. Os lucros para um período seriam:

$$Lucros_{s,m,e}^{totais} = \sum_{t \in T_e} Lucros_{s,m,t}^{totais} - Custos_{s,m,e}^{fixos} \quad (5-1)$$

onde:

$Lucros_{s,m,e}^{totais}$ = Lucros totais para o período, por exemplo mensal;

$Lucros_{s,m,t}^{totais}$ = Lucros totais para o intervalo de tempo, por exemplo horário;

$Custos_{s,m,e}^{fixos}$ = Custos fixos por exemplo para os investimentos;

s= Cenário em estudo;

m=estratégia em estudo;

e=período de tempo mensal;

t=intervalo de tempo horário;

T =Horizonte de tempo.

O lucro por intervalo de tempo é somado para obter o lucro por período. Por outro lado, os custos fixos e as receitas são adicionados para posteriormente calcular os lucros nivelados de cada horizonte de tempo considerado, por exemplo, um ano ou vários anos.

Os horizontes de tempo são um conjunto de períodos escolhidos pelo decisor e constitui a primeira parte das preferências do decisor. O agente pode desejar conhecer o desempenho das estratégias para diferentes horizontes de tempo D_1, D_2, \dots, D_T (os conjuntos de períodos $P_e \in D_1, P_e \in D_2, \dots, P_e \in D_T$), sendo os lucros ou atributos nivelados para um horizonte de tempo D_T os seguintes, SCHMUTZ (2000):

$$Lucros_{s,m,T}^{totais} = \frac{\sum_{e \in D_T} \frac{Lucros_{s,e}^{totais}}{(1+r_{s,e})^e}}{\sum_{e \in D_T} (1+r_{s,e})^e} \quad (5-2)$$

onde:

$r_{s,e}$ =taxa de desconto por período P_e .

A taxa de desconto por período pode ser assumida como um valor constante ou igual a zero se o horizonte de tempo é suficientemente curto.

A utilização dos lucros nivelados tem algumas vantagens segundo PREEICA (2002):

- Permite fazer análise de sensibilidade para comparar diferentes estratégias de contratação considerando-se uma mesma base de referência.
- Permite utilizar uma mesma variável lingüística com quatro domínios para diferentes horizontes de tempo.

Para uma estratégia, existe um atributo por horizonte de tempo que é um número *fuzzy* que depende do cenário. O processo mostrado na Figura 5.3, é executado para cada cenário e cada horizonte de tempo. Este processo inicia-se com a definição dos lucros para cada intervalos de tempo (horário). Posteriormente calculam-se os lucros para o período (mensal) e ao final, calculam-se os lucros para o horizonte de tempo colocado pelo decisor.

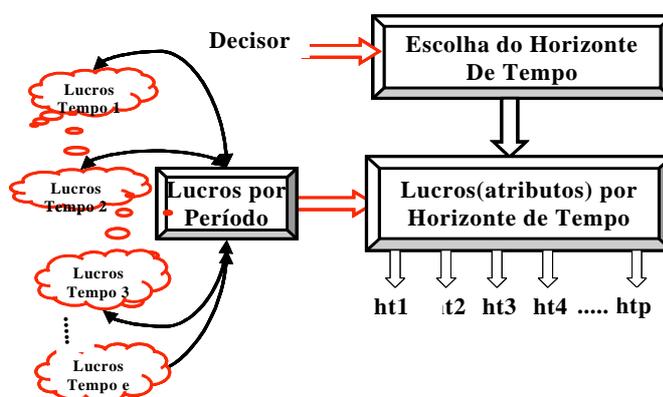


Figura 5.3: Cálculo dos atributos.

5.2.3 Avaliação das estratégias pelos índices de desempenho econômico.

Para o cálculo dos índices de desempenho é necessário modelar as preferências do decisor como foi descrito anteriormente. Uma primeira variável para esta modelagem é a definição do horizonte, assim como outros aspectos são importantes

- os domínios – os quais modelam a percepção do agente dos lucros – que intervêm no cálculo dos critérios;
- as taxas de substituição dos critérios que intervêm na classificação.

Nesta metodologia e nas simulações correspondentes adotou-se variáveis linguísticas: muito baixo, baixo, alto e muito alto como variáveis *fuzzy* primárias, não tendo o advérbio muito aqui nenhuma conotação de modificador das variáveis primárias.

Assume-se que o decisor classifica sua percepção dos lucros em conjuntos chamados domínios. Uma vez que as preferências do decisor são incertas, os domínios são conjuntos *fuzzy* e a percepção do agente dos lucros nivelados é modelada por uma variável linguística, KLIR e YUAN (1995). Por exemplo, domínios baixos e altos seriam modelados por dois conjuntos *fuzzy*:

$$Lucros_T^{baixos} = \{Lucros, \mathbf{m}^{Lucros_T^{baixos}}(Lucros)\} \quad (5-3)$$

$$Lucros_T^{altos} = \{Lucros, \mathbf{m}^{Lucros_T^{altos}}(Lucros)\} \quad (5-4)$$

A variável linguística que representa a percepção dos lucros pelo agente é a segunda parte das preferências do decisor sendo representada pela expressão 5-5, onde são considerados quatro domínios.

$$Lucros_T^{percep} = \{Lucros_T^{muitobaixos}, Lucros_T^{baixos}, Lucros_T^{altos}, Lucros_T^{muitaltos}\} \quad (5-5)$$

Para definir qual deve ser a variável linguística adequada para o agente, segundo sua percepção sobre os lucros que ele considera aceitáveis, precisa-se aplicar um processo de calibração e ajuste através de uma análise de sensibilidade. É possível então, utilizar para diferentes horizontes de tempo uma mesma variável linguística.

Como foi descrito anteriormente, cada domínio nesta variável linguística identifica uma região de valores de lucros definida pelo agente. Recomenda-se utilizar, por exemplo, quatro domínios para cobrir desta maneira, os valores mínimos e máximos dos lucros para cada um dos cenários, como se mostra na Figura 5-4. Cada domínio está representado por funções de pertinência tipo L (Muito baixo, baixo) e por funções de pertinência tipo R (alto, muito alto), definidas pela teoria *fuzzy*, ver ANEXO 1.

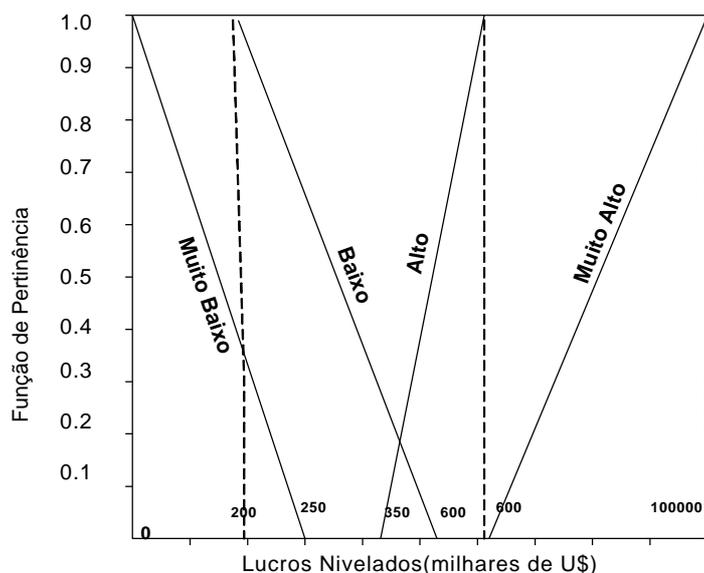


Figura 5.4: Variável Lingüística da percepção do agente dos Lucros Nivelados

Uma vez definida a variável lingüística que representa a percepção sobre os lucros do decisor, procede-se então à implementação do método do desempenho econômico para calcular os índices de desempenho, o qual foi proposto por SCHMUTZ (2000).

Para a aplicação do método assume-se que os valores de credibilidade (*Belief*) e plausibilidade (*Plausibility*), ver ANEXO 1, podem ser obtidos como resultado da construção dos cenários aplicando a teoria *fuzzy*, e a a teoria da evidência de *Dempster-Shafer*; NICOLETTI, et al (1999). Uma segunda alternativa pode ser usar os cenários mais prováveis e com a evidência enfocada em cada um deles, considerar então $Bl(H_s) = Pl(H_s) = probabilidade$, onde a probabilidade é um valor de confiança atribuído pelos especialistas para cada um dos cenários.

O método de forma geral, consiste para uma estratégia, um cenário e um horizonte de tempo, em determinar o nível de presunção que os lucros pertencem ao domínio, pela medida do maior valor do conjunto resultante da interseção dos atributos (número *fuzzy* dos lucros) com o domínio (conjunto *fuzzy*). Então, os cenários são agregados combinando-se a possibilidade com a medida de confiança ou probabilidade deles. O resultado da agregação pode ser interpretado como o nível de plausibilidade e o nível de credibilidade que o lucro de uma estratégia, para um horizonte de tempo, pertence ao domínio.

A comparação das funções de pertinência de cada cenário (ver ANEXO 1) gera um valor de credibilidade para cada estratégia $Bel(Lucros_T^{baixos} / F_m)$. A credibilidade representa o limite inferior de confiança para esses lucros pertencerem ao domínio que representa os lucros baixos, por exemplo, da percepção do agente.

A comparação das funções de pertinência $PI(Lucros_T^{baixos} / F_m)$ de cada cenário gera um valor de plausibilidade para cada estratégia. A plausibilidade é o limite superior de confiança para esses lucros pertencerem ao domínio que representa os lucros baixos, por exemplo, da percepção do agente. Os mesmos argumentos podem ser usados para os outros domínios.

A seguir, explica-se de uma forma mais detalhada como é feito todo o processo para o cálculo dos índices de desempenho, considerando um exemplo genérico representado pela Figura 5-5.

Para determinar qual seria o nível de presunção de um lucro pertencer ao conjunto *fuzzy* que representa a percepção de um lucro muito baixo aplica-se a teoria exposta anteriormente e mostrada na Figura 5-5, para três cenários de lucros (A,B,C). O cenário A apresenta o critério de maior valor de possibilidade, portanto, ele definirá os mínimos lucros para o domínio considerado.

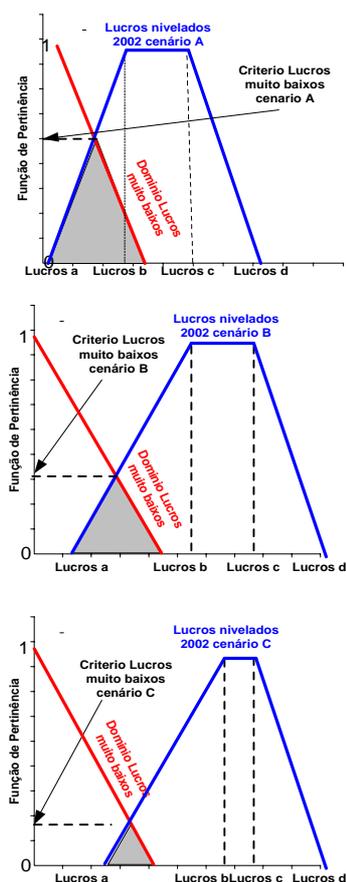


Figura 5.5: Método do desempenho econômico e agregação dos cenários dos lucros.

Observa-se também que para o cenário C a área de interseção com o domínio de lucros muito baixos, indica uma possibilidade menor de haver lucros muito baixos para este cenário.

As expressões 5-6 e 5-7, representam a função resultante da interseção da Função de Pertinência dos lucros com a função de pertinência do domínio.

$$Lucros_{s,m,T}^{perfor} = Lucros_{s,m,T}^{totais} \cap Lucros_T^{muitobaixos} \quad (5-6)$$

$$\prod(Lucros_T^{muitobaixos} / H_s, F_m) = \sup \left\{ \min \left\{ \mathbf{m}^{Lucros_T^{muitobaixos}}(Lucros), \mathbf{m}^{Lucros_{s,m,p}^{totais}}(Lucros) \right\} \right\} \quad (5-7)$$

onde:

$$\prod(Lucros_T^{muitobaixos} / H_s, F_m) = \text{Função de pertinência resultante;}$$

$$\mathbf{m}^{Lucros_T^{baixos}}(Lucros) = \text{Conjunto fuzzy dos lucros baixos para o horizonte de tempo T;}$$

$\mathbf{m}^{Lucros_{s,m,p}^{totais}}(Lucros) = \text{Conjunto fuzzy dos lucros totais para o horizonte de tempo T e o cenário s;}$

$$H_s = \text{Cenários s;}$$

$$F_m = \text{Estratégias m;}$$

O valor $\prod(Lucros_T^{muitobaixos} / H_s, F_m)$ pode ser interpretado como a possibilidade do conjunto fuzzy $\mathbf{m}^{Lucros_{s,m,p}^{totais}}(Lucros)$ pertencer ao conjunto fuzzy $\mathbf{m}^{Lucros_T^{muitobaixos}}(Lucros)$.

Uma representação gráfica da explicação anterior para um mesmo cenário e para quatro domínios (“lucros muito baixos”, “lucros baixos”, “lucros altos”, e “lucros muito altos”, é mostrada na Figura 5-6. Também os lucros podem ser calculados utilizando o método do centróide para desfuzificar a função resultante.

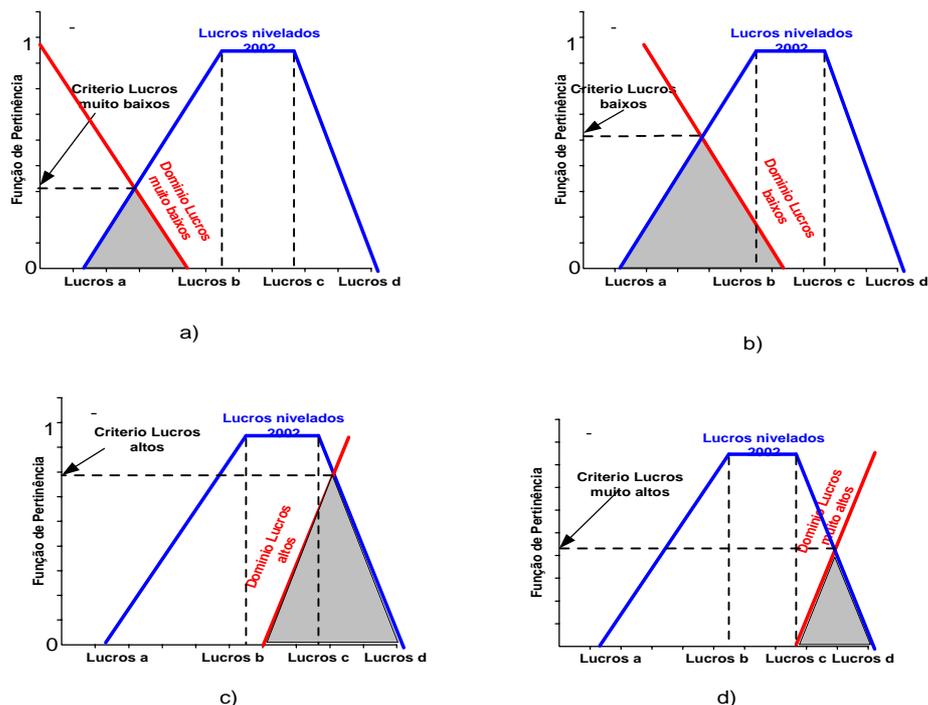


Figura 5.6: Método do desempenho econômico.

A credibilidade e a plausibilidade que os lucros de uma estratégia m pertençam ao conjunto que representa os lucros muito baixos da percepção do agente é dada pelas expressões 5-8 e 5-9. A mesma abordagem pode ser usada para obter a plausibilidade e a credibilidade dos outros domínios:

$$Bl(Lucros_T^{muito\ baixos} / F_m) = \sup_{b \in [0,1]} \left\{ \min \left\{ bl, \prod (Lucros_T^{muito\ baixos} / H_s, F_m) \geq bl \right\} \right\} \quad (5-8)$$

$$Pl(Lucros_T^{muito\ baixos} / F_m) = \sup_{b \in [0,1]} \left\{ \min \left\{ pl, \prod (Lucros_T^{muito\ baixos} / H_s, F_m) \geq pl \right\} \right\} \quad (5-9)$$

Na Figura 5-7 pode-se observar qual é de forma geral a abordagem para obter os índices. Uma vez obtidas as funções de pertinência para cada um dos horizontes de tempo e cada um dos cenários estudados, realizou-se a interseção com cada um dos domínios, com a agregação escolheu-se o maior valor que define o índice desejado.

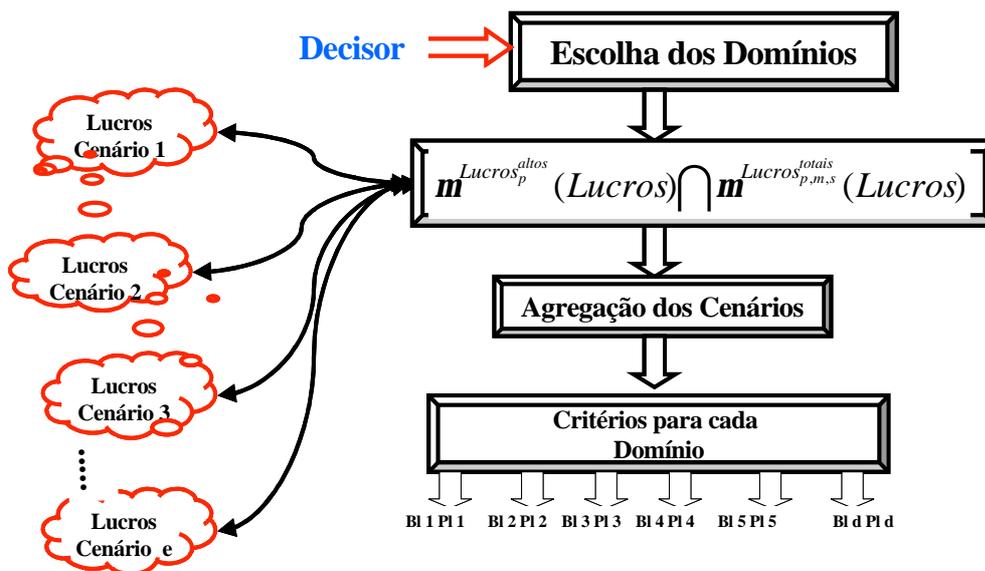


Figura 5.7: Cálculo dos índices de desempenho (Adaptado de SHMUTZ (2000)).

5.2.4 Classificação das Estratégias

Uma decisão deve ser tomada dentre várias alternativas de solução baseando-se em determinados critérios ou atributos estabelecidos. As técnicas para resolver este problema são conhecidas como Metodologias de Apoio Multicritério à Decisão (*Multiple Criteria Decision Aid – MCDA*).

A metodologia MCDA de acordo com FITIPALDI (2000), tem sido dividida por especialistas em três grupos, sem no entanto estabelecer fronteiras rígidas entre eles:

1. Teoria da Utilidade Multiatributo;
2. Métodos de Sobreclassificação;
3. Métodos Interativos.

O primeiro grupo, baseado em pesquisas da escola americana, consiste na agregação de diferentes pontos de vista em uma única função que deve, conseqüentemente, ser otimizada. O levantamento dessa função baseia-se em teoremas e axiomas matemáticos.

