

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
INSTITUTO DE MATEMÁTICA, ESTATÍSTICA E
COMPUTAÇÃO CIENTÍFICA

**Teoria de derivativos aplicada ao mercado de
energia elétrica brasileiro: Avaliação
e gestão de risco de contratos
contendo flexibilidades**

Henrique Leme Felizatti

Dissertação de Mestrado orientada pelo
Prof.Dr. Luiz Koodi Hotta

Dissertação apresentada junto ao Departamento
de Estatística do Instituto de Matemática,
Estatística e Computação Científica da
Universidade Estadual de Campinas, para a
obtenção do título de Mestre em Estatística.

Campinas – SP

2008

Teoria de derivativos aplicada ao mercado de energia elétrica brasileiro: Avaliação e gestão de risco de contratos contendo flexibilidades

Este exemplar corresponde à redação final da dissertação devidamente corrigida e defendida por Henrique Leme Felizatti e aprovada pela comissão julgadora.

Campinas, 19 de novembro de 2008.



Prof.Dr. Luiz Koodi Hotta
Orientador

Banca Examinadora:

1. Prof. Dr. Luiz Koodi Hotta (Orientador) – IMECC/Unicamp
2. Prof. Dr. Paulo Sérgio Franco Barbosa – FEC/Unicamp
3. Prof. Dr. Secundino Soares Filho – FEEC/Unicamp

Dissertação apresentada ao Instituto de Matemática, Estatística e Computação Científica, UNICAMP, como requisito parcial para a obtenção do Título de Mestre em Estatística.

**FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DO IMECC DA UNICAMP**

Bibliotecária: Maria Júlia Milani Rodrigues

Leme, Henrique Felizatti

F335t Teoria de derivativos aplicada ao mercado de energia elétrica brasileiro: Avaliação e gestão de risco de contratos contendo flexibilidades / Henrique Leme Felizatti – Campinas, [S. P., :s.n], 2008.

Orientador: Luiz Koodi Hotta

Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Instituto de Matemática, Estatística e Computação Científica.

1. Risco (Economia). 2. Derivativos (Finanças). 3. Energia Elétrica – Mercado - Brasil. 4. Comercialização. I. Hotta, Luiz Koodi. II. Universidade Estadual de Campinas. Instituto de Matemática, Estatística e Computação Científica. III. Título.

Título em inglês: Derivatives theory applied to Brazilian electricity market: Valuation and risk management for contracts with flexibilities.

Palavras-chave em inglês (Keywords): 1. Risk (Economics). 2. Derivatives (Finance). 3. Electric power – Market - Brazil. 4. Trading.

Área de concentração: Mercado de Energia.

Titulação: Mestre em Estatística.

Banca Examinadora:

1. Prof. Dr. Luiz Koodi Hotta (Orientador) – IMECC/Unicamp
2. Prof. Dr. Paulo Sérgio Franco Barbosa – FEC/Unicamp
3. Prof. Dr. Secundino Soares Filho – FEEC/Unicamp

Data da defesa: 19/11/2008

Programa de pós-graduação: Mestrado em Estatística

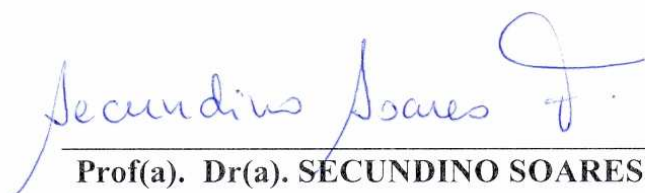
Dissertação de Mestrado defendida em 19 novembro de 2008 e aprovada
Pela Banca Examinadora composta pelos Profs. Drs.



Prof(a). Dr(a). LUIZ KOODI HOTTA



Prof(a). Dr(a). PAULO SERGIO FRANCO BARBOSA



Prof(a). Dr(a). SECUNDINO SOARES FILHO

*A Deus, aos meus pais, ao meu
irmão e aos meus amigos.*

AGRADECIMENTOS

Enfatizo que esta dissertação foi fruto de um esforço conjunto de muitas pessoas.

Primeiramente, gostaria de agradecer à minha mãe, Ignês, por todo o carinho, incentivo, amor e dedicação, importantes no decorrer do projeto e na minha vida.

Agradeço também ao meu pai José e ao meu irmão Rodolpho pelo companheirismo, amizade e confiança que condicionaram muitos dos valores que prezo.

Sou muito grato também ao meu amigo e orientador prof. Dr. Luiz Koodi Hotta, que além de ser responsável por grande parte da minha formação acadêmica, profissional e pessoal, sempre demonstrou paciência, compreensão e amizade, exercendo um papel vital na concretização deste trabalho.

Ofereço um muito obrigado a CPFL, e especialmente à diretoria de Planejamento da Comercialização, que deram suporte e incentivo a esse projeto. Particularmente, tenho um débito de gratidão com Patrício Martin Hansen, um dos grandes mentores desse projeto, que me auxiliou das mais diferentes formas, sugerindo inúmeras modificações construtivas fazendo com que o trabalho tivesse forte aderência à realidade do mercado de energia brasileiro.

Agradeço também a Paulo Henrique Squariz, Fábio Rogério Zanfêlice, Luiz Américo Gonçalves, Marco Antônio Oliveira Siqueira, Erick Andrade Busato, e Rogério de Almeida pela amizade, sugestões e ensinamentos que agregaram muito valor ao projeto.

Sou enormemente grato a todas as pessoas da diretoria de Planejamento da Comercialização da CPFL pelo companheirismo e amizade, tão importantes no decorrer da construção da dissertação.

Aproveito para ressaltar a importância da amizade em toda a minha vida. Ofereço um grande abraço a todos os meus amigos, que me acompanharam em todos os momentos, e onde encontrei a energia necessária para a conclusão do projeto.

Agradeço também aos professores do IMECC pela dedicação, profissionalismo e amizade.

Por último gostaria de agradecer aos professores Paulo Sergio Franco Barbosa e Secundino Soares Filho, participantes da banca examinadora, pela atenção, disponibilidade e profissionalismo que resultaram em diversas sugestões construtivas, essenciais para que a versão final do trabalho se enquadrasse nos requerimentos de qualidade exigidos pelo mercado.

RESUMO

Contratos bilaterais celebrados no ambiente de balcão (ACL) do mercado de eletricidade brasileiro geralmente possuem em seu corpo derivativos embutidos que podem fazer com que o desempenho de carteiras de contratos fique exposto à variação dos preços do mercado à vista de energia. Muitos desses instrumentos derivativos, denominados flexibilidades contratuais, possuem mecanismos de funcionamento semelhantes a *Take-or-Pay*, *Swing Options* e *Swaptions*, os quais são funções de processos de consumo e de preços de mercado. A presença desses tipos de contratos nas carteiras de agentes faz com que o processo de gestão de risco dentro do mercado de energia brasileiro seja uma tarefa complexa. Nesta dissertação são propostas metodologias para tratar os principais passos relacionados com o processo de comercialização de contratos contendo flexibilidades de aumento e redução de montantes, *Take-or-Pay* ou sazonalização de energia. É mostrado como desmembrar esses contratos em instrumentos derivativos conhecidos e como modelar estatisticamente cada um desses instrumentos levando em conta seu mecanismo de funcionamento. São apresentadas também metodologias para a derivação de diretrizes de preços e prêmios para cada produto estudado. Após, são introduzidos procedimentos para avaliação, decisões de exercício e derivação de estratégias comerciais, para cada instrumento derivativo estudado, dentro de um contexto de risco versus desempenho. Avalia-se o desempenho da metodologia proposta utilizando carteiras de contratos com dados reais, e dois cenários de preços de mercado. Conclui-se que os modelos respondem de maneira coerente às mudanças de mercado e que a estrutura proposta pode ser aplicada para realizar gestão de risco e acompanhamento de carteiras com contratos contendo flexibilidades contratuais.

ABSTRACT

Bilateral contracts traded over-the-counter in the Brazilian energy free markets (ACL) have, in most cases, embedded derivatives that can generate an exposure to spot price and its volatility. Many of these derivatives, called contract flexibilities, have the same effect as Take-or-Pay clauses, Swing Options and Swaptions, that are exercised depending on the energy consumption/needs of the counterparties, and on the market prices. The existence of these flexibilities in contracts makes risk management of portfolios a difficult task. This thesis proposes a methodology to assess the impacts of each flexibility in power supply contracts in the Brazilian Electricity Market and their associated risks. Each specific flexibility is broken-down to a combination of commonly known derivative instruments and consequently a statistical modeling is proposed to specifically evaluate each derivative. The use of these methodologies allows us to estimate risks and fair value prices of derivatives and consequently can be used for multiple purposes including: the “Mark-to-Model” accounting procedure, exercise decisions and portfolio monitoring. The portfolio used as example reflects current traded products and the price scenarios were selected to show the response of the methodology. The results were satisfactory and show the applicability of this methodology.

CONTEÚDO

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	MOTIVAÇÃO	1
1.2	OBJETIVO	4
1.3	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	5
2	PRINCIPAIS MERCADOS DE ELETRICIDADE.....	9
2.1	INTRODUÇÃO	9
2.2	SURGIMENTO DA INDÚSTRIA DE ELETRICIDADE	10
2.2.1	<i>Thomas Edison e a construção de um Império.....</i>	<i>12</i>
2.2.2	<i>A Guerra das Correntes.....</i>	<i>14</i>
2.3	DESENVOLVIMENTO DE MONOPÓLIOS E A REGULAÇÃO TRADICIONAL	15
2.4	REESTRUTURAÇÃO E LIBERALIZAÇÃO DOS MERCADOS DE ENERGIA	17
2.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	22
3	MERCADO BRASILEIRO DE ELETRICIDADE.....	23
3.1	INTRODUÇÃO	23
3.2	A INDUSTRIALIZAÇÃO NO BRASIL E A EVOLUÇÃO DO SETOR DE ENERGIA DE 1880 À 1980	25
3.3	A CRISE E A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR BRASILEIRO DE ENERGIA	31
3.4	RACIONAMENTO DE ENERGIA.....	35
3.5	O NOVO MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO.....	46
3.6	PERSPECTIVAS DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA	58
4	PREÇOS DE MERCADO.....	67
4.1	INTRODUÇÃO	67
4.2	FORMAÇÃO DE PREÇOS SPOT NO MERCADO DE ENERGIA BRASILEIRO.	68
4.3	PREÇOS DE MERCADO NO ACL E A DINÂMICA DOS PREÇOS SPOT HISTÓRICOS.	79
4.4	MODELAGEM DE PREÇOS EM MERCADOS DE ENERGIA.....	92
4.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	98

5	PREÇOS DE MERCADO.....	67
5	FLEXIBILIDADES CONTRATUAIS E TEORIA DOS DERIVATIVOS	101
5.1	INTRODUÇÃO	101
5.2	MERCADOS DE DERIVATIVOS	104
5.2.1	<i>Surgimento e Estruturação dos mercados de derivativos financeiros.....</i>	<i>104</i>
5.2.2	<i>Mercados de Derivativos organizados e de balcão: Ambientes, funcionamento e agentes.</i>	<i>111</i>
5.3	PRODUTOS COMERCIALIZADOS NOS MERCADOS DE DERIVATIVOS E GESTÃO DE RISCO.....	128
5.3.1	<i>Mercado Futuro (Future Market).....</i>	<i>128</i>
5.3.2	<i>Mercado a Termo (Forward Market).....</i>	<i>145</i>
5.3.3	<i>Swaps de Preços.....</i>	<i>153</i>
5.3.4	<i>Opções Clássicas.....</i>	<i>163</i>
5.3.5	<i>Opções sobre Swaps ou Swaptions</i>	<i>172</i>
5.3.6	<i>Swing Options</i>	<i>173</i>
5.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	174
6	METODOLOGIA	175
6.1	INTRODUÇÃO	175
6.1.1	<i>Revisão Literária.....</i>	<i>176</i>
6.2	DESMEMBRAMENTO DE CONTRATOS E CONSTRUÇÃO DE CARTEIRAS	178
6.2.1	<i>Blocos de Energia</i>	<i>180</i>
6.2.2	<i>Blocos de Flexibilidades</i>	<i>185</i>
6.3	DERIVAÇÃO DOS MODELOS PARA AVALIAÇÃO DE CONTRATOS	203
6.3.1	<i>Principais premissas</i>	<i>203</i>
6.3.2	<i>Derivação dos Resultados Financeiros Associados aos Blocos de Energia</i>	<i>206</i>
6.3.3	<i>Derivação dos Resultados Financeiros Associados com Blocos de Flexibilidades de Aumento e Redução.....</i>	<i>214</i>
6.3.4	<i>Derivação dos Resultados Financeiros Associados com Blocos de Take-or-Pay</i>	<i>235</i>
6.3.5	<i>Derivação dos Resultados Financeiros Associados com Blocos de Sazonalização Anual.....</i>	<i>240</i>
6.4	MÉTRICAS DE RISCO E RETORNO.....	245
6.5	AVALIAÇÃO DE RISCO E DECISÕES DE EXERCÍCIO.....	261
6.5.1	<i>Decisões de Exercício para Flexibilidades de Aumento e Redução.....</i>	<i>263</i>
6.5.2	<i>Decisões de Exercício para Flexibilidades de Take-or-Pay.....</i>	<i>266</i>
6.5.3	<i>Decisões de Exercício para Flexibilidades de Sazonalização</i>	<i>267</i>
6.6	COMENTÁRIOS FINAIS	271

7	APLICAÇÃO	273
7.1	CONJUNTO DE DADOS, PREMISSAS E FERRAMENTA COMPUTACIONAL.....	273
7.1.1	<i>Preços</i>	273
7.1.2	<i>Contratos</i>	277
7.1.3	<i>Outros Dados e Premissas</i>	284
7.1.4	<i>Implementação e Ferramenta Computacional</i>	286
7.2	FLEXIBILIDADE DE AUMENTO E REDUÇÃO	287
7.3	FLEXIBILIDADES DO TIPO TAKE-OR-PAY	302
7.4	FLEXIBILIDADES DO TIPO SAZONALIZAÇÃO ANUAL	313
8	CONCLUSÕES, CONTRIBUIÇÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS.....	325
8.1	CONCLUSÕES	325
8.2	CONTRIBUIÇÕES	332
8.3	SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS.....	333
9	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	335
10	APÊNDICES.....	343
10.1	APÊNDICE I: PERFIL DA INDÚSTRIA E ESTATÍSTICAS RELACIONADAS COM O SETOR DE ENERGIA APURADAS PELO CENSO DE 1920.....	343
10.2	APÊNDICE II: VISUALIZAÇÃO DE DISTRIBUIÇÕES DE PROBABILIDADE NO TEMPO.	348

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1:	Capacidade instalada de geração nacional (eixo esquerda) e extensão das linhas de transmissão do SIN (eixo direita) de 1994 até 2001. Fonte: MME (geração) e ANEEL (transmissão).	37
Figura 3.2:	Consumo de energia elétrica (TWh) por região do país. Fonte: EPE.	38
Figura 3.3:	Armazenamento histórico nas regiões SE/CO, NE, N e S de janeiro de 1997 até agosto de 2008.	Erro! Indicador não definido.
Figura 3.4:	Preços MAE no período do racionamento de energia (Julho 2001 a Fevereiro de 2002).	41
Figura 3.5:	Consumo médio mensal no Brasil por consumidor residencial (KWh) e a respectiva taxa de crescimento anual (%) nos períodos pré e pós-acionamento de energia.	45
Figura 3.6:	Consumo nacional anual total (TWh) e a respectiva taxa de crescimento anual (%) nos períodos pré e pós-acionamento de energia.	45
Figura 3.7:	Mecanismo de contratação de energia via leilão regulado para uma distribuidora de energia.	51
Figura 3.8:	Mercado Livre de 2002 a 2007 em energia (eixo esquerdo) e como % do consumo do SIN (eixo direito). Fonte EPE (2002 a 2005) e CCEE (2006 até julho de 2007).	55
Figura 3.9:	Balanco Sistêmico do SIN visão ONS de 2002 a 2012 (2008 em diante quantidades previstas baseadas no DECK do NEWAVE de julho de 2008 publicado pelo ONS).	59
Figura 3.10:	Efeito do aumento do preço da energia em indicadores econômicos. Fonte GVConsult – FGV/SP	64
Figura 4.1:	Sistema de transmissão do Sistema Interligado Nacional.	71
Figura 4.2:	Limites de intercâmbio entre regiões (MW mês), base junho 2008. E: exportação do subsistema A para o B. I: importação do subsistema A do B.	72
Figura 4.3:	PLD médios mensais históricos de janeiro de 2005 a abril de 2008 por submercado.	82
Figura 4.4:	Média Móvel de 12 meses dos PLD médios mensais. Retas pontilhadas são uma ilustração das retas de regressão ajustas para verificar a taxa de crescimento dos preços no tempo de janeiro de 2005 até setembro de 2007 e de outubro de 2007 até abril de 2008.	83
Figura 4.5:	PLD médio semanal do submercado SE padronizado pela média e desvio padrão anual e alisamento kernel associado.	85
Figura 4.6:	Gráfico de dispersão dos PLD semanais padronizados e da ENA semanal (defasada de uma semana) como percentual da MLT (Média de Longo Termo). Linha indica alisamento kernel.	86

Figura 4.7:	PLDs médios históricos (2002-2007) e balanço de energia assegurada do sistema histórico (2002-2007) junto com PLD médio estimado (NEWAVE DECK de junho 2008) com balanço de energia assegurada estimado (NEWAVE DECK de junho 2008).	88
Figura 4.8:	Gráfico de dispersão entre os PLD's médios anuais e o balanço de energia assegurada do sistema. Dados realizados até 2007. Projeções baseadas no DECK de junho de 2008 são utilizados para compor os outros valores. A curva ajustada é um alisamento Kernel.	89
Figura 4.9:	Preços médios de fechamento de leilões regulados realizados de 2005 a setembro de 2008. Linha de tendência representa a média dos preços dos leilões, e a faixa é calculada como a média mais ou menos dois desvios-padrão.....	91
Figura 4.10:	Densidade estimada dos PLD semanais históricos de e suas principais estatísticas resumo contra a densidade Log-normal estimada e suas estatísticas resumo associadas. Dados de janeiro de 2005 até setembro de 2008.	93
Figura 4.11:	Densidade estimada dos log-retornos dos PLD semanais históricos de e suas principais estatísticas resumo contra as densidades normais e t-student estimadas com suas respectivas estatísticas resumo associadas. Dados de janeiro de 2005 até setembro de 2008.....	94
Figura 5.1:	Diagrama esquemático da posição e resultado financeiro do produtor mercados a vista e a termo de cana.....	150
Figura 5.2:	Diagrama Esquemático da Posição e Resultado financeiro da Usina nos mercados futuro e à vista de açúcar.	152
Figura 5.3:	Diagrama esquemático de estratégia de cobertura utilizando <i>Swaps</i>	154
Figura 5.4:	Representação gráfica do valor intrínseco e valor no tempo de uma opção de compra com preço de exercício de R\$ 100,00 e contrato Forward de compra com preço nominal de R\$100,00.168	
Figura 5.5:	Paridade entre Put e Call.....	169
Figura 6.1:	Exemplo de liquidação financeira associada com contratos de Take-or-Pay.....	192
Figura 6.2:	Representação do procedimento de sazonalização de um contrato.....	202
Figura 6.3:	Comparação entre séries de preços reajustadas utilizando a regra mensal e anual, com base no IGP-M apurado no período de janeiro de 2001 até abril de 2008. O preço inicial foi fixado em R\$ 100,00/MWh e o mês de reajuste anual foi definido como junho.....	210
Figura 6.4:	Diferença entre as séries de preços apresentadas na figura 6.3, em R\$, para o período de janeiro de 2001 até abril de 2008. Valores positivos indicam que os preços reajustados mensalmente são superiores aos reajustados anualmente.	211
Figura 6.5:	Preço de equilíbrio de contratos com flexibilidade de aumento e redução para as escalas de aplicação 1, 2, 3, 4, 6 e 12 meses calculados com base na simulação do DECK de junho de 2008 do NEWAVE.....	226
Figura 6.6:	Diagrama esquemático do mecanismo de exercício de flexibilidades de aumento e redução isoladas e embutidas.	231

Figura 6.7:	Exemplo de dominância estocástica fraca. Y domina X.	247
Figura 6.8:	Distribuição de resultados dos resultados financeiros de determinado contrato.	249
Figura 6.9:	Distribuições de probabilidades com seus respectivos valores esperados e medianas.	251
Figura 6.10:	Ilustração do conceito de incerteza medido como desvio padrão.	254
Figura 6.11:	Desvio padrão para diferentes distribuições de probabilidade.	255
Figura 6.12:	Valor em risco para três classes diferentes de distribuições de probabilidade.	259
Figura 6.13:	Conceito de Perda média, ganho médio e atratividade, Ψ^u , para diferentes tipos de distribuição.	261
Figura 7.1:	Distribuições de probabilidade dos CMO's médios mensais simulados pelo NEWAVE, truncados nos valores mínimo e máximo de PLD, para os meses de junho a dezembro de 2008 calculados sob as versões de janeiro e junho de 2008 dos DECKS fornecidos pela CCEE. .	276
Figura 7.2:	Distribuições de probabilidade dos CMO's médios anuais simulados pelo NEWAVE, truncados nos valores mínimo e máximo do PLD, para os anos de 2008 a 2011 calculados sob as versões de janeiro e junho de 2008 dos DECKS fornecidos pela CCEE.	277
Figura 7.3:	Posição líquida de faixa de flexibilidade de aumento e redução anual líquida associadas com a carteira de contratos apresentada na tabela 7.1.	279
Figura 7.4:	Consumo medido de outubro de 2004 até fevereiro de 2008 e quantidades mensais contratadas de um Cliente Livre pertencente ao setor de Alimentos.	280
Figura 7.5:	Densidade empírica dos resíduos contra densidade normal (esquerda superior) e função de autocorrelação dos resíduos (esquerda inferior).	281
Figura 7.6:	Energia contratada e faixa de Take-or-Pay associada com carteira apresentada na tabela 7.6.	282
Figura 7.7:	Posição líquida da carteira de sazonalização e os limites líquido de flexibilidades associadas.	283
Figura 7.8:	Evolução do índice IGP-M de Janeiro de 2005 até Abril de 2008.	284
Figura 7.9:	Variação mensal do IGP-M de Janeiro de 2005 à Abril de 2008 (esquerda) e sua função de autocorrelação associada (direito).	285
Figura 7.10:	Estimativas e estatísticas de diagnóstico do modelo autoregressivo de ordem 1 estimado para a variação do IGP-M de janeiro de 2005 até abril de 2008.	285
Figura 7.11:	Gráficos de diagnóstico dos resíduos do modelo autoregressivo de ordem 1 estimado para a série de variação do IGP-M.	285
Figura 7.12:	Distribuição de probabilidade dos preços subjacentes ao Contrato A para os anos de 2009 até 2011 para as versões de DECK de Janeiro e Junho de 2008.	292