O método do segundo grupo, de inspiração francesa, procura construir uma relação, chamada de Relação de Sobreclassificação, que representa uma espécie de ordenação entre as alternativas baseada nas preferências do decisor estabelecidas no problema. Alguns dos métodos mais usados são: ELECTRE e PROMETHEE.

O terceiro e mais recente grupo propõe métodos que alternam características da escola americana, através de etapas de cálculos matemáticos, e da escola francesa, através de diálogos e perguntas ao decisor para estabelecer suas preferências. Muito embora esses métodos tenham sido desenvolvidos para problemas de programação matemática de objetivos múltiplos, alguns deles podem ser aplicados na maioria dos casos gerais.

A tarefa da classificação das alternativas de contratação neste trabalho, é executada utilizando os métodos de sobreclassificação, e mais especificamente através da ferramenta computacional, ELECTRE III. Estes métodos visam determinar a relação entre as diversas alternativas de acordo com as preferências e características do decisor.

O conceito de sobreclassificação é devido a B. Roy que, considerado o criador desses métodos, definiu em 1974 que uma relação de sobreclassificação é uma relação binária S definida em um conjunto A tal que, uma ação a é preferível a uma ação b (aSb) se, a partir das preferências do decisor estabelecidas, das valorações das ações e da natureza do problema, a é ao menos tão boa quanto b . Obviamente isso não é uma definição matemática precisa mas seria uma idéia geral dos métodos, FITPALDI . (2000).

Os métodos de sobreclassificação propostos diferem, entre outros aspectos, pela maneira como adotam a definição anterior. A estruturação desses métodos pode ser estabelecida em dois passos: construção da relação de sobreclassificação e análise dessa ordenação a luz das variáveis e condições envolvidas no problema. Vale salientar que para a utilização desses métodos, devem ser estabelecidas taxas de substituição (pesos) para os diversos critérios considerados para a representação da sua importância relativa perante os demais. Essas taxas de substituição devem ser definidos em conjunto ou pelo próprio decisor da empresa.

O método ELECTRE é um algoritmo que a partir de um conjunto de alternativas e de um determinado número de critérios ou atributos, procura reduzir o tamanho do conjunto de alternativas não dominadas pelas outras. Assume-se que o decisor já definiu, previamente, os pesos dos diversos critérios considerados refletindo a importância relativa dos mesmos. A idéia fundamental desses métodos é que as alternativas podem ser eliminadas quando são dominadas por outras alternativas dentro de um certo grau especificado.

O ELECTRE usa um índice de concordância para medir a vantagem relativa de cada alternativa em relação a todas as outras e um índice de discordância para medir as desvantagens relativas. Estes índices são usados na determinação de um conjunto de dominâncias ENSSLIM et

al (2001). Este conjunto, mais simplificado que o conjunto original é apresentado ao decisor para que ele identifique a melhor alternativa.

Por pseudo-critérios entende-se aqueles que necessitam de dois limiares, um de indiferença e o outro de preferência, para que a escolha do decisor possa ser efetivada. Estes limiares são os limites entre os quais defini-se a indiferença e a preferências entre duas ações, SCHMUTZ (2000). Na figura 5-8 mostra-se com mais detalhe este conceito.

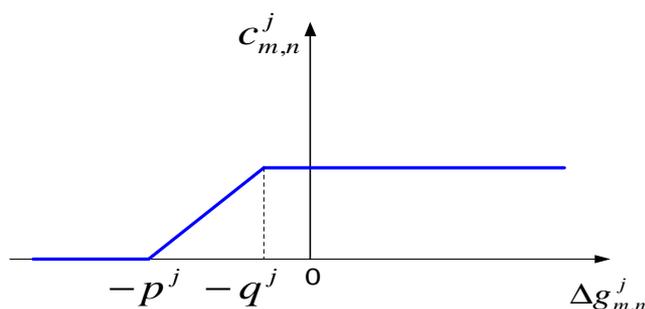


Figura 5.8:Pseudo-critérios para medir a concordância.

Considerando o método do desempenho econômico, apresentado acima, os critérios por exemplo, para os domínios baixos e altos, estão dados por limites: credibilidade (BI) e plausibilidade (PI) os quais a sua vez estão dados pelos seguintes intervalos:

$$C_{r_{m,T}}^{baixos} = \{1 - Pl(Lucros_T^{baixos} / F_m), 1 - Bel(Lucros_T^{baixos} / F_m)\} \quad (5-10)$$

$$C_{r_{m,T}}^{altos} = \{Bel(Lucros_T^{altos} / F_m), Pl(Lucros_T^{altos} / F_m)\} \quad (5-11)$$

Outro conceito importante é a relação de incomparabilidade, de acordo a ENSSLIN et al(2001), caso não seja possível comparar duas alternativas a e b, considera-se uma relação de incomparabilidade entre elas (denotada por aRb).

Devido a incertezas, imprecisões e indeterminações é muito difícil para o decisor fornecer valores numéricos precisos sobre suas preferências. Geralmente ele consegue determinar apenas uma faixa de valores. No método ELECTRE III, os limiares são conjuntos *fuzzy* devido á incerteza dos critérios.

Com o método ELECTRE III, o índice de concordância é obtido através da credibilidade da premissa “mSj”: **“uma estratégia m é ao menos tão preferida como outra n considerando o critério j”**. Isto se realiza para cada um dos critérios utilizando-se o princípio do pseudo-critério e quantificando desta maneira a confiança através da qual é possível identificar entre duas estratégias qual é a superior. O índice de concordância para duas alternativas F_m e F_n e para um número j de critérios segundo BUCHANAN (2000) pode ser calculado pela relação 5-12:

$$c_{j,m,n} = \begin{cases} 1 & \text{Se } Cr_{j,m,T} + q_j \geq Cr_{j,n,T} \\ 0 & \text{Se } Cr_{j,m,T} + p_j \leq Cr_{j,n,T} \\ \frac{p_j + Cr_{j,m,T} - Cr_{j,n,T}}{p_j - q_j} & \text{de outro modo} \end{cases} \quad (5-12)$$

onde:

$c_{j,m,n}$ = Índice de concordância entre as estratégias m e n;

$Cr_{j,m,T}$ = critério j da estratégia m no horizonte de tempo T;

$Cr_{j,n,T}$ = critério j da estratégia n no horizonte de tempo T;

q_j = índice *fuzzy* de indiferença para o critério j;

p_j = índice *fuzzy* de preferência para o critério j;

Em SCHMUTZ (2000), é proposto para quando se trata de índices de desempenho gerados por cenários com a evidência sobreposta entre eles, determinar os índices de concordância usando as seguintes relações:

$$c_{j,m,n} = \frac{A_{j,m,n}^c}{(Cr_{j,m}^{\max} - Cr_{j,m}^{\min}) * (Cr_{j,n}^{\max} - Cr_{j,n}^{\min})} \quad (5-13)$$

onde:

$Cr_{j,m} = \{Cr_{j,m}^{\min}, Cr_{j,m}^{\max}\}$ valores do critério j para a estratégia m;

$Cr_{j,n} = \{Cr_{j,n}^{\min}, Cr_{j,n}^{\max}\}$ valores do critério j para a estratégia n;

$A_{j,m,n}^c$ = é uma área embaixo da linha $Cr_{j,n} = q_j + b_j * Cr_{j,m}$;

q_j = limiar *fuzzy* de indiferença;

b_j = a inclinação da linha usualmente 1;

Tanto a limiar *fuzzy* de indiferença quanto a inclinação da linha dependem do critério escolhido. Como pode ser visto na Figura 5-9.

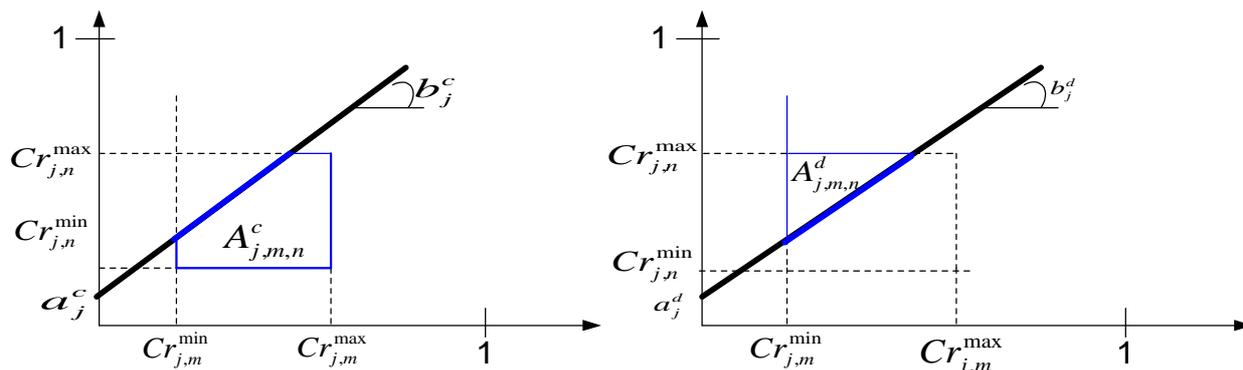


Figura 5.9: Concordância (esquerda) e Discordância (direita).(Adaptado de Schmutz, 2000).

O índice de concordância deve ser corrigido pela discordância, a qual mede o grau de desacordo com a premissa “mSn”. A discordância está relacionada com a resposta á pergunta “**é a diferença entre os valores de um critério para duas estratégias não tão importante?**”, a relação para seu cálculo segundo BUCHANAN (2000) é a seguinte:

$$d_{j,m,n} = \begin{cases} 1 & \text{Se } Cr_{j,m,T} + p_j \geq Cr_{j,n,T} \\ 0 & \text{Se } Cr_{j,m,T} + v_j \leq Cr_{j,n,T} \\ \frac{Cr_{j,n,T} - Cr_{j,m,T} - p_j}{v_j - p_j} & \text{de outro modo} \end{cases} \quad (5-14)$$

onde:

v_j =limiar *fuzzy* de veto.

O limiar *fuzzy* de veto expressa o fato que acima deste valor não existe mais credibilidade para a concordância, ou seja, as duas estratégias não podem ser mais comparadas.

Em SCHMUTZ (2000) é proposto para quando se trata de índices de desempenho gerados por cenários com a evidência sobreposta entre eles, determinar os índices de discordância usando as seguintes relações:

$$d_{j,m,n} = \frac{A_{j,m,n}^d}{(Cr_{j,m}^{\max} - Cr_{j,m}^{\min}) * (Cr_{j,n}^{\max} - Cr_{j,n}^{\min})} \quad (5-15)$$

onde:

$A_{j,m,n}^d$ = a área acima da linha $Cr_{j,n} = v_j + b_j * Cr_{j,m}$;

v_j = limiar veto com $(v_j \geq q_j)$.

Cada critério deve ter uma taxa de substituição sendo esta a terceira parte das preferências do decisor. De acordo com ELECTRE III, calcula-se um índice global de concordância partindo da afirmação “a estratégia F_m é superior à estratégia F_n ”:

$$C_{m,n} = \frac{\sum_j w_j * c_{j,m,n}}{\sum_j w_j} \quad (5-16)$$

onde:

w_j = taxa de substituição atribuída pelo decisor para o critério j ;

$c_{j,m,n}$ = índice de concordância entre cada dupla de alternativas;

A credibilidade da estratégia superior entre a dupla de estratégias é obtida utilizando o índice da concordância global e o índice da discordância. Com os resultados anteriores é possível obter a matriz de credibilidade composta pelos índices de credibilidade através dos quais se valora para cada dupla de alternativas m e n , a intensidade da premissa “ mS_j ”

$$d_{m,n} = C_{m,n} * \prod_{j \in \mathbf{f}} \frac{1 - d_{j,m,n}}{1 - C_{m,n}} \quad (5-17)$$

$$\mathbf{f} = \{j \mid d_{j,m,n} > C_{m,n}\}$$

$d_{j,m,n}$ = índice de discordância.

Uma vez que a matriz dos graus de credibilidade é obtida procede-se à classificação das alternativas através de um processo iterativo. Em cada iteração as diferentes alternativas são organizadas de um nível de preferência maior a um nível de preferência menor (classificação descendente) e o processo inverso organiza as alternativas de um nível de preferência menor a um nível de preferência maior (classificação ascendente).

A utilização de dois processos de classificação inversos é útil para avaliar as estratégias colocadas num mesmo nível de preferência. O processo de classificação descendente tem a tendência de colocar a classificação para baixo enquanto o processo de classificação ascendente tem a tendência de colocar a classificação para cima. Portanto a diferença resultante das classificações é uma medida de sua incomparabilidade. Uma vez que a classificação ascendente e a classificação descendente são obtidas é possível fazer um pré-ordenamento parcial das estratégias.

Na Figura 5-10, mostra-se a abordagem geral do método ELECTRE III.

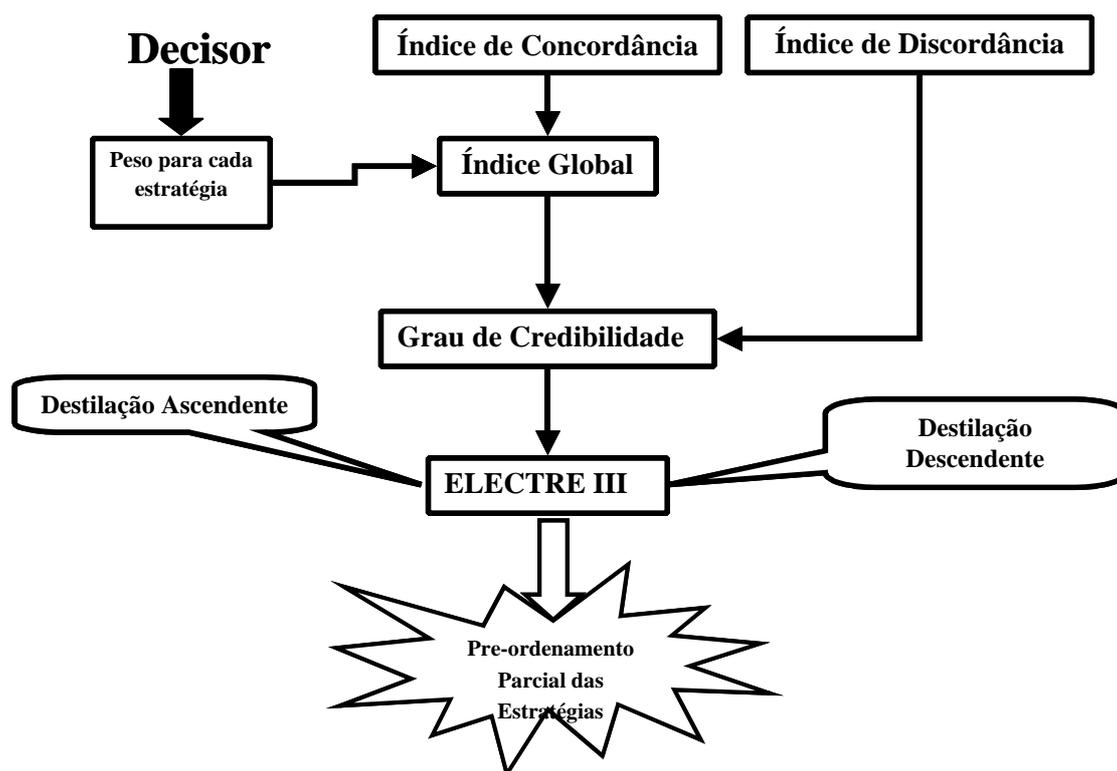


Figura 5.10: Classificação das estratégias pelo método ELECTRE III.

5.3 Conclusões

A metodologia proposta neste capítulo serve como ferramenta de apoio para o decisor cuja responsabilidade é avaliar a carteira de contratos sob incerteza considerando-se o aspecto multidimensional do risco, as imprecisões e indeterminações associadas às preferências do decisor. É necessário para alcançar este objetivo realizar a modelagem das incertezas, dos contratos e das preferências do decisor.

As quatro etapas propostas são: construção das estratégias, avaliação das estratégias para estimar os atributos (lucros), avaliação das estratégias para estimar os índices de desempenho e a classificação das estratégias. Esta última etapa é executada através do uso do método MCDA ELECTRE III.

As incertezas inerentes ao processo de comercialização (preço spot, custos e energia) são modeladas por variáveis *fuzzy* e a possibilidade de lucro é calculada através da utilização de cenários e lógica *fuzzy*.

No próximo capítulo faz-se a apresentação da aplicação da metodologia para dois casos de estudo.

6. APLICAÇÃO PRÁTICA DO MODELO

6.1 Introdução

Neste capítulo apresentam-se os resultados obtidos ao realizar uma simulação da metodologia proposta para uma empresa de geração operando num país da América Central frente a três prováveis cenários. Considerando-se a empresa num ambiente com mercado de curto prazo, onde o mercado *spot* tem preço pré-estabelecido e pode absorver uma quantidade ilimitada de energia elétrica. A companhia tem que pagar os custos fixos pelo acesso ao mercado de curto prazo e também deve pagar os custos pela transmissão ao comprar ou vender energia pela rede regional de transmissão. O objetivo da empresa é definir estratégias de comercialização que lhe permitam ajustar sua carteira de contratos e conseqüentemente adaptar-se aos desafios no mercado liberalizado.

6.2 Dados considerados e premissas adotadas

Os resultados da simulação com o SDDP obtidos de CEAC-GTPIR (2001), para cada um dos três cenários mais prováveis utilizados como entrada neste trabalho, foram os seguintes:

- Custo marginal esperado mensal do sistema regional em US\$/MWh e a geração esperada mensal de energia elétrica para cada planta em MWh/mês; desde 2002 a 2016.
- os custos variáveis de geração em função dos preços dos combustíveis os quais estão baseados no cenário médio de preços das projeções da EIA (2001), para os cenários 1 e 3, e para o cenário 2 o cenário de preços altos da mesma fonte.

Para este caso de estudo os horizontes de tempo simulados com o algoritmo implementado em MATLAB foram os seguintes: o ano 2002 e o período 2002-2004.

Para todas as alternativas de contratação analisadas o balanço de energia é obtido pela compra ou venda de energia no mercado *spot*. Os custos de transmissão, serviços ancilares, impostos e taxas de regulamentação não são considerados neste exemplo.

O montante de energia elétrica a ser produzido pela usina mensalmente é obtido pelo SDDP, como resultado do despacho por ordem de mérito de todas as usinas do sistema regional da América Central.

Como foi explicado no capítulo anterior os lucros são calculados para cada um dos períodos de liquidação, ou seja, mensais e após isto, o decisor pode definir o horizonte de tempo que pode ser de vários meses até vários anos. O ano de referência é 2002 e a taxa de desconto utilizada é 5%. O custo fixo de operação é considerado, mas não os custos fixos de investimentos.

Conforme foi apresentado no capítulo anterior, a modelagem das preferências do decisor no que se refere aos lucros, foi realizada utilizando-se uma variável lingüística composta por diferentes domínios que são conjuntos *fuzzy*. Foram simulados dois casos de estudo.

6.2.1 Construção de Cenários (Casos 1 e 2)

A obtenção dos lucros de um gerador requer a utilização de um programa de simulação da operação que calcule o custo marginal do sistema para diversos cenários e a geração associada com cada cenário. Após uma ampla análise foram escolhidos três cenários considerados os mais prováveis de ocorrer na expansão dos sistemas de geração de energia elétrica da América Central, para o período 2002 ao 2016, executado pelo Grupo de Trabalho de Planejamento Indicativo Regional do Conselho de Eletrificação de América Central CEAC-GTPIR, (2001). Neste três cenários foram incluídas de forma prioritária um grupo de plantas candidatas e que potencialmente poderiam ser construídas num mercado elétrico competitivo.

As ferramentas computacionais de otimização e simulação empregadas para gerar os planos regionais de expansão de geração foram: o modelo SUPER-OLADE, versão 4.0 e o modelo SDDP¹⁴, versão 6.0. O primeiro utiliza a programação dinâmica estocástica para a obtenção de estratégias de planejamento e o segundo utiliza a programação dinâmica dual estocástica para simular o comportamento do sistema interligado, os resultados destas simulações foram obtidos de CEAC-GTPIR (2001).

No caso do SDDP utilizaram-se as séries históricas geradas pelo módulo hidrológico do SUPER OLADE para o período 1965 a 1999.

¹⁴ Stochastic Dual Dynamic Programming

Com o SUPER geraram-se os planos de expansão, os quais foram apresentados considerando-se condições desde um nível menor até um nível maior de competição, levando-se em conta também o grau de desenvolvimento das interligações entre os sistemas, o qual corresponde-se com os princípios de competição, gradualidade e reciprocidade estabelecidas em GUATEMALA (1996). Os planos resultantes se ajustam utilizando o modelo SDDP, verificando os níveis de confiabilidade.

As premissas aplicadas para o correto emprego destes modelos foram os seguintes:

- 1.-Estabelecimento dos critérios de planejamento;
- 2.-Preparação da base de dados;
- 3.-Estabelecimento de parâmetros técnico-econômicos (taxas de desconto, períodos de análise, séries hidrológicas, níveis de tolerância, etc);
- 4.-Definição dos cenários a serem analisados;
- 5.-Obtenção dos planos de expansão de geração;
- 6.-Estratégias de expansão;
- 7.-Simulações detalhadas para validar e ajustar os planos de expansão;
- 8.- Não foram levadas em conta as restrições da rede de transmissão nem os serviços ancilares;
- 9.-As plantas de geração foram modeladas em função somente de seus custos marginais e de sua energia firme;

Os cenários de expansão mais prováveis foram:

1. Cenário 1:Desenvolvimento isolado, sem o projeto SIEPAC¹⁵;
2. Cenário 2:Integração Regional com disponibilidade de Gás Natural Líquido a preços altos;
3. Cenário 3:Integração Regional com disponibilidade de Gás Natural a preços médios.

1. Cenário 1:Desenvolvimento isolado, sem o projeto SIEPAC

Este cenário é baseado numa integração regional fraca com projeto SIEPAC, mas sem otimizar a capacidade de interligação, com os países auto-suficientes em geração e intercâmbios internacionais marginais em relação ao mercado interno. Para este cenário considera-se um maior

¹⁵ Sistema de Interligação Elétrica Para América Central

desenvolvimento de plantas térmicas, complementado com geotérmicas e pequenas hidroelétricas (não maiores de 100 MW e U\$200 milhões de custo de construção), como tem ocorrido nos últimos anos na região. Considera-se este como o cenário menos provável de ocorrer, mas representa a situação mais conservadora com respeito ao desenvolvimento do parque de geração regional, aos preços futuros, e à qualidade do serviço.

Para este cenário o desenvolvimento dos mercados regionais apresentarão as seguintes características:

- Cada um dos países desenvolverá de forma independente sua geração;
- Existiram intercâmbios limitados nas interligações internacionais existentes, ou novas, em geral baseados em transações de oportunidade de curto prazo;
- A tecnologia de geração com maior probabilidade para ser desenvolvida é a térmica, com geradores a Diesel de última tecnologia e módulos da ordem dos 50 MW a 100 MW, consumindo Bunker (*fuel oil*) ou ciclos combinados de médio prazo com capacidade de 150 MW que utilizam *Diesel-Oil*, com a possibilidade da instalação de plantas de carvão;
- Simultaneamente é possível desenvolver projetos hidroelétricos de pequena e média capacidade, plantas geotérmicas, plantas térmicas e por último para reafirmar, alguma geração hidroelétrica. A participação do estado neste cenário é relevante, seja como investidor por meio das empresas estatais que ainda permanecem, ou como agente estimulador deste tipo de planta com políticas fiscais, de crédito e ambientais.

Na Figura 6-1, apresenta-se uma previsão dos custos marginais para o período 2002-2007 para este cenário. Pode-se observar que o valor máximo de custo marginal apresenta-se no ano 2005 com 70 U\$/MWh e o mínimo abaixo dos 30 U\$/MWh no ano 2003, apresentando-se baixa volatilidade. Nas Figuras 6-1, 6-2, 6-3; é possível observar o comportamento dos preços *spot*, nos meses de março, abril e maio, apresentando os mais altos valores nos meses de mais calor no ano para a região. Os preços *spot* mais baixos durante o ano foram nos meses setembro, outubro e novembro coincidindo com os períodos de chuva na região.

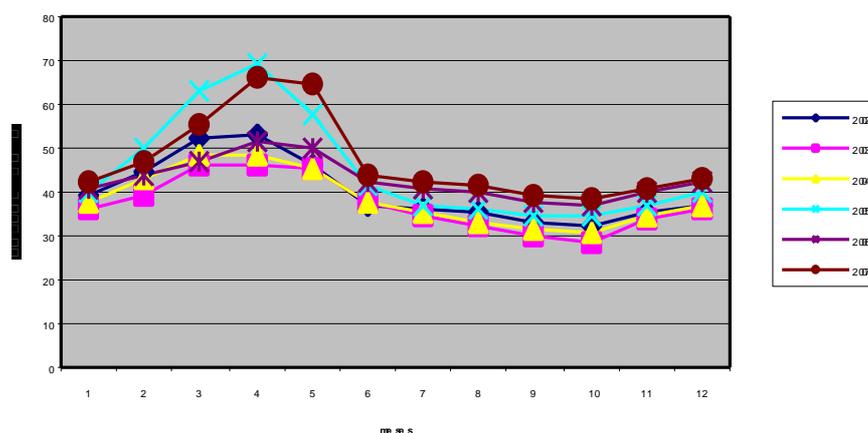


Figura 6.1: Custos Marginais médios para o cenário 1.

2. Cenário 2: Integração Regional com disponibilidade de Gás Natural Líquido a preços altos.

Neste cenário considera-se que o projeto SIEPAC tem sido implementado e a partir da disponibilidade de transmissão suficiente, desenvolvem-se plantas em escala regional, ou seja, para abastecer os mercados de vários países simultaneamente, cumprindo-se a opção de gás líquido na região.

Sob estas hipóteses, o mercado regional terá as seguintes características:

- i. Desenvolvimento de projetos de geração com a tendência de aproveitar as economias de escala dos ciclos combinados ;
- ii. Desenvolvimento de projetos hidroelétricos identificados na região, com uma alta participação dos estados;
- iii. As regulamentações nacionais deverão responder às exigências de eficiência resultante da integração;
- iv. O critério para definir o lugar de contratação dos projetos será com base nas considerações técnicas como por exemplo: facilidade e preço de fornecimento do combustível, altura sobre o nível do mar, proximidade ao sistema principal de transmissão e evitar problemas de congestionamentos na rede de transmissão;

- v. Neste cenário considera-se a utilização do gás natural como tecnologia para reduzir custos.

Na Figura 6-2, os custos marginais para o cenário 2 não ultrapassam os 65 U\$/MWh no ano 2002 e o mínimo fica um pouco abaixo dos 30 U\$/MWh no ano 2005.

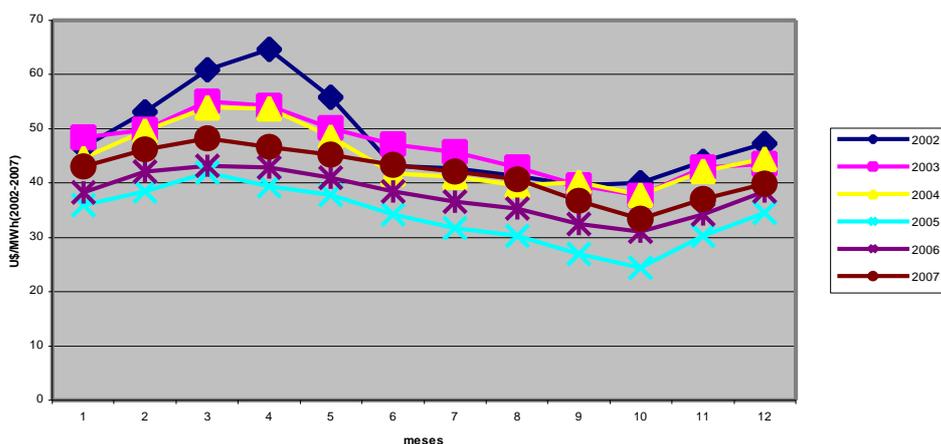


Figura 6.2: Custos Marginais médios para o Cenário 2.

Cenário 3: Integração Regional com disponibilidade de Gás Natural Líquido a preços médios.

Devido à recessão econômica mundial e ao excedente de oferta do petróleo e seus derivados, estudou-se o cenário de preços médios dos combustíveis, as tecnologias consideradas no caso 3 foram as mesmas do caso 2. As plantas de ciclo combinado utilizadas como referência neste caso foram de 250 MW pela disponibilidade de gás natural em Honduras, Panamá e Costa Rica.

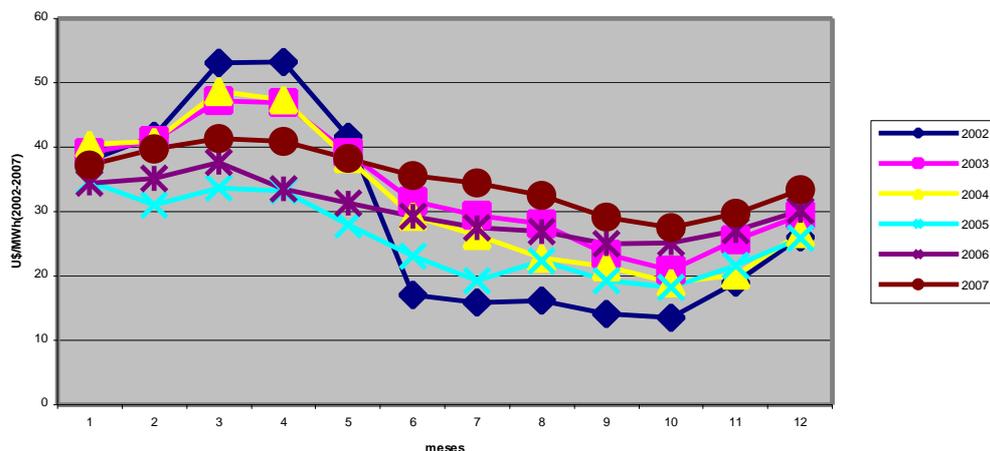


Figura 6.3: Custos Marginais médios para o cenário 3.

No caso do cenário 3, considerando preços de combustível médios, os custos marginais são baixos com valores entre os 54 U\$/MWh e os 13 U\$/MWh para o ano 2002.

Face à análise seguinte, utilizando o método de desempenho econômico e a teoria multicritério de classificação de alternativas, para os dois casos de estudo, salienta-se que não é possível fazer uma comparação entre os índices de desempenho resultantes nem entre os pré-ordenamentos parciais pelas seguintes razões:

- a. Os horizontes de tempo são diferentes;
- b. O número de domínios da variável lingüística é diferente;
- c. Portanto o número de critérios para comparar as alternativas é diferente.

6.3 Estudo de Caso 1

6.3.1 Aplicação do método de desempenho econômico: caso 1

A saída obtida com o SDDP foi utilizada como entrada do algoritmo desenvolvido em MATLAB, utilizando a teoria dos conjuntos *fuzzy*, (ANEXO 1) objetivando-se assim, possuir uma ferramenta computacional que nos permita encontrar um *mix* de contratos de compra e venda de energia elétrica. Dentro deste *mix* consideram-se diversos tipos de contratos candidatos, tais como,

compra e venda no mercado *spot*, contratos bilaterais e opções europeias de compra e venda com diferentes fatores de contratação.

No exemplo considerado, tem-se um produtor térmico a Diesel, de 57 MW de capacidade instalada. Os custos variáveis deste agente variam em função dos cenários estudados e são iguais à soma dos custos variáveis pela administração, operação e manutenção com os custos dos combustíveis e o valor médio deste custo para este gerador é de 36.25 U\$/MWh. Para determinar a variação na componente dos custos por combustíveis, foram utilizadas as previsões dos preços dos combustíveis feitas pela EIA (2001), para o cenário base e o cenário de preços altos, cujas previsões são por ano.

Para validar a metodologia os cenários utilizados foram escolhidos como os mais prováveis dentro de diversos cenários pelos especialistas da CRIE¹⁶, os índices de desempenho estarão representados por um valor *crisp* porque a evidência está enfocada em cenários únicos, ou seja, as medidas *fuzzy*: *belief e plausibility* são iguais e também iguais à probabilidade de cada cenário. Na prática normalmente a evidência não fica enfocada em cenários únicos, mas em nível de simplificação utiliza-se esta suposição, conforme é expresso pela equação 6-1. Para os cenários 1, 2 e 3 foram colocadas pelos especialistas da CRIE as seguintes probabilidades: 0,1, 0,3 e 0,6 respectivamente.

$$Pl(Lucros_T^{altos} / F_m) = Bel(Lucros_T^{altos} / F_m) = prob \quad (6-1)$$

Para considerar as incertezas associadas ao mercado, o preço *spot* foi definido como um número *fuzzy* de forma trapezoidal, sendo relacionado a um cenário econômico específico, ver Figura 6-4. O procedimento para a calibração deste número *fuzzy*, foi feito com a determinação dos intervalos nos quais a variável do preço *spot* toma valores com um alto nível de presunção para os quais a função de pertinência é igual a um. De igual forma seria para os intervalos com baixos valores da função de pertinência definindo diferentes *alpha-cuts* com níveis de presunção $\alpha \in [0,1]$, obtendo-se então, um número *fuzzy* completo:

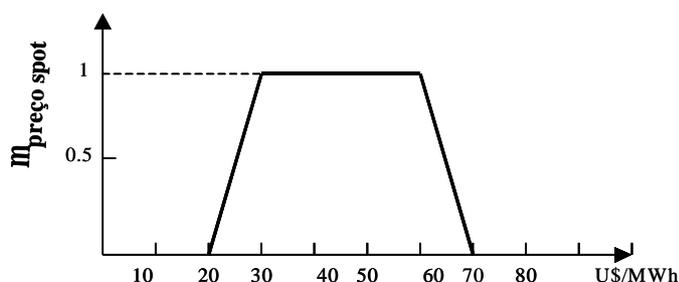


Figura 6.4: Número *Fuzzy* do Preço Spot para um cenário específico..

¹⁶ Comisión Regional para Interconexión Eléctrica.

Para simplificar o estudo de caso as estratégias analisadas são somente de contratação, sem considerar as estratégias de reestruturação e expansão do negócio, ou seja, novos investimentos. Foram escolhidas sete *mixes* de contratação, após de uma análise de sensibilidade através da qual, considerou-se somente as alternativas mais adequadas e as que representavam menos riscos para o agente.

Para obter os índices de desempenho para cada uma das alternativas de contratação consideradas, foi aplicado o método do desempenho econômico, apresentado no capítulo anterior e proposto por SCHMUTZ (2002). Os índices de desempenho são calculados utilizando-se o algoritmo implementado neste trabalho. Estes índices são valores entre 0 e 1, e representam as possibilidades dos lucros nivelados pertencerem ao domínio correspondente, para cada horizonte de tempo e cada uma das estratégias.

A variável lingüística através da qual representa-se a percepção dos lucros do agente sob estudo, esta composta por dois domínios os que são modelados ao mesmo tempo por dois números *fuzzy*. Os índices desejados pelo agente, para o conjunto *fuzzy* “Lucros baixos” serão aqueles onde os valores mais baixos, sinalizam um melhor desempenho da alternativa. Para o conjunto *fuzzy* “Lucros altos” será o contrário, os valores mais altos entre 0 e 1 sinalizarão um melhor desempenho. Isto pode ser verificado na Figura 5-5 ou 5-6.

Os valores colocados nas tabelas seguintes são os índices de desempenho obtidos com o algoritmo implementado neste trabalho, utilizando-se as fórmulas vistas no Capítulo 5. No cálculo destes índices a influência dos três cenários sobre os domínios e variáveis *fuzzy* ocorre simultaneamente.

Para cada horizonte de tempo existem dois domínios (“lucros baixos” e “lucros altos”). Analisando cada um destes índices de desempenho é possível conhecer em que medida existe evidência da ocorrência destes lucros.

Inicia-se a análise dos resultados para este gerador com a simulação de uma contratação 100% bilateral e um preço de energia no contrato de 60 US\$/MWh prefixado, igual aos contratos tipo PPA. Quando se analisam os valores de desempenho apresentados na Tabela 6-1, para esta alternativa, existe tanto no curto prazo quanto no longo prazo uma elevada possibilidade de obter lucros baixos dada a ocorrência do cenário 2. Por outro lado, se ocorre o cenário 3, no qual segundo a previsão os preços spot são baixos, evidentemente a possibilidade dos lucros serem altos é elevada..

Índices de Desempenho		
Horizonte de tempo	Domínios	
	Baixos	Altos
2002	0,3	0,6
2002-2004	0,3	0,6

Tabela 6.1: Índices Contratação Bilateral 100% (Caso 1).

A partir do caso base foi feita uma análise de sensibilidade, variando-se o fator de contratação bilateral nos seguintes níveis: 40%, e 0%, ou seja, 100% venda no mercado de curto prazo. Pode-se ver nas tabelas 6-2 e 6-3 os resultados para as alternativas 40% contratação bilateral com venda do 60% no mercado *spot* e 0% bilateral com 100% de venda no mercado *spot*, respectivamente.

Os resultados mostram que na medida que um agente gerador térmico neste mercado reduza seus compromissos contratuais, aumenta o risco de incorrer em altas perdas, porque os índices de desempenho pioram para o domínio de lucros baixos. Para o mix de 40% bilateral com 60% no *spot*, no curto prazo, no cenário 2 os lucros seriam baixos para este agente e no longo prazo independe do cenário que ocorresse as perdas ou os lucros seriam menores. Com esta alternativa de contratação o agente não tem possibilidade de obter lucros altos independente do cenário.

Índices de Desempenho		
Horizonte de tempo	Dominios	
	Baixos	Altos
2002	0,3	0,06
2002-2004	0,11	0

Tabela 6.2: Índices contratação bilateral 40% e venda no *spot* do 60%, (Caso 1).

É importante salientar aqui, como o gerador estudado é térmico, quando os preços *spot* considerados nos diferentes cenários são menores que os custos variáveis declarados, o agente fica a descoberto, ou seja, não poderá gerar tendo que cumprir seus compromissos contratuais comprando energia no mercado *spot*.

Quanto se trata da situação anteriormente anunciada, ou seja, o gerador contratando toda sua produção para vender no mercado *spot* (*Merchant Plant*), pode-se ver na tabela 6-3, que caso ocorra o cenário 3, tanto para o horizonte de tempo de um ano, quanto de três anos os lucros são baixos, e os lucros altos somente no curto prazo poderiam ser interessantes para um agente

propenso ao risco, porque este cenário apresenta os preços spot mais baixos dos três cenários sob estudo.