Figura 7.13:	Prêmio como % do preço de equilíbrio de blocos de energia de base para flexibilidade de aumento e redução simétricas. Prêmios calculados com o DECK de janeiro e o contrato padrão definido na tabela 7.11.....	298
Figura 7.14:	Diferencial entre prêmios das flexibilidades (%) calculados utilizando o DECK de janeiro e junho para cada nível de flexibilidade de aumento e redução simétricas e cada ano.	299
Figura 7.15:	Prêmio como % do preço de equilíbrio de blocos de energia de base para flexibilidade de aumento e redução simétricas. Prêmios calculados para preços seguindo distribuição normal de probabilidade.	301
Figura 7.16:	Gráfico de dispersão dos resíduos do ajuste do consumo contra os resíduos do modelo autoregressivo de ordem 1 para os preços de mercado e a correlação amostral associada....	305
Figura 7.17:	Distribuições de probabilidades empíricas das simulações de consumo para cada mês de vigência do contrato F. As linhas representam as quantidades contratadas de energia e os limites de Take-or-Pay.	306
Figura 7.18:	Preços de Equilíbrio para contrato padrão nos anos de 2009 calculados com base na visão de janeiro de 2008 (gráfico superior) e visão de junho de 2008 (gráfico inferior) para diferentes níveis de <i>Take-or-Pay</i> mensal e diferentes premissas de correlação entre consumo e preço. Consumo mensal com distribuição normal padrão sem correlação temporal. Energia de base igual a um MW médio.....	310
Figura 7.19:	Ajustes polinomiais de quarto grau para os Preços de Equilíbrio apresentados na figura 7.18.	312
Figura 7.20:	Métricas de atratividade das decisões de sazonalização para o contrato E nos anos de 2009, 2010 e 2011 calculadas sob os DECKs de preços de janeiro e junho de 2008. Métrica de atratividade calculada sob a distribuição de probabilidade da diferença entre a decisão sob avaliação e a decisão de alocação constante de montante de energia.	317
Figura 7.21:	Quantidades alocadas de energia, associadas com a decisão ótima, para os contratos E, F e G, nos anos de 2009, 2010 e 2011, sob a visão do DECK de junho de 2008.....	320
Figura 10.1:	Distribuições acumuladas de v.a's normais padrão para seis períodos de tempo. Com estatísticas de ordens associadas.....	349
Figura 10.2:	Distribuições acumuladas de v.a's normais padrão para seis períodos de tempo. Com estatísticas de ordens associadas.....	350
Figura 10.3:	Distribuições de probabilidades acumuladas desenhadas segundo as versões da figura 10.1 (esquerda) e 10.2 (direita).....	351

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1:	11 Primeiras usinas de energia elétrica do Brasil. Fonte: Censo de 1920.....	27
Tabela 3.2:	As nove usinas com maiores potências instaladas do país nas duas primeiras décadas do século XX. Fonte: Censo de 1920.	28
Tabela 3.3:	Consumo de energia elétrica (TWh) por região do país de 1994 até 2000 (quadro a esquerdo) e matriz energética nacional nos anos de 2000 e 2007 (quadro a direita) . Fonte: EPE.	38
Tabela 4.1:	PLD anual médio com desvio padrão associado e crescimento dessas métricas com relação ano anterior.	84
Tabela 4.2:	Estimativas do modelo de regressão descrito na equação 4.3.1 e percentual da variância total (calculados utilizando a tabela ANOVA) de cada variável do modelo.	87
Tabela 5.1:	Quantidade nominal de derivativos financeiros transacionados em bolsas dentro e fora dos Estados Unidos de 1997 a 2005 em milhões de dólares. Fonte: <i>Bank of International Settlements</i>	110
Tabela 5.2:	Fluxo de caixa e resultado financeiro de operação de venda de contrato futuro de câmbio em 14/jan/2008 a R\$ 1.814/US\$ com vencimento em março e fechamento da posição em 17/jan/2008.	134
Tabela 5.3:	Ilustração de Resultado Financeiro Gerado por <i>Spread</i>	145
Tabela 6.1:	Faturamento de contrato com Take-or-pay mensal e trimestral.	196
Tabela 6.2:	Termos e condições de contratos utilizados para realização das simulações apresentadas na figura 6.5.	225
Tabela 6.3:	Tabela padrão para reportar avaliação de risco. * Atratividade é a métrica representada pela fórmula 6.4.8.	263
Tabela 7.1:	Carteira de contratos com flexibilidade de aumento e redução anual.	278
Tabela 7.2:	Informações agregadas de preços, energias e flexibilidades da carteira apresentada na tabela 7.1.	278
Tabela 7.3:	Estatísticas do ajuste de regressão para o consumo do Cliente Livre.	280
Tabela 7.4:	Carteira de contratos com Take-or-Pay.	281
Tabela 7.5:	Probabilidade mensal de consumo pertencer à faixa de <i>Take-or-Pay</i> contratada.	282
Tabela 7.6:	Carteira de contratos com flexibilidade de sazonalização.	283
Tabela 7.7:	Carteira de contratos com flexibilidade de sazonalização.	283

Tabela 7.8:	Preços contratuais e preços de Equilíbrio para contratos com flexibilidade de aumento e redução de montantes anuais calculados sob as visões de janeiro e junho de 2008 dos DECKS do NEWAVE.....	288
Tabela 7.9:	Métricas de risco para cada contrato individual (três primeiros quadros) e para a carteira líquida (último quadro), calculada utilizando as visões de DECKs do NEWAVE de janeiro e junho de 2008.....	290
Tabela 7.10:	Métricas de risco associadas com exercício de flexibilidades contratuais. Avaliações feitas sobre as distribuições de probabilidades das diferenças entre preços subjacentes e os preços de contrato para os anos de 2009 até 2011. Decisão calculada para $\lambda = 1, 5$ e $\psi = 2, 5$. A métrica de atratividade é descrita nas equações 6.5.1.4 e 6.5.1.5 para as opções de aumento e redução, respectivamente.	294
Tabela 7.11:	Preço de um contrato padrão contendo apenas energia de base (R\$/MWh) para os anos de 2009, 2010 e 2011 e multiplicadores (sobre esse preço) para diversas combinações de flexibilidades de aumento e redução de montante anual de energia. Cálculos para as visões de Janeiro (esquerdo) e Junho (direito) de 2008 dos DECKs do NEWAVE. Contratos padrão são definidos como aqueles que contém 1 MW médio para cada mês contratual, reajuste ocorrendo em agosto de cada ano.....	296
Tabela 7.12:	Preço de um contrato padrão contendo apenas energia de base (R\$/MWh) e multiplicadores (sobre esse preço) para diversas combinações de flexibilidades de aumento e redução de montante anual de energia. Cálculos supondo os preços mensais i.i.d com distribuição normal. Contratos padrão são definidos como aqueles que contém 1 MW médio para cada mês contratual, sem reajuste, e taxa de deconto fixada como zero.	300
Tabela 7.13:	Preços de Equilíbrio do Contrato F contendo Take-or-Pay apresentado na tabela 7.5.....	307
Tabela 7.14:	Métricas de risco e retorno para contrato D estimadas sob as visões do DECK de preços de janeiro e junho de 2008.	309
Tabela 7.15:	Preços de Equilíbrio, prêmios e preços contratuais dos contratos E, F e G, apresentados na tabela 7.6, calculados sob as visões dos DECKs do NEWAVE de janeiro e junho de 2008.	314
Tabela 7.16:	Métricas de risco calculadas para os contratos individuais e para a carteira agregada que foi apresentada na tabela 7.6. Estimativas feitas com base nas visões de preços de janeiro e junho de 2008.	316
Tabela 7.17:	Decisões de alocação com maiores atratividades, para cada contrato e cada ano, calculadas sob as visões do DECK de preços de janeiro e junho de 2008. Decisões apresentadas como percentual da decisão de alocação constante (100% significa decisão constante).....	319
Tabela 7.18:	Métricas de avaliação associadas com as decisões ótimas de sazonalização, para cada contrato e cada ano. Métricas calculadas sob as visões dos DECKS de janeiro e junho de 2008.	322
Tabela 7.19:	Probabilidade de que a atratividade máxima exceda a atratividade máxima observada. Probabilidades calculadas sob as GPD estimadas.	323
Tabela 10.1:	Resultados Gerais dos Inquéritos Industriais realizados no Brasil em 1907 e 1920.....	343
Tabela 10.2:	Estabelecimentos industriais segundo a época da fundação das empresas.....	344

Tabela 10.3:	Potência Total das Empresas Fabris recenseadas em 1907	344
Tabela 10.4:	Potência Total das Empresas Fabris recenseadas em 1920	345
Tabela 10.5:	Natureza da eletricidade utilizada nos motores elétricos.	345
Tabela 10.6:	Regiões do País com relação a utilização de potência motriz.....	346
Tabela 10.7:	Distribuição da geração de energia elétrica entre as regiões do país segundo o censo de 1920.	346
Tabela 10.8:	Fundação das usinas e potência associada.....	347
Tabela 10.9:	Distribuição de utilização de energia elétrica com relação ao ramo de atividade de indústria.	347

1 INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

O setor de energia exerce papel fundamental no processo de desenvolvimento de países tendo forte relação com o desempenho econômico. Inicialmente, por representar uma parcela significativa nos custos de empresas e residências, constitui um dos planos de fundo para crescimento sustentável, tendo inclusive impacto direto sobre questões ambientais. Por outro lado, ele pode se refletir em gargalos estruturais, caso políticas de expansão ou regulação não sejam implementadas de forma eficiente (Jabur, 2001, parte 2).

Em sua fase embrionária a indústria de energia elétrica apresentava algumas fragilidades que fizeram com que seu processo de estruturação fosse um pouco lento. A partir do século XX esse setor começou a ganhar espaço transformando-se em uma das principais fontes de energia utilizada nos dias de hoje.

A importância desse setor pode ser mensurada através do impacto resultante de experiências tais quais racionamento de energia elétrica, observada no Brasil em meados de 2001 (Jabur, 2001, parte 2), ou o blecaute americano em 2003 (Munson, 2003, p. 1-7).

Embora o processo evolutivo dos mercados de eletricidade tenha trazido grandes benefícios, entre eles facilidade de acesso, tanto econômico, quanto físico, e competitividade ao setor, ele trouxe também complexidade e incertezas as quais vão desde a tomada de decisão com relação à expansão da oferta até a gestão de riscos inerentes à variabilidade do consumo e preços de mercado (Fusaro, 1998 e Zanfelicce, 2007).

A fotografia dos mercados de energia pelo mundo mostra que ainda há muito espaço para a introdução de derivativos ou outras ferramentas de gestão e pulverização de risco. Isso é devido principalmente à quantidade de fatores que afetam o mercado. Em termos relativos, quando comparado aos mercados financeiros, a dinâmica dos preços vigentes nos mercados de energia é mais difícil de ser equacionada que a observada no

mundo de finanças. Um dos motivos é que o produto entregue em mercados de ação consiste em “um pedaço de papel” ou seu equivalente eletrônico, o qual é facilmente armazenado e transferido.

Nos mercados de energia dilemas como produzir e usar, transferir e armazenar, transportar, efeitos climáticos, avanço tecnológico, entre outras variáveis, exercem papel decisivo no processo de tomada de decisão (Pilipovic, 1997).

No caso específico do Brasil, esse mercado apresenta características peculiares que fazem o processo de operação, planejamento e gestão de riscos únicos. O parque gerador é constituído em grande parte por usinas hidráulicas (cerca de 77% de toda a geração nacional) com grande potencial de expansão futura. Por outro lado, energia advinda de usinas termelétricas e biomassa pode ser utilizada na complementação da geração para garantir o atendimento da demanda, regularização dos reservatórios e aumento da confiabilidade do sistema.

Desta forma, diferentes diretivas regem a dinâmica dos mercados em horizontes de tempo distintos. No curto prazo aspectos regionais como temperatura, pluviometria, logística da operação física, restrições de transmissão e disponibilidade de combustível são de grande relevância. Em horizontes maiores, a expansão da oferta combinado com a evolução da demanda de energia são os fatores de maior importância.

Quanto ao processo de formação de preços, existe um descolamento da lógica econômica ditada pelas leis de oferta e demanda. Os preços do mercado à vista advêm da otimização da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) realizada pelos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, e uma consequência direta disso são preços altamente voláteis ocasionados, principalmente, pela formulação matemática do modelo e a conseqüente sensibilidade de suas saídas à afluência.

A baixa liquidez do mercado faz com que seja mais difícil obter estimativas de curvas de preços futuras, construir estratégias de mitigação de risco e detectar oportunidades de ganho podendo fazer inclusive com que a contratação de energia seja sinalizada de maneira errada.

Nesse cenário, os agentes de mercado necessitam de procedimentos que orientem sua tomada de decisão com respeito à contratação de energia, gestão de carteiras e minimização de riscos. Um dos caminhos possíveis é utilizar alguns instrumentos comumente negociados no mercado financeiro ou em outros mercados de energia mais desenvolvidos.

A introdução de instrumentos derivativos¹ no mercado de energia brasileiro, que aparecem implícitos nas cláusulas contratuais de contratos de curto, médio e longo prazos nos ambientes de contratação regulada (ACR) e livre (ACL), trouxe novos desafios para a gestão de contratos.

Sob o lado do usuário industrial, o propósito explícito de contratos com derivativos é manter as plantas funcionando. Essa urgência de produção dá ao usuário industrial um incentivo para pagar um prêmio adicional ao preço da *commodity* objetivando ter energia no momento em que lhe for mais conveniente. Assim, eles têm o benefício de não ter que manter suas fábricas paradas enquanto buscam a melhor oferta de energia.

Já as comercializadoras, por outro lado, requerem contratos com derivativos para ajustar suas carteiras de acordo com seu apetite ao risco de forma a gerenciar suas exposições à volatilidade dos preços.

Desta forma, uma das tarefas essenciais para os participantes do mercado é conseguir mensurar o valor justo de contratos que apresentam em seu corpo termos que possam ser interpretados financeiramente como instrumentos derivativos. Essa habilidade traz grande vantagem competitiva aos agentes e beneficia diretamente a atividade de comercialização como um todo, incentivando competitividade entre agentes e diminuindo brechas para arbitragem no mercado.

Assim, o grande cliente livre tem a possibilidade de proteger sua indústria contra eventuais mudanças bruscas em cenários de preços e/ou consumo de energia, não pagando valores exorbitantes por essa cobertura e as comercializadoras, por outro lado, conseguiram

¹ No mercado de energia brasileiro o termo instrumento derivativo não é muito utilizado. Costuma-se, ao invés, denominar esses produtos de contratos com flexibilidades.

ampliar a área de captura de seus radares de oportunidades, aumentando a rapidez em detectar e construir estratégias de contratação mais eficientes, de forma a otimizar seus resultados.

1.2 Objetivo

Uma das principais dificuldades em modelar instrumentos derivativos em contratos no mercado de energia do Brasil é que as ferramentas quantitativas clássicas que são freqüentemente utilizadas no mundo de finanças e em outros mercados de energia encontram pouco uso aqui. Suposições como normalidade, independência dos retornos e variância constante são difíceis de serem defendidas (Sousa, 2003, cap. 5). Também, modelos que utilizam processos de difusão, mesmo os que incorporam reversão à média, mudanças de regime e saltos tendem apresentar resultados insatisfatórios, em parte por conta do reduzido histórico de dados e também pelo processo de formação de preços (Pemberton Jr., 2006, p. 24-27).

A meta dessa dissertação é propor uma estrutura, na forma de um fluxo, que contemple as principais atribuições relacionadas com comercialização de energia no tocante à avaliação de contratos de energia elétrica que apresentem em seu corpo flexibilidades contratuais.

O escopo desse trabalho engloba a conversão de cláusulas contratuais em derivativos, estimação do valor das flexibilidades contratuais sob a ótica de retorno/risco utilizando elementos da teoria de finanças, mensuração de risco de carteiras e obtenção de diretrizes para decisões de exercício considerando critérios de atratividade. Essas tarefas são necessárias para fornecer diretrizes para nortear comercialização de contratos que incorporem flexibilidades contratuais no ambiente de contratação livre (ACL) com ênfase em gestão de risco.

São derivados as fórmulas e resultados financeiros associados com algumas flexibilidades e propostos algoritmos baseados em otimização estocástica, simulação de Monte Carlo e Cópulas para a solução do problema. Adicionalmente, há uma discussão detalhada das principais propriedades matemáticas e estatísticas das flexibilidades e suas implicações na formulação do problema.

Para estudo de caso são consideradas carteiras de contratos, baseada em dados reais, contendo cláusulas de sazonalização, *take-or-pay* e opções de correção de montantes contratados. As análises são feitas de forma separada para cada uma das carteiras isoladas.

No caso particular de contratos envolvendo Clientes Livres a modelagem do processo estocástico de consumo, tipicamente uma série temporal, é feita utilizando modelos de regressão e séries temporais e a simulação dos modelos são realizadas com base em Cópulas.

1.3 Estrutura da Dissertação

O restante da dissertação é dividida como segue. No capítulo 2 são apresentadas a evolução e as especificidades dos principais mercados de energia. São discutidas questões como o surgimento da indústria de energia, seu processo de desenvolvimento e a reestruturação desses mercados ocorrida ao final do século XX.

O capítulo 3 trata do mercado de energia brasileiro. No início do capítulo é feito um paralelo entre o desenvolvimento da indústria no Brasil e o surgimento do mercado de energia elétrica. Após é discutido como se deram o processo de desenvolvimento do mercado nacional e seu processo de reestruturação. Faz-se também uma discussão sobre o racionamento de energia e seu impacto sobre o novo modelo do setor. O capítulo é finalizado com uma discussão sobre as novas perspectivas do setor.

As questões relacionadas com preços de mercado são abordadas no capítulo 4. Primeiramente introduzem-se os tipos de preços vistos no mercado de energia brasileiro.

Após, é apresentado o processo de formação dos PLD (Preços de liquidação das diferenças) enfatizando seus problemas e vantagens. São realizadas análises dos preços do mercado e descobre-se que esses são regidos por diretivas diferentes no curto e longo prazo. Finaliza-se o capítulo com uma discussão sobre modelagem de preços de mercado de energia realizando uma revisão literária com as principais abordagens utilizadas para esse propósito.

O capítulo 5 apresenta a teoria de derivativos e a insere dentro do contexto dos mercados de energia. Nesse capítulo são apresentadas as estruturas dos mercados organizados de derivativos e dos mercados de balcão. Apresentam-se as principais características de cada ambiente e como eles interagem. Finaliza-se o capítulo com a introdução de alguns instrumentos derivativos presentes dentro dos mercados de energia. São apresentadas as principais características e a estrutura de funcionamento desses derivativos, além de uma discussão detalhada dos riscos que eles podem ajudar a mitigar.

No capítulo 6 é apresentada a metodologia proposta na dissertação. Inicia-se o capítulo introduzindo o fluxo base que descreve o processo de comercialização de energia e uma revisão sobre diferentes abordagens presentes na literatura. Após é explicado como realizar o desmembramento de contratos em blocos de derivativos e como convertê-los em instrumentos como os apresentados no capítulo 5. A seguir, são realizadas as derivações estatísticas dos resultados financeiros de cada membro dos contratos, discutido suas principais características e especificidades. Após, são introduzidas diversas métricas de avaliação, as quais são inseridas dentro de um contexto de retorno e risco. Para cada métrica é realizada uma discussão sobre suas características e principais armadilhas. Finaliza-se o capítulo com uma discussão sobre tomada de decisão e exercício de derivativos. São apresentadas propostas de exercício, dentro de uma estrutura de retorno versus riscos, para cada classe de flexibilidades contratuais.

O capítulo 7 contém a aplicação da metodologia descrita no capítulo 6 para cada uma das classes de flexibilidades contratuais. Todas as análises são realizadas com base em dois cenários de preços para que seja possível a comparação de resultados. São adotadas carteiras de contratos que estão em linha com a realidade e conclui-se basicamente que os

modelos introduzidos apresentam as principais características de modelos de avaliação de derivativos: respondem de forma consistente a mudanças nos cenários de mercados e capturam efeito de combinação de derivativos em carteiras. São derivadas diversas métricas de avaliação associadas com os contratos apresentadas, ilustrando o processo de avaliação de risco como um todo. Adicionalmente, para cada cenário de preços utilizado, são discutidas questões relacionadas com exercício dos derivativos embutidos em contratos e como medir o desempenho dessas decisões.

Conclusões, recomendações e sugestões de trabalhos futuros são discutidas no capítulo 8. Com base nos resultados obtidos no capítulo 7 e nas formulações derivadas no capítulo 6 tem-se forte evidência para acreditar que os modelos incorporam as principais características esperadas por modelos de avaliação que sejam aplicáveis ao mercado de energia brasileiro. Observa-se que os modelos fazem poucas suposições sobre as variáveis do mercado, o que permite grande flexibilidade em sua aplicação. No entanto, são feitas ressalvas quanto à qualidade dos dados de entrada que servem como referência para os cálculos dos modelos. Nota-se também a importância da realização do processo de avaliação proposto na dissertação tanto para a validação das premissas de entrada dos modelos, quanto para o direcionamento de estratégias comerciais e adequação dos níveis de risco da carteira. Ressalta-se também a necessidade de incorporar métricas que tragam informação sobre retorno e risco no processo de exercício de derivativos presentes nos contratos. Finaliza-se o capítulo com algumas sugestões de extensões e vertentes de estudos que poderiam ser criadas para tornar os modelos mais aderentes aos requisitos do processo de comercialização do mercado de energia brasileiro.

Também, são incorporados nos apêndices uma discussão secundária sobre o desenvolvimento do mercado de energia brasileiro no início do século XX (Apêndice I) e um gráfico, proposto nesta dissertação, para descrever funções de distribuição evoluindo no tempo.

2 PRINCIPAIS MERCADOS DE ELETRICIDADE

Neste capítulo é desenvolvida uma discussão sob as óticas temporal, econômica e financeira acerca dos principais mercados de energia ao redor do mundo levando em consideração seu processo de desenvolvimento e estruturação, assim como outras características específicas. O conhecimento do mercado é importante no restante da dissertação.

2.1 Introdução

Desde sua origem mercados de energia passaram por um longo processo de transformação e desenvolvimento até atingirem os níveis de complexidade e diversidade que são verificadas hoje. O surgimento da energia elétrica como um bem comum, a transição de um mercado monopolista para um ambiente competitivo, o advento das tecnologias que definem os padrões utilizados atualmente e, potencialmente, no futuro, a regulação dos mercados e a posterior reestruturação de alguns deles são questões que devem ser dominadas por aqueles envolvidos nos mercados de eletricidade.

Se por um lado, a relação entre mercados de energia, economia e política é particularmente forte fazendo-se necessário incluir questões geopolíticas e contextualização temporal às análises, de outro, características regionais e geofísicas desses mercados fazem com que a gestão de riscos, o planejamento da expansão e a regulação sejam processos totalmente específicos e locais. Adicionalmente, questões como reestruturação dos mercados, políticas de contratação de energia e decisões referentes à composição da matriz energética tendem a atuarem como complicadores aos processos de descoberta de preços e gestão de risco como discutido em Pilipovic (1998, cap. 1) e em Fernandes e Santos (2004).

Objetivando construir os alicerces necessários para uma discussão mais aprofundada dos mercados de energia, particularmente os de eletricidade, divide-se o restante do capítulo como segue.

A apresentação sobre questões relacionadas com surgimento da indústria de eletricidade e suas especificidades é feita na seção 2.2. Na seção 2.3 são explicados os processos de formação de monopólios e a regulação tradicional vigente no decorrer do século XX. Um panorama sobre a reestruturação e liberalização dos principais mercados de energia é apresentado na seção 2.4. Finaliza-se a seção 2.5 com a ligação deste capítulo com o restante da dissertação.

2.2 Surgimento da Indústria de Eletricidade

Embora os primeiros relatos sobre eletricidade sejam datados de cerca de 600 a.c quando Thales de Mileto, considerado um dos pais da ciência, descreveu em suas anotações o fenômeno de atrações de partículas que hoje é conhecido como eletricidade estática (Mehl, [s.d.], cap. 1), apenas ao final do século XVIII surgiram os primeiros dispositivos geradores de corrente elétrica com os trabalhos de Alessandro Giuseppe e Antonio Anastasio Volta (Gatti, 1996) e (Yenne e Grosser, 1993).

Volta, em 1800, construiu a pilha voltaica amparado em estudos de Benjamin Franklin (Cohen, 1990), Michael Faraday (Tyndall, 2004), Luigi Galvani (Kandel e Schwartz, 2000, p. 6-8), André-Marie Ampère (Williams, 1970) e Georg Simon Ohm (Archibald, 1988), os quais construíram a base teórica da eletricidade moderna. Esse equipamento foi o precursor da bateria elétrica moderna. Tal foi o impacto de suas contribuições no campo da eletricidade que Napoleão, em 1810, nomeou-o Conde e, em momento pouco posterior, a medida de tensão, Volt, foi criada em sua homenagem.

Com o advento dos primeiros dispositivos e o surgimento de novas tecnologias o século XIX foi marcado pelo início da geração e utilização de energia elétrica em grande escala e pela criação de grandes companhias no setor de eletricidade e telecomunicações (Hirsh, 2002).

Dentre os nomes que contribuíram para a estruturação dessa indústria destacam-se Werner von Siemens, fundador da Siemens Agency em 1847, John Pender, fundador da

Cables & Wireless, Nikola Tesla, inventor do motor de indução polifásico, Samuel Morse inventor de um telégrafo que permitia comunicação à longa distância, Antônio Meucci, inventor do telefone, Thomas Edison, proprietário da primeira rede de distribuição de energia elétrica, George Westinghouse, inventor do telégrafo, Charles Steinmetz, que desenvolveu estudos sobre a teoria da corrente alternada e Alexander Graham Bell, outro inventor do telefone e fundador de uma empresa de sucesso no ramo.

Um fato relevante foi uma apresentação pública sobre geração de eletricidade feita no museu World's Fair em 1870. Os expositores produziram energia elétrica através de uma bobina rolante magnetizada que tinha como eixo central um metal condutor. Esse conceito foi utilizado nos anos seguintes para geração de maiores quantidades de energia elétrica através da rotação de bobinas maiores utilizando a força de cachoeiras ou vapor obtido a partir do uso de carvão. De fato nos 10 anos seguintes foram desenvolvidos muitos empreendimentos de geração de pequena escala utilizando essa tecnologia (Stabins, 2002, cap. 2).

Nessa época, o maior crescimento em termos de geração de energia elétrica foi verificado nos Estados Unidos com o advento da lâmpada, em 1876 (*arc-lampad*), que foi utilizada basicamente para iluminação das ruas. A introdução da luz incandescente por Thomas Edison em 1879 teve impacto significativo na demanda por eletricidade impulsionando-a. O resultado foi a construção de 5.110 unidades geradores de eletricidade nos Estados Unidos e 343 no Canadá ao final da década de 1880 (Stabins, 2002, cap. 2) com o objetivo de atender ao requisito de energia desses países e a criação de um mercado de energia.

Se os primórdios do mercado de energia elétrica surgiram inicialmente com a evolução da tecnologia, a lei da oferta e demanda é quem ditava a expansão e as regras no final do século XIX. Contudo, entraves técnicos e políticos relacionados com o sistema de distribuição dificultavam ações para fortalecer e popularizar a energia elétrica.

Nos Estados Unidos, por exemplo, havia diferentes sistemas de condução de eletricidade baseados nos sistemas de Edison, Sawyer, Maxim, Westinghouse e Brush. Alguns desses sistemas operavam em corrente contínua e outros em corrente alternada.

Além disso, os principais níveis de tensão utilizados eram de 100, 110, 220 ou 600 volts e, no caso de corrente alternada, as frequências eram de 40, 60, 66, 125 e 133 ciclos (Munson, 2005, cap. 3). Isso dificultava bastante o procedimento de padronização da energia elétrica impactando diretamente no acesso à eletricidade sob uma visão de custo e benefício. Por exemplo, empresas tinham receio de comprar maquinários alimentados por eletricidade, pois caso houvesse necessidade de mudança de sede, mesmo que para uma rua vizinha, esses equipamentos poderiam não mais funcionar por conta da incompatibilidade com o sistema de distribuição.

Adicionalmente, os grandes custos para construção de geradores e linhas de distribuição não eram aceitáveis para a grande maioria das empresas quando comparado com o potencial retorno.

Nessa época, mesmo os otimistas, consideravam que energia elétrica seria apenas um bem de luxo. Até gigantes como o banqueiro J. P. Morgan e a General Electric preferiam os lucros imediatos obtidos através da venda de geradores isolados, que as incertezas do mercado de eletricidade de geradores centralizados. De fato, dois terços da energia dos Estados Unidos ao final do século XIX era obtida de fontes geradoras individuais controladas por indústrias automobilísticas, construtoras ou outras indústrias (Munson, 2005, cap. 3).

2.2.1 Thomas Edison e a construção de um Império

Thomas Alvo Edison é reconhecidamente uma das figuras mais importantes do setor de energia em sua fase embrionária. Sua grande capacidade de empreender e seu sólido conhecimento técnico trouxeram grande desenvolvimento para a indústria de eletricidade e telecomunicações (Israel et al, 1998).

A primeira grande invenção de Edison foi o fonograma, um dispositivo para gravar som, em 1.877 (Israel et al, 1998). Esse dispositivo era extremamente simples, composto basicamente por um cilindro encaixado revestido com uma folha de alumínio, e

tinha baixa qualidade sonora. Porém, foi tido como uma invenção extremamente avançada para a época. As patentes sobre o fonograma e também sobre outras invenções de menor repercussão ajudaram a custear o primeiro laboratório de pesquisa industrial que foi fundado em Menlo Park na Nova Jersey. Esse laboratório foi a grande contribuição de Edison para a época. Muitas frentes de trabalho eram desenvolvidas nesse laboratório e muitas invenções de grande impacto para a sociedade da época foram desenvolvidas. Thomas Edison teve atribuído a si a maioria das patentes geradas pelo laboratório (Israel et al, 1998) e (Guthridge, 1986).

Após a invenção da primeira luz incandescente viável comercialmente, em 1.879, Edison percebeu que a única forma de ampliar sua participação no mercado era desenvolver um sistema elétrico que gerasse e distribuisse energia (Hirsh, 2002).

Em 1.882 ele desenvolveu esse sistema, baseado em corrente contínua (DC) e instalou a primeira planta de geração central na *Street Pearl*, no distrito financeiro de Nova Iorque. A energia elétrica era gerada através de vapor utilizando um sistema de engrenagens e pistões (*reciprocating engine* ou *piston engine*) que utilizava vapor para converter pressão em movimento de rotação que depois era transformado em energia elétrica (Hirsh, 2002).

Inicialmente essa energia era vendida para lojas e outros negócios que utilizavam a luz elétrica como um diferencial para atrair seus clientes. Porém, em um segundo momento, Edison e outros tornaram a energia elétrica muito mais versátil e valiosa viabilizando a introdução destas nas indústrias, iluminação pública e transportes como discutido em Hirsh (2002) e Wasik (2006).

Apesar de todas as conquistas que Thomas Edison já tinha alcançado, o grande catalisador para a estruturação das indústrias de Edison foi a junção de Samuel Insull a seus negócios em 1.892, Wasik (2006).

Insull era um homem de grandes idéias que se adaptava extremamente rápido à dinâmica do mercado e é reconhecido por suas inúmeras invenções e por colocar o sistema de indústrias de Edison em uma estrutura moderna.

Quando chegou da Inglaterra, Insull assumiu a presidência da pequena Chicago Edison, uma das muitas companhias que Edison tinha pelo país. Logo no início ele notou que poderia aumentar grandemente seus resultados caso conseguisse aumentar o que é conhecido como fator de carga (*load factor*) que é a razão entre o uso médio de energia, em base diária ou anual, e a carga máxima suportada no mesmo período. Após investir em equipamentos de medição, Insull descobriu que o pico de carga ocorria à noite quando os clientes utilizavam luzes incandescentes e que no restante do dia o sistema ficava ocioso. Assim, para otimizar seus ganhos, ele buscou clientes como casa de gelos, companhias de trilhos de trem e outras que tinham seu consumo em horário fora de pico, pois dessa forma ele reduziria a capacidade ociosa sem novo uso de capital e o aumento de seus custos marginais para obtenção de combustível seria compensado pelo maior consumo. De fato Insull aumentou drasticamente o fator de carga da companhia (Wasik ,2006) e (MacDonald ,2004).

No campo de geração Insull liderou a substituição dos sistemas baseados em pistão por turbinas que eram muito menores, mais simples mecanicamente e mais silenciosas que os baseados em pistão. Mais importantes ainda, essas turbinas a vapor poderiam ser construídas de forma a produzir mais energia proporcionalmente com menor investimento em material. Em outras palavras, ela exibia grande economia de escala, já que maiores unidades em eletricidade eram produzidas com um menor custo unitário (Wasik, 2006), (MacDonald, 2004) e (Hirsh, 2002).

Insull também deixou outras contribuições significativas como, por exemplo, a unificação do sistema de eletrificação rural e a compra de geradores baseados em corrente alternada com grande capacidade de geração adequando a empresa de Edison aos requerimentos futuros de demanda.

2.2.2 A Guerra das Correntes

Uma das conseqüências do incremento da demanda e do rápido avanço das tecnologias foi o aumento da competição setorial, que ficou conhecida como “Guerra das

Correntes” (*War of the Currents*). Thomas Edison, que defendia a utilização de corrente contínua e era responsável pela maioria da rede de distribuição dos Estados Unidos, tratava uma batalha com Nicola Tesla que propunha um sistema de geração, transmissão e uso baseado em corrente alternada a qual teria sua comercialização viabilizada através da Westinhouse, de George Westinhouse (O’Neil, 2007).

Tesla argumentava que a grande vantagem da corrente alternada era sua capacidade de transmissão a longas distâncias utilizando alta voltagem a qual seria reduzida à níveis menores usando transformadores. Edison, por outro lado, argumentava que a corrente alternada era extremamente perigosa inclusive podendo levar a acidentes fatais, como foi demonstrado pelo próprio Edison em experimentos com animais.

Nessa época começou a surgir a necessidade de construção de empreendimentos de maior porte, sendo o principal deles o realizado nas cataratas do Niagara. Para este empreendimento foram apresentados diversos projetos de geração de energia, entre os quais estavam as propostas de Edison, General Electrics e Tesla. A proposta de Tesla foi escolhida e o empreendimento foi finalizado com sucesso. Como consequência direta disso, a corrente alternada passou a substituir a corrente contínua em centrais de geração e transmissão aumentando consideravelmente a confiabilidade e eficiência dos sistemas de distribuição de energia da época (O’Neil , 2007) e (Munson, 2005).

2.3 Desenvolvimento de Monopólios e a Regulação Tradicional

No início do século XX, com a criação das primeiras usinas de geração de eletricidade de médio e grande porte, a energia elétrica começava a se consolidar como uma fonte de energia potencialmente melhor que as adotadas até o momento porque equipamentos industriais que utilizavam eletricidade além de mais silenciosos e menores, não exigiam grandes investimentos para aumentar sua capacidade produtiva. Também, com

o advento das lâmpadas elétricas, houve um incremento na demanda por eletricidade que foi impulsionado por grandes estabelecimentos comerciais e iluminação pública.

Entretanto, o relativamente alto risco relacionado com investimentos em empreendimentos de geração e restrições associadas com transmissão de eletricidade e sistemas de distribuição não viabilizava a popularização da eletricidade dentro de outros setores.

De fato, a forma como se iniciava a estruturação das primeiras empresas do setor e a posição estratégica que estas atividades ocupavam dentro da economia exigiu a adoção de uma postura intervencionista do governo como órgão regulador das atividades associadas com o setor, Joskow e Schnalensee (1983).

O governo exerceu papel determinante no desenvolvimento da indústria de eletricidade já que, além de regular tarifas de forma a proteger consumidores do efeito dos monopólios que começavam a se formar, ele viabilizou economia de escala por conta da verticalização das atividades do setor. Na maioria das vezes, esses monopólios eram formados pelos próprios governos que criavam grandes empresas estatais que acumulavam as atividades de geração, transmissão e distribuição, Sutherland (2003).

A justificativa por detrás das decisões de verticalização do setor era baseada no conceito de monopólios naturais, como discutido em maiores detalhes em Sutherland (2003). Monopólios naturais são caracterizados por uma curva de custos decrescente no tempo com o tamanho da empresa.

Particularmente, os ativos eram assumidos ter custos fixos elevados com baixo custo variável por consumidor. Baseado nesse conceito, o aumento da quantidade de consumidores de uma empresa traria uma redução do custo médio. Por conta disso, haveria maior benefício em criar empresas grandes que diversas empresas pequenas. Importante notar que a redução do custo médio está relacionada com a densidade de consumidores de uma região e não com a área demográfica em si.

A eficiência da estrutura construída para o setor estava condicionada a implantação de uma malha regulatória que incentivasse as empresas a minimizarem seus custos de forma a beneficiar o consumidor final.

Nos Estados Unidos, por exemplo, foi criado o comitê federal (Federal Energy Regulation - FERC) e comitês estaduais que tinham como atribuição definir regras e diretrizes para orientar as empresas do setor. As atividades de geração e distribuição eram reguladas pelos comitês estaduais e as regras eram baseadas em remuneração pelo custo do serviço. O FERC regulava transações de energia interestados incluindo transações de energia no mercado de atacado sobre linhas de transmissão.

As tarifas pagas pelos consumidores eram fixadas pelos comitês estaduais de forma a refletir o custo médio dos serviços relacionados com geração, distribuição e transmissão.

Essa política de regulação obteve êxito até meados da década de 60 já que ela viabilizou a construção de grandes empreendimentos de geração e transmissão trazendo uma economia de escala que refletiu em uma redução dos custos de serviços.

A redução dos custos que resultou em tarifas aplicadas aos consumidores finais decrescentes nesse período foi também função de uma melhora na tecnologia relacionada com as plantas de geração que ajudaram a incrementar a eficiência na maioria das localidades (Sutherland, 2003).

2.4 Reestruturação e Liberalização dos Mercados de Energia

A partir da segunda metade da década de 60, e mais fortemente nos anos 70, o aumento da inflação, o crescimento das taxas de juros e a forte elevação dos preços dos combustíveis fósseis penalizaram significativamente a construção de empreendimentos de

geração. Esses fatores, unidos a inúmeras dificuldades enfrentadas pelas usinas nucleares, trouxeram uma reversão na tendência de baixa das tarifas de energia (Sutherland, 2003).

A decisão de construir usinas nucleares inicialmente parecia atraente porque essas usinas aparentemente resolveriam o problema de poluição associados com a geração de usinas que utilizavam carvão. Também, estudos indicavam que os preços associados com a geração nuclear eram menores que os de usinas movidas a carvão (VanDoren, [s.d]). No entanto, o incremento do custo de capital impactou diretamente a viabilidade desses empreendimentos fazendo com que esse aumento de custos se refletisse nas tarifas de energia, (Hirsh, 1999).

O cenário de aumento de custos observado durante estas duas décadas deu subsídio para discussão de qual seria a melhor estrutura a ser adotada pelos setores de energia objetivando a otimização dos custos de forma a minimizar o impacto ao consumidor final. De forma particular, começou a ser questionado se de fato a regulação vigente era economicamente eficiente, e quais seriam as alternativas de substituição do modelo atual.

A principal crítica lançada contra a regulação tradicional é que ela não apresentava mecanismos que incentivassem a eficiência no fornecimento já que a remuneração era realizada com base nos custos de serviços e qualquer custo adicional era transferido aos consumidores, como argumentado em Sutherland (2003).

Segundo Hirsh (1999), a forma com que era feita a regulação tradicional fazia com que as decisões associadas com investimento de capital não fossem eficientes. Particularmente, como os custos eram de alguma forma repassados para os consumidores, o incentivo para minimização de custos e decisões com maiores apetites ao risco eram evitadas. Adicionalmente, a premissa de que a receita das empresas deveriam refletir seus custos de certa forma não incentiva investimento em inovação já que os excedentes de receita gerados pela redução dos custos são repassados de forma integral aos consumidores.

O aumento dos custos e a pressão gerada pelo lado da demanda fizeram com que os governos começassem a pensar em estruturas alternativas que pudessem incentivar a

minimização dos custos de forma a manter a confiabilidade do sistema e o atendimento a demanda.

Primeiramente, começou-se a questionar quais os efeitos exercidos pelos monopólios nas atividades relacionadas com o setor. Hirsh (1991) observou que a motivação inicial para a regulação das empresas do setor era mais consistente com escolha pública do conceito de monopólio natural. Ele explicou que no início do século XX, quando a intervenção estatal era quase inexistente, os gestores das empresas do setor de energia puderam persuadir os comissionários que companhias de eletricidade eram semelhantes às empresas de telefonia e deveriam estar sujeitas à regulação ao invés de competição. Também, a manutenção da política de regulação nos mercados de energia era resultado de um conflito de interesses onde os agentes maximizavam seu interesse próprio onerando o consumidor em alguns casos. Assim, a regulação da forma como era implementada tendia a proteger os interesses econômicos dos agentes de mercado da competição.

Chao (1999) e Sutherland (2003) argumentam que a literatura acadêmica começava a apresentar uma extensa discussão sobre benefícios ao consumidor que poderiam ser obtidos caso a atividade de geração estivesse situada em um ambiente competitivo. Essa competição no atacado traria um benefício potencial que seria extraído a partir do aumento da eficiência no fornecimento, já que em um ambiente competitivo as empresas seriam obrigadas a otimizar seus custos para gerarem suas receitas.

A proposta de desverticalização das empresas do setor, ocorrida a partir do terceiro quarto do século XX, de forma a separar as atividades de geração, transmissão e distribuição, não foi pioneira e nem exclusiva do setor de energia. De fato, o setor elétrico foi um dos últimos setores a sofrerem desregulamentação. A liberalização dos setores de aviação, transporte ferroviário, telefonia e bancário, experimentada no decorrer do século XX, já haviam trazido reduções de custos significativas que variavam de 25% até 80% como citado por Sutherland (2003, p. 14).

Enquanto que dentro do mundo acadêmico as discussões sobre reestruturação do setor de energia começavam a tomar forma, a implementação dessa nova visão era dependente do apoio das entidades reguladoras. Com a elevação dos custos de geração e a

conseqüente reversão da tendência de baixa das tarifas, os governos começaram a adotar uma postura mais marcante de forma a incentivar a construção de geradoras de energias baseadas em fontes alternativas.

Em 1978, o PURPA (*Public utility regulation policies act*) liberou a geração de energia de produtores independentes a taxas fixas que refletiriam os preços que seriam pagos às empresas estatais se elas mesmas tivessem construído esses empreendimentos. Com essa manobra, o governo abriu o mercado para novos geradores em uma tentativa de redução de geração baseada em combustíveis fósseis (Chao, 1999, VanDoren, [s.d] e Sutherland, 2003).

A entrada de outros agentes de geração dentro dos mercados foi essencial para que a reestruturação do setor fosse viabilizada. No entanto, existiam muitas questões que estavam ainda em aberto. Primeiramente, era necessário garantir a confiabilidade do sistema e o atendimento a demanda. Dessa forma, tinha que ser decidido se a geração de energia seria centrada ou descentralizada e, nesse caso, quais seriam os órgãos responsáveis pela operação.

Outro ponto importante era o papel da transmissão e distribuição de energia (T&D). Esses serviços deveriam continuar sendo regulados com regras que incentivassem a sustentabilidade entre a geração e a T&D (VanDoren, [s.d]). Por exemplo, restrições de transmissão limitavam a habilidade de geradores distantes competirem. Isso fazia com que alguns agentes pudessem exercer poder de mercado, de forma a movimentar os preços do mercado de atacado.

De fato, em muitas ocasiões, a regulação parcial é um processo mais complexo que a simples liberalização dos mercados ou a regulação tradicional já que é necessário definir fronteiras para os ambientes regulados e não regulados e especificar claramente as regras para as partes onde existe intersecção entre os setores. No processo de reestruturação da indústria de energia o principal desafio era implementar mecanismos que fornecessem incentivos para empresas aumentarem sua eficiência na gestão, porém mantendo o sistema confiável. Para a geração, o desafio era garantir competitividade no mercado reduzindo o

poder de mercado de agentes individuais e atraindo um maior número de agentes de geração.

Naturalmente, essas questões são inter relacionadas e fortemente dependentes de cada local específico. De fato, a reestruturação dos setores de energia ao redor do mundo foi implantada de forma particular para cada mercado de acordo com as especificidades de cada região. Muitos decidiram alocar o setor de geração dentro de um mercado competitivo enquanto mantendo T&D sob regulação de órgãos criados para esse fim. Outros países, ainda mantêm seus mercados regulados fornecendo subsídios para manter preços dentro de níveis aceitáveis. Uma discussão detalhada sobre a abordagem utilizada em diferentes países para implementar seus processos de reestruturação pode ser encontrada em Chao (1999).

A reestruturação dos setores de energia, a criação de bolsas para comercialização de eletricidade e o processo de “*commoditização*” da energia elétrica foram mais marcantes a partir dos anos 2000. Atualmente, muitos mercados ainda estão passando por seu processo de reestruturação. Adicionalmente, para a grande maioria dos países, o processo de adaptação desse novo conceito tem sido relativamente lento, fazendo com que a eficiência dos mecanismos criados ainda não tenha sido atingida.

É esperado que durante o decorrer do século XXI muitos mercados se desenvolvam de forma a criar mecanismos para pulverização de riscos e contratação eficiente de energia. Adicionalmente, questões relacionadas com a substituição da matriz energética por fontes de geração mais limpas têm estado em pauta e possui potencial gigantesco de desenvolvimento principalmente por conta de sua relação com geração de créditos de carbono. Também, o desenvolvimento de novas tecnologias de medição de consumo tende incrementar a eficiência dos setores de distribuição fazendo com que haja uma redução de custos que devem se refletir nas tarifas dos consumidores finais.

2.5 Considerações Finais

O entendimento da evolução dos principais mercados de energia é essencial para formar o arcabouço de ferramentas necessário para discussões mais específicas relacionadas com contratação de energia dentro de ambientes competitivos onde inúmeros fatores, nacionais e internacionais, tendem afetar a eficiência dos processos de gestão de riscos. De forma particular, os motivos econômicos e políticos que levaram à reestruturação dos setores de energia devem ser compreendidos para que análises e conclusões sejam projetadas dentro de um contexto lógico.

No caso específico do mercado brasileiro de energia elétrica, o processo de evolução se deu de forma diferente ao apresentado nesse capítulo por conta principalmente de características específicas relacionadas com cenário político e econômico. No capítulo seguinte é apresentada uma discussão detalhada sobre o mercado brasileiro de energia desde sua origem até seu processo de desregulamentação e reestruturação.

3 MERCADO BRASILEIRO DE ELETRICIDADE

Neste capítulo realiza-se uma análise do setor brasileiro de energia elétrica sob a ótica histórica, física, econômica e regulatória de forma a reunir e entender as principais características e desafios enfrentados pelos agentes que atuam nesse mercado. São discutidos os processos de formação do mercado, sua relação com a industrialização no Brasil, a questão de desenvolvimento e reestruturação do setor, as causas e o impacto do racionamento nos hábitos de consumo e nas diretrizes do setor e o novo ambiente institucional formado no pós-acionamento. Finaliza-se a seção com um balanço desse novo modelo institucional e uma discussão sobre prospectos futuros do setor.

3.1 Introdução

O surgimento do mercado brasileiro de eletricidade aconteceu quase que paralelamente aos mercados americano e europeu. No entanto, a estrutura de formação e os fatores que definiram as principais características do mercado brasileiro não foram os mesmos observados nestes mercados.

Em sua linha do tempo, o mercado nacional passou por um profundo processo de transformação que resultou em um mercado totalmente particular com características muito específicas.