Índices de Desempenho		
Horizonte de tempo	Dominios	
	Baixos	Altos
2002	0,6	0,17
2002-2004	0,6	0,08

Tabela 6.3: Índices de desempenho contratação 100% no mercado *spot*, (Caso 1).

Foram considerados os *mixes* de contratos incluindo instrumentos derivativos como opções européias com o objetivo de fazer *hedge*. O mix foi o seguinte: venda de opção de compra (*call*) e compra de opção de venda (*put*), já que estes são os mecanismos de proteção contra o risco de preço de mercado mais utilizados pelos agentes geradores, HUNT (1996).

As séries de *call*, são vendidas cada mês, ou seja, o tempo de expiração é ao final do mês. Os preços de exercício das *call* são iguais aos preços de exercício das *put*, sendo considerados os valores médios previstos dos preços *spot* do ano seguinte para o respectivo mês como referência SCHMUTZ (2000). O prêmio mensal a ser recebido no contrato de venda de *call* (e pago no contrato de compra de *put*) é equivalente a 1% do produto entre volume de energia contratado e o preço de exercício, como utilizado em SILVEIRA (2001).

Quando se combinam os mecanismos de contratação normalmente aplicados com os instrumentos derivativos, tal como a alternativa apresentada na tabela 6-4, os índices de desempenho continuam sendo os piores para os lucros baixos no caso que ocorresse o cenário 2, tanto para curto quanto o longo prazo. A possibilidade de obter lucros altos no curto prazo é moderada, mas para o longo prazo o índice piora.

Índices de Desempenho		
Horizonte de tempo	Dominios	
	Baixos	Altos
2002	0,3	0,22
2002-2004	0,3	0,11

Tabela 6.4: Contratação 50% bilateral, 25% venda no *spot* e 25% venda de *put*, (1).

Na tabela 6-5, pode-se observar o resultado da simulação para um mix de 50% contratação bilateral e 50% venda de uma opção de compra (*call*). No curto prazo o cenário 2 limita as possibilidades dos lucros baixos mas no longo prazo, independentemente do cenário, o índice de

desempenho melhora. Para os lucros altos esta alternativa apresenta índices moderados revelando-se ser mais atrativa para um agente avesso ao risco que para um agente propenso ao risco. Mostra-se também como os derivativos melhoram o desempenho econômico no longo prazo para este agente porque as perdas ou os lucros baixos são menores e os riscos menores.

Índices de Desempenho		
Horizonte de tempo	Dominios	
	Baixos	Altos
2002	0,3	0,17
2002-2004	0,17	0,17

Tabela 6.5: Contratação 50% Bilateral com 50% compra de cal, Caso 1).

A implementação de contratos bilaterais com a aplicação em derivativos como do tipo compra de opção de venda (*put*), apresenta índices de desempenho como os mostrados na tabela 6-6. Esta alternativa apresenta índices de desempenho piores no domínio de lucros baixos, caso ocorra o cenário 2 comparado com a alternativa de aplicar com derivativos *call*, mas para o domínio de lucros altos é uma alternativa atrativa no curto prazo para um agente propenso ao risco e no longo prazo para um agente avesso ao risco.

Índices de Desempenho		
Horizonte de tempo	Dominios	
	Baixos	Altos
2002	0,3	0,33
2002-2004	0,3	0,17

Tabela 6.6: Índices para contratação 50% Bilateral e 50% compra de *Put*, (Caso 1).

Uma vez mais, a combinação de contratação no domínio altos com opção de venda apresenta índices altos no domínio dos lucros baixos sendo limitados este no longo prazo pelo cenário 3. Esta alternativa no curto prazo apresenta piores índices de desempenho comparada com a alternativa anterior quando utilizamos contratos bilaterais.

Índices de Desempenho		
Horizonte de tempo	Dominios	
	Baixos	Altos
2002	0,56	0,17
2002-2004	0,6	0,08

Tabela 6.7: Contratação 50% *spot* e 50% *Put*, (Caso 1)

Na Figura 6-5 mostra-se como ficam as sete alternativas de contratação analisadas neste caso de estudo para os dois horizontes de tempo e para os dois domínios de lucros representados.

Na Figura 6-5, pode-se ver como o cenário 2 limita os lucros não permitindo possibilidades menores a sua probabilidade de ocorrência. É possível observar como a alternativa de contratação 100% bilateral é a mais interessante para este agente e a alternativa de vender toda a energia no mercado spot é a menos interessante. Para este horizonte de tempo recomendar-se-ia para este agente a implementação de uma contratação 100% bilateral se for avesso ao risco e um mix de 50% bilateral com 50% em derivativos financeiros como do tipo compra de *put* se for propenso ao risco.

Para um horizonte de tempo de três anos (2002-2004), a classificação das alternativas pode ser vista na Figura 6-5. Algo interessante a ser salientado nesta figura, é como os índices das alternativas com componentes derivativos pioram nos altos lucros. Além disto, nos baixos lucros, somente a alternativa Bilateral 50% com 50% *call* melhora. Isto confirma como a implementação de instrumentos financeiros derivativos nos mercados de eletricidade são mais efetivos em períodos de curto prazo.

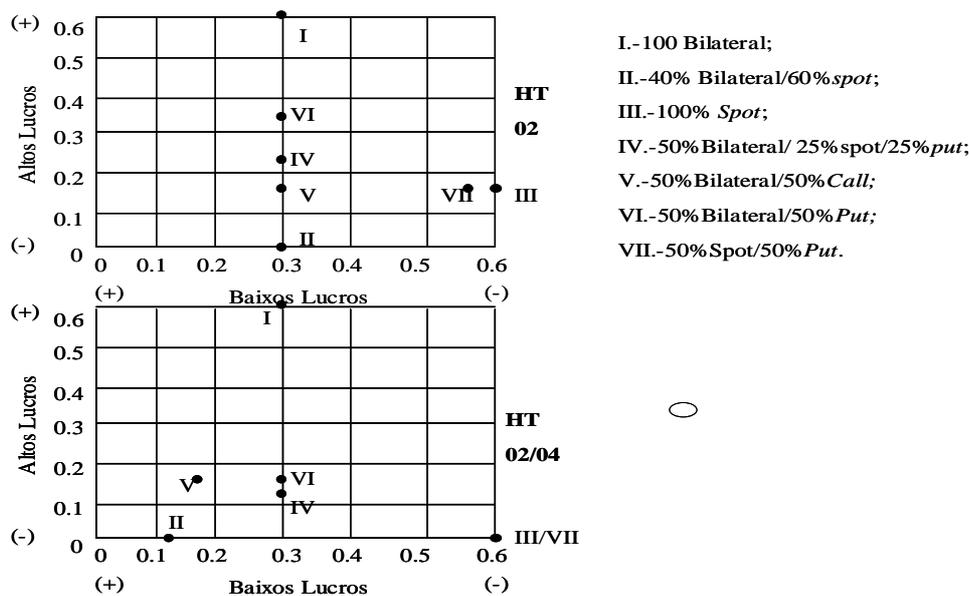


Figura 6.5: Índices de desempenho, Caso 1.

6.3.2 Comparação e classificação com ELECTRE III: Caso 1

Com o método ELECTRE III pode-se obter o ordenamento completo das alternativas ou ações, tratando de descrever o comportamento racional do decisor, incorporando a natureza *fuzzy* (imprecisão e incerteza) do processo de decisão.

Propõe-se classificar as alternativas para dois tipos de decisor, o primeiro avesso ao risco e portanto relacionado ao longo prazo, enquanto o segundo decisor, propenso ao risco e relacionado ao curto prazo.

Ressalta-se também que os riscos associados á atividade de comercialização elevam o grau de complexidade da tarefa de decisão, considerando-se que cada agente, comprador ou vendedor, busca sempre maximizar a sua função utilidade, submetendo-se a um determinado grau de risco (resultado direto da sua expectativa sobre o comportamento do mercado). O problema passa a ser o de decidir sobre o nível de risco, em função da expectativa de renda/despesa, ou decidir a máxima renda/despesa para um determinado nível de risco que o agente aceita correr, MONGELLI (2002).

Na tabela 6-8 abaixo foram colocados os valores das taxas de substituição para cada um dos critérios atribuídos pelo decisor. Para ELECTRE III as taxas de substituição são “coeficientes de importância” ou também como votos atribuídos para cada critério “candidato”, BUCHANAN (2000). O peso de cada critério é obtido do produto dos pesos das categorias correspondentes. Para o estudo de caso 1, são obtidos quatro critérios a partir de combinação dos domínios com os horizontes de tempo.

PESOS PARA CADA CRITERIO		
Domínios	AVESSO	PROPENSO
Horizontes	RISCO	RISCO
Baixo	<i>1</i>	<i>0,4</i>
Alto	<i>0,4</i>	<i>1</i>
2002	<i>0,5</i>	<i>1</i>
2002-2004	<i>1</i>	<i>0,5</i>

Tabela 6.8: Taxas de substituição (pesos) para os critérios, (Caso 1).

Neste trabalho não foi feita uma análise de sensibilidade e robustez para calcular as taxas de substituição adequadas para este problema em particular, para maiores detalhes sobre taxas de substituição podem ser consultadas as seguintes fontes: ENSSLIN et al. (2001), SICA (2003) e KIRKWOOD (1997).

Os dados de entrada para ELECTRE III são:

1. Alternativas ou ações a serem implementadas;
2. Critérios com suas respectivas taxas de substituição ou peso;
3. Limiares de indiferença e preferência para cada um dos critérios;

4. Matriz com os índices de desempenho obtidos com o algoritmo implementado neste trabalho.

A Tabela 6-9, apresenta os índices de desempenho para as sete alternativas analisadas anteriormente. Após será feita uma comparação entre alternativas utilizando o método multicritério ELECTRE III.

MATRIZ DE PERFORMANCE E PESOS PARA CRITÉRIO				
	1	2	3	4
Estrategia	Baixo/02	Baixo/24	Alto/02	Alto/24
100% bilateral	0,3	0,3	0,6	0,6
40% bilateral-60%spot	0,3	0,11	0,06	0
Spot100%	0,6	0,6	0,17	0,08
Bil50%-Spot25%-Put25%	0,3	0,3	0,22	0,11
Bilateral50%-Call50%	0,3	0,17	0,17	0,17
Spot 50%-Put50%	0,3	0,3	0,33	0,17
Bilateral50%-Put50%	0,56	0,6	0,17	0,08
pesos avesso risco*	0,5	1	0,2	0,4
pesos propenso risco	0,4	0,2	1	0,5

Tabela 6.9:Matriz de índices e taxas de substituição para os critérios, (Caso 1).

Para trabalhar com o software ELECTRE III, precisa-se considerar alguns aspectos fundamentais:

- Os limiares de indiferença e os limiares de preferência são números *fuzzy* cujas fronteiras são os termos **a** e **b** . Definiu-se para toda a escala de índices de desempenho valores **a** =0 e **b** =0. 05 (constante) para todos os critérios. Foram testados vários valores de **b** até chegar à conclusão que o valor de 0.05 era o valor mais adequado considerando as diferenças mínimas entre os índices de desempenho, este procedimento foi adotado por uma dica obtida no manual de ELECTRE III.

O sentido de preferência para os índices de desempenho correspondentes ao domínio “lucros baixos” foi decrescente ou seja o objetivo é minimizar os valores mais baixos e por outro lado para os índices do domínio “lucros altos” o sentido de preferência foi crescente para maximizar os valores mais altos.

A matriz de desempenho do software ELECTRE III, está composta pelos índices calculados pelo algoritmo implementado em MATLAB 5.3. Este algoritmo aplica o método de

desempenho econômico o qual utiliza a teoria de conjuntos *fuzzy*, e com as taxas de substituição para cada um dos critérios, se obtém uma confirmação dos comentários realizados anteriormente para cada um dos mix de contratação. Desta maneira avaliamos a parte objetiva do problema enquanto que a parte subjetiva é avaliada modelando-se as preferências do decisor (escolha do horizonte de tempo, modelagem da percepção dos lucros e colocando pesos para cada critério), BUCHANAN (2000).

As carteira de contratos a serem classificadas foram as estudadas anteriormente. A alternativa de referência foi 100% de contratação bilateral. As propostas são um mix de contratos com opções européias tipo venda de *call* e compra de *put*, e com uma posição descoberta sem contratação, vendendo tudo no mercado de curto prazo. As opções consideradas no ELECTRE são apresentadas abaixo e na tabela 6-9:

1. Contratação Bilateral com fator de contratação 100%;
2. Contratação Bilateral com fator de contratação 40%;
3. Venda no mercado de curto prazo 100%;
4. Venda do 50% no mercado de curto prazo-25% venda no *spot* e 25% *put*;
5. Contratação Bilateral 50%-50% *Call*;
6. Contratação Bilateral 50%-50% *Put*.
7. Venda 50% no *spot* –50% *Put*;

6.3.3 Agente avesso ao risco

Com o software ELECTRE III é possível obter dois pré-ordenamentos completos das alternativas, sendo um processo de classificação descendente e outro ascendente. O resultado da interseção destes dois pré-ordenamentos é um pré-ordenamento parcial. É permitida também a incomparabilidade entre as alternativas. A construção é feita considerando as seguintes regras:

O pré-ordenamento parcial pode ser representado por um gráfico onde as flechas indicam as preferências, como se mostra na Figura 6-6, obtida com o ELECTRE III. As alternativas estão ordenadas da melhor para a pior considerando-se um agente com uma percepção avessa ao risco.

Para o agente avesso ao risco e com maior disposição a retornos moderados no longo prazo, a alternativa de contratar 50% da produção através de contratos bilaterais e o outro 50% para a venda de opções de compra (*call*), é de maior preferência que uma contratação 100% bilateral, porque a primeira representa lucros moderados no longo prazo com menores riscos.

Qualquer alternativa que signifique vender ou comprar energia no mercado *spot* para os cenários sob estudo para este agente não é interessante pelos riscos elevados de obter perdas ou lucros muito baixos no longo prazo. O observado anteriormente se deve à queda nos preços *spot* no longo prazo, particularmente no cenário 3 onde os preços chegam a ter valores de 13 US\$/MWh.

O gráfico de pré-ordenamento final obtido com ELECTRE III, esta representado na Figura 6-6.

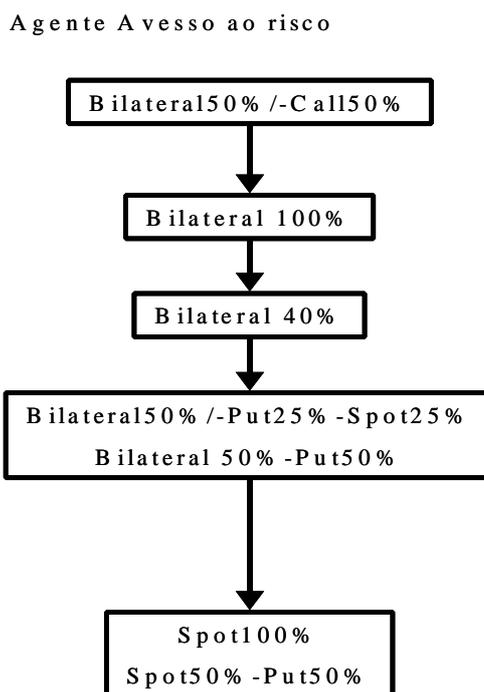


Figura 6.6:Pré-ordenamento parcial, agente avesso ao risco, ELECTRE III.

6.3.4 Agente propenso ao risco

Para um agente propenso ao risco, seu incentivo principal é obter lucros altos, estando disposto a ficar exposto a riscos maiores principalmente em horizontes de tempo de curto prazo. Nosso estudo de caso o agente opta como primeira preferência pela contratação de toda sua produção em contratos bilaterais, já que o cenário 3 apresenta a maior probabilidade de ocorrer com preços *spot* baixos embora os contratos bilaterais poderiam ser acordados até 60 US\$/MWh no momento da negociação.

Em segundo lugar fica classificado o mix de contratos 50% de contratação bilateral e 50% em compras de opções de venda (*Put*). Esta alternativa no curto prazo apresenta índices de desempenho melhores para o domínio dos lucros altos portanto o agente se arisca.

O agente propenso ao risco, diferentemente do agente avesso ao risco, classifica numa última posição a alternativa de contratar bilateralmente o 40% de sua energia e vender o faltante no mercado *spot* junto com a alternativa de vender tudo no mercado *spot*, isto pode ser verificado na Figura 6-7.

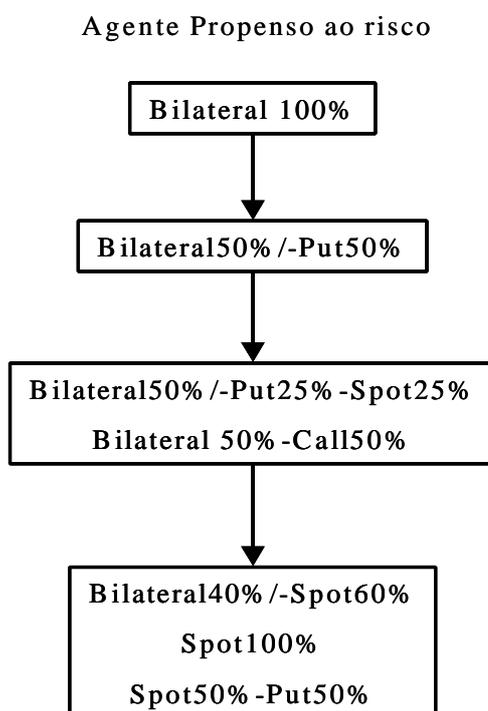


Figura 6.7: Pre-ordenamento parcial, agente propenso ao risco, ELECTRE III.

6.4 Estudo de Caso 2

6.4.1 Método do desempenho econômico estudo de caso 2

Este caso de estudo considera três horizontes de tempo (2002, 2002-2005, 2002-2007) e quatro domínios: (“lucros muito baixos”, “lucros baixos”, “lucros altos” e “lucros muito altos”). Realizando uma análise comparativa entre os índices de desempenho para cada um destes domínios

e os horizontes de tempo considerados, é possível conhecer em que medida existe evidência da ocorrência destes lucros.

Inicia-se a análise dos resultados para este gerador com a simulação de uma contratação 100% bilateral e um preço de energia no contrato de 60 U\$/MWh prefixado, igual aos contratos tipo PPA. Quando se analisam os valores de desempenho apresentados na Tabela 6-10, para esta alternativa existe no curto prazo uma elevada possibilidade de obter lucros muito baixos e lucros baixos com uma melhora no desempenho dos critérios no longo prazo para os lucros muito baixos. A possibilidade de obter altos lucros é também forte, tanto para curto como para longo prazo no domínio de altos lucros, não sendo assim no domínio dos lucros muito altos onde os critérios apresentam um comportamento moderado.

As possibilidades de obter lucros moderados com esta alternativa são altas, no domínio dos altos lucros, independente dos horizontes de tempo, como se mostra na tabela 6-10.

Contratação 100% Forward Bilateral				
Horizonte de Tempo	Muito Baixos	Baixos	Altos	Muito Altos
2002	0,8	1	1	0,47
2002-2005	0,6	1	1	0,47
2002-2007	0,44	1	1	0,5

Tabela 6.10: Índices contratação bilateral 100%, (Caso 2).

A partir do caso base foi feita uma análise de sensibilidade, variando-se o fator de contratação bilateral nos seguintes níveis: 80%, 60%, 40%, 20% e 0% ou seja 100% venda no mercado de curto prazo como se mostra na tabela 6-11.