Dentre as experiências vividas pelo setor, a que talvez mais chame atenção é o racionamento de energia ocorrido em meados de 2001 e 2002. Esse evento foi consequência de uma política pobre de investimentos em infra-estrutura e de uma combinação de eventos climáticos com baixa probabilidade de ocorrência (Watts, 2002).

Essa possível combinação de fatores, aparentemente não relacionados, que é observada em muitas facetas do mercado traz grande complexidade para as atividades de planejamento e gestão de riscos.

Outra questão é que o mercado ainda passa por um período de adaptação a novas regras e de geração de conhecimento, dado que o último grande marco institucional é datado de 2004. Por conta disso é notado certa discrepância na maneira com que agentes atuam no mercado. Os que possuem estrutura sólida de negócios preferem firmar contratos de longo prazos de forma a reduzir incerteza nos resultados por períodos mais extensos, enquanto outros agentes, os que são menos avessos ao risco, preferem operar no mercado de curto prazo ficando expostos à alta volatilidade dos preços em busca de oportunidades de ganho (Nascimento, 2007).

Existe também a influência de diretivas fundamentais que regem a dinâmica do mercado no longo prazo. A matriz energética que compõe o balanço de energia nacional tem sofrido alterações em sua composição ao longo do tempo o que faz com que os preços futuros sejam diferentes dos observados no histórico (Nascimento, 2007).

Do lado da demanda, eficiência energética, política cambial e dinâmica futura da economia podem afetar diretamente a liquidez do mercado e a estrutura de preços de mercado no longo prazo.

Fatores não controláveis, como alterações no cenário regulatório, podem impactar diretamente a contratação de energia, nos ambientes Livre e Regulado, tanto da visão de produtos comercializados, quanto sob a ótica de disponibilidade de energia futura no mercado.

Objetivando fornecer uma visão mais detalhada do setor elétrico brasileiro e de seus elementos essenciais será apresentado o processo de formação do mercado nacional até o estado atual.

Divide-se o restante do capítulo como segue. Na seção 3.2 é discutido o histórico da indústria de energia elétrica do ponto de vista físico e econômico enfatizando seus fatores motivantes. Na seção 3.3 é apresentada em maiores detalhes a questão da reestruturação do mercado, suas principais alterações e seu impacto nas atividades relacionadas com o mercado. Apresenta-se na seção 3.4 a questão específica do racionamento, suas causas, importância e implicações. Finalmente na seção 3.5 é abordada

a questão do pós-acionamento e do estado atual do mercado enfatizando a atividade de planejamento e comercialização.

3.2 A Industrialização no Brasil e a evolução do setor de Energia de 1880 à 1980

O processo de introdução da eletricidade no Brasil ocorreu nas duas últimas décadas finais do século XIX quase que de forma simultânea ao acontecido nos Estados Unidos e Europa. Porém, diferentemente do ocorrido nestes lugares, a demanda por energia no Brasil crescia de forma lenta e de acordo com a taxa de adaptação do país a mudanças que começavam a ser introduzidas pelos efeitos da Segunda Revolução Industrial, (Silva, 1976, cap. 4). Nesse momento a economia brasileira era dominada basicamente pela agricultura, enquanto a indústria exercia um papel inexpressivo na produção nacional.

Do ponto de vista social, novos padrões de consumo começavam a ser introduzidos por conta da influência da Europa. O consumo de energia era regido principalmente pela compra de bens de consumo de imigrantes europeus, aqueles que chegaram ao final do século XIX e início do XX, que trabalhavam no Brasil como importadores (Silva, 1976, cap. 4).

A geração de energia elétrica iniciou-se no final do século XIX quando foram organizadas as primeiras companhias e construídas as primeiras usinas hidrelétricas e pequenas centrais elétricas para atender, principalmente, antigos estabelecimentos industriais. Nas primeiras décadas do século XX a geração de energia sofreu um aumento efetivo por conta da expansão da economia primário exportadora e transformações econômico-sociais (Lourenzo, 1997).

Desta forma, em seu início, o desenvolvimento do setor energético nacional estava estritamente relacionado com fatores econômicos e com o processo de industrialização do país. Para entender melhor isto, é apresentado a seguir o impacto das transformações

ocorridas no país ao final do século XIX até a segunda ou terceira década do século XX sob uma ótica da indústria brasileira.

Com fim da escravatura e a conseqüente introdução do trabalho livre ao final do século XIX, houve grande impulsão da indústria nacional que, com o desenvolvimento de estradas de ferro, bancos, grandes comércios de importação e exportação e o início da mecanização das operações de beneficiamento da produção, geraram o acúmulo de capital necessário para a industrialização. Em paralelo, a expansão da lavoura cafeeira em Minas Gerais, Rio de Janeiro e São Paulo ajudaram a elevar a participação desses estados na indústria nacional. De fato, em meados de 1920 a soma da participação de São Paulo e Rio de Janeiro na indústria nacional era de cerca de 65% do total (Silva, 1976, cap. 4).

Segundo Silva (1976, cap. 4) a principal causa da industrialização não foi a substituição das importações, mas a disponibilidade de mão-de-obra qualificada dos imigrantes que foram atraídos pelo avanço do café fazendo com que o nascimento da indústria não tenha sido impulsionado pela demanda, mas pela criação de fábricas por conta de disponibilidade de mão-de-obra. Dessa forma, a estruturação do setor de energia e a urbanização seriam ao mesmo tempo meio, mas, principalmente, conseqüências da industrialização.

Por outro lado, Versiani e Barros (1977) atribuem à taxa de câmbio o desenvolvimento do processo de industrialização. Quando a moeda nacional estava depreciada, importar bens de consumo tornava-se mais caro incentivando assim a produção interna destes bens, ou seja, aumento da produção industrial. A sustentabilidade do processo era garantida pelos investimentos em aumento da capacidade instalada, em momentos de câmbio apreciado, através de importação de bens de capitais para as fábricas. Estas importações, denominadas surtos de investimento, asseguravam a produção durante os períodos de importações caras, os surtos de produção, e os lucros obtidos nos surtos de produção estimulavam novos surtos de investimento, dando continuidade a este ciclo.

Outras linhas de argumentação têm sido levantadas na literatura. As principais são a *Teoria dos choques adversos*, que entende que os choques das duas grandes guerras e da Grande Depressão de 1930 tiveram boa repercussão para a industrialização brasileira

fazendo com que a dinâmica da economia brasileira passasse da exógena (demanda externa) para a endógena (investimento industrial); a *Ótica da industrialização liderada pela expansão das exportações*, que define uma relação linear positiva entre o desempenho do setor exportador e o desenvolvimento industrial; a *Teoria do Capitalismo Tardio*, que defende que ocorreu um desenvolvimento capitalista na passagem do escravismo para o trabalho assalariado ocasionando uma relação positiva, mas não linear entre o setor exportador e o industrial: primeiro as crises do setor exportador afetam a indústria negativamente, mas depois positivamente, com a proteção do mercado interno pelo Governo; e a *Ótica da Industrialização promovida por políticas do Governo*, que visa contestar as afirmações usuais de que o papel do Estado no processo do desenvolvimento industrial, no período anterior a 1930, foi mínimo ou não significativo. Uma discussão mais detalhada sobre as diferentes óticas é feita em (Suzigan, 1986).

O processo de industrialização do país teve forte relação com o setor de energia brasileiro. Nos primeiros anos do século XX o grupo Light, que tinha sede no Canadá, iniciou a produção de eletricidade em larga escala no país. Particularmente, no ano de 1901 foi inaugurada a usina de Parnaíba que fornecia energia para a capital paulista (Lamarão, 1997). Na tabela 3.1 é apresentada uma lista das 11 primeiras usinas do Brasil e na tabela 3.2 as 9 usinas mais expressivas das duas primeiras décadas do século XX segundo o censo de 1920.

Tabela 3.1: 11 Primeiras usinas de energia elétrica do Brasil. Fonte: Censo de 1920.

Nome da Usina	Proprietária	Ano de Fundação	Município	UF	Potência (HP)	Fonte
Marmellos	Companhia Mineira de Eletricidade	1889	Juiz de Fora	MG	6.150,00	Hidráulica
Central	The South Brazilian Railway Co Limited	1889	Curitiba	PR	4.800,00	Hidráulica
	Companhia Flex Lux	1891	Porto Alegre	RS	3.230,00	Hidráulica
Salto Grande	Companhia Mogiana de Luz e Força	1897	Espírito Santo	SP	1.250,00	Térmica
Parnaíba	The Pernambuco Tramway Light and Power Co Limited	1901	Parnaíba	SP	21.500,00	Hidráulica
	B & M Barbará	1904	Uruguayana	RS	1.100,00	Térmica
Lavras	Companhia Campineira de Tração, Luz e Força	1904	Campinas	SP	5.000,00	Hidráulica
	The Pará Electric Railway and Lighting Co Limited	1905	Belém	PA	6.580,00	Térmica
Flores	Empresa Elétrica Bragantina	1905	Bragança	SP	1.500,00	Hidráulica
	Companhia Luz e Força de Guaratinguetá	1905	Guaratinguetá	SP	1.360,00	Hidráulica
Ribeirão das Lajes	The Rio de Janeiro Electric Railway and Lighting Co Limited	1906	Praia	RJ	60.000,00	Hidráulica
Total					112.470,00	

Ao final das duas primeiras décadas do século XX o setor elétrico e a indústria tinham peso expressivo na economia do Brasil. Nesse período, empresas como Paulista de Força e Luz, Companhia brasileira de Energia Elétrica e Cataguases-Leopoldina, todas de

capital privado nacional, exerciam papel importante no setor de energia como descrito em Lamarão (1997).

Durante a década de 20 a *Light* e a norte-americana *Amforp* centralizaram e concentraram grande parte das concessionárias de energia o que resultou na quase completa desnacionalização da indústria de eletricidade. Após a revolução de 1930, o Brasil, seguindo uma tendência mundial, iniciou um processo de estatização das empresas de eletricidade (Lamarão, 1997 e Iema et al, 2006). Getúlio Vargas, então presidente, baseado no cenário econômico doméstico implantou uma política preponderantemente nacionalista de forma a incentivar a exportação dos produtos gerados no país e suspensão de transferências para bancos estrangeiros (Iema et al, 2006).

Tabela 3.2: As nove usinas com maiores potências instaladas do país nas duas primeiras décadas do século XX. Fonte: Censo de 1920.

Nome da Usina	Proprietária	Ano de Fundação	UF	Potência (HP)	Fonte
Sorocaba	São Paulo Electric Co.	1911	SP	71.400	Hidráulica
Ribeirão das Lages	The Rio de Janeiro Tramway Light and Power Co Limited	1906	RJ	60.000	Hidráulica
Parnaíba	The São Paulo Tramway Light and Power Co Limited	1901	SP	21.500	Hidráulica
	Société Anonyme da Gaz de Rio de Janeiro	1912	RJ	30.000	Térmica
Itatinga	Cia Docas de Santos	1920	SP	20.000	Hidráulica
Alberto Torres	Cia Brasileira de Energia Elétrica	1908	RJ	18.000	Hidráulica
Bananeiras	Cia Brasileira de Tração, Luz e Força	1920	BA	15.600	Hidráulica
	The Pernambuco Tramway Light and Power Co Limited	1914	PE	14.000	Térmica
	The Pernambuco Tramway Light and Power Co Limited	1912	SP	13.600	Térmica
Total				264.100	

Vargas também criou os mecanismos necessários para repassar ao Estado o controle das questões relacionadas com energia. Em 1934 foi instituído O Código das Águas, que tinha como objetivo básico conceder ao governo federal o controle exclusivo dos aproveitamentos hidráulicos. Esse código também ditava novas regras para a remuneração das concessionárias de energia que passaram a ser remuneradas com base em 10% do capital investido (Pinto Jr. et al, 2007).

Durante o final da década de 30, com o início da segunda guerra mundial, surgiram alguns problemas relacionados com oferta de energia, principalmente as derivadas de petróleo. A oferta de eletricidade, a qual nesse momento era utilizada também para fins domésticos, iluminação pública e transporte, não conseguia acompanhar o crescimento da demanda que estava impulsionada pelo bom desempenho econômico do país (Iema et al, 2006).

Nesse momento, o Estado decidiu intervir e disciplinar melhor a produção e distribuição de energia elétrica que ainda se encontrava, em grande parte, sob domínio de empresas estrangeiras. Dessa forma, foi criado em 1939 o Conselho nacional de Águas e Energia Elétrica (CNA-EE), subordinado diretamente à presidência da república, que tinha como objetivo organizar planos, regulamentar o Código de Águas e eliminar quaisquer conflitos que eventualmente poderiam surgir com relação a sua aplicação, principalmente controvérsias entre concessionárias e poder concedente, Pinto Jr. et al (2007).

Posteriormente, foram criadas as primeiras grandes empresas estatais do setor como a CHESF (Companhia hidrelétrica do São Francisco) em 1945, e as centrais de Minas Gerais (CEMIG) 1952. Em 1957 foi criada as Centrais Elétricas de Furnas que comandou a construção de cinco grandes usinas (Iema et al, 2006).

Com a retomada de poder de Getúlio Vargas em 1951, foi apresentado, em 1954, um projeto para construção da Eletrobrás, empresa definida em âmbito nacional e que seria encarregada de realizar estudos e projetos, construir e operar usinas, linhas de transmissão e distribuição, bem como implantar a indústria pesada de material elétrico. Como descrito em (Lamarão, 1997) o projeto enfrentou a oposição de concessionárias estrangeiras, de grande parte do empresariado nacional e dos dirigentes de empresas estatais que temiam a concentração do poder na escala federal. O projeto foi sancionado em lei apenas em 1961, com vários vetos, após a criação do Ministério de Minas e Energia em 1960. Dentre as principais restrições estavam a participação da estatal na indústria de material elétrico pesado.

A Eletrobrás logo se consolidou dentro do setor, ancorada na Chesf e Furnas, e possibilitou a criação da usina hidrelétrica de Furnas, em 1963, evitando um colapso de energia nos estados de São Paulo e Rio de Janeiro como discutido em Lamarão (1997).

Ao longo da década de 60 e 70 foi dada continuidade ao processo de estatização do setor. Em 1964, após a implantação do governo militar, o Estado adquiriu a *Amforp* e passou a responder por 54% da potência instalada no país. Em 1979, o governo comprou a *Light* finalizando o processo de estatização do setor (Lamarão, 1997).

Nesse meio tempo foi construída a usina Binacional de Itaipu que representava 75% da geração nacional naquele período. Essa usina foi feita com base em um acordo bilateral entre Brasil e Paraguai.

Ocorreram também modificações relevantes na estrutura administrativa do setor. A Eletrobrás ficou responsável pela execução da política de energia elétrica da União, enquanto que ao departamento Nacional de Águas e Energia (DNAEE), constituído em 1965, foram atribuídas funções normativas e fiscalizadoras. Essas atribuições tinham por objetivo zelar pelo equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias e pela qualidade dos serviços prestados. O DNAEE também era responsável por supervisionar a exploração de recursos hídricos do país (Iema et al, 2006, Lamarão, 1997 e Pinto Jr. et al, 2007).

Foi lançado também o plano Nacional de Desenvolvimento que visava aproveitar o potencial hídrico do país (Lamarão, 1997). Em 1974 foi prevista a instalação de centrais nucleares pela Nuclebrás. Como argumentado no capítulo 2, a implantação de geração nuclear foi função principalmente do aumento nos preços dos combustíveis fósseis por conta do choque do Petróleo observados nas décadas de 70 e meados dos anos 80.

De fato, de 1973 a 1982 a potência instalada de geração no país cresceu 2,5 vezes (Lamarão, 1997). A expansão da oferta era necessária porque, apesar do crescimento industrial apresentar sinais de desaceleração ao final dos anos 70, as taxas de crescimento de demanda observadas para o setor de energia eram elevadas.

A evolução do setor do início do século XX até os primeiros anos do seu último quarto constitui o plano de fundo para estudar o processo de reformulação que o setor está passando nesses primeiros anos do século XXI. Especificamente, a estrutura do processo de industrialização observado no país na primeira metade do século XX foi fundamental para o desenvolvimento do setor de energia elétrica no país. Fortes investimentos em maquinário industrial, que utilizam eletricidade como fonte de energia, ajudaram a impulsionar a demanda por energia elétrica incentivando o investimento estrangeiro no setor.

Ao final do século XX o setor energético nacional, seguindo uma tendência mundial, passou por um processo de estatização que viabilizou a expansão do parque

gerador que ajudou a evitar colapsos de energia e formação de gargalos para o crescimento econômico. Esse processo criou novas regras para remuneração de empresas e formalizou entidades como o Ministério de Minas e Energia e a Eletrobrás que eram os responsáveis por definir a política energética e executá-la, respectivamente.

Após um longo período de crescimento e investimentos em construção de grandes empreendimentos, o país começava a passar por problemas econômicos advindos da crise do Petróleo e conseqüente aumento nos preços dos combustíveis.

3.3 A crise e a reestruturação do setor brasileiro de energia

Ao final dos anos 70, com a crise do Petróleo, houve um acentuado aumento nos preços dos combustíveis influenciando diretamente a inflação observada dentro do país. Também, a economia doméstica começava apresentar sinais de desaceleração motivada principalmente pela subida dos juros provocada pela crise mexicana de 1982 e conseqüente explosão da dívida externa que tinha sido gerada pela política de investimentos em infraestrutura realizada nas últimas décadas.

Preocupado com o efeito das subidas de preços na economia nacional, o governo começou a utilizar as tarifas de energia como instrumento antiinflacionário, de forma que as concessionárias de energia começaram a enfrentar problemas de receitas porque a remuneração anual se encontrava abaixo dos 10% estabelecidos em lei² (Lamarão, 1997).

No campo da geração, foi na década de 80 que ocorreu a inauguração de Itaipu e o início do programa nuclear brasileiro com a entrada, em 1985, das operações comerciais de Angra I. Entretanto, o acordo realizado entre o Brasil e o FMI (Fundo monetário internacional) em 1983 limitou a principal fonte de financiamento do setor elétrico, o que

² A lei 3.128 de 19 de março de 1941 fixava uma remuneração mínima para as concessionárias de energia de 10% ao ano.

acarretou em redução drástica de investimentos das empresas estatais em empreendimentos de geração de energia elétrica (Maud et al, 2004).

Do ponto de vista da transmissão e transporte de energia, foram criados grandes sistemas de transmissão em 440 e 500 kW e sofisticados sistema de operação e controle (Iema et al, 2006). No entanto, as restrições de financiamentos também impossibilitaram a expansão da malha de transmissão.

A demanda por energia apresentava elevadas taxas de crescimento desde a década de 60, o que começava a causar estreitamento do balanço sistêmico.

Na esfera política, haviam disputas entre governos federal e estaduais que foram acirradas após a criação da constituição, em 1988, por conta da extinção do Imposto Único sobre Energia Elétrica e transferência para os estados da arrecadação tributária com a instituição do ICMS (Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços) (Lamarão, 1997).

Essa queda de braços, aliada às manobras realizadas pelo governo para tentar controlar a inflação e ao desempenho da economia doméstica, gerou um desgaste entre os poderes federal e estadual. Particularmente, os problemas de receitas das concessionárias (estaduais) advindos da política tarifária federal fizeram com que muitas concessionárias se tornassem inadimplentes, gerando um problema em cascata no setor (Lamarão, 1997 e Iema et al, 2006). De fato, muitos blecautes foram observados durante o final da década de 80 e início dos anos 90. Também, o problema de receita das concessionárias, unido à dependência de capital internacional para investimento, fez com que ocorressem paralisações ou atrasos em muitas obras de geração.

A falta de recursos financeiros do governo para expandir o sistema elétrico nacional motivou um processo de reestruturação do setor que tinha como objetivos principais incorporar competição para elevar a eficiência do mercado de modo a diminuir os custos; desverticalizar as concessionárias de energia de forma a separar as atividades de geração, distribuição e transmissão; promover o livre acesso às redes de transmissão e distribuição; e introduzir a atividade de comercialização no setor. Conforme estava sendo

observado em outros mercados, como no americano e europeu, um ambiente competitivo na atividade de geração tende a incrementar a eficiência do setor de forma a trazer redução de custos (Mauad et al, 2004).

No entanto, não havia consenso na forma com que deveriam ser implementadas essas mudanças. As experiências advindas de outros países não eram totalmente aplicáveis ao setor elétrico brasileiro por conta de restrições regionais, físicas, jurídicas e políticas.

Por conta disso, a primeira ação tomada pelo governo federal foi, em 1993, autorizar a elaboração, por parte das concessionárias de energia, de uma proposta tarifária trianual a ser submetida ao DNAEE minimizando o controle do governo sobre as tarifas praticadas no mercado. A mudança do regime tarifário foi regulamentada pela Lei 8.631/93 que trouxe também outras alterações relevantes como a criação do Produtor Independente de Energia como uma nova modalidade de geração de energia elétrica (Maud et al, 2004).

Logo após, em julho de 1995 foi instituída a Lei 9.074 que definia o direito de acesso às linhas de transmissão e distribuição de energia. Essa Lei antecede a criação da figura do Cliente Livre que teria liberdade para comprar energia de quem oferece melhores preços, independente da concessionária onde ele estivesse conectado.

Nesse mesmo ano foi iniciado o Programa Nacional de Desestatização que tinha como meta incentivar a entrada de capital privado no setor, de forma a reduzir a força de mercado dos monopólios estatais. Esse programa incluía empresas como Eletrobrás, Chesf, Furnas, Eletronorte e Eletrosul.

O processo de desestatização das concessionárias de energia estava ancorado nas leis nº 8.987 de 13/02/1995 e nº 9.074 de 07/07/1995, conhecidas no setor elétrico como lei das concessões, que dispunham sobre o regime de concessão e permissão dos serviços públicos e outorga e prorrogação das concessões, respectivamente.

A lei 8.987 estabelece diretrizes para as concessões de forma a garantir as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade e

cortesia na prestação de serviços e também definir critérios de forma a incentivar a modicidade tarifária.

Por outro lado, a lei 9.074 descreve parâmetros para manutenção da qualidade técnica dos serviços prestados sujeitando a penalidades as concessionárias que descumprissem essas especificações.

Foi criada também uma estrutura de licitação de usinas, e iniciou-se a reorganização de órgãos reguladores e de planejamento. Em 1997, foi contratada uma consultoria inglesa, Coopers & Lybrand, para auxiliar na reformulação do setor elétrico brasileiro. Essa consultoria propôs a criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE) e do Operador Nacional do Sistema (ONS), como discutido em MAUAD et al (2004). O MAE tinha como função fixar um preço referência para a energia vendida através de contratos bilaterais entre empresas geradoras e distribuidoras em substituição ao regime de tarifas vigentes até então. O ONS, por outro lado, é um órgão autônomo, sem fins lucrativos, que tem por atribuições coordenar, agendar, controlar a operação dos empreendimentos de geração e transmissão do SIN (Sistema Interligado Nacional), além de ser responsável pelo despacho físico das usinas de forma a operar o sistema a mínimo custo com nível de confiabilidade pré-fixado.

A ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), que já tinha sido criada em 1996 pela Lei 9.427/96, teve suas funções regulamentadas apenas a partir de 1997 com o Decreto 2.335/97. Em sua concepção, essa agência possui grande autonomia administrativa e receita própria, e seus dirigentes são indicados pelo Presidente da República e aprovados pelo Senado Federal com mandato de até quatro anos. Esse novo órgão regulador foi criado como uma autarquia especial e passou a incorporar as antigas atribuições do DNAEE e algumas advindas do MME e ELETROBRÁS. Essas atribuições estavam relacionadas principalmente com a responsabilidade de implementar o cenário regulatório necessário para viabilizar a reestruturação do setor de forma a incentivar a modicidade tarifária, aprovar os preços definidos pelo MAE, supervisionar as atividades do ONS e resolver eventuais controvérsias entre agentes do setor (Mauad et al, 2004).