Os resultados mostraram que na medida que um agente gerador térmico neste mercado reduza seus compromissos contratuais, aumenta o risco de não obter altos lucros, porque os índices de desempenho pioram para os domínios de lucros altos e muito altos, mas melhora o desempenho dos índices para os domínios de lucros muitos baixos e baixos, sendo interessante esta última condição para um agente avesso ao risco o qual procura lucros moderados a longo prazo.

Contratação 80% Forward Bilateral				
Horizonte de Tempo	Muito Baixos	Baixos	Altos	Muito Altos
2002	0,68	1	0,9	0,16
2002-2005	0,52	1	0,9	0,14
2002-2007	0,39	1	0,9	0,17
Contratação 60% Forward Bilateral				
Horizonte de Tempo	Muito Baixos	Baixos	Altos	Muito Altos
2002	0,56	0,64	0,46	0
2002-2005	0,43	1	0,41	0
2002-2007	0,31	1	0,42	0
Contratação 40% Forward Bilateral				
Horizonte de Tempo	Muito Baixos	Baixos	Altos	Muito Altos
2002	0,11	0,13	0,14	0
2002-2005	0,23	0,18	0	0
2002-2007	0,27	0,18	0	0
Contratação 20% Forward Bilateral				
Horizonte de Tempo	Muito Baixos	Baixos	Altos	Muito Altos
2002	0,31	0,89	0,1	0
2002-2005	0,43	1	0	0
2002-2007	0,43	1	0	0

Tabela 6.11: Índices com fatores de contratação 80%, 60%, 40% e 20%, (2)

Um mix de contratos 40% bilateral e 60% no mercado *spot*, resulta interessante para um agente avesso ao risco, obviamente quanto será o interesse dependerá da intensidade com a qual o agente perceba o risco.

Quando se implementa a estratégia de vender toda a energia produzida no mercado *spot*, o gerador opera como *Merchant Plant*, e os índices dos domínios muito baixos e baixos pioram fortemente no curto prazo e longo prazo, então tem-se que pensar que é uma alternativa com um elevado risco para o agente. As possibilidades de obter retornos altos e muito altos são poucas. É importante mencionar que a causa desta alternativa de contratação não ser interessante para um agente gerador é porque os preços *spot* previstos são baixos. O anterior pode ser confirmado na tabela 6-12.

Contratação 100% no mercado de curto prazo				
Horizonte de Tempo	Muito Baixos	Baixos	Altos	Muito Altos
2002	0,82	1	0,24	0
2002-2005	0,63	1	0,04	0
2002-2007	0,8	1	0	0

Tabela 6.12: Índices contratação 100% no *Spot*, (Caso 2)

Na tabela 6-13, pode-se observar o resultado da simulação para um agente com aversão ao risco interessado nos lucros baixos no longo prazo com contratação de 50% *call* e 50% *put*, também chamada *collar*. Esta alternativa demonstra não ser interessante para um agente propenso ao risco, sendo semelhante à alternativa de vender 100% no mercados *spot*.

Os valores dos índices de desempenho como se mostra na tabela 6-13, indicam que a implementação de séries de *call* e de *put* neste mercado para este gerador geram retornos baixos, mas os riscos são menores, ou seja, um agente com aversão ao risco poderia optar por esta alternativa.

Contratação 50% Call e 50% Put				
Horizonte de Tempo	Muito Baixos	Baixos	Altos	Muito Altos
2002	0,27	0,99	0	0
2002-2005	0,43	1	0	0
2002-2007	0,43	1	0	0

Tabela 6.13: Índices contratação 50% venda de *Call* e 50% compra de *Put*, (2).

Quando se combinam contratos bilaterais com os instrumentos derivativos, a tabela 6.14 evidência que o desempenho melhora para as três alternativas. As mesmas foram comparadas: 50% bilateral - 50% *call*, 50% bilateral - 50% *put* e 50% bilateral - 25% *Call*-25% *Put*; considerando-se que os contratos tipo *put* são utilizados como mecanismo de *hedge* pelos agentes de geração contra os preços *spot* muito baixos enquanto administram sua habilidade de obter benefícios com os preços *spot* altos, sendo mais observado no curto prazo.

Contratação 50% Bilateral e 50% Call				
Horizonte de Tempo	Muito Baixos	Baixos	Altos	Muito Altos
2002	0,86	0,84	0,3	0
2002-2005	0,64	0,38	0,27	0
2002-2007	0,52	0,38	0,34	0
Contratação 50% Bilateral e 50% Put				
Horizonte de Tempo	Muito Baixos	Baixos	Altos	Muito Altos
2002	0,47	0,74	0,5	0
2002-2005	0,39	0,89	0,3	0
2002-2007	0,28	0,03	0,3	0
Contratação 50% Bilateral, 25% Put e 25% Call				
Horizonte de Tempo	Muito Baixos	Baixos	Altos	Muito Altos
2002	0,68	0,69	0,38	0
2002-2005	0,52	0,18	0,3	0
2002-2007	0,39	0,2	0,3	0

Tabela 6.14: Bilateral 50%-50% Call, Bil 50%-25% Call-25% Put e 50% Bil-50% Put, (2).

Evidentemente pela Tabela 6-14, é possível observar como pelo fato dos preços *spot* serem baixos neste mercado, a opção de combinar contratação a termo com contratação compra de opção de venda é interessante porque os índices de desempenho melhoram tanto no curto prazo quanto no longo prazo.

Outros *mixes* de alternativas que foram testados com o objetivo de verificar o desempenho dos mecanismos de *hedge* neste mercado são apresentados na tabela 6-15. Contratações de um 100% de venda de opções tipo *call* no curto prazo garantem baixos lucros de forma moderada mas ao longo prazo aumenta o risco de piorar. O mesmo ocorre com a contratação compra de *put* 100%, mas com esta última existe a possibilidade de obter lucros altos no curto prazo.

As alternativas de venda do 50% no mercado *spot*-50% *put*, e 100% *spot*, são de comportamento similar a uma contratação de 100% *put*, identificando-se com as características dos preços *spot* baixos, como foi sinalizado anteriormente.

Contratação 100% Call				
Horizonte de Tempo	Muito Baixos	Baixos	Altos	Muito Altos
2002	0,14	0,14	0	0
2002-2005	0,52	1	0	0
2002-2007	0,56	1	0	0
Contratação 100% Put				
Horizonte de Tempo	Muito Baixos	Baixos	Altos	Muito Altos
2002	0,82	0,94	0,24	0
2002-2005	0,55	1	0,04	0
2002-2007	0,8	1	0	0

Tabela 6.15: Índices contratação 100% Call e 100% Put, (Caso 2).

6.4.2 Comparação e classificação com ELECTRE III: Caso 2

Na tabela 6-16, abaixo foram colocados os valores das taxas de substituição para cada um dos critérios atribuídos pelo decisor. Foram gerados doze critérios como resultado da combinação dos três horizontes de tempo e os quatro domínios.

PESOS PARA CADA CRITERIO		
Domínios e Horizontes de Tempo	AVESSO	PROPENSO
	RISCO	RISCO
Muito Baixo	<i>1</i>	<i>0,1</i>
Baixo	<i>0,8</i>	<i>0,3</i>
Alto	<i>0,4</i>	<i>0,8</i>
Muito Alto	<i>0,2</i>	<i>1</i>
2002	<i>0,5</i>	<i>1</i>
(02-05)	<i>0,8</i>	<i>0,6</i>
(02-07)	<i>1</i>	<i>0</i>

Tabela 6.16: Taxas de substituição para os critérios, (Caso 2).

As carteiras de contratos foram definidas para serem classificadas pelo software ELECTRE III (1996), a alternativa de base foi 100% de contratação bilateral. As propostas são um mix de contratos com opções europeias tipo venda de *call* e compra de *put*, assim como contratos tipo Bilateral e com uma posição descoberta sem contratação, vendendo tudo no mercado de curto prazo. As opções consideradas no ELECTRE são apresentadas abaixo:

- 1) Contratação Bilateral com fator de contratação 100%;
- 2) Contratação Bilateral com fator de contratação 80%;
- 3) Contratação Bilateral com fator de contratação 60%;
- 4) Contratação Bilateral com fator de contratação 40%;
- 5) Contratação Bilateral com fator de contratação 20%;

- 6) Venda no mercado de curto prazo 100%;
- 7) Venda do 50% no mercado de curto prazo-25% venda de *call* e 25% *put*;
- 8) Venda de *call* 50% e Compra de *Put* 50%;
- 9) Contratação Bilateral 50%,25% *Call* e 25% *Put*;
- 10) Contratação Bilateral 25%-*Spot*25%-*Call*25%-*Put*25%;
- 11) Venda de *call* 100%;
- 12) Compra de *Put* 100%;
- 13) Venda 50% no spot –50% *Call*;
- 14) Venda 50% no spot –50% *Put*;
- 15) Contratação Bilateral 50%-50% *Call*;
- 16) Contratação Bilateral 50%-50% *Put*;

6.4.3 Agente avesso ao risco

Para o agente avesso ao risco e com maior disposição a retornos moderados no longo prazo, as alternativas de contratar o 40% da produção e o outro 60% vendê-lo no mercado *spot*, assim como a alternativa de contratar o 50% da produção e aplicar em derivativos tipo *put* com o outro 50%, tem a maior preferência, embora a estratégia de vender toda a energia no mercado de curto prazo é classificada no último nível de preferência junto com a compra de *put* 100% e a alternativa de vender 50% no mercado *spot* e 50% compra de *put*. Estas últimas alternativas são as de maior risco para este agente. O anterior também deve-se à queda nos preços *spot* no longo prazo, sendo desta maneira atrativa a compra de *put* para o gerador.

Para o agente avesso ao risco a venda de energia elétrica através de contratos bilaterais será sempre de maior interesse, porque desta maneira poderá usufruir dos fluxos de caixa estáveis e moderados no longo prazo. Por outro lado, a venda de energia no mercado de curto prazo para este agente não tem nenhum incentivo, sendo assim, ELECTRE III classifica estas alternativas nos últimos níveis de preferência.

O gráfico de pré-ordenamento final obtido com ELECTRE III, permite analisar a incomparabilidade entre alternativas, na Figura 6-8, pode-se observar que não existe comparabilidade entre as alternativas de contratação bilateral de 20%, *Put* 50%- *Call* 50% com a alternativa Bilateral 50%-*Call* 50%.

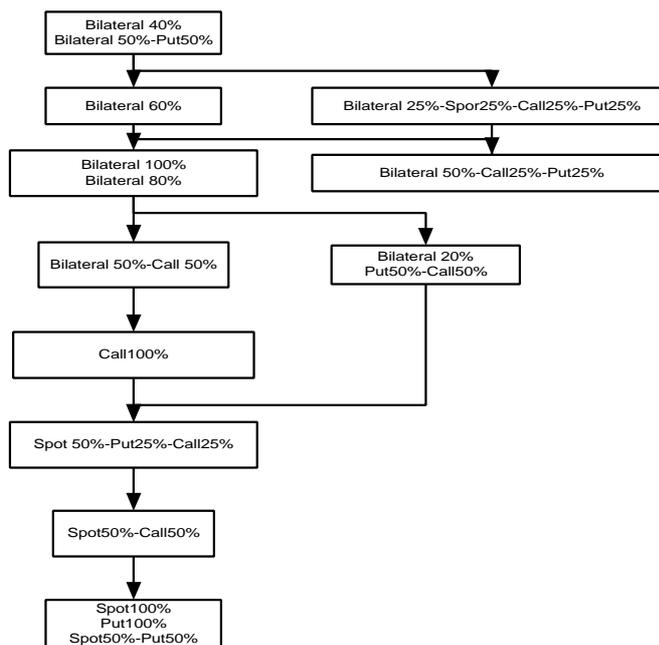


Figura 6.8:Pré-ordenamento parcial, agente avesso ao risco ELECTRE III (2).

6.4.4 Agente propenso ao risco

Para este agente, as carteiras de contratos compostas por compromissos contratuais como os contratos bilaterais 80%, 60%, e 40% com as diferenças colocadas no mercado *spot*, são atrativas podendo obter no curto prazo os elevados lucros que ele deseja. Já o mix de contratos bilaterais com instrumentos derivativos representa um risco menor com lucros menores.

Os *mixes* com vendas no mercado *spot* com instrumentos derivativos não é atrativo para este agente, ficando assim colocado nos últimos níveis de preferência, na medida que sua intensidade pelo risco e os altos lucros diminua, ele optará por estas formas de contratação. Ver Figura 6.9.

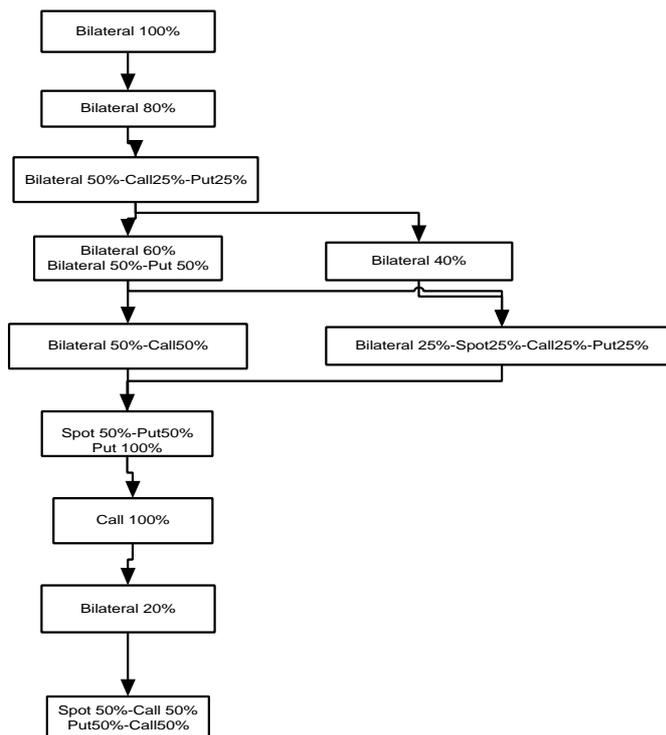


Figura 6.9: Pré -ordenamento Parcial Agente propenso ao risco, (Adaptado de ELECTRE III).

Observando o gráfico de pré-ordenamento parcial das alternativas para um agente propenso ao risco concluímos que uma contratação bilateral de 100% com um preço da energia igual a 60 U\$/MWh, é de maior preferência para o agente, já que este preço é relativamente alto com respeito aos preços médios do mercado *spot*, sendo possível obter lucros altos e muito altos no curto prazo, e considerando que os preços *spot* apresentam pouca volatilidade.

6.5 Conclusões

Neste capítulo foi possível observar a aplicação da metodologia para avaliar economicamente o processo de contratação de energia elétrica, utilizando uma abordagem da teoria de conjuntos *fuzzy* para modelagem de incertezas de preços e teoria multicritério para a classificação das alternativas consideradas para o agente gerador térmico a Diesel. Foram estudados dois casos: Caso No 1, com dois horizontes de tempo e dois domínios, e o Caso No 2, com três horizontes de tempo e quatro domínios.

A carteira de contratos depende muito do nível de aversão ao risco da companhia. Se o decisor for propenso ao risco então ele tratará de beneficiar-se dos mecanismos existentes no mercado de curto prazo, e aumentará sua participação em operações neste mercado. Caso contrário se o decisor for avesso ao risco procurará os contratos de longo prazo.

Com relação às alternativas que implicam diminuição da contratação bilateral e aumento no *spot*, observa-se que os índices de desempenho pioram tanto no curto prazo quanto no longo prazo. Para os dois casos de estudo, pode-se afirmar que para um agente propenso ao risco, neste mercado é mais atrativa uma contratação 100% bilateral do que vender no mercado *spot*, já que os preços *spot* apresentam valores baixos e pouca volatilidade, considerando também o preço de contrato bilateral assumido neste trabalho.

Com relação à utilização de derivativos constatou-se que o desempenho foi melhor para os *mixes* de contratação bilateral com compra de *put*, para os dois agentes modelados. O anterior confirma que os geradores podem utilizar o mecanismo derivativo de comprar opções de venda simples quando os preços *spot* são baixos.

Com ELECTRE III, pode-se constatar que o agente gerador de energia elétrica propenso ao risco aplica *hedge* com o objetivo de garantir fluxos de caixa estáveis e ao mesmo tempo usufruir as variações elevadas do preço *spot* no curto prazo, por outro lado o agente avesso ao risco aplica *hedge* para aproveitar as oportunidades de negócios no curto prazo transferindo o risco para outros agentes embora estabeleça contratos de longo prazo para obter lucros moderados.

Para fazer recomendações mais realistas e chegar a uma conclusão mais pertinente neste caso, precisa-se de um estudo de sensibilidade e robustez variando-se as taxas de substituição, e definindo mais critérios de seleção.

O capítulo a seguir apresenta as conclusões deste trabalho e as recomendações para trabalhos futuros.

7. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O problema da comercialização da energia elétrica foi abordado neste trabalho, analisando-o principalmente sob a ótica do agente gerador térmico, levando-se em consideração os aspectos financeiros, econômicos e energéticos inerentes à comercialização de energia dentro do recente ambiente de mercado do setor de energia elétrica na região da América Central.

Com respeito à aplicação dos instrumentos financeiros como mecanismos de mitigação do risco no segmento da geração em mercados novos como o MER é recomendável deixar que os agentes do mercado acumulem experiência e o organismo regulador seja mais forte.

Com a metodologia proposta, a medida de perdas potenciais de uma estratégia é separada da medida de lucros potenciais pelo uso de certos domínios os quais são caracterizados pelos lucros nivelados.

Existem diferentes técnicas convencionais para estudar o fenômeno do risco tais como: o método da variância, o método da certeza equivalente e o valor no risco ou “*value at risk*” (VaR). A limitação destas técnicas é que não chegam a considerar adequadamente o aspecto multidimensional do risco, o qual tem a ver com as seguintes incertezas: imprecisões, incompletudes e confiabilidade parcial na informação. Na literatura observa-se uma maior utilização do método da variância para solução deste problema.

A utilização de instrumentos derivativos pelos geradores de energia elétrica, como mecanismo para mitigar o risco de mercado sem um domínio do comportamento futuro das variáveis e seu potencial efeito sobre os retornos da companhia é um problema que pode ser tratado, como foi mostrado neste trabalho, com ferramentas de análise modernas tais como a lógica *fuzzy*. Com o emprego de números *fuzzy* é possível prever os impactos das diferentes decisões na rentabilidade das empresas de geração.

As preferências do decisor são consideradas neste trabalho através da combinação de horizontes de tempo, com domínios e taxas de substituição para os critérios. A Função Utilidade e a certeza equivalente para representar as preferências do decisor são funções difíceis de obter e difíceis de calibrar. No método VaR a definição do limite e a confiança é confusa. Através do método multicritério é possível modelar melhor estes aspectos.

Entretanto, quando o número de opções a ser analisadas aumenta, os métodos MCDA e em especial o método ELECTRE III, são difíceis de ser aplicados dada a dificuldade de se atribuir pesos comparativos entre as alternativas.

Foi possível identificar, como a aplicação dos instrumentos derivativos *call* e a *put*, combinados com contratos *forward* bilaterais, são interessantes já que fazem possível limitar a potencialidade de perdas ou lucros baixos sem afetar muito a potencialidade de lucros altos. A venda de opções é interessante devido a que a receita é fixada ao prêmio.