O novo modelo que começava a ser formado para o setor elétrico tinha como alicerce principal a separação das atividades de geração, distribuição, transmissão e comercialização, sendo que a última foi criada para atender a necessidade de injeção de competitividade dentro do mercado.

Dentro desse novo conceito, cabe a ANEEL garantir a livre concorrência e coibir os abusos, objetivando atender os interesses sociais e incentivar o desenvolvimento da estrutura energética do país, de forma a garantir segurança e confiabilidade ao sistema.

Enquanto o processo de reestruturação do setor contemplava uma estrutura institucional robusta que fez com que a desverticalização dos monopólios estatais fosse realizada de maneira eficiente, o período de transição entre os modelos não foi realizado de forma ótima. No decorrer das privatizações realizadas durante a década de 90 os investimentos governamentais em expansão da geração e transmissão foram insuficientes. Com o crescimento da demanda, a relativamente restrita evolução da oferta resultou em estreitamento do balanço sistêmico aumentando a fragilidade do sistema a cenários hidrológicos desfavoráveis. Essa combinação de fatores foi o plano de fundo do racionamento de energia observado em 2001, Mauad et al (2004).

3.4 Racionamento de Energia

Para entender os motivos do racionamento de energia de 2001 é necessário estudar o sistema energético nacional através das óticas política, econômica, institucional e física.

Do ponto de vista institucional, conforme foi discutido em maiores detalhes na seção anterior, o setor passava por um denso processo de reestruturação onde as principais alterações foram as separações das atividades de geração, distribuição e transmissão e a inserção da atividade de comercialização.

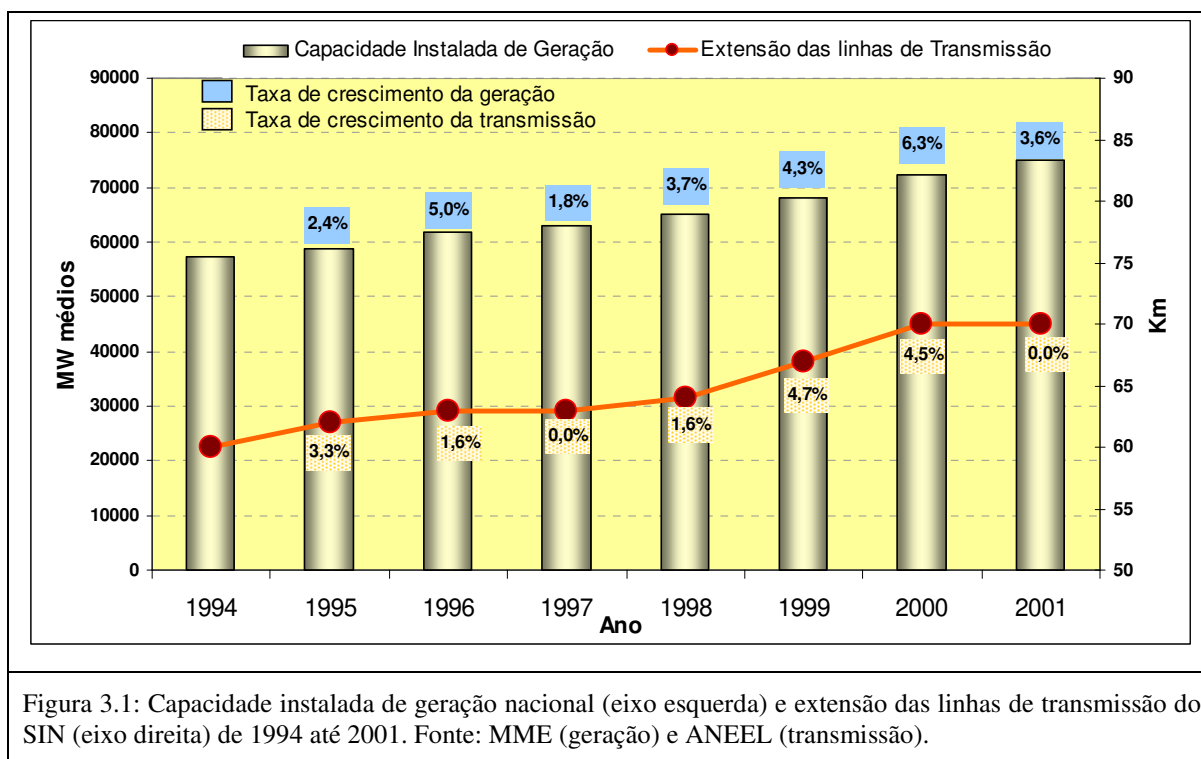
No contexto econômico internacional a década de 90 vivenciou duas grandes crises que tiveram fortes repercussões na economia dos países emergentes. A crise do

México em 1995 e a crise da Ásia em 1997. A primeira, conhecida também como “efeito tequila”, foi causada pela fuga em massa de divisas devido à super valorização do peso mexicano. Por outro lado, a crise da Ásia teve como fatores motivantes gestão superficial de risco e política cambial ineficiente, vide (Foley, 2000 e Andrade et al, 1999) para maiores detalhes.

Essas crises cambiais fizeram com que o governo federal, em conjunto com o banco central, implantasse mecanismos para blindar a economia nacional. A subida dos juros, a captação de recursos externa e a finalização do regime de câmbio flutuante com conseqüente valorização do real trouxeram significativas modificações à estrutura de financiamento das empresas dificultando também novos investimentos, principalmente em grandes empreendimentos relacionados com infra-estrutura. No caso particular do setor de energia, a acentuada valorização do real fez com que o governo controlasse as tarifas de energia no varejo de maneira a manter a inflação em níveis aceitáveis (Smith, 2003). Adicionalmente, o fortalecimento do real e a elevação dos juros trouxeram aumento acentuado das dívidas das empresas do setor que tinham, na sua maioria, suas dívidas indexadas em dólar. Esse cenário de câmbio flutuante causou também redução significativa em investimentos de infra-estrutura, principalmente em empreendimentos de geração e transmissão de energia, já que disponibilidade de fontes financiadoras era limitada e incertezas e riscos elevados. Para o setor elétrico esse cenário foi agravado por conta da crise de confiança gerada pela falência da ENRON em 2001, nos Estados Unidos, conseqüência de distorções nos dados contábeis na empresa o que fez com que investidores se afastassem do setor elétrico (Correia et al, 2006).

Também, o processo de reestruturação do setor mascarava em parte o déficit estrutural do sistema já que um dos objetivos da privatização das empresas era atração de recursos privados, que até então eram modestos, para serem utilizados na expansão e melhoria do sistema. De fato, a falta de recursos alocados para o setor de energia era evidente ao final de 1995, momento em que havia mais de 50 obras paralisadas em empreendimentos de geração (Brasil, 2002).

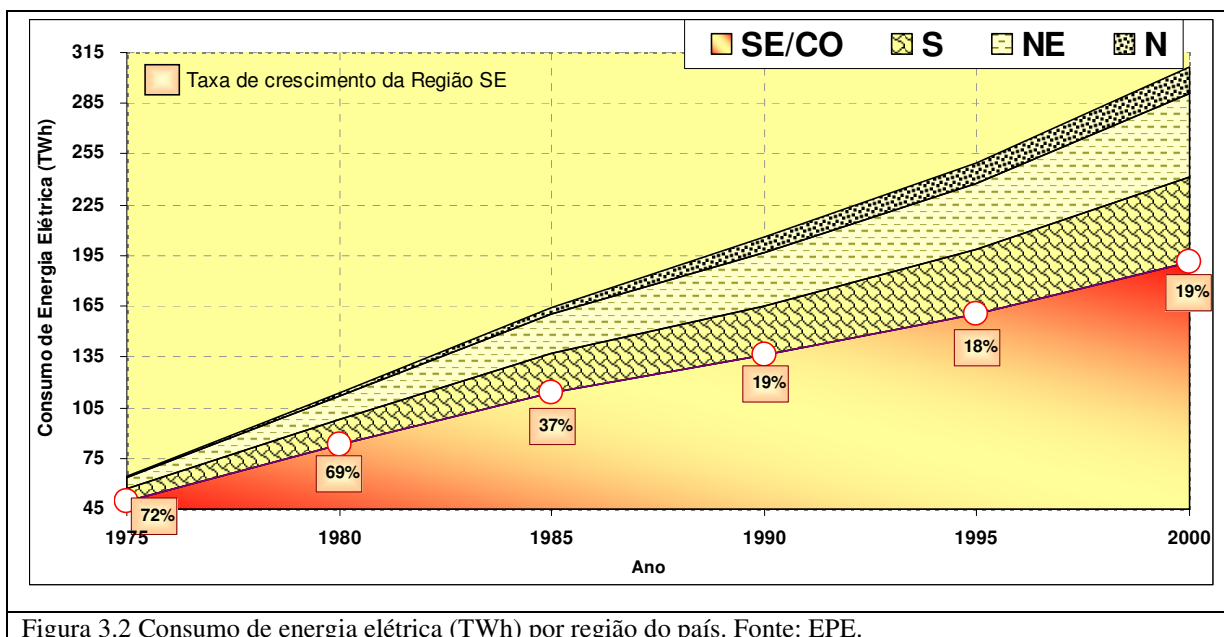
Com a privatização do setor, parte da captação financeira foi alocada para expansão da malha de transmissão e expansão da geração. O crescimento da capacidade instalada nacional e a extensão do sistema de transmissão no período de 1994 a 2001 no SIN são apresentados na figura 3.1.



Com relação à expansão destaca-se a instituição do Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT) em 24 de fevereiro de 2000 e a portaria 43 de 25 de fevereiro de 2005 que incentivava como fonte principal para as termelétricas o gás natural. Na transmissão foi inaugurada a primeira etapa da interligação Norte-Sul que representava um passo fundamental na integração elétrica do país.

Apesar do sistema ter conseguido ampliar sua capacidade instalada em cerca de 2,5 Itaipu de 1995 a 2001 com investimentos da ordem de 34 bilhões nesse período (BRASIL, 2002), as taxas de crescimento elevadas da demanda ainda se sobrepunham sobre a evolução da oferta. O crescimento da demanda de 1970 até 2000 por região do país é apresentado na figura 3.2. Observe que para as regiões SE/CO o crescimento da demanda na década de 90 foi de aproximadamente 4% ao ano causando um estreitamento do balanço

sistêmico nessa região porque a expansão da geração era dada principalmente em outras partes do país.



O estreitamento do balanço sistêmico exige que a operação do sistema seja feita de maneira mais eficiente. Com o balanço equilibrado, um sistema preponderantemente hidráulico começa a depender mais fortemente de aspectos regionais, como perfil de afluência e distribuição da carga entre as regiões do país, e também da malha de transmissão que interliga o sistema como um todo. A participação das regiões no consumo de energia elétrica nacional e as matrizes energéticas do Brasil nos anos de 2000 e 2007 são apresentadas na tabela 3.3.

Tabela 3.3: Consumo de energia elétrica (%) por região do país de 1970 até 2000 (quadro a esquerdo) e matriz energética nacional nos anos de 2000 e 2007 (quadro a direita) . Fonte: EPE.

Ano	SE/CO	S	NE	N	Fontes	2000	2007
1970	79,5%	9,7%	9,5%	1,3%	Gás Natural	0,79%	3,32%
1975	76,0%	11,5%	10,6%	1,9%	Derivados de Petróleo	3,20%	2,78%
1980	72,9%	12,6%	12,3%	2,2%	Nuclear	1,70%	2,55%
1985	69,5%	13,8%	14,7%	2,1%	Carvão e Derivados	2,15%	1,64%
1990	66,0%	14,2%	15,5%	4,3%	Hidráulica	86,69%	76,98%
1995	64,2%	15,2%	15,6%	5,0%	Biomassa	0,79%	4,14%
2000	62,4%	16,3%	16,2%	5,1%	Outros	4,67%	
					Importação		8,47%
					Eólica		0,12%
					Total	100%	100%

De 1990 a 2000 mais de 60% do consumo do país estava concentrado na região Sudeste e Centro Oeste do país. A capacidade instalada nessa região era aproximadamente o dobro da demanda de energia (Smith, 2003).

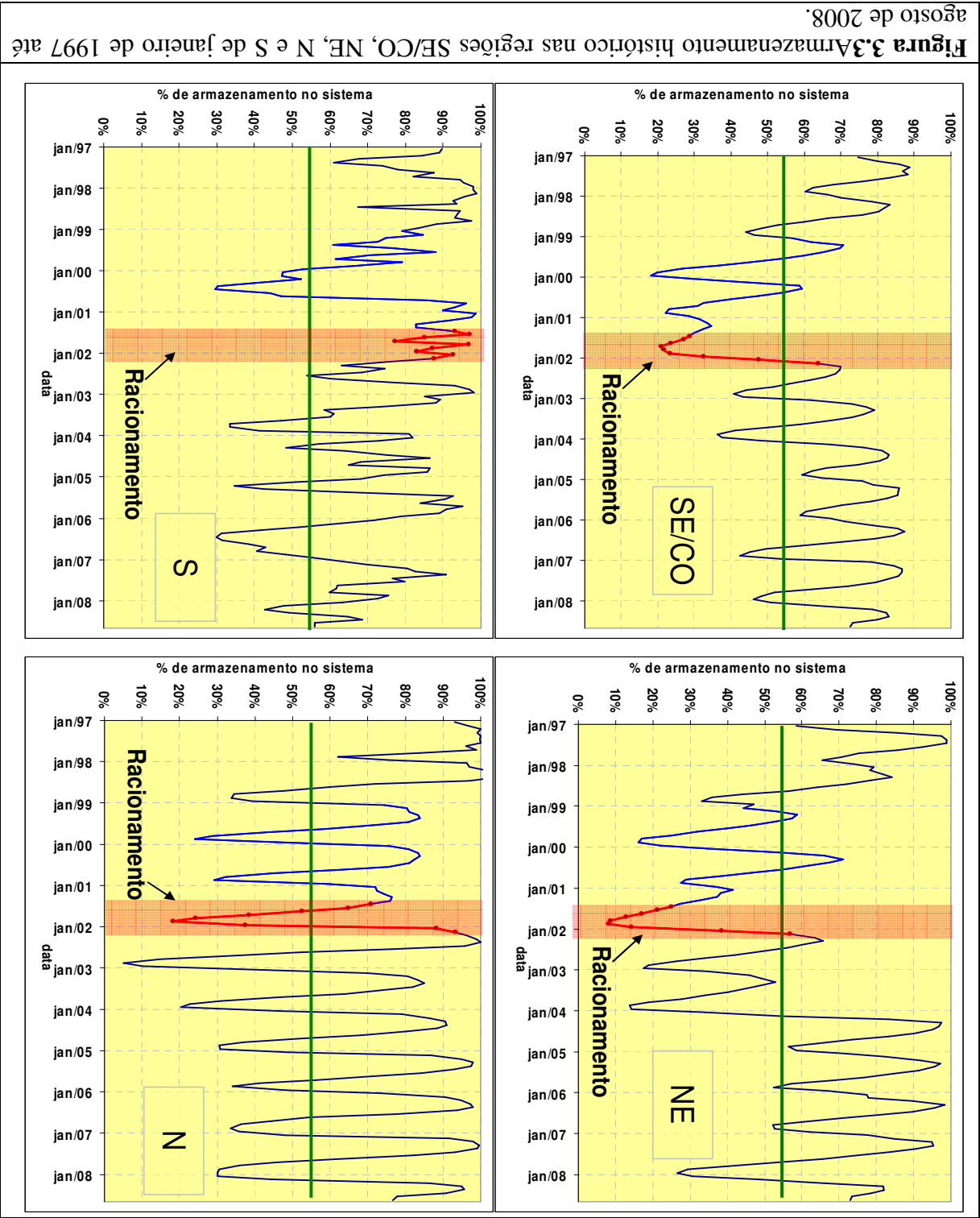
No entanto, essa capacidade de geração não era suficientemente grande para absorver ao mesmo tempo flutuações na afluência devido ao perfil das chuvas e a evolução da demanda no horário de pico de consumo (Smith, 2003). Isso fazia com que reservatórios operassem em níveis mais baixos que os sugeridos. Em anos com farta afluência nenhum problema era observado, no entanto, em anos secos como o de 2001 os níveis de armazenamento não foram suficientes para atender aos requisitos de energia fazendo com que fosse necessário decretar o racionamento de energia.

O problema de armazenamento de energia iniciou-se na região Nordeste que enfrentava uma forte estiagem. Isso fez com que os níveis dos reservatórios sofressem forte redução. Para atender a demanda de energia nessa região fez-se necessário transferir energia das outras regiões, principalmente da região Sudeste, e complementar o balanço com usinas termelétricas.

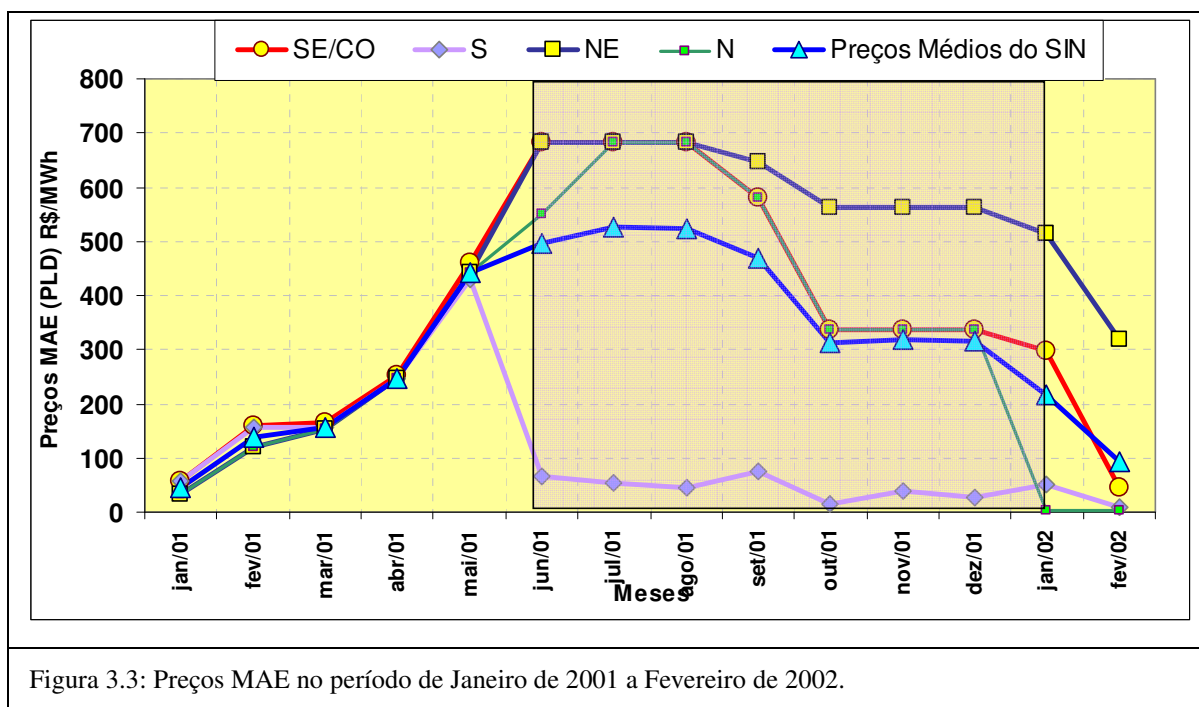
Desse modo, houve também diminuição dos níveis de reservatórios da região Sudeste e Centro oeste. O período típico de chuvas nas regiões Sudeste e Centro Oeste são de dezembro a março podendo haver alguma antecipação ou atraso. Particularmente no ano de 2001, a afluência observada não foi suficiente para fazer com que os reservatórios retornassem a seus níveis normais de operação.

Na região Norte, exportadora de energia, os níveis de reservatórios também não se encontravam em níveis elevados. Por outro lado, na região Sul os níveis de reservatórios se encontravam elevados, no entanto, as restrições de intercâmbio de energia entre regiões fizeram com que a energia transferida do Sul para o Sudeste não fosse suficiente para complementar os níveis dos reservatórios da região Sudeste. A figura 3.3 apresenta o histórico de armazenamento do sistema de 1997 a 2008. Importante observar que os níveis armazenados no ano de 2001 foram os menores de todo o histórico. Também, a partir de 1998 houve uma redução no nível médio anual de armazenamento causado pela insuficiente

expansão da oferta, o que fez com que os níveis armazenados ficassem boa parte do tempo abaixo dos 55% sugeridos para absorver afliência em anos secos (Smith, 2003).



Assim o governo, observando a finalização do período de chuvas na região Sudeste com os reservatórios apresentando níveis de armazenamento reduzidos, foi obrigado a decretar corte de carga em junho de 2001, o Racionamento, com o objetivo de evitar a indisponibilidade futura de energia no país.



Do ponto de vista operacional do SIN o racionamento culminou no acionamento de todas as usinas termelétricas disponíveis no sistema com o objetivo de proteger os níveis dos reservatórios. Isso fez com que nesse período os preços do mercado à vista (preços MAE) atingissem R\$ 684,00/MWh em alguns submercados, vide figura 3.4. Observe que os preços do submercado Sul eram reduzidos refletindo os níveis elevados de reservatório nesse subsistema.

Sob a visão da demanda, a restrição de fornecimento de energia foi mais severa nas regiões Sudeste e Centro Oeste, onde havia maior concentração de consumo com um pesado parque industrial.

O racionamento de energia veio acompanhado de diversas medidas políticas e institucionais que visavam dar diretrizes para o setor nesse momento. Em 15 de maio de

2001 foi criada a Câmara de Gestão de Energia Elétrica (CGCE) através da Medida Provisória 2.147 de mesma data. Essa MP foi reeditada várias vezes até a MP 2.148-5, de agosto de 2001.

Esta Câmara respondia diretamente à Presidência da República e tinha poderes que extrapolavam a competência da ANEEL, podendo inclusive tomar decisões de exclusividade executiva, com vigência imediata, para evitar o colapso de energia.

As atribuições fixadas a CGCE tinham como fundamento fornecer a agilidade necessária para enfrentar o problema de suprimento de energia de forma imediata. Dessa maneira, a CGCE tinha autonomia para criar os mecanismos necessários para estabelecer limites de uso e fornecimento de energia, promover a suspensão ou interrupção dos serviços aos usuários e fixar regime de tarifas especial sobre os serviços.

A fixação de limites de consumo e as regras para interrupção de fornecimento eram diferenciadas entre classes de consumo. Para consumidores residenciais a meta era baseada na média de consumo dos meses de maio, junho e julho de 2000 e correspondia a um corte de 20% no consumo caso essa média fosse inferior à 100 KWh. Na ocorrência de primeiro descumprimento da meta a residência receberia um aviso e na segunda vez sofreria interrupção de suprimento de 1 a três dias. Nas ocorrências subseqüentes a interrupção seria de 4 a 6 dias. Com relação ao regime de tarifas, esses consumidores pagavam preços diferenciados, que poderiam chegar a 200% do valor afixado pela ANEEL, para consumo acima de limiares específicos.

Nas classes comerciais e industriais, e outras pertencentes ao grupo B de consumo, as metas de redução também eram baseadas na média de consumo dos meses de maio, junho e julho de 2000. Para as indústrias alimentícias, vestuário e têxteis e automobilística os cortes eram de 15%. Para as indústrias química, petroquímica, mineração, siderurgia, papel e celulose, madeiras e fundição a meta de redução era de 20%. Para produtores de metais não ferrosos, gases industriais e cimento a redução era de 25%.

Para esses consumidores pertencentes ao grupo B, caso o consumo fosse inferior a meta, o saldo resultante seria acumulado e poderia ser utilizado posteriormente. Na observância de descumprimento da meta, o excedente de consumo deveria ser liquidado ao preço de curto prazo vigente no MAE que naquele período se encontravam em patamares elevados como poder ser visto na figura 3.4. Também, empresas que descumprissem as metas de racionamento estavam sujeitas à interrupção de fornecimento de energia. Essas metas e as regras para interrupção de energia foram modificadas diversas vezes durante o período do racionamento de acordo com o perfil de consumo do país e períodos de aumento de demanda como o carnaval.

O racionamento de energia trouxe consequências severas para o país do ponto de vista econômico. Segundo Smith (2003), boa parte da redução de 91 bilhões no PIB de 2001 com relação ao de 2000 pode ser atribuído ao racionamento de energia. Com o corte de consumo muitas empresas foram obrigadas a cancelar expansões e frear seus níveis de produção. Adicionalmente, os efeitos combinados do racionamento com a declaração de déficit da Argentina em 2001 fizeram com que houvesse redução da exportação e quebras de acordo comerciais entre o Brasil e seu principal parceiro comercial na América latina.

Dentro das empresas do setor os resultados não foram mais animadores. O corte de carga dos consumidores fez com que houvesse redução proporcional na receita das distribuidoras as quais já eram penalizadas pelo efeito de liquidação das sobras e déficits ao PLD. As geradoras hidráulicas também foram penalizadas por gerarem menos que sua energia assegurada necessitando, assim, comprar ao PLD a diferença entre sua geração e as quantidades vendidas.

O prejuízo acumulado do setor levou à assinatura de um Acordo Geral do Setor Elétrico estabelecido na Medida Provisória nº 14 de 21 de dezembro de 2001 e aprovado pela Lei no 10.438 de 26 de Abril de 2002. Esse acordo tinha como objetivo reduzir os danos causados à receita das companhias já que, o racionamento de energia acarretou em alteração no volume de energia dos contratos iniciais, firmados no final da década de 90 anteriormente ao processo de privatização do setor (Gaul et al, 2004).

No caso particular das companhias distribuidoras, essa Lei garantia que os prejuízos capturados nesse período devido aos efeitos do racionamento seriam compensados em reajustes tarifários futuros através da incorporação da RTE (Recomposição Tarifária Extraordinária) na tarifa objetivando manter a saúde financeira dessas empresas. A tarifa de uma distribuidora de energia é dita ser composta por duas parcelas, A e B ³. A parcela A reflete os custos não gerenciáveis das distribuidoras referentes à compra de energia e encargos setoriais. Na parcela B estão os custos gerenciáveis como, por exemplo, material, serviços e remuneração. Assim, a Lei 10.438, assegurava que a soma da parcela A de uma distribuidora seria comparada com um custo de referência e essas diferenças seriam incorporadas nas revisões tarifárias futuras (Gaul et al, 2004).

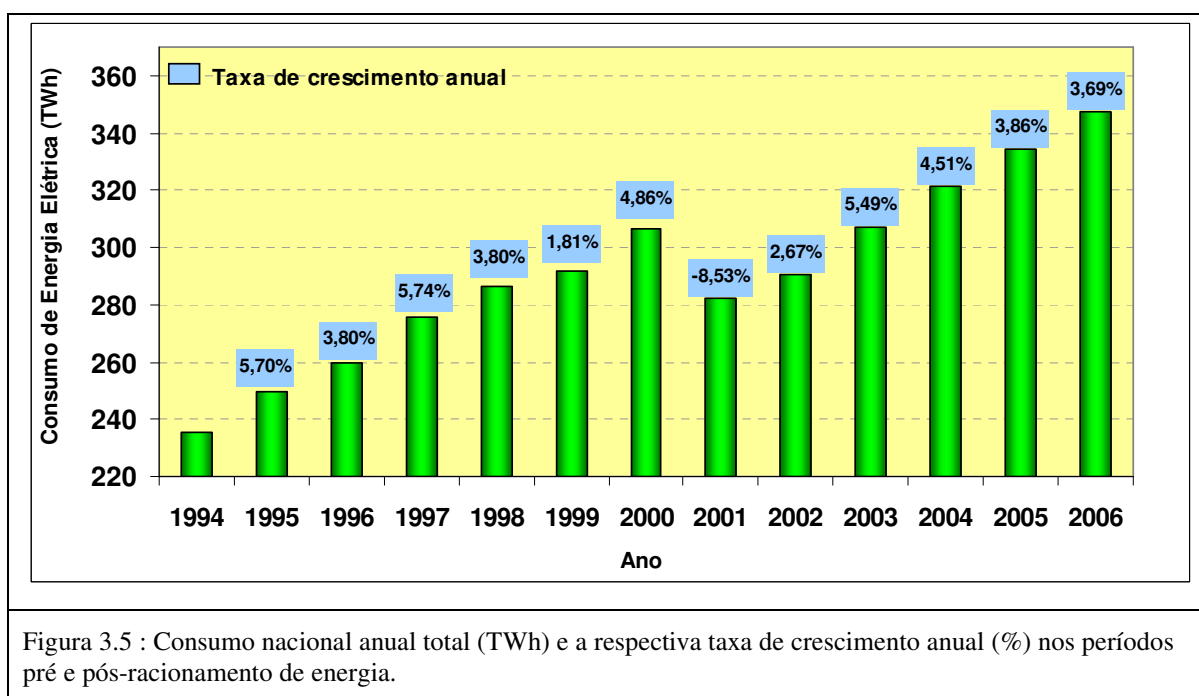
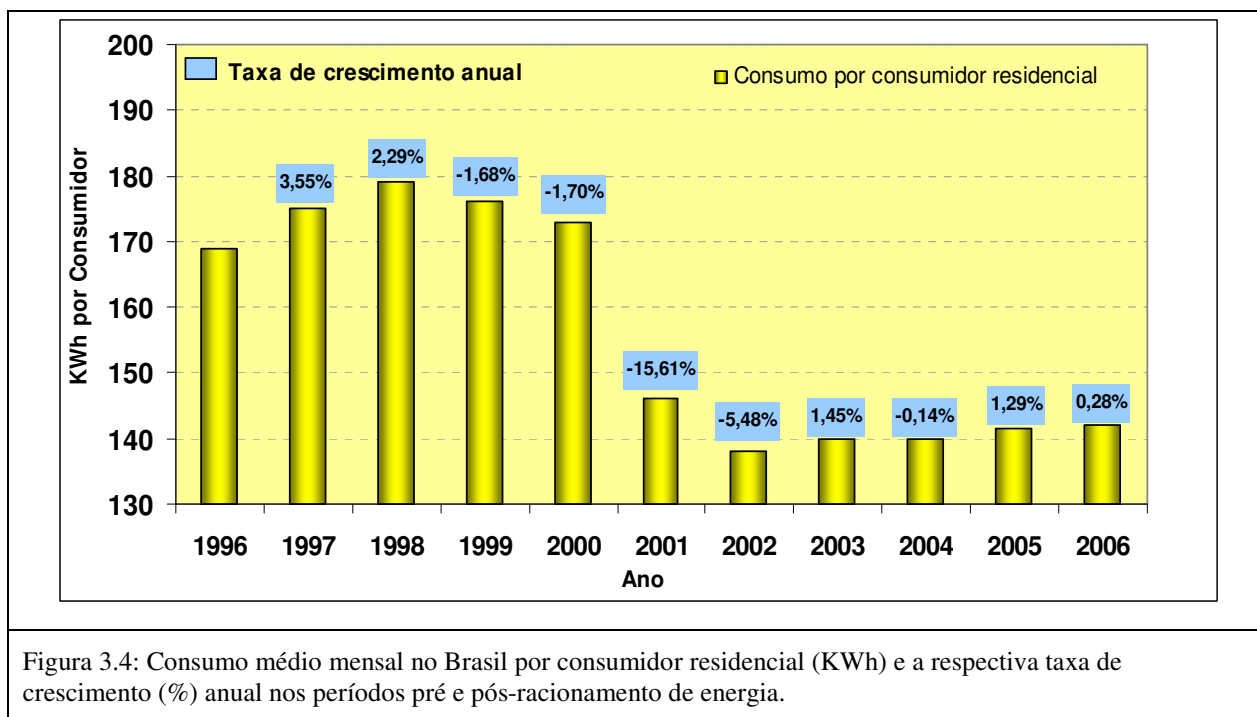
O Racionamento de energia foi finalizado em fevereiro de 2002 quando os níveis dos reservatórios já haviam atingido patamares normais para operação. Apesar de seus efeitos danosos, esse evento trouxe também um impacto positivo no que diz respeito à melhoria da eficiência energética no setor. Houve mudanças profundas no consumo residencial que foram dadas tanto pela substituição de aparelhos eletrodomésticos e eletroeletrônicos, quanto pela mudança de hábito de consumo herdada do racionamento.

Na indústria e grandes comércios houve investimentos maciços em geradores de energia baseados em óleo combustível para assegurar disponibilidade de suprimento em momentos de escassez de energia. Também, iniciou-se um processo de substituição gradual do maquinário eletro-intensivo por aqueles mais eficientes. Dentro dos comércios o nível de consumo dos aparelhos de condicionamento de ar passava a ser relevante no momento da compra.

Como pode ser visto na figura 3.5, essas mudanças estruturais trouxeram uma redução na taxa de crescimento do consumo médio por consumidor residencial que persiste até o momento. O consumo nacional total também sofreu queda de cerca de 8,5% no ano

³ No processo de revisão tarifária das distribuidoras existe ainda mais um termo que é denominado Fator X o qual é um multiplicador, calculado pela ANEEL para cada distribuidora, e controla a taxa de atualização financeira das tarifas como um percentual do IGP-M. O cálculo do Fator X é baseado no IASC (Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor), o qual reflete os ganhos de produtividade das concessionárias, e a variação da despesa com mão-de-obra.

em que foi decretado o racionamento, vide figura 3.6. Nos anos subsequentes o crescimento observado foi função do crescimento vegetativo, por conta de programas de universalização de consumo, e expansão de produção industrial, que foi mais acentuada a partir de 2005.



Os diagnósticos realizados sobre o racionamento de energia apontavam como principais motivos o atraso de obras e a não construção de novos empreendimentos de geração adicional, advindos de uma política pobre em investimentos, unidos ao crescimento excessivo da demanda e hidrologia desfavorável (parecer escrito por uma Comissão criada por decreto presidencial em 22 de maio de 2001 e publicado na página 4 da seção 1 do Diário Oficial nº 99-E, de 23 de maio de 2001).

A constatação de esgotamento da capacidade de investimento do modelo vigente unida a mudança de governo ocorrida em 2002, levou o governo a iniciar, em 2003, a construção de um novo Modelo Institucional para o setor elétrico baseado em conceitos de mercados diferentes do anterior.

3.5 O novo modelo institucional do setor elétrico

Esse novo modelo tem três objetivos principais: garantir a segurança no suprimento da energia elétrica, atingir a modicidade tarifária e promover a inserção social. O primeiro está relacionado com o efetivo monitoramento das condições de atendimento, a reestruturação do planejamento setorial e a formulação de um ambiente favorável para investimento, principalmente privado, incentivando a contratação de longo prazo e permitindo ao mercado definir preços de referência para a energia. A modicidade tarifária seria atingida com base em efetiva competição na geração que seria viabilizada pela desverticalização da distribuição, sinalização de preços advinda do Ambiente de Contratação Livre e contratação eficiente nos segmentos regulados de forma a separar energia existente e obrigar compra pela menor tarifa (Guerreiro, 2006 e Gaul et al, 2004).

Após a redução do ambiente de incertezas que cercava o processo de substituição presidencial de 2002, foram aprovadas em março de 2004 no Senado e na Câmara de Deputados as Medidas Provisórias 144 e 145 as quais foram convertidas nas Leis 10.848 e 10.847. A primeira Lei autoriza a criação da EPE (Empresa de Pesquisa Energética) a qual tem por atribuições principais converter as políticas e diretrizes energéticas fornecidas pelo governo, através do Ministério de Minas e Energia, em estudos de longo prazo objetivando

construir o plano de expansão do setor, definir inventários de projetos candidatos, mensurar o potencial hidrelétrico e termelétrico e a viabilidade de novas fontes renováveis, implementar o programa de licitações, fornecer informações para monitoramento e antecipar a evolução da demanda de energia no longo prazo (Guerreiro, 2006).

A Lei 10.847 dispõe sobre regras para a comercialização de energia elétrica no contexto do novo modelo. Essa Lei foi regulamentada pelo decreto 5.163 de julho de 2004. Esse decreto trouxe mudanças significativas para praticamente todos os agentes do mercado, pois delimitou de forma clara os limites para contratação de energia no setor. No caso da distribuição, por exemplo, o universo de contratação de energia foi vinculada às previsões de mercado.

De fato, o decreto 5.163 regulamentou a separação dos ambientes onde poderia ser comercializada energia. Houve a criação do ACR (Ambiente de Contratação de Regulada), onde a contratação é feita via leilão público entre distribuidores e geradores e sujeita a regras instituídas pelo órgão regulador e diretrizes governamentais, e o ACL (Ambiente de Contratação Livre), onde geradoras e comercializadoras podem comercializar energia livremente através de contratos bilaterais e vender energia, através da mesma modalidade de contratos, para os Clientes Livres.

Esse decreto também criou mecanismos para que fosse feita substituição de contratação de curto prazo por contratação de longo prazo de maneira a diminuir a volatilidade do mercado de preços e criar um mercado de contratos de longo termo, os quais poderiam ser utilizados como garantia junto ao sistema financeiro. Em especial, foram incentivados os PPA's (Power Purchasing Agreements), que eram uma espécie de contrato bilateral de longo prazo que tinham como objetivo garantir a compra por parte das distribuidoras da produção de uma usina. Dentre esses mecanismos está a obrigatoriedade de contratação para cobrir 100% do requisito de energia dos agentes, ou seja, apresentação de lastro contratual para o requisito de energia (Correia et al, 2006).

Também, com a criação do Comitê para Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) em 2003, foi obtida a desenvoltura necessária para realizar acompanhamento da

evolução da oferta e demanda e a liberdade para tomada de medidas preventivas para ajustar os níveis de segurança do sistema a patamares adequados (Correia et al, 2006).

Com relação à expansão da oferta foram realizadas modificações que tinham por objetivo dar dinamismo ao processo de construção de usinas de maneira a garantir competitividade, minimização de atrasos e paralisações e redução do risco no investimento. Adicionalmente, o Estado passou novamente a assumir papel essencial como financiador da expansão, garantindo a viabilização de “Projetos Estruturantes”, que são grandes empreendimentos de geração ou transmissão extremamente necessários para o sistema e de pouca atratividade ou alto risco para ser assumido por investidores privados.

Dentre essas alterações, destacam-se a exigência de licenças prévias ambientais para que novos empreendimentos possam participar do processo de licitação, a criação de *Pools* de distribuidores, onde a venda de energia dos geradores para os distribuidores é feita através de leilões, e a separação de leilões para venda de energia advinda de empreendimentos existentes e novos empreendimentos de geração (Correia, 2006).

A exigência de licença prévia reduz significativamente o risco de atraso das obras de geração trazendo aumento na eficiência do processo de expansão principalmente no que se refere ao acompanhamento de empreendimentos já licitados.

Os leilões nesse novo modelo são organizados pelo governo ou suas instituições representantes utilizando o conceito de “Leilão Inverso”, ou seja, os vendedores são aqueles que oferecem os menores preços. As distribuidoras de energia são obrigadas a participar desses leilões regulados de maneira a formar um *Pool*. As geradoras habilitadas para participar dos leilões estão sujeitas a um preço máximo inicial, denominado Preço Teto, e disputam a venda de energia ofertando a preços que devem ser decrescentes com as fases do leilão. As regras do leilão e os procedimentos para habilitação de empreendimentos não são uniformes e são especificadas com um período de antecedência à realização dos leilões.

Os empreendimentos vencedores dos leilões são obrigados a firmar contratos, que tem períodos variando de acordo com o tipo de produto e fontes, com todas as

distribuidoras pertencentes ao *Pool* o que permite uma redução do risco de crédito da geradora, já que esse mecanismo a obriga pulverizar suas fontes de receitas.

A separação de leilões para venda de energia advinda de empreendimentos existentes e novos é uma forma de promover a modicidade tarifária ao sistema já que garante que os consumidores irão pagar preços menores pela energia suprida por empreendimentos já parcialmente amortizados, ao mesmo tempo em que incentiva a competição justa na geração, pois novos empreendimentos, com licença ambiental prévia, têm a oportunidade de competir com outros empreendimentos com condições semelhantes de financiamento e fluxo de caixa.

Adicionalmente, do ponto de vista dos geradores, a possibilidade de venda de energia em leilões antecipadamente a construção da obra tende a causar redução significativa nos custos de financiamento, que pode se refletir em venda de energia a preços menores favorecendo a modicidade tarifária. Também, a venda de energia antecipada ajuda a mitigar grande parte do risco de mercado dos empreendimentos já que eles têm a possibilidade de travar uma parcela de suas receitas se a decisão for por não ficar expostos aos preços futuros do mercado de energia.

No novo modelo as indicações para formação desses leilões de energia são realizadas com base nas projeções do mercado consumidor das distribuidoras, realizadas por esses próprios agentes, e pelas análises da EPE. A EPE é a responsável por definir as projeções de evolução de demanda do SIN (Sistema Interligado Nacional) e por eleger os empreendimentos formadores de cada leilão de maneira a atender a evolução da demanda. As distribuidoras são responsáveis por declarar suas necessidades de energia nos leilões e são penalizadas caso o consumo cresça mais que suas expectativas, ou ficam expostas a volatilidade do mercado de curto prazo caso haja sobre contratação maior que 3%.

Existem, no entanto, diversos leilões e vários mecanismos que podem ser utilizados para diminuir, em parte, o risco de variação do consumo do requisito das distribuidoras. O esquema representado na figura 3.7 ilustra o funcionamento dos leilões de energia com relação à contratação de energia pelas distribuidoras.

O processo de contratação de energia se inicia cinco anos antes através da entrada da distribuidora no leilão A-5. Esse leilão é realizado cinco anos antes do período de suprimento e possui lastro físico baseado em novos empreendimentos de geração. Não existe restrição quanto à necessidade de contratação de energia por parte das usinas e os contratos celebrados nesse leilão tem duração entre quinze e trinta anos. Três anos antes do período de suprimento é realizado o leilão A-3, baseado também em empreendimentos novos de geração. Nesse leilão as distribuidoras tem o direito de contratar até 2% da carga de energia do ano A-5 e os contratos também possuem duração de quinze a trinta anos. No ano anterior ao suprimento são realizados os leilões A-1, com lastro físico em empreendimentos existentes, onde as distribuidoras podem contratar até 1% da carga do ano A-2. No ano A, onde ocorre o suprimento as distribuidoras, é prevista a realização de leilões onde as distribuidoras têm opção de contratar até 1% dos contratos vigentes nesse ano. Nesse leilão os contratos têm duração máxima de dois anos.

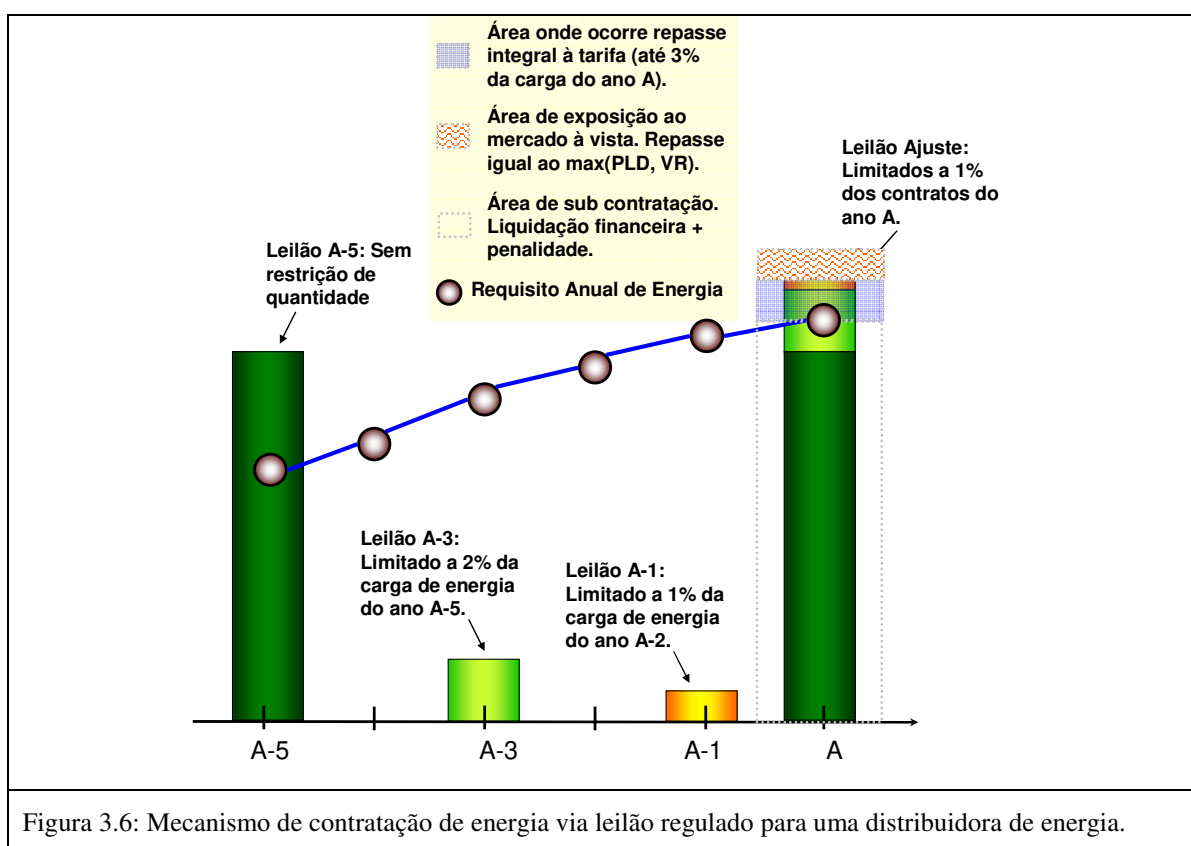
Utilizando esse mecanismo de leilões as distribuidoras de energia podem corrigir seus montantes contratados para aproximar ao máximo sua contratação de sua carga esperada para, no ano de suprimento, evitar penalidades ou exposição ao mercado à vista. Caso a carga de energia seja maior que seus montantes contratados ela será penalizada pelo máximo entre o PLD (preço de liquidação das diferenças) e o VR (valor de referência), que é publicado pela ANEEL, multiplicado pelo montante de energia sub contratado e terá que adquirir essa energia ao preço de liquidação das diferenças repassando somente o mínimo entre o PLD e o VR. Em caso de sobre contratação, ela poderá repassar integralmente à tarifa até 3% da sobra de energia sendo o restante risco de mercado dela, ou seja, caso o PLD seja maior que seu custo médio de compra ela absorverá perdas e, em caso contrário, o efeito de liquidação financeira será positivo.

As rígidas regras para contratação de energia das distribuidoras são necessárias para que haja indicação de evolução da demanda por energia em tempo suficiente para que as instituições possam agir no sentido de garantir que haja oferta compatível. No entanto, isso traz um risco de mercado para as distribuidoras, que é função da incerteza com relação a evolução da carga de energia a qual pode ter relação com diversos tipos de variáveis,

entre elas o desempenho econômico do país e, em particular, da área de concessão da distribuidora.

Na tentativa de reduzir uma parcela desse risco foram instituídos alguns mecanismos que vão além dos leilões de energia. Para mitigar sub contratação as distribuidoras tem basicamente duas opções: chamada pública para compra de geração distribuída e o mecanismo de compensação de sobra e déficits (MCSD).