Algumas recomendações em referência aos tópicos abordados neste trabalho são os seguintes:

- Implementar a metodologia aplicada para companhias com sistema hidrotérmico, considerando a natureza aleatória das séries hidrológicas das plantas hidroelétricas, através de funções de densidade de probabilidade, estudando-se ao mesmo tempo a calibração e ajuste das variáveis *fuzzy* com as variáveis aleatórias;
- Implementar esta metodologia adicionando a etapa de construção dos cenários utilizando lógica *fuzzy* e a teoria de *Dempster-Shafer* para calcular a evidência dos cenários e definir os valores de credibilidade e plausibilidade para os mesmos;
- Implementar uma etapa de otimização da carteira de contratos para escolher a carteira que melhores retornos nivelados apresenta para o agente, por exemplo, aplicando Redes Neurais;
- Estudar métodos mais sofisticados que permitam realizar uma melhor calibração dos números *fuzzy*;
- Para o MER recomenda-se continuar os estudos de poder de mercado para definir medidas regulatórias que permitam aumentar a competição e a eficiência do mesmo.
- Podem ser feitos análises de casos de empresas com vários geradores com diferentes tecnologias.
- Implementar estudo de casos mais completos incluindo os custos da transmissão.

ANEXO 1: TEORIA FUZZY E APLICAÇÃO

1.1.- Breve histórico sobre Lógica Fuzzy

Os modelos matemáticos convencionais são:

- *Crisp*, isto é, ambivalentes (sim ou não, falso ou verdadeiro, maior ou menor, etc.);
- Determinísticos;
- Precisos por hipótese;
- Não-ambíguos.

Embora algumas situações no mundo real apresentam:

- Incertezas (Ex.: carga, afluências, falhas em equipamentos, etc.);
- Informações vagas (Ex.: tensão alta ou baixa, fluxo próximo ao limite, etc.);
- Ambigüidade (Ex.: reservatório cheio).

As características acima podem ser tratadas por vários métodos, alguns dos quais são resumidos a seguir:

- **Modelos Probabilísticos ou Estocásticos:** quando existem informações passadas que podem ser modeladas por métodos frequências;
- **Análise de Intervalos:** avaliação de como dados representados por intervalos se propagam em operações aritméticas, cálculo diferencial e integral, etc;
- **Teoria dos Erros:** avaliação de como erros são propagados ao longo de um processo experimental;
- **Modelos Fuzzy** (ou modelos baseados em Lógica *Fuzzy*): quando a incerteza deriva da imprecisão ou ambigüidade da informação ou conhecimento existente sobre o problema.

Os modelos *fuzzy* são utilizados em:

- Modelagem de conhecimento subjetivo;
- Medida da qualidade de conhecimento subjetivo;
- Integração de métodos lógicos e numéricos;

- Modelagem de restrições e objetivos não-rígidos (*soft constraints*).

A teoria dos conjuntos *fuzzy* foi introduzida em 1965 por Lotfi Zadeh.

Algumas das etapas mais importantes no desenvolvimento da teoria *fuzzy* são as seguintes:

Fase 1: a “fase acadêmica” (1965-1977), caracterizada pelo desenvolvimento das idéias básicas da teoria de conjuntos *fuzzy* e algumas especulações sobre as perspectivas das aplicações. Foram realizadas algumas pesquisas, principalmente da área acadêmica.

Fase 2: a “fase de crescimento” (1978-1988) caracterizada pelos avanços significativos na teoria e algumas evidências iniciais de aplicações práticas de muita utilidade. Apareceram algumas indústrias que contribuíram o que incentivou o número de publicações, através de algumas sociedades profissionais e jornais .

Fase 3: a “fase de auge” (a partir de 1989) têm sido caracterizada pelo crescimento rápido das aplicações industriais. Como resultado algumas companhias, principalmente em Japão têm apoiado com recursos para diferentes estudos, também apareceram uma serie de centros de pesquisa, publicações, *software* e aplicações de *hardware* que tem trazido a lógica *fuzzy* ao mundo das aplicações comerciais.

1.2.- Alguns conceitos básicos de Lógica Fuzzy

O principal conceito da teoria *fuzzy* é o conceito de **conjunto fuzzy**: um conjunto *fuzzy* A em X é expresso como um conjunto de pares ordenados:

$$A = \{(x, m_A(x)) \mid x \in X\}$$

Onde:

A =conjunto fuzzy;

$m_A(x)$ =função de pertinência;

X =universo ou universo de discurso.

Um conjunto difuso A definido no universo de discurso X é caracterizado por uma **função de pertinência** m_A , a qual mapeia os elementos de X para o intervalo $[0,1]$, $\max[0,1]$.

Desta forma, a função de pertinência associa a cada elemento x pertencente a X um número real $m_{A(x)}$ no intervalo $[0,1]$, que representa o **grau de possibilidade** de que o elemento x venha a pertencer ao conjunto A , isto é, o quanto é possível para o elemento x pertencer ao conjunto A .

Uma Função de Pertinência ou variável lingüística reflete o conhecimento que se tem em relação a intensidade com que o objeto pertence ao conjunto difuso. Algumas das características das funções de pertinência são: representam medidas subjetivas; são funções não probabilísticas monotonicamente crescentes, decrescentes ou subdividida em parte crescente e parte decrescente. Na Figura seguinte pode-se ver um exemplo de uma função de pertinência (FT):

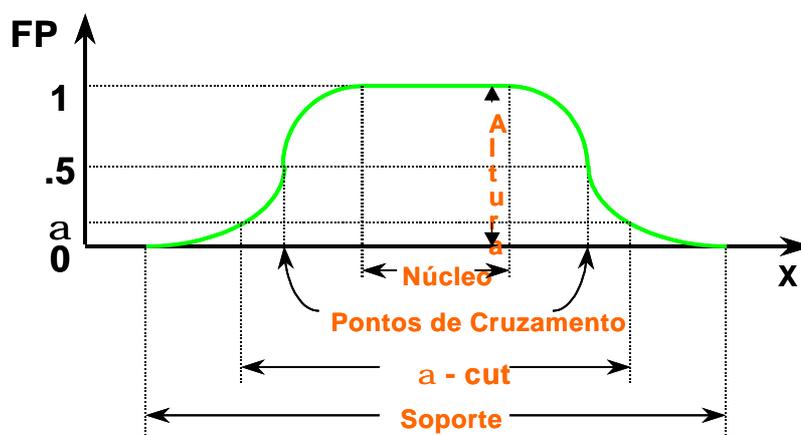


Figura 1 1: Terminologia de uma Função de Pertinência.

Algumas das propriedades relacionadas com uma função de pertinência apresentam-se a seguir:

Suporte: é o conjunto de números *crisp* de todos os elementos de X para os quais $A(x) > 0$, dado um conjunto A definido em X , $\text{Suporte}(A) = \{x \in X \mid A(x) > 0\}$.;

Altura: o valor mais grande de sua função de pertinência; $\sup_{x \in X} A(x)$;

Alphacut: elementos de X com grau mínimo $\mathbf{a} = A_a = \{x \in X \mid A(x) \geq \mathbf{a}\}$.;

Núcleo: elementos de X que pertencem ao conjunto com grau 1,

$$\text{Nucleo}(A) = \{x \in X \mid A(x) = 1\}.$$

Qualquer conjunto *fuzzy* poder ser descomposto em uma serie de *alphacuts*

$$A_a = \bigcup_{a \in [0,1]} \mathbf{a}A_a \text{ ou } A(\mathbf{a}) = \sup_{a \in [0,1]} \{\mathbf{a}A_a(x)\}$$

onde:

$A_a(x) \in \{0,1\}$ dependendo se x pertence ou não ao A_a .

Um exemplo de uma FP caracterizada por dois conjuntos *fuzzy* mostra-se na Figura 1-2, onde um conjunto *fuzzy* tipo L modelando a percepção dos lucros baixos para um agente gerador e um conjunto *fuzzy* tipo R modelando a percepção dos lucros altos para um agente gerador.

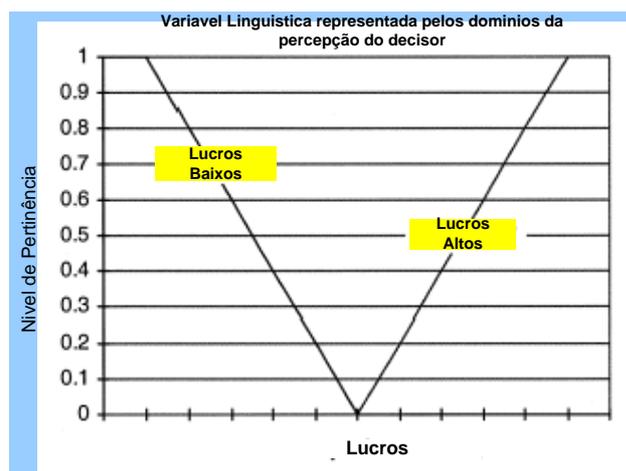


Figura 1.2: Variável Linguística dos domínios dos lucros.

Algumas das operações lógicas entre conjuntos fuzzy mais utilizadas são as seguintes:

Interseção:

Sejam X conjunto de pontos, A e B conjuntos contidos em X e $\forall x \in X$

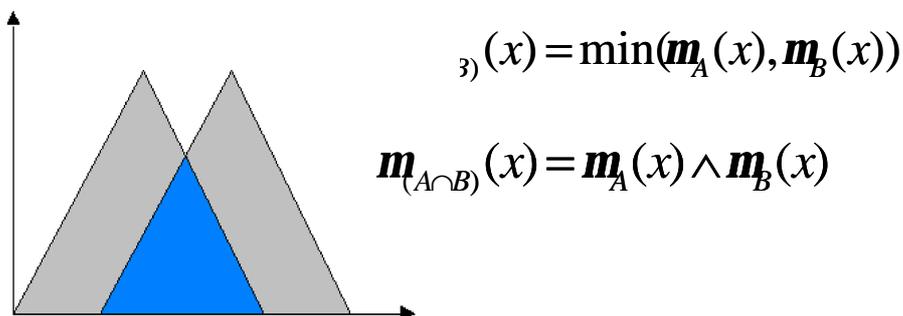


Figura 1.3: Interseção entre dois conjuntos *fuzzy*.

União:

Para os mesmos conjuntos fuzzy anteriormente mencionados cumpren-se:

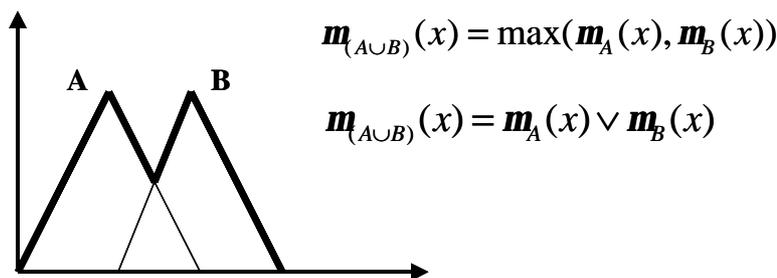


Figura 1.4: União entre dois conjuntos *fuzzy*.

Complemento:

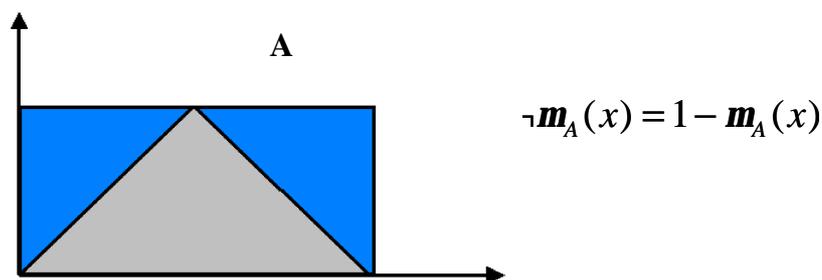


Figura 1.5: Operação complemento *fuzzy*

A lógica *fuzzy* apresenta três conceitos importantes: credibilidade ou *belief* $Bl(H_s)$ plausibilidade $Pl(H_s)$ e possibilidade. A credibilidade $Bl(H_s)$ mede o grau de confiança da ocorrência de um cenário H_s , deduzido também das opiniões dos especialistas consultados. A plausibilidade $Pl(H_s)$ mede o grau de confiança da ocorrência da sobreposição de outros cenários com o cenário de referência, deduzido das opiniões dos especialistas consultados. A possibilidade mede o grau de confiança que os lucros obtidos para uma estratégia F_m , para um cenário H_s e um horizonte de tempo D_T , pertençam ao domínio que representa os lucros baixos da percepção do agente.

Uma vez que a plausibilidade e a credibilidade podem ser interpretadas como as fronteiras mínimas e máximas de uma medida de confiança, então temos como dado um número intervalo *fuzzy*, que é um intervalo numérico.

1.3.-Aplicação da Teoria de Conjuntos Fuzzy

As incertezas estão associadas à impossibilidade de conhecer como cada uma das variáveis evoluem no tempo (despacho das plantas, preço de mercado *spot*, custos de produção das plantas,

preços dos combustíveis, demanda, etc.) e a ambigüidade relacionada com a informação utilizada para construir os cenários. É possível modelar estes efeitos utilizando-se a teoria de conjuntos *fuzzy*, a qual permite modelar com números *fuzzy* convexos por exemplo, a incerteza dos preços *spot*, energia elétrica, custos dos combustíveis, etc.

De acordo com KIRKWOOD (1997), se não existissem incertezas associadas às variáveis na análise de qualquer problema, a determinação da melhor alternativa seria um simples cálculo – escolher uma taxa de desconto e encontrar a alternativa que menor valor presente líquido apresenta. Por exemplo, na decisão para construir uma linha, os custos de operação projetados estão em função dos custos de combustível, que serão usados para gerar a energia que será transportada pela linha. O momento em que o estudo foi feito, existia uma importante incerteza em relação ao custo do combustível nos próximos cinquenta anos que era o tempo de vida útil da linha o que certamente afetaria a decisão de construir ou não esta linha de transmissão.

Para considerar as incertezas associadas ao mercado, o preço *spot* foi definido como um número *fuzzy* de forma trapezoidal ver Figura 2-6. O procedimento para a calibração deste número *fuzzy*, foi feito com a determinação dos intervalos nos quais a variável do preço *spot* toma valores com um alto nível de pertinência. De igual forma seria para os intervalos com baixos valores da função de pertinência, definindo diferentes *alpha-cuts* com níveis de presunção $\alpha \in [0,1]$, e obtendo-se assim, um número *fuzzy* completo:

Para determinar os lucros totais aplica-se o princípio de extensão¹⁷ da lógica *fuzzy* KLIR e YUAN (1995), através do qual é possível fazer as operações de soma, subtração e produto entre números *fuzzy*. No sistema das estratégias este princípio pode ser escrito tal como é descrito pela expressão :

$$\mathbf{m}^{Lucros_{s,m,t}^{totais}} = \sup_{Lucros_{s,m,t}^{totais} = f(E_{s,m,t}^{bil}, C_{s,m,t}, P_{s,m,t}^{spot})} \left\{ \min \left\{ \mathbf{m}^{E_{s,m,t}^{bil}}, \mathbf{m}^{C_{s,m,t}}, \dots, \mathbf{m}^{P_{s,m,t}^{spot}} \right\} \right\}$$

¹⁷ Se X é um produto cartesiano de universos, $X = X_1 \times \dots \times X_r$, e A_1, \dots, A_r um conjunto r de números fuzzy, o principio de extensão permite induzir apartir de A_i um conjunto fuzzy B em Y através de uma função f de tal

maneira que $\mathbf{m}^B(y) = \sup_{\substack{x_1, \dots, x_r \\ y=f(x_1, \dots, x_r)}} \left\{ \min \left\{ \mathbf{m}^{A_1}(x_1), \dots, \mathbf{m}^{A_r}(x_r) \right\} \right\}$. Com um conjunto A obtem-se

$\{y, \mathbf{m}^B(y)\} = \{f(x), \mathbf{m}^A(x)\}$.

O problema pode gerar um número elevado de combinações a serem calculadas. Para evitar esta situação recomenda-se utilizar o conceito *alpha-cut*, KLIR e YUAN (1995) com o qual dividi-se os números *fuzzy* do preços *spot*, da energia e os custos. Estes *alpha-cut* estão definidos pela seguinte expressão: $\{X \mid \mathbf{m}^X(X) = \mathbf{a}\}$ para um nível determinado de pertinência $\mathbf{a} \in [0,1]$. Do intervalo para este nível de pertinência são considerados as fronteiras $X^L(\mathbf{a}) = L^X(\mathbf{a})$ e $X^R(\mathbf{a}) = R^X(\mathbf{a})$, assim como alguns valores característicos dentro deste intervalo tais como $X^L(\mathbf{a}), X_1(\mathbf{a}), X_2(\mathbf{a}), \dots, X^R(\mathbf{a})$.

As fronteiras dos números *fuzzy* que representam os lucros, para o nível de pertinência considerado, podem ser obtidas tomando o mínimo e o máximo entre os valores dos lucros. Portanto obtêm-se dois conjuntos *fuzzy*: um conjunto tipo L com subida na parte esquerda e um conjunto tipo R com queda na parte direita, representados pela expressão 3-18.

$$L^{Lucros_{s,m,t}^{totais}}(\mathbf{a}) = \min\{Lucros_{s,m,t}^{totais}(\mathbf{a})\} \quad R^{Lucros_{s,m,t}^{totais}}(\mathbf{a}) = \max\{Lucros_{s,m,t}^{totais}(\mathbf{a})\}$$

Na Figura 1-6, mostra-se o processo anteriormente descrito para as três variáveis consideradas nos contratos (preço *spot*, energia contratada, e custos variáveis com o efeito da incerteza dos preços dos combustíveis incluído). Para cada um dos níveis de pertinência existe um *alpha-cut* que intercepta os números *fuzzy* no lado esquerdo e no lado direito, gerando-se dois valores extremos para cada uma destas variáveis para posteriormente proceder o cálculo dos lucros para cada uma destas combinações.

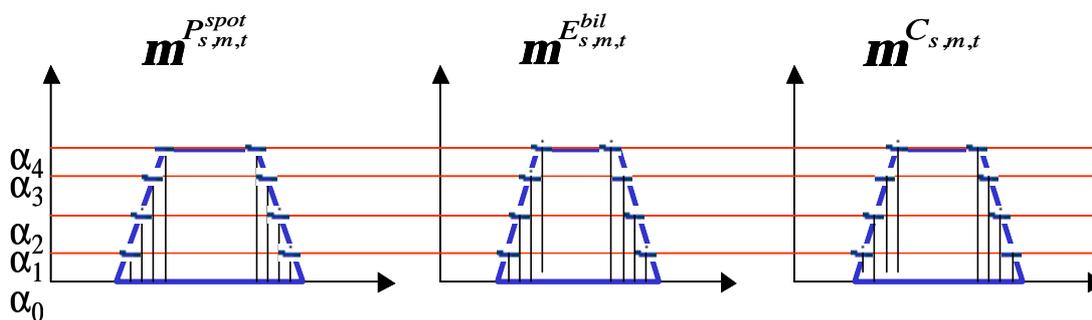


Figura 1.6: Aplicação dos *alpha-cuts*.