Aquisição de energia de geração distribuída deve ser realizada observando algumas regras especificadas no decreto 5.163. As distribuidoras de energia podem comprar até 10% de sua carga do ano A de geração distribuída através de chamada pública, na sua área de concessão, tendo como repasse de custos o menor valor entre o PLD e o VR.



O MCSD é um ambiente onde as distribuidoras podem compensar suas sobras ou déficits de energia. As distribuidoras com sobras de energia ofertam seus excedentes enquanto que as com déficits solicitam suas exposições. Se uma distribuidora adquire

energia no MCSD ela herda uma parcela do contrato de cada distribuidora ofertante, através de secção contratual. Assim, o preço da energia adquirida será uma média ponderada dos contratos associados com as quantidades ofertadas no MCSD. Essas quantidades são repartidas entre as distribuidoras deficitárias, de forma proporcional, até preencher o montante solicitado ou até que termine o montante ofertado.

Com relação à mitigação da exposição de mercado devido à sobre contratação de energia, existe basicamente quatro mecanismos disponíveis: opção de redução cumulativa dos CCEAR's existentes em até 4% do montante inicial contratado, o MCSD (comentado no parágrafo anterior), redução dos contratos de energia existentes devido à migração de consumidores para o ACL (Ambiente de contratação livre) e redução devido ao acréscimo de volume de contratos firmados até 16 de março de 2004.

Para uma discussão mais detalhada dos mecanismos de leilões, questões relacionadas com mitigação de risco das distribuidoras, regras para repasse a tarifas e mudanças nas regras de contratação das distribuidoras como a introdução do montante de reposição (MR), pode-se consultar Zanfelize (2007).

As novas regras de contratação de energia das distribuidoras de energia dentro de um ambiente regulado (ACR) trouxeram nova dinâmica para o setor. Como grande parte do requisito de energia do sistema está no mercado cativo das distribuidoras, a expansão de energia é realizada com base na indicação de contratação das distribuidoras que são fortemente penalizadas por subestimarem sua carga de energia. Dessa forma, há um maior incentivo para que as distribuidoras super estimem sua demanda de energia, principalmente em cenários de alta de preços.

Essa combinação de um ambiente regulado, que fornece os principais indicativos para expansão do sistema, com um ambiente de contratação livre só foi possível pela mudança no papel institucional de alguns órgãos do setor.

Neste novo ambiente a ANEEL, além de se manter como órgão regulador, retoma seu papel inicial de implementação de políticas e gestão dos contratos e fica responsável pela realização de leilões e de concessão para geração e transmissão (Gaul et al, 2004).

O ONS continua a ser responsável pela coordenação e operação integrada do SIN e herda algumas atribuições do extinto MAE e da Eletrobrás.

A CCEE (câmara de comercialização de energia elétrica), criada em 12 de agosto de 2004 pelo decreto 5.177, tem por objetivo administrar o ACR e ACL, realizar a contabilização e a liquidação financeira das transações realizadas no mercado à vista, apurar o preço de liquidação das diferenças PLD, formular as regras de comercialização do setor e executar outras atividades desde que expressamente determinadas pela ANEEL.

A Eletrobrás passa a ter a responsabilidade de administração de encargos e fundos setoriais, a comercialização de energia de Itaipu e a função de *holding* das demais empresas estatais.

No MME são concentradas todas as decisões com relação à formulação de políticas energéticas para o setor, tais como mudanças no regime tarifário e construção de novas geradoras de energia. Também são de importância relevante o CMSE (Comitê de monitoramento do setor Elétrico) e o CNPE (Conselho nacional de política energética) os quais tem a função de avaliar a segurança de suprimento do sistema propondo medidas preventivas se necessário e articular as políticas para o setor em acordo com outros setores da economia, respectivamente.

Dentro dessa nova estrutura institucional foi possível separar de maneira explícita as atividades de distribuição, transmissão, geração e comercialização através da criação de um ambiente de contratação regulada onde estão presentes as distribuidoras e as geradoras e de um ambiente de contratação livre, com baixa regulação, de maneira a incentivar a competitividade e o processo de descoberta de preços.

A figura do Cliente Livre, agente de mercado introduzido anteriormente a instituição do novo modelo, começou a ter papel fundamental na nova estrutura de mercado. Clientes Livres foram criados pela Lei 9.074/95 e são grandes consumidores de energia, geralmente indústrias, que possuem demanda igual ou maior a 3 MW, contrato de uso do sistema (CUSD) e são agentes da CCEE representados ou não por comercializadores.

Esses agentes têm a opção de contratar energia através de contratos bilaterais celebrados com comercializadoras e geradoras, independente de sua localização física no sistema. Para se tornar Cliente Livre eles precisam declarar, à distribuidora ao qual estão conectados, o interesse de saída para o Mercado Livre com um ano de antecedência. Caso ele decida retornar ao mercado cativo ele precisa formalizar sua requisição com cinco anos de antecedência, a não ser que a distribuidora local aceite o retorno do agente em período anterior.

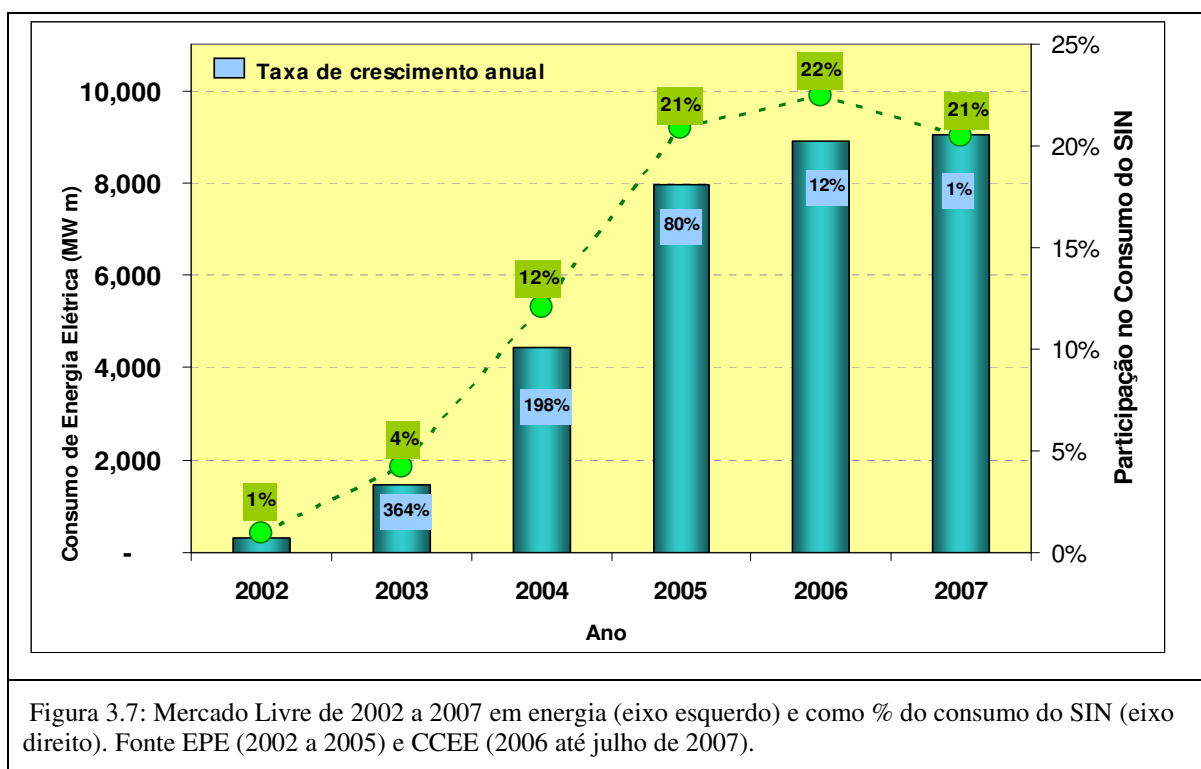
Existe também outra classe de consumidores que podem migrar para o mercado livre. Os Consumidores Especiais são agentes de consumo com demanda entre 500kW e 3MW que precisam ser agentes da CCEE e podem participar do ACL desde que adquiram energia de fonte incentivada. Esses agentes, assim como os Clientes Livres, são obrigados a firmar contratos com no máximo 180 dias, porém tem o diferencial de que podem voltar para o mercado cativo das distribuidoras desde que manifestem o interesse com antecedência de 3 meses. Dessa forma esses agentes podem aproveitar o perfil sazonal dos preços do mercado de curto prazo (uma discussão mais detalhada sobre preços será feita no capítulo 4) de forma a migrar diversas vezes do mercado cativo para o mercado livre.

As Comercializadoras de energia são agentes que têm o papel de intermediário no setor de energia e que têm a função de injetar liquidez, oferecer produtos personalizados para cada agente e absorver uma parcela do risco de outros agentes em troca de um prêmio. Esses agentes também são responsáveis, muitas vezes, por realizar as obras necessárias para adequar as instalações de potenciais clientes livres que estão migrando para o mercado livre de acordo com as exigências dos procedimentos de rede, publicado pelo ONS.

Os agentes de geração também podem atuar como comercializadores de energia. Esses agentes fornecem o lastro físico de energia para o sistema e podem vender energia sem lastro contratual até suas Energias Asseguradas, quantidade especificada pela ANEEL e diferenciada para cada empreendimento do SIN, independente de sua geração. Como a geração de energia é centralizada pelo ONS, foi criado um mecanismo para gestão do risco hidrológico de usinas hidrelétricas, o MRE, que tem por objetivo pulverizar o efeito regional das afluições de forma a tentar garantir ao sistema ao menos a Energia

Assegurada (contratos) de cada usina. De forma resumida, esse mecanismo agrega toda a geração do sistema, para cada submercado, verificando se a geração hidráulica atingiu ao menos a Energia Assegurada. Em caso positivo, para efeito de contabilização, cada usina recebe sua energia assegurada e os excedentes são divididos proporcionalmente para cada usina pertencente ao MRE, independente das gerações individuais. Caso o sistema tenha gerado menos que a Energia Assegurada, os déficits são compartilhados por todas usinas proporcionalmente, fazendo com que esses empreendimentos possam ficar expostos no mercado à vista caso dependendo de seus contratos de venda. Para uma apresentação mais completa sobre o MRE pode-se consultar CCEE - 1(2008).

Para gerenciar as diferentes atividades pertencentes ao ACL foram impostas algumas regras de comercialização, formuladas pela CCEE e aprovadas pela ANEEL, que visam incentivar contratação de longo prazo e minimizar efeito de arbitragem e especulação dentro do setor. A principal restrição é relativa à necessidade de apresentação de lastro contratual para cobrir 100% do requisito de energia, ou seja, não permissão de venda descoberta.



O lastro no ACL é apurado mensalmente e a soma das quantidades registradas nos contratos de venda nos últimos doze meses não pode ser superior às quantidades compradas. O não atendimento dessa regra acarreta em penalidades, como descrito em CCEE (2008).

O ambiente livre começou a ganhar peso somente a partir de 2003 com a migração em massa de clientes potencialmente livres. A figura 3.8 apresenta o tamanho do Mercado Livre (em energia e % do consumo do SIN) desde 2002 até 2007.

Esse crescimento excepcional foi motivado por diversos fatores entre os quais se destacam as reduções do custo final da energia e a flexibilidade de contratação. Esses ganhos foram obtidos através de uma gestão mais eficiente da contratação de energia, considerando particularidades de cada consumidor, que foi possível por conta da competitividade do mercado e excesso de oferta observado até o início de 2006.

Nesse cenário, muitos clientes conseguiram celebrar contratos de longo prazo, com prazo de vigência entre 3 e 5 anos, a preços relativamente baixos o que permitiu maior controle de processos orçamentários, planejamento dos custos em horizontes de tempo mais extensos e ganhos com relação a seus concorrentes do mercado cativo.

Esses contratos firmados no ACL, principalmente entre os Clientes Livres e as comercializadoras, geralmente possuem cláusulas contratuais, denominadas flexibilidades, que permitem às contrapartes fazerem gestão de seus processos de forma a agregar valor ao resultado financeiro final, mitigar risco de mercado e realizar atividade especulativa. A gestão de cláusulas contratuais embutidas em contratos de Clientes Livres é o objetivo principal desta dissertação e será discutida em maiores detalhes nos capítulos posteriores.

O aumento do ACL trouxe também grande liquidez para o mercado de curto prazo já que muitos agentes escolhiam essa modalidade de contratação para balancear suas carteiras e minimizar efeito de liquidação financeira e penalidades. A maioria dos contratos comercializados nesse mercado possuem preços indexados ao PLD sendo o *spread* proporcional à previsão de disponibilidade de energia no período de vigência desses contratos. Até meados de 2006 o cenário de baixa de preços fez com que os *spreads* em

termos absolutos fossem relativamente pequenos. A partir do final de 2006 o estreitamento do balanço sistêmico causou aumento de preços fazendo com que os *spreads* dos contratos comercializados no mercado de curto prazo também sofressem incremento.

O mercado à vista de energia, onde são compensados os excedentes e déficits de energia, é administrado pela CCEE. Essa instituição tem a função de apurar o lastro dos agentes e realizar a contabilização e registro de todas as operações realizadas no mercado. Adicionalmente, conforme será descrito no próximo capítulo, a CCEE também é responsável por divulgar os preços de liquidação das diferenças, PLD.

O procedimento de liquidação na CCEE é utilizado para valorar as quantidades de energia que não foram objeto de contratos ou as sobras por conta de consumo inferior ou redução de montantes contratados. Por exemplo, caso um consumidor tenha consumido mais que a quantidade contratada em um mês ele ficará exposto na CCEE pagando pelo excedente de consumo o PLD. Observe que, mesmo ficando exposto em um mês, o agente pode não ser penalizado por falta de lastro caso a soma das quantidades compradas e consumidas forem positivas nos últimos doze meses (lastro apurado em janelas de doze meses). Por outro lado, se a quantidade contratada de um agente for maior que sua quantidade consumida, ele liquidará essa sobra ao PLD apresentando uma posição comprada na CCEE que poderá ser utilizada para compensar eventuais posições descobertas em outros meses.

Importante notar que, até o momento, Clientes Livres ainda não podem comercializar seus excedentes através de contratos bilaterais ficando, dessa forma, expostos à volatilidade do mercado de curto prazo. Dessa maneira, se a posição de um agente é vendida na CCEE (necessidade de compra de energia) e o PLD está menor que o preço do contrato, ele capturará ganhos por comprar sua exposição a preços inferiores aos do contrato. Também, no caso que um agente está comprado na CCEE com PLD maior que os preços do contrato, ele capturará ganhos por liquidar o excedente a um preço superior aos contratuais. Nos outros dois casos o agente estará sujeito a perdas.

O mecanismo descrito acima sugere que agentes devem gerenciar suas sobras ou déficits de energia considerando também o movimento dos preços do mercado à vista. De

fato, dado que o balanço sistêmico está se aproximando do equilíbrio com perspectiva de risco de escassez, mesmo comercializadores tem possibilidade reduzida de firmar contratos de longo prazo a preços atraentes. Assim, muitos agentes têm investido tempo e dinheiro na criação de estruturas especializadas em gestão de energia que visam coordenar os processos produtivos ou carteira de contratos de maneira a diminuir exposições devido a mudanças em variáveis do mercado.

As mudanças trazidas pela concepção desse novo modelo foram significativas, principalmente por conta do papel da atividade de comercialização dentro de um ambiente competitivo. Dentro do ambiente regulado, a maneira com que deve ser realizada contratação de energia das distribuidoras de energia fez com que empresas tivessem que reformular seus processos adequando prazos e potencial preditivo aos requerimentos do novo modelo. Um fator que foi essencial para o sucesso desse novo marco regulatório foi o cenário de sobra sistêmica observada desde o período pós-acionamento até meados de 2006. Com o início de um novo ciclo de escassez, a nova estrutura será colocada à prova e os mecanismos criados para contornar possíveis ineficiências serão testadas.

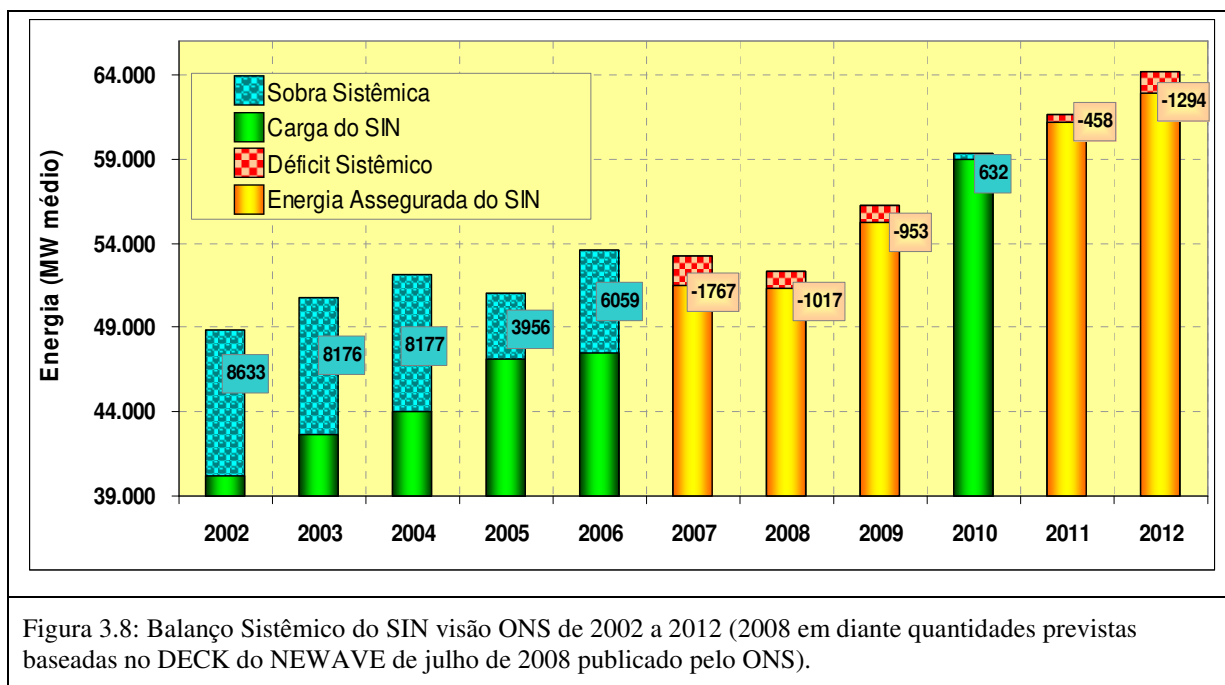
3.6 Perspectivas do mercado de energia elétrica

Após a passagem do período mais denso de reestruturação do setor foram iniciadas discussões objetivando obter um diagnóstico da estrutura do novo modelo e da eficiência do novo marco regulatório.

Sob a visão das instituições o novo modelo tem sido bem sucedido atingindo a maioria dos macro objetivos sendo as ineficiências corrigidas de forma pontual e rápida (Guerreiro, 2006 e Machado, 2007).

Do ponto de vista das associações representantes de agentes de mercado muitos ganhos foram obtidos com a nova estrutura de mercado, no entanto, existem ainda alguns pontos críticos que devem ser discutidos com urgência para que o novo modelo tenha o desempenho inicialmente planejado (Abraceel, 2007 e Azevedo, 2005)

O fato é que, a partir de meados de 2006, com o início do esgotamento das sobras de energia obtidas no período de racionamento e conseqüente estreitamento do balanço sistêmico, houve um aumento da preocupação com as políticas de expansão e a eficiência do novo modelo trazendo novamente os refletores para o setor de energia elétrica. O balanço de energia visão ONS de 2002 a 2012 pode ser vista na figura 3.9. Observe que sob a visão desse balanço existe uma tendência de déficit sistêmico nos anos de 2008 a 2012. Isso indica que nesses próximos anos o setor terá uma maior dependência de hidrologia de forma que um cenário de escassez de água pode causar um novo corte de carga, ou seja, racionamento. Entretanto, esse balanço não reflete possíveis impactos da crise financeira a qual pode causar uma redução na taxa de crescimento do consumo de forma a criar uma sobra adicional de energia.



O estreitamento do balanço foi causado por uma combinação de fatores. Primeiramente o cenário econômico mundial foi favorável acarretando em crescimento do PIB acima das expectativas o que impulsionou o consumo de energia elétrica. A verificação de bons indicadores econômicos fez com que houvesse aumento do crédito, principalmente o crédito consignado (direto em folha de pagamento), o que fez com que houvesse um aumento do consumo por consumidor devido à aquisição de novos equipamentos

eletrônicos. Também, a baixa dos juros permitiu aumento no nível dos investimentos na indústria de forma a incrementar a capacidade de produção de diversos setores trazendo impacto direto no consumo de eletricidade.

O aumento da demanda por energia não foi acompanhado pelos investimentos em expansão principalmente por conta da forma com que foram desenhados os mecanismos do setor. A contratação em leilões A-5 (primeiro leilão A-5 foi realizado em dezembro de 2005) incentiva expansão via usinas hidrelétricas que demoram a ser construídas e apresentam diversas dificuldades entre elas questões sócio-ambientais.

De fato, grande parte da dificuldade em expandir o sistema por fonte hidráulica está relacionada com questões ambientais. A obtenção de licenciamento ambiental é um processo demorado e complexo com inúmeras restrições burocráticas que fazem com que os custos ultrapassem em muito os orçamentos. De 27 empreendimentos licitados no período de 2002 a 2007 apenas 10 obtiveram licenças ambientais.

Muitos desses problemas relacionados com o licenciamento ambiental são dados por falta de uma melhor organização do IBAMA. Esse assunto tem estado em pauta nos últimos meses e algumas medidas para agilizar esse processo já foram propostas.

Com o entrave de empreendimentos hidrelétricos o governo tem buscado alternativas para expansão do sistema de forma a atender as necessidades da demanda, principalmente nos próximos anos. Avaliações da EPE sugeriram que as principais fontes competitivas não-hidráulicas são as PCH (Pequenas Centrais Hidrelétricas) advindas de aproveitamentos hidráulicos de pequeno porte, geração de energia utilizando Biomassa, as plantas de Gás Natural e Gás Natural Liquefeito (GNL), usinas a carvão e óleo combustível, nucleares e eólicas, nessa ordem (Guerreiro, 2006).

Todas essas opções têm seus prós e contras. Por exemplo, usinas eólicas apresentam a vantagem de fornecerem “energia limpa”, no entanto, os custos ainda são demasiadamente elevados.

Nesses dois últimos anos o que tem sido observado no setor é o aumento de PCH's que fornecem energia a preços relativamente baixos, no entanto possuem baixo potencial de geração, de usinas baseadas em biomassa e geração utilizando gás natural. Dentre as três, a que tem apresentado maiores problemas são as usinas de gás natural por conta de escassez mundial do insumo e problemas com diplomacia internacional, principalmente na Bolívia.

O governo, que tinha feito uma aposta de fechar o balanço sistêmico com usinas baseadas em gás natural, teve que amargar o problema de restrição de gás que tem causado problemas principalmente à Petrobrás. A indisponibilidade de geração das usinas termoeletricas a gás natural da Petrobrás fez com que fosse instituído pela ANEEL um termo de compromisso (TC) de geração mínima em períodos específicos sujeitando a empresa a rígidas penalidades caso o mesmo não venha a ser cumprido.

A descoberta de novos campos de gás natural, a construção de gasodutos e estações de re-gasificação para transformar GNL em gás podem ajudar a solucionar o problema em horizontes de tempo mais extensos, mais existe pouca chance de que essas ações sejam de grande valia nos próximos dois anos.