É interessante fazer um exemplo com valores para ver o efeito com um caso particular. Suponha-se um *alpha-cut* \mathbf{a}_2 que intercepta os três números *fuzzy* trapezoidais anteriormente mencionados na Figura 1-6 produzindo-se os seguintes números *fuzzy*

(intervalos): $\mathbf{m}^{preço} = (25, 45)$, $\mathbf{m}^{Energia} = (10000, 20000)$ e $\mathbf{m}^{Custos} = (31, 38)$, como são mostrados na Figura 1-7 a seguir:

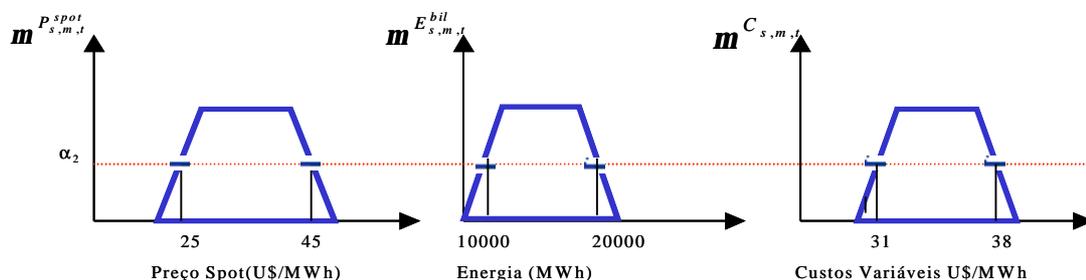


Figura 1.7: Exemplo para o calculo dos lucros para um *alphacut*.

Para uma modalidade de contratação 100% bilateral, com preço de contrato igual a 60 U\$/MWh o resultado seria o seguinte:

$$L^{Lucros_{s,m,t}^{totais}}(\mathbf{a}) = \min \{ Lucros_{s,m,t}^{totais}(\mathbf{a}_2) \} = 333667;$$

$$R^{Lucros_{s,m,t}^{totais}}(\mathbf{a}_2) = \max \{ Lucros_{s,m,t}^{totais}(\mathbf{a}_2) \} = 423667.$$

Com a aplicação da teoria *fuzzy* para este problema em específico é possível incorporar as incertezas associadas a cada uma das três variáveis. Por exemplo, nos custos variáveis os preços dos combustíveis estão mudando frequentemente sendo quase imprevisível conhecer sua tendência num determinado período de tempo.

Repetindo esta simulação para outros *alpha-cut* tem-se o número *fuzzy* completo para os lucros totais:

$$Lucros_{s,m,t}^{totais} = \left\{ \left[L^{Lucros_{s,m,t}^{totais}}(\mathbf{a}), R^{Lucros_{s,m,t}^{totais}}(\mathbf{a}) \right] \mid \mathbf{a} \in [0,1] \right\}$$

ANEXO 2 – DADOS DE GERAÇÃO DO MERCADO ELÉTRICO REGIONAL DA AMÉRICA CENTRAL

A análise realizada sobre as condições atuais do sistema elétrico da América Central tem como fonte de referência principal as estatísticas da CEPAL¹⁸ (2002) atualizados ao 2001 e alguns relatórios elaborados por consultores independentes a pedido desta organização. Estes relatórios foram desenvolvidos desde o ano 2000 até hoje e outras bibliografias consultadas.

Os Mercados Elétricos para América Central têm seu início entre os anos 1996 e 1998, com a aprovação das respectivas leis elétricas e os processos de reestruturação e privatização das empresas elétricas estatais, vendidas a investidores privados, com capital em sua maioria de origem Norte-americano (DUKE, AES, ENRON).

No caso de Honduras e Costa Rica os parlamentos ainda estão esperando condições políticas adequadas para proceder à aprovação das novas leis. Cabe salientar, que os processos mencionados anteriormente até hoje não foram concluídos no caso de Guatemala, El Salvador, Panamá e Nicarágua pois nestes países ainda existem geradoras estatais, basicamente hidroelétricas. Na área da distribuição existe uma privatização total, e na transmissão foram criadas 4 empresas de sociedade anônima (ENTRESA¹⁹, ETESA²⁰, ETCEE²¹, ETESAL²²) com capital do estado.

Verifica-se, na Figura 2-1, a evolução das tecnologias de geração nestes países a partir dos anos 85 até 2001, nos quais a instalação de usinas térmicas de combustível a Diesel, Gás, Carvão, e Co-geração, tem vindo a ocupar a primeira posição com unidades de capacidade entre 15 MW e 150 MW, até representar o 49% da capacidade instalada no ano 2001. A tecnologia Hidráulica representa 45% do total da capacidade instalada e 6% para energia Geotérmica e Eólica.

A tecnologia térmica se estabeleceu nestes países em função de necessitar um tempo menor de construção, e porque a região tem apresentado um crescimento lento da demanda podendo construir usinas com baixas capacidades instaladas. Além disto, o surgimento de tecnologias fósseis mais eficientes tem fortalecido ainda o seu uso.

¹⁸ Comisión Económica para América Latina

¹⁹ Empresa de Transmisión Eléctrica Sociedad Anónima(Nicaragua)

²⁰ Empresa de Transmisión Eléctrica Sociedad Anónima(Panamá)

²¹ Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica(Guatemala)

²² Empresa Transmisora de EL Salvador(El Salvador)

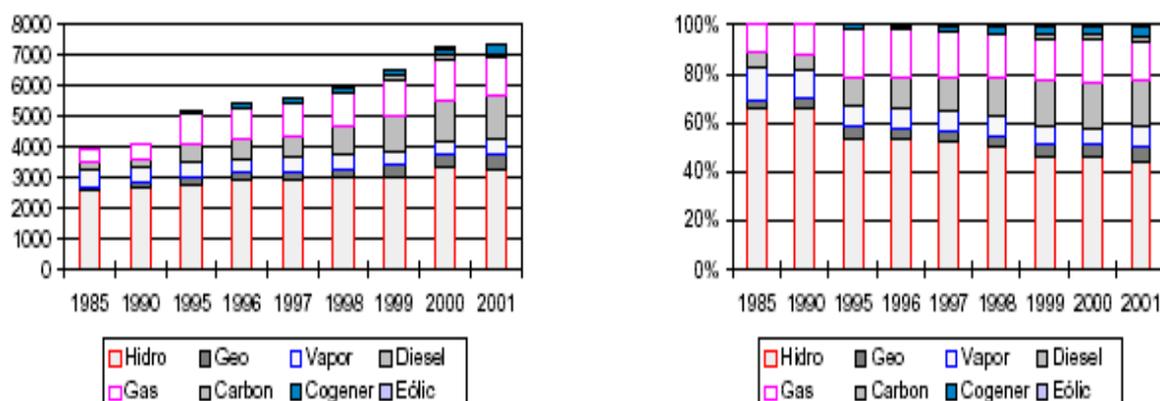


Figura 2 1: Evolução (MW) (esquerda) e Estrutura (%) (direita) da Capacidade Instalada em América Central. Fonte: CEPAL (estatísticas 2001)

Na Figura 2-2 pode-se observar a evolução da tecnologia térmica em comparação com a hidroeletricidade. Observa-se também como a tecnologia térmica passou de um 30% nos anos 80 para quase um 50% no ano 2001, enquanto os investimentos hidráulicos sofreram uma redução de um 67% para um 49%.

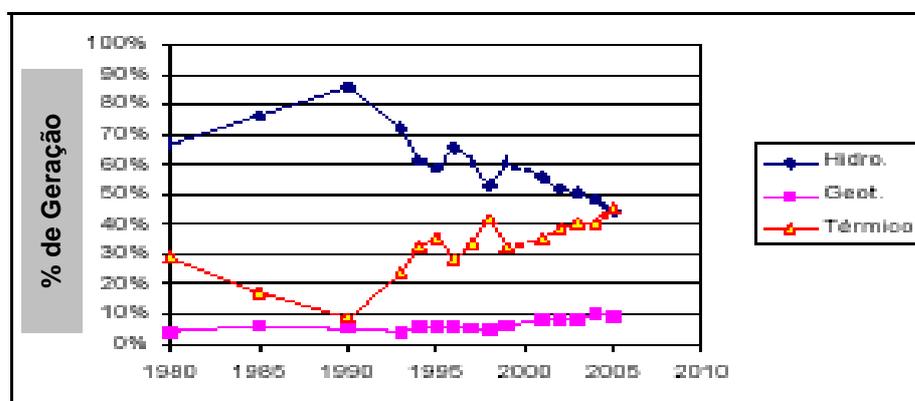


Figura 2 2: Tecnologias de Geração em CA.

(Fonte: CEPAL estatísticas, 2001)

Apresentam-se na tabela 2-1, as capacidades instaladas de geração por setor, sendo a tecnologia hidráulica a mais dominante. Entretanto, o risco hidrológico tem sido cada vez mais significativo nos últimos anos, já que os rios da região, têm reduzido fortemente seus níveis pelas seca contínua e o fenômeno do “El Niño”.

Hidráulica	3178 MW
Térmica	2923 MW
Geotérmica	306 MW
Eólica	46 MW
Total	6453 MW

Tabela 2 1: Totais por Setor instalados

No caso da capacidade instalada existente na região para o ano 2001 para cada um dos países, pode-se ver na Figura 2-3, a dominância térmica de todos os países, exceto a Costa Rica que continua apresentando uma dominância hidráulica com uma capacidade de geração instalada em torno de 71%.

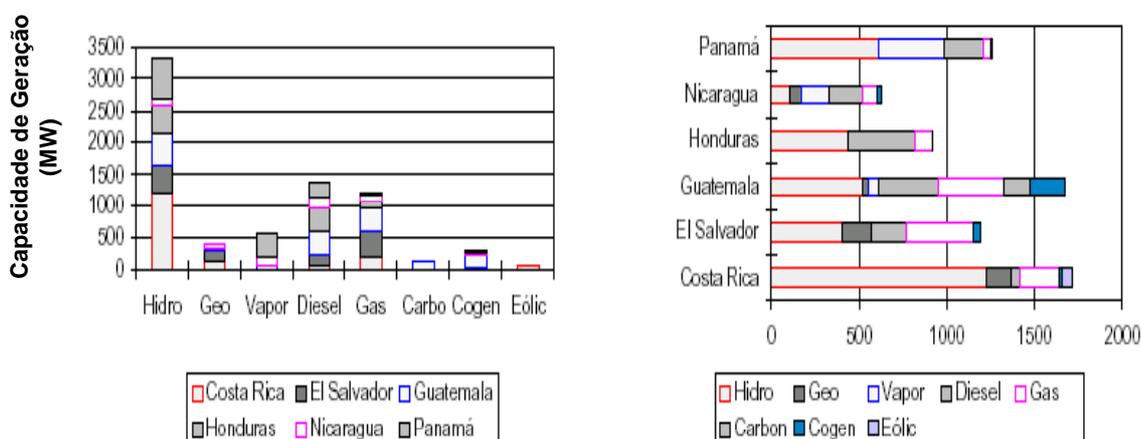


Figura 2 3: Capacidade Instalada na América Central.

Fonte: CEPAL (estatísticas 2001)

A menor demanda horária para os países da América Central pertence a Nicarágua, a qual oscila entre 200 MW e 400 MW, e a máxima da Costa Rica a qual chega a valores acima de 1000 MW na hora pico, ver Figura 2-4. Segundo o estudo realizado pelo GTPIR²³, as taxas de crescimento da demanda máxima na região até 2016, oscilam entre 3.8% e 8.6%.

²³ Grupo de Trabalho para o Planejamento Regional

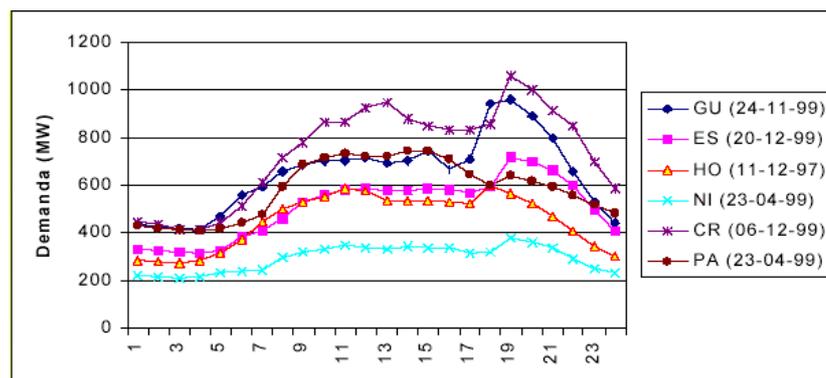


Figura. 2 4: Curvas Horárias da demanda

O mercado potencial de demanda de energia e potência no MER²⁴ foi determinado no estudo realizado pelo GTPIR, da CEAC²⁵ no ano 2001, onde os indicadores de crescimento mostraram valores de aproximadamente 5.5% e 5.3%, respectivamente, até o ano 2016, considerando a existência de uma integração regional dos sistemas elétricos nacionais. Assim, tem-se 5897 MW de potência instalada e 34800 GWh de energia num cenário médio, conforme pode ser visto na Figura 2-5, disponíveis para ser negociados e para incentivar o investimento da empresa privada na região.

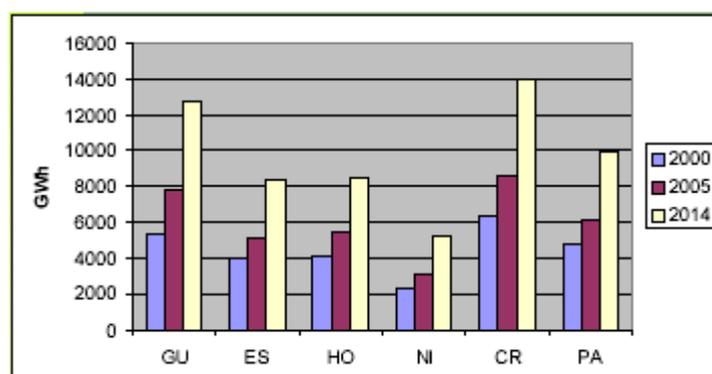


Figura 2 5: Previsão da demanda por país(2000-2005-2014)
CEPAL (estatísticas 2001)

Na Tabela 2-2, apresentam-se dados sobre a demanda real de potência e energia por país, no ano 2001 e as previsões até o ano 2016, onde os acréscimos são de 38% e 70%, respectivamente, confirmando o que foi colocado anteriormente. A região representa, depois de alcançar sua estabilidade política, uma opção atrativa para os capitais financeiros internacionais, considerando também a possibilidade da negociação do gás natural da Colômbia e México.

²⁴ Mercado Eléctrico Regional.

²⁵ Comisión Eléctrica para América Central

PAISES	POPULACAO	REAL		CENARIO MEDIO	
		2001		2016	
		MW	GWh	MW	GWh
COSTA RICA		1137	6896	2420	14883
GUATEMALA		1075	5772	2592	14065
PANAMA		839	5144	1684	9908
EL SALVADOR		734	3976	1570	8485
HONDURAS		759	3959	1696	9527
NICARAGUA		412	2286	980	5965
TOTAL		4955	28033	10942	62833

Tabela. 2 2: Demanda de potência e energia real(2001) e previsão (2016) .

Na Figura 2-6, pode-se ver como os primeiros contratos PPA assinados nos países da América Central foram os mais caros, em quanto os mais favoráveis são das licitações competitivas. Por empresa , quase sempre se observa uma tendência á redução dos preços dos PPA.

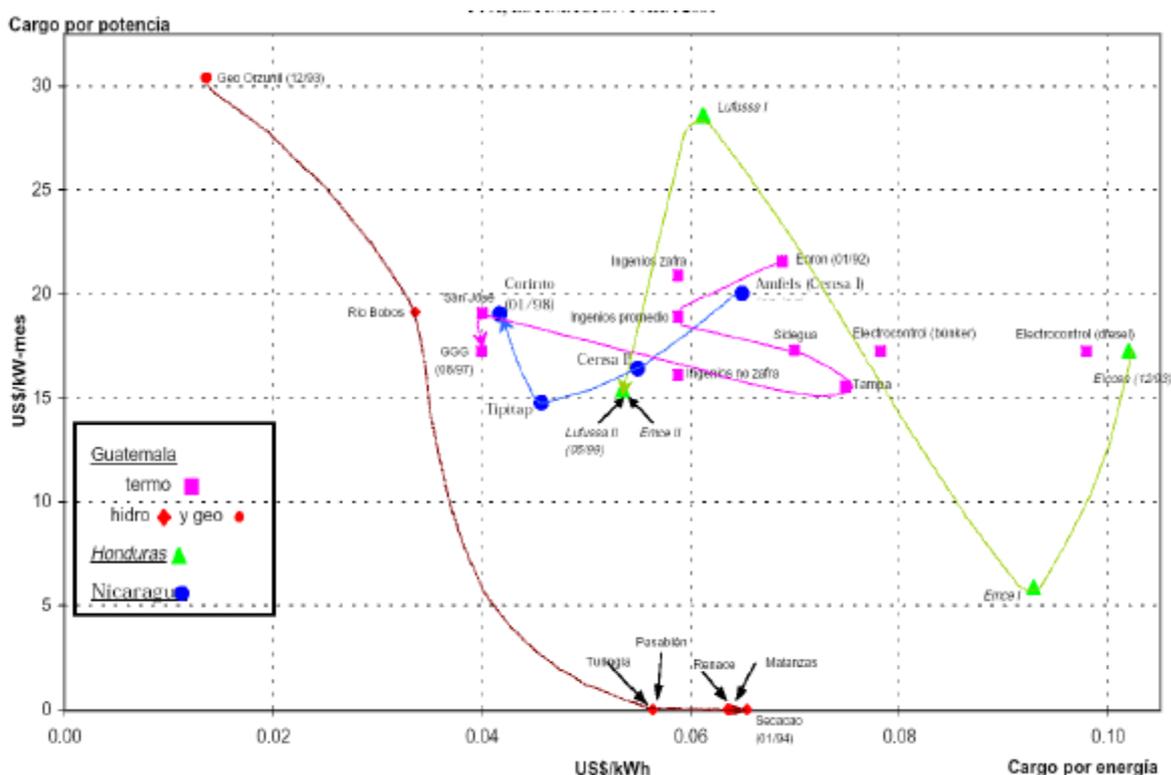


Figura 2 6: PPA estimacão para o 2001

Fonte: CEPAL (Relatório LC/MEX/L.493, Setembro, 2001)

Na Figura 2-7, observa-se como: Guatemala e Honduras são os países que apresentam os contratos PPA com os preços mais altos de energia (0.15 US\$/KWh) e Guatemala é o país que mais contratos PPA tem autorizado com um valor de 20 somente no período de 92-94. Devido ao temor

pelo racionamento, o governo autorizou a empresa reguladora a fazer contratações com geradores termoelétricos privados em negociações diretas para assinar PPA e sem coordenação entre as empresas públicas. Depois deste período não foram mais assinados contratos PPA.

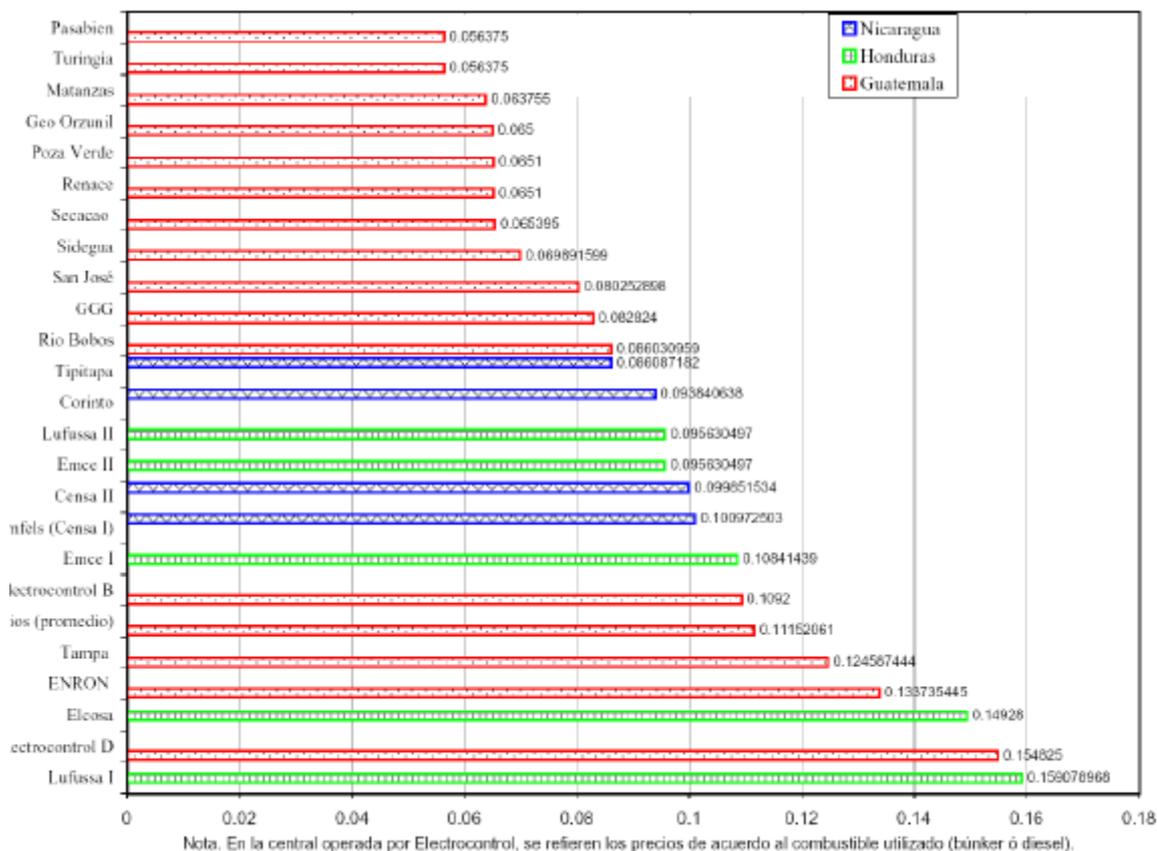


Figura 2 7:Guatemala, Honduras e Nicarágua: Preços monómicos da Energia (US\$/KWh)

Fonte:CEPAL (Relatório LC/MEX/L.493, Setembro, 2001)

ANEXO 3 MATRIZ DE ÍNDICES DE DESEMPENHO PARA O CASO 2

ENTRADAS PARA O METODO ELECTRE MULTICRITERIO (Critérios e Estratégias)

		MATRIZ DE PERFORMANCE											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Estratégia	VL/02	VL/02-05	VL/02-07	L/02	L/02-05	L/02-07	H/02	H/02-05	H/02-07	VH/02	VH/02-05	VH/02-07
1	100% bilateral	0,8	0,6	0,44	1	1	1	1	1	1	0,47	0,47	0,5
2	80% bilateral	0,68	0,52	0,39	1	1	1	0,9	0,9	0,9	0,16	0,14	0,17
3	60% bilateral	0,56	0,43	0,31	0,64	1	1	0,46	0,41	0,42	0	0	0
4	40% bilateral	0,11	0,23	0,27	0,13	0,18	0,18	0,14	0	0	0	0	0
5	20% bilateral	0,31	0,43	0,43	0,89	1	1	0,097	0	0	0	0	0
6	Spot100%	0,82	0,63	0,8	1	1	1	0,24	0,043	0	0	0	0
7	Spot 50%-Put25%-Call25%	0,43	0,52	0,54	1	1	1	0,22	0,006	0	0	0	0
8	Put50%-Call50%	0,27	0,43	0,43	0,99	1	1	0	0	0	0	0	0
9	Bilateral50%-Call25%-Put25%	0,68	0,52	0,39	0,69	0,18	0,2	0,38	0,3	0,3	0	0	0
10	Bil25%-Spot25%-Call25%-Put25%	0,11	0,31	0,31	0,38	0,54	0,54	0	0	0	0	0	0
11	Call100%	0,14	0,52	0,56	0,14	1	1	0	0	0	0	0	0
12	Put100%	0,82	0,55	0,8	0,94	1	1	0,24	0,04	0	0	0	0
13	Spot50%-Call50%	0,53	0,56	0,54	1	1	1	0	0	0	0	0	0
14	Spot50%-Put50%	0,82	0,56	0,8	1	1	1	0,24	0,04	0	0	0	0
15	Bilateral50%-Call50%	0,86	0,64	0,52	0,84	0,38	0,38	0,3	0,27	0,34	0	0	0
16	Bilateral50%-Put50%	0,47	0,39	0,28	0,74	0,89	0,03	0,5	0,3	0,3	0	0	0
	pesos avesso risco*	0,5	0,8	1	0,4	0,64	0,8	0,2	0,32	0,4	0,1	0,16	0,2
	pesos propenso risco	0,1	0,06	0,001	0,3	0,18	0,003	0,8	0,48	0,008	1	0,6	0,01

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARELLANO M., Soledad; 2003. **Competencia en el Mercado Eléctrico de América Central**. Informe elaborado a solicitud de la División de Infraestructura y Mercados Financieros del Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Febrero.

ARRIAGADA J.; 2001. **Aplicación de Instrumentos Financieros en el sector eléctrico**. Santiago de Chile. Dissertação de Mestrado. Pontificia Universidad Católica de Chile; Departamento de Ingeniería Eléctrica.

AZEVEDO, F.; VALE Z.; DO VALE, A.; 2003. Decision-Support Tool for Establishment of Contracts in the Electricity Market. **IEEE Bologna Power Tech**. June, 23-26.

BACCINO, E. O.; 2000. Options and futures contracts in electricity for Argentina; **Asociación Argentina de Economía Política, Anales**.

BJORGAN R.; LIU CH.; LAWARRÈE J.; 2000. Financial Risk Management in a Competitive Electricity Market, **IEEE, Transaction Power Systems**.

BUCHANAN J.; SHEPPARD P.; VANDERPOOTEN D.; 1999. Project Ranking using ELECTRE III. Disponível em: www.mngt.waikato.ac.nz/depts/mnss/john/Electwp.pdf; Acesso em: 15/04/03, 10:30.

CARLSSON C.; FULLER R.; MAJLENDER P.; 2002. A possibilistic approach to selecting portfolios with highest utility score. **Fuzzy sets and systems, 131**.

CEAC-GTPIR; 2001. Criterios de Planificación y definición de los cenários de expansión de la generación de los países de América Central, 2002-2016. **Consejo de Electrificación de América Central, Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional**. 30 de Noviembre.

CEAC-SIEPAC; 2002. Reglamento de Transmisión y Calidad de Servicio del MER; Informe borrador (preliminar), **SNC-LAVALIN; Septiembre**.

CEPAL; 2002. Estadísticas, Sector Eléctrico de la América Central, **Dados actualizados al 2001. LC/MEX/L.538**. 30 de agosto.

CRIE; 2002. Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional (MER). **Costa Rica.**

DA SILVA, E.; 2001. **Formação de preços em Mercados de Energia Elétrica.** Primeira Edição. Florianópolis: Sagra.

DE LA TORRE T. et al.; 1999. Deregulation, privatization, and Competition: Transmission Planning under uncertainty. IEEE, **Transactions on Power Systems, Vol. 14, No 2, May.**

EIA; 2002. US Department of Energy, Derivatives and Risk Management in the Petroleum, Natural Gas, and Electricity Industries. **Disponível em: www.eia.doe.gov/oiaf/servicerpt/derivative/preface.html**, acesso em: 05/07/03, 9:48.

ENAMORADO, J.C.; GOMEZ, T.; RAMOS, A.; 1999. Multi-area regional interconnection planning under uncertainty. **13th Power Systems Computation Conference (Psc'99).** Trondheim, Norway. June 28-July 2.

ELECTRE III; 1996. Versao 3.1a. Lamsade, University Paris-Dauphine UNA-CNRS 825. Programmed for Institute of Computing Science of Poznan, Poland. **Metodo Multicritério ELECTRE III/IV, licenciado para Ricardo Veiga.**

ENSSLIN, L.; MONTIBELLER, G.N.; NORONHA, S.M.; 2001. **Apoio a Decisao – Metodologias para a Estruturação de Problemas e Avaliação Multicritério de Alternativas.** Editora Insular, Florianópolis.

FITIPALDI E.; SAMPAIO L.; ALMEIDA A.; 2000. Comercialização de energia elétrica em um mercado competitivo: um problema de decisão multicritério. Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF, Universidade de Pernambuco- UFPE, Setembro.. **Disponivelem:www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/eletrobras/biblioteca/comercializacao.htm**. Acesso em: 25/02/03, 14:00.

GLICIO, P.; MORAES, A L; MELO, A de B.; 2001. Avaliação do preço e risco na comercialização de energia- APRICE; **IX SETPE**, Brasília, 2001.

GUATÉMALA; 1996. **Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, del 30 de diciembre de 1996.** O presente acordo tem como objetivo a formação e crescimento gradual do Mercado Eléctrico regional competitivo, baseado no tratamento recíproco e não discriminatório, que

contribuía ao desenvolvemento sosténivel da região num marco de respeito e protección ao meio ambiente.

HULL, J.; 1996. **Introdução aos mercados futuros e de opções**. Segunda Edição. Bolsa de Mercadorias e Futuros (BM&F).

HUNT Sally; 2002. **Making Competition work in Electricity**. Primeira Edicao. New York : John Wiley & Sons.

HUNT, S.; SHUTTLEWORTH, G.; 1996. **Competition and Choice in Electricity**. National Economic Research Associatés (NERA). John Wiley & Sons.

JOHNSON, C. A.; 2000. Métodos de evaluación del riesgo para portafolios de inversión. **Banco Central de Chile**, Documento de Trabajo, Marzo.

JORION, Phillippe; 1998. **Value at Risk**. Bolsa de Mercadorias e Futuros (BM&F).

KEENEY, R.; RAIFFA H.; 1976. **Decisions with Multiple Objectives: Preferences and Value Tradeoffs**. John Wiley & Sons.

KEMA CONSULTING; 2002. Informe de diseño de detalle Del Mercado Eléctrico Regional MER –Versión Final; Paquete I, Unidad Ejecutora , **Proyecto SIEPAC**, Diciembre.

KIRKWOOD, C. W.; 1997. **Stratégic Decision Making: Multiobjective decision analysis with spreadsheets**. Duxbury.

KLIR, G.; YUAN, B; 1995. **Fuzzy Sets and Fuzzy Logic: Theory and Applications**. Prentice Hall, PTR.

LANDREIN, M.; 2001. Evaluación de Contratos de Futuros y Opciones Eléctricos en Argentina; Bolsa de Comercio de Rosário. **Disponivel em: www.bcr.com.ar**, Acesso em: 10/02/03, 15:20.

LIU, C.C.; LAWARRÉE, J.; TANLAPCO, E.; 2002. Hedging with futures contracts in a deregulated electricity industry. **IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, No 3, August**.

MARKET SIMULATOR 1997. EPRI, Distributed by Iowa Staté University; SHEBLE, GERALD B. Computer Simulation of Adaptive Agents for an Electric Power Auction (Genetic Bidding for Electric Markets). **Disponível em:** <http://vulcan.ee.iastate.edu/~sheble/download.html>, Acesso em: 05/02/03, 11:52 am.

MATLAB; 1999. **Fuzzy Logic Toolbox, User's Guide**, Version 2.

MERRIL et al.; 1993. Conflicting objectives and risk in power system planning. **IEEE, Power Engineering Society**, Summer Meeting, Seattle, WA. July 12-16.

MONGELLI J.; 2002. **Mecanismos de Avaliação de contratos de compra e venda de energia em ambiente competitivo**. Florianópolis, SC. Dissertação de Mestrado. UFSC/PGEEL.

NASCIMENTO G.; NUNES H.; 2001. A utilização de instrumentos Financeiros na gestão de riscos na comercialização de energia elétrica, **XVI SNTPEE**, Campinas, SP, Outubro 21 a 26.

NICOLETTI, M.; PANONTIM, S.; UCHOA J.; 1999. Elementos da Teoria de Evidência ed Dempster-Shafer. Universidade Federal de São Carlos, Departamento de Computação. **Disponível em:** www.dc.ufscar.br/~carro/relatorios/dempster.pdf. Acesso em: 15/07/2003, 9:30.

NORD POOL; 2002. Derivatives Trade at Nord Pool's Financial Market. Nord Pool ASA, Oslo. **Disponível em:** [www.nordpool.no/information/reports/ Report%20Financial%20Market.pdf](http://www.nordpool.no/information/reports/Report%20Financial%20Market.pdf), Acesso em: 21/07/03, 17:56.

OLIVEIRA, A. et al.; 2001. Energy Trading – The South American Experience. **VII SEPOPE**. Curitiba - Paraná – Brasil, 21 a 26 de Maio.

PALMA R. et al.; 1999. Modelo Orientado a Objetos para la Simulación y Gestión de Mercados Eléctricos Competitivos, **Universität Dortmund**.

PEREIRA M V. et al; 1999. Planning Risks; **IEEE PICA** Tutorial,.

PEREIRA M. V. et al.; 2001. Gerenciamento de Risco Financeiro no mercado brasileiro de energia elétrica. **VI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia elétrica**, (21-26 de Outubro, Campinas – São Paulo – Brasil).

PILIPOVIC D.; 1997. **Energy Risk: Valuing and Managing Energy Derivatives**. McGraw-Hill.

PINTO L., AIRES J. C.; 2000. A platform for Energy Business Administration; **VII SEPOPE**, , Curitiba - Paraná – Brasil, 21 a 26 de Maio.

PINTO L., FREITAS M., FERNANDEZ O.; 2000. Commercialization of electric energy in competitive environments (a fuzzy approach). **VII SEPOPE**, Curitiba – Paraná – Brasil, 21 a 26 de maio.

PINTO L.; RIBEIRO A .; 1999. A comercialização da energia elétrica: construção do portfolio de produtos e clientes. **XV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, Foz de Iguaçu – Paraná – Brasil, 17 a 22 Outubro.

POLLAK, B. E.; 1994. **Desarrollo de un mercado de opciones y futuros em el sector electrico chileno**. Santiago de Chile. Dissertação de Mestrado. Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingenieria, Departamento de Ingenieria Electrica.

PRACA I.; RAMOS C.; VALE Z.; 2001. Competitive electricity Markets: Simulation to improve decision making. **IEEE, Porto Power Tech Conference**, 10-13 September.

PREEICA CONSORCIO 7305; 2000. Borrador del documento conceptual: Los impactos de los mercados de electricidad desregulados en la planificación financiera de los productores. Enero. **Disponível em:** http://www.preeica.ca/Reportes%20Tecnicos/7305_47RT_001_00.pdf. Acesso em: 12/05/03, 9:30.

PREEICA CONSORCIO; 2002. Manual de costos nivelados de energía para alternativas de generación. Archivo no. 012685/2105/47rt/001/00, octubre. **Disponível em:** http://www.preeica.ca/rep_tec.htm. Acesso em: 25/03/03, 17:50.

PREEICA CONSORCIO; 2000. Curso de entrenamiento en el modelo SDDP. Archivo No. 012685/4501/47RT/001/00, Enero. **Disponível em:** http://www.preeica.ca/rep_tec.htm . Acesso em: 10/04/03, 16:20.

RAMASWANY, S.; 1998. Portfolio Selection using fuzzy decision theory. Bank for International Settlements, Basle, Switzerland. **Disponível em:** www.bis.org/publ/work59.pdf. Acesso em: 12/05/03, 18:20.

REYES, F.; 1994. **La función del comercializador en e negocio eléctrico y su aplicación en Chile.**Trabalho de Graduação, Pontificia Universidad Católica de Chile; Departamento de Ingeniería Eléctrica.

SANDER H.; SCHWAB J.; MUHR M; 2001. The deregulation of the electricity market in the view of a regional Austrian. **CIREN, Conference Publication No 482, 18-21 June.**

SCHMUTZ, A.; 2000. **Contracts appraisal under uncertainty in electricity markets: a fuzzy and multiple criteria approach.** Lausanne, Suiza. Tese. EPFL.

SCHMUTZ, A.; GNANSOUNOU E., SARLOS G.; 2002. Economic Performance of Contracts in Electricity Markets: A Fuzzy and Multiple Criteria Approach. **IEEE Transactions on Power Systems, vol. 17, no. 4, November.**

SICA, E.; 2003. **Internalização de variáveis qualitativas no planejamento de sistemas elétricos de energia uma proposta metodológica.** Florianópolis. Dissertação de Mestrado. UFSC/PPG/EE.

SILVA FILHO A. B.; 2001. **Derivativos Financeiros como instrumento para gestão de riscos no setor de energia elétrica.** Florianópolis. Dissertação de Mestrado. UFSC/PPG/EE.

SILVEIRA. F. S. V.; 2001. **Modelo Integrado para Avaliação de projetos de investimento no setor elétrico.** Florianópolis, SC. Tese de Doutorado, UFSC/PPG/EE.

SOUZA, S. L.; RODRIGUEZ, S.A.; 2001. Eletricidade no Mercosul: De monopólios estatais a um mercado integrado. **XVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE).** Campinas – São Paulo – Brasil, 21 a 26 Outubro.

TEIVE R.; PINOTTI R.; 2001. Simulador de uma empresa de geração de energia elétrica – Uma ferramenta computacional para um ambiente de negócios. **XVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE).** Campinas – São Paulo – Brasil, 21 a 26 Outubro.

UNESA; 2000., El sector Eléctrico en Austria. Informe Internacional No 91, Mayo. **Disponível em: www.unesa.es/PDF/austria.pdf**; Acessado em:17/02/03, 17:20.

VARGAS, D. L.; PALMA, B. R.; MOYA, A. O.; 2001. Mercados Eléctricos y Bolsas de Energía : Aspectos críticos para su implementación en Chile. **Disponível em:** <http://146.83.6.6/bdmc/literatura/aii-1-20011.PDF>. Acesso em: 15/04/03, 14:20.

VASQUEZ, C.; RIVIER M., PEREZ A., IGNACIO J.; 1999. Revisión de Modelos de Casación de Ofertas para Mercados Eléctricos; **Acta de las Sextas Jornadas Españolas de Ingeniería Eléctrica, Volumen 3, pagina 47**, Julio. Lisboa Portugal.

VASQUEZ, C. et al.; 1997. Regulatory studies the SIEPAC project: Interconnection agreements for Central America. **CIGRÉ Symposium “Impact of Open Trading on Power Systems”**. Tours, France, June.

VIEIRA J.et al.; 2001. Comercialização de Energia: Preços Futuros. **IX Seminário de planejamento econômico financeiro do setor elétrico, 17-19, Outubro.**

VILLAR S. J.; 2002. Simulador de un mercado hidrotermico utilizando Teoria de Juegos; Dissertação, Universidad Católica de Chile, abril. **Disponível em:** www2.ing.puc.cl/~power/paperspdf/villarthesis.pdf, acesso em : 03/02/03, 15:30.