Dado esse cenário, o governo decidiu enfrentar o possível problema de suprimento com fontes geradoras baseadas em Biomassa. Para isso, foram construídos diversos mecanismos de incentivos para a entrada dessas usinas no sistema de forma a tentar reduzir os riscos de investimento e garantir fluxos de receita para os investidores. Foram concedidos descontos na TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição) para consumidores que optarem por adquirir energia desses auto-produtores fazendo com que os preços sejam mais atrativos tanto para consumidores, quanto para geradores. Também estão sendo revistas regras de lastros para contratos advindos de fonte incentivada.

Com relação à disponibilidade de fontes financiadoras, o BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social) tem tomado o papel central de forma a disponibilizar recursos a taxas de captação baixas para incentivar a expansão da oferta de energia. Esse foi um dos meios encontrados pelo PAC (Programa de Aceleração do Crescimento) para viabilizar a expansão da oferta de forma sustentável para o sistema.

Com relação a construção de novos empreendimentos hidrelétricos, existe um grande potencial de energia no país que deve ser explorado de maneira racional. Estudos realizados pela EPE indicam que apenas 30% do potencial hidrelétrico brasileiro está em operação, construção ou concessão (Guerreiro, 2006). O problema é grande parte do potencial restante se encontra em áreas de proteção ambiental. Esses projetos, que são comumente denominados de estruturantes, são essenciais para manter o equilíbrio entre oferta e demanda e tem que ser assumidos pelo governo federal por meio de suas empresas.

A licitação das usinas do Rio Madeira (Girau e Santo Antônio) foi um grande ganho nesse sentido dando ao governo certa folga no balanço sistêmico a partir de 2013.

Dado que o estreitamento do balanço sistêmico tende acarretar redução na segurança do sistema, foi realizado em agosto de 2008 um leilão de reserva com a finalidade de aumentar o lastro físico para contenção de picos de fornecimento com o objetivo de evitar falhas no suprimento.

Esse cenário de equilíbrio entre oferta e demanda refletiu diretamente nos preços praticados no mercado de energia. Até o final de 2005 o PLD médio anual se encontrava em níveis reduzidos e nunca tinha atingido seu valor teto (maiores detalhes serão dados no capítulo 4). Após 2006, houve um aumento gradual nos preços que foi catalisado pelo atraso do período úmido do Sudeste em 2008.

O aumento de preços se refletiu por todo o mercado impactando principalmente o ACL. Muitos agentes que se encontravam descontratados ou decidiram, por conta de estratégias comerciais, observaram seus custos devido à aquisição de energia crescerem astronômicamente. De fato, segundo a CCEE, de 2006 para 2007 a inadimplência no sistema dobrou em valor absoluto, no entanto, ainda se mantiveram em níveis baixos.

A questão dos preços de mercado tem sido o assunto em pauta no setor por conta de diversos motivos. Primeiramente, existe uma descontratação em massa do Mercado Livre nos próximos anos devido ao vencimento dos contratos, que coincide com expirações

dos contratos de Energia Existente do ACR⁴. Dado que a maioria dos contratos no ACL foram firmados com níveis de preços relativamente baixos, por conta da sobra sistêmica, espera-se observar um aumento dos custos de energia dos clientes livres nos próximos anos. Adicionalmente, o aumento da eficiência do mercado e a redução na margem das operações têm trazido maior preocupação com a preocupação correta de produtos embutidos em contratos. Esse aumento nos preços de energia é condizente com a elevação do custo de expansão do sistema por conta do incremento na participação térmica do país.

A elevação do patamar de preços veio acompanhada de falta de liquidez no mercado de longo prazo, comprometendo ainda mais a situação dos Clientes Livres. Por exemplo, a ABRACE (Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e Consumidores Livres) alega perda de competitividade de seus associados com relação aos concorrentes internacionais. Ela afirma que, além dos preços crescentes da energia, os incrementos dos encargos setoriais estão fazendo com que os custos das indústrias brasileiras sejam impossíveis de gerenciar (Nascimento, 2007).

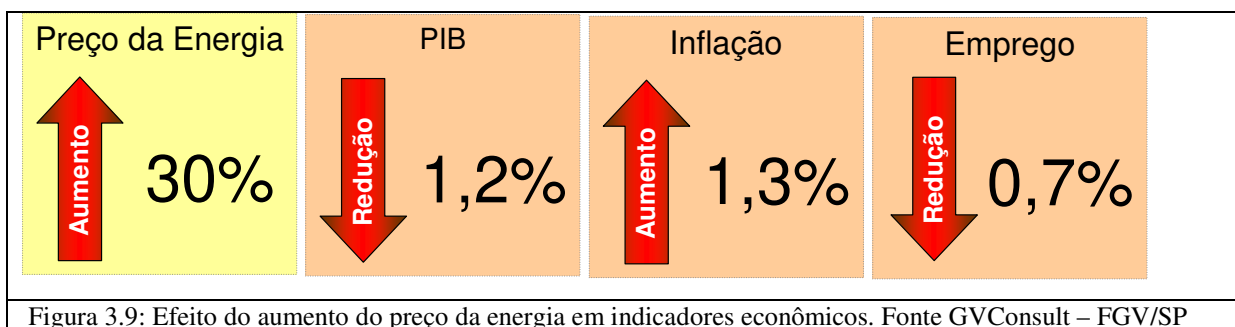
Por conta desses fatores, começaram a surgir discussões sobre o papel do Mercado Livre de energia e a eficiência do processo de formação de preços. Particularmente, a CCEE promoveu em maio de 2008 um workshop internacional, no qual estiveram presentes representantes de praticamente todos os agentes do mercado, onde foram expostas e discutidas as principais questões relacionadas com os processos de preços, as alternativas disponíveis e perspectivas.

Nesse novo momento enfrentado pelo setor pode ser notado que houve uma grande evolução do mercado quando comparado ao histórico. Os assuntos críticos para o setor tem sido discutidos de forma transparente e pública pelas instituições que compõem a nova estrutura de mercado e a maioria das decisões aplicadas ao mercado são fruto de chamadas públicas onde todos os agentes do setor podem apresentar sua visão. Também, o governo tem tomado uma posição de maior destaque no setor por conta da necessidade de viabilizar a expansão do sistema.

⁴ O termo Energia Existente é utilizado para a energia advinda de usinas já amortizadas e tem um custo associado menor que a chamada Energia Nova, que é advinda de usinas não amortizadas ou de projetos de usinas.

No entanto, é necessário dedicar atenção especial aos próximos anos para que o novo modelo continue apresentando bom desempenho. No caso de um novo racionamento de energia, a economia do país tende ser fortemente afetada por conta da não existência da folga de consumo observada no racionamento de 2001. Para se ter uma idéia da influência do aumento dos preços de energia na economia pode-se observar o quadro apresentado na figura 3.10.

Segundo a consultoria, um aumento de 30% no preço da energia causa uma redução de 1,2% no PIB. Essa forte desaceleração da economia, que pode ser causada por uma eventual crise no setor de eletricidade, é devido a uma mudança na dinâmica econômica do país no período pós-acionamento. Note que o impacto financeiro do racionamento de 2001 foi cerca de U\$ 10 bilhões no PIB do Brasil.



Observe que a ameaça de um novo racionamento não é um evento tão improvável assim. Em 2008, por exemplo, o atraso do período úmido no subsistema Sudeste/Centro Oeste, onde se encontram os principais reservatórios reguladores do SIN, acarretou subida de preços devido ao acionamento de todas as usinas termelétricas. Caso a afluência verificada não fosse suficiente para elevar os níveis dos reservatórios aos patamares normais, semelhante ao ocorrido em 2001, possivelmente haveria problemas no suprimento.

Importante notar que a dependência do sistema à hidrologia é uma consequência de um processo de expansão ineficiente que tem relação com diversos mecanismos implementados no novo modelo do setor. Por conta disso, após a passagem de mais um ciclo de escassez de energia, é necessário que sejam retomadas os investimentos em

projetos estruturantes e pulverização da matriz energética buscando inserção de fontes renováveis na carteira de projetos.

Para isso é necessário possibilitar a entrada de novos investidores no mercado através da consolidação do cenário regulatório, incremento na eficiência de contratação e criação de mecanismos que incentivem competição e gestão de riscos dentro do mercado, como, por exemplo, a introdução de certificados de energia, que teriam por objetivo permitir comercialização do “papel energia” sem a efetiva entrega física da *commodity* e injetar liquidez no mercado de longo prazo, e a criação de mercados futuros com a finalidade de dar transparência ao processo de descoberta de preços no mercado. Maiores detalhes sobre o papel de mercados futuros são dados no capítulo 5.

4 PREÇOS DE MERCADO

4.1 Introdução

Com a reestruturação do setor de energia brasileiro, e a conseqüente introdução de uma estrutura de mercado, levando a criação da atividade de comercialização e competição na geração, a preocupação com os processos associados com preços de energia passa a ser essencial para os agentes. Os preços de mercado têm impacto em praticamente todas as atividades desse novo modelo.

Dentro do ACR, os preços dos leilões regulados definem o nível futuro dos preços para os consumidores finais (cativos), fornecem sinalização para a expansão do sistema e para a composição da matriz energética, e condicionam a atratividade de empreendimentos de geração. Esses preços são função basicamente da evolução da demanda, dos fundamentos econômicos, da carteira de projetos de geração e das regras de leilão especificadas pela EPE (Empresa de Planejamento Energético).

No ACL, os preços de mercado orientam as estratégias comerciais das empresas de geração e comercialização e definem o custo de energia para os Clientes Livres. No curto prazo, esses preços têm relação principalmente com a vazão chegando às usinas e restrições físicas do sistema, devido ao processo de formação dos preços do mercado à vista (*Spot*). Em horizontes de tempo maiores os preços são função da liquidez do mercado, das perspectivas de expansão e do desempenho da economia, que são os principais fatores que influenciam o balanço sistêmico.

Os preços do ACL têm forte relação com o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). O PLD, que também pode ser interpretado como o preço do mercado à vista, é utilizado pela CCEE, em seus processos de contabilização, para liquidação financeira das sobras e déficits em energia para todos os agentes do mercado. Esse preço é formado por uma cadeia de modelos computacionais, que visam minimizar o custo total de operação do sistema, e refletem seu Custo Marginal de Operação (CMO).

Essas associações entre os preços de energia são importantes, pois elas influenciam os processos de compra e venda de energia dentro do ACL, condicionando o desempenho dos contratos e de seus derivativos embutidos.

Por isso, neste capítulo é realizada uma discussão sobre preços de mercado em sistemas hidrotérmicos, com ênfase na abordagem adotada para o sistema de energia brasileiro. Na seção 4.2 apresenta-se o processo de formação de preços *Spot* no mercado brasileiro. São estudadas na seção 4.3 as relações entre os preços *Spot* e os preços dos contratos transacionados no ACL. Ainda nesta seção, são realizadas análises das séries de preços de mercado e extraídas lições sobre sua dinâmica. Finaliza-se o capítulo, seção 4.4, com uma discussão sobre modelagem dos preços em mercados de energia.

4.2 Formação de Preços Spot no mercado de energia brasileiro.

Para compreender como os preços são formados no mercado de energia brasileiro é necessário entender os conceitos que são utilizados para a operação do sistema energético brasileiro. No SIN (Sistema Interligado Nacional), a operação do sistema é centralizada (Marques et al, 2004) e executada pelo ONS (Operador Nacional do Sistema). Uma discussão mais completa sobre as atribuições dos órgãos do SIN foi feita nas seções 3.3-3.6.

A decisão de centralização da operação do sistema implica que os agentes geradores não têm a opção de escolher os momentos mais apropriados para gerar energia, criando uma dependência em seu fluxo de receita que não está sobre sua alçada de controle. Essa dependência poderia reduzir significativamente a atratividade de empreendimentos de geração, afastando capital privado, trazendo uma quebra potencial de um dos pilares base do novo modelo do setor, como discutido no capítulo 3.

Dessa forma, para garantir a saúde financeira dessas geradoras, foram criados mecanismos que permitem às geradoras vender uma quantidade de energia especificada de antemão, que é conhecida como energia assegurada das usinas. Essas quantidades são calculadas pela ANEEL e podem ser revistas em períodos determinados.

A venda da parcela de energia assegurada das usinas fornece um mecanismo para contratação de longo prazo, permitindo melhor planejamento de suas receitas e alocação de capital. No entanto, como a energia assegurada pode ser diferente da geração verificada, a diferença entre a energia assegurada das usinas e sua energia efetivamente gerada deve ser liquidada a algum preço.

Na outra ponta, as diferenças entre as quantidades contratadas e a carga efetivamente medida das distribuidoras também precisam ser liquidadas a um preço de mercado. Para que esse mecanismo de liquidação seja eficiente, de forma a definir valores financeiros que, de fato, reflitam o custo de geração do sistema, é necessário definir critérios e premissas para a derivação desses preços que servem de base para todas as liquidações financeiras das sobras e déficits no mercado *Spot* de energia.

O principal conceito adotado no Brasil para obtenção de preços para o mercado *Spot* é que ele deve estar associado com a operação do sistema ao mínimo custo (Pereira, 1989). Uma quantidade que reflete o valor financeiro da energia, dado um critério de operação, é o Custo Marginal de Operação (CMO), que é definido como a derivada primeira do custo operativo com relação à demanda de energia. Essa quantidade pode ser interpretada como a taxa de variação do custo total com relação à demanda, ou seja, o custo para atender o próximo MWh do sistema (Medeiros, 2003).

O problema é que a derivação da operação ótima, associada com o mínimo custo de operação, é função de um problema de otimização de grande porte, dado pelas características físicas do sistema, e diversas quantidades aleatórias, entre as quais estão a Energia Natural Afluyente (ENA) e a demanda de energia.

Portanto, sem considerar as principais características físicas do SIN (Sistema Interligado Nacional), e sua relação com o mercado criado no processo de reestruturação do setor, é difícil obter um preço que reflita o custo marginal de operação do sistema.

Como pode ser visto na tabela 3.3, da página 38, o mercado de energia brasileiro é preponderantemente hidráulico. No entanto, é importante conhecer a distribuição da geração e da carga para diversas regiões do país para entender como deve ser desenhado o problema de otimização.

O Brasil é um país com dimensões continentais e pode ser dividido basicamente em cinco grandes regiões. A região Sudeste é a responsável pela maior parte do PIB do país e possui um parque industrial pesado, além de grande concentração de habitantes, com 42,6% do total nacional (IBGE - 2004). Essa região também é responsável pela maior parcela do consumo de energia do país. A região Centro Oeste apresentou um crescimento expressivo, principalmente a partir da segunda metade do século XIX, após a instituição da nova capital federal, Brasília. Em 2004 ela representava cerca de 7% da população nacional.

O consumo agregado das regiões Sudeste e Centro Oeste representam cerca de 60% do total nacional (tabela 3.3). Também, a energia assegurada das usinas nessas duas regiões gira em torno de 60%.

A região Sul, com cerca de 15% dos habitantes do país, é responsável por grande parte da produção agrícola nacional e possui uma indústria de exportação com peso significativo. Ela é responsável por cerca de 16 % do consumo de energia do país e a energia assegurada de suas usinas representam cerca de 14% da energia assegurada do SIN. Essa região possui um perfil de geração diferente das outras quatro regiões porque ela possui um perfil de afluência que é, geralmente, complementar ao das outras regiões. É comum o período seco da região Sul coincidir com o período úmido da região Sudeste Centro Oeste, fazendo com que o intercâmbio de energia entre essas regiões seja um fator importante para atendimento da carga do SIN.

A região Nordeste, com cerca de 28% da população do país, possui carga de energia representando apenas 16% do total nacional. A energia instalada em seu parque gerador é por volta de 15% do total do país. No entanto, planeja-se que o parque térmico nessa região sofra um aumento de cinco vezes nos próximos quatro anos, o que faria com que a energia assegurada dessa região chegasse à cerca de 20% da energia assegurada do SIN, em 2012.

Na região Norte, onde está situada a Amazônia, embora seja responsável por apenas 8% do consumo nacional, tem o maior potencial de expansão hidráulico do país. Essa região possui uma demanda por energia relativamente baixa, 5% do total do país, e por isso ela exporta energia às demais regiões do SIN, em grande parte do ano. No entanto, a maioria dos projetos estruturantes, planejados para serem construídos nos próximos anos, serão realizados nessa região, como as usinas do Rio Madeira, por exemplo.

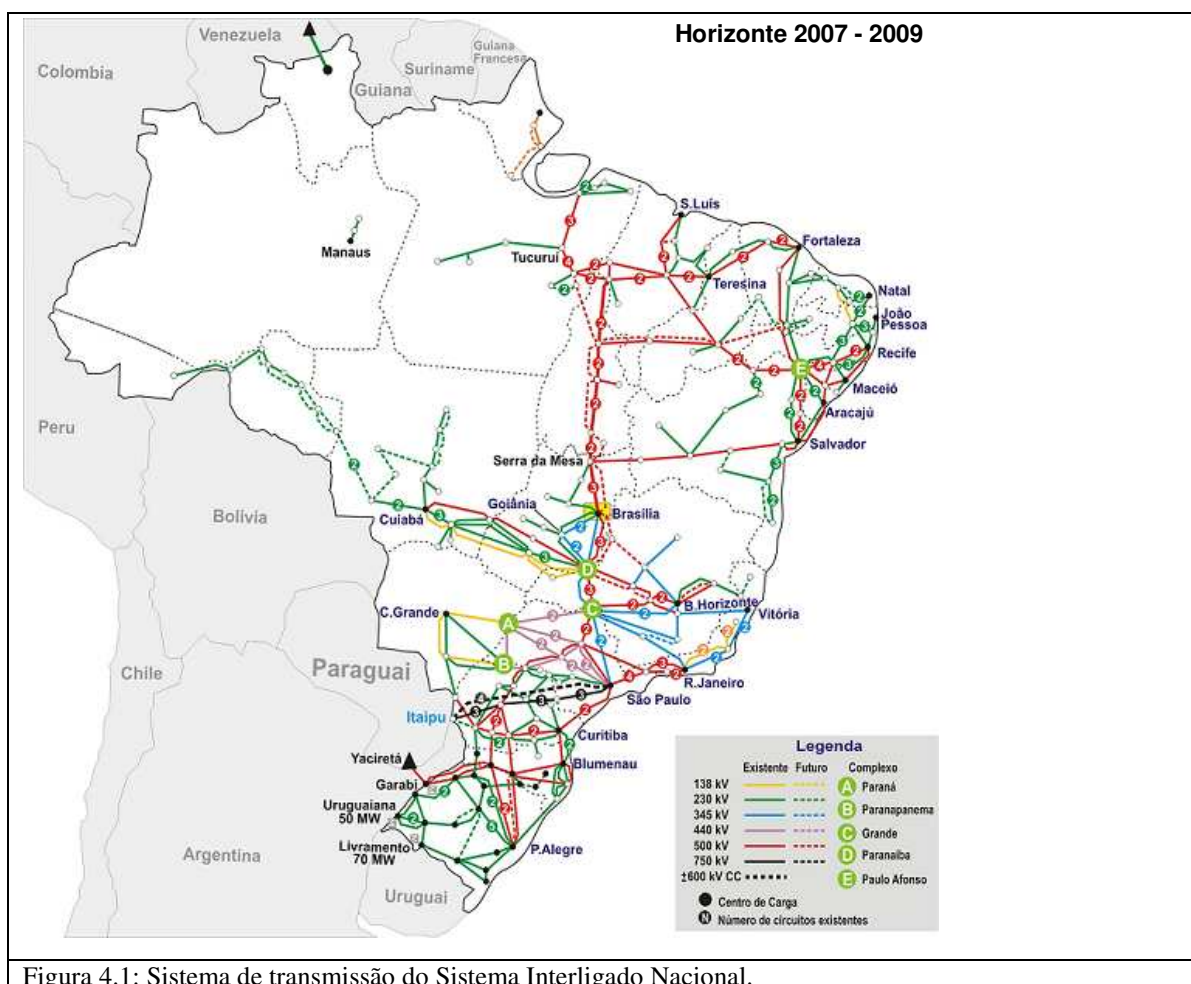
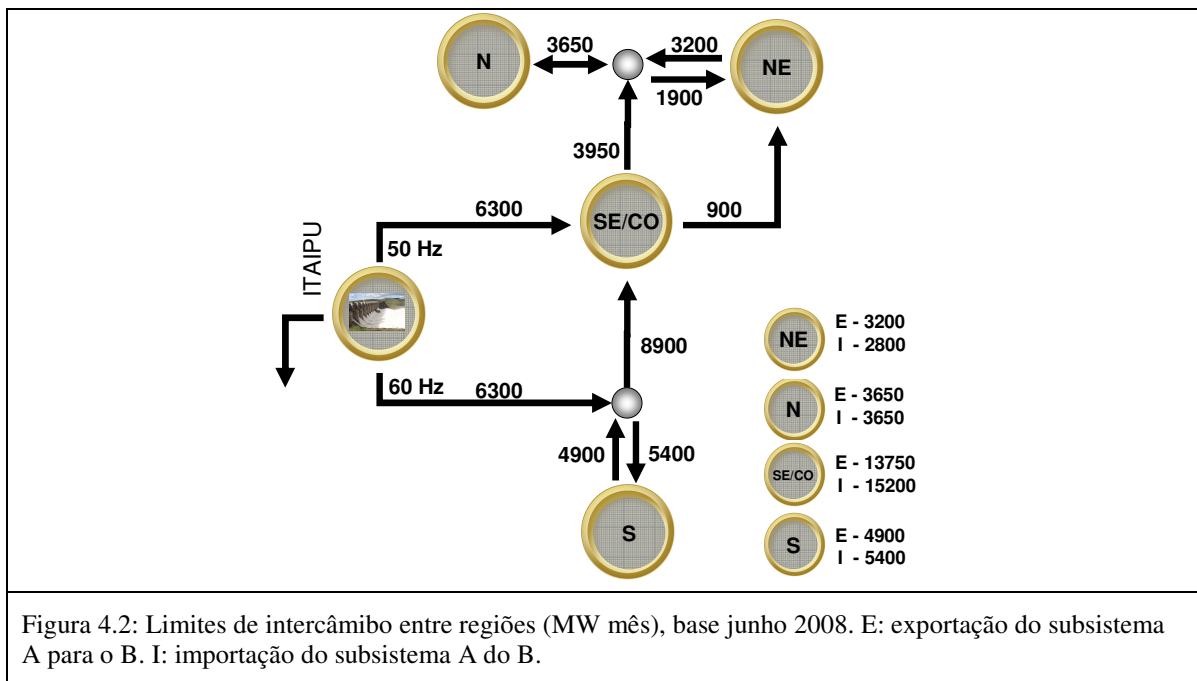


Figura 4.1: Sistema de transmissão do Sistema Interligado Nacional.

Esses sistemas são interligados pela malha de transmissão apresentada na figura 4.1. Essa malha de transmissão pode ser resumida considerando apenas as cinco regiões do país e alguns pontos de interligação críticos para a malha de transmissão. Esses limites de intercâmbio entre regiões são apresentados na figura 4.2. Dado que existem limites distintos de importação e exportação de energia entre regiões, é esperado que o custo da energia não seja único para todas as regiões do país. Adicionalmente, esse valor deve depender da quantidade de usinas, de sua topologia, da disponibilidade de combustível (nível de armazenamento de reservatórios) e da quantidade esperada de ENA futura chegando às usinas. Também, questões como uso múltiplo da água e evaporação devem ser levadas em consideração para que não haja divergências no custo da energia.



Essas características podem ser tratadas matematicamente e, sob algumas premissas, resolvidas por modelos computacionais. O problema de otimização advindo da junção das equações que representam as características físicas do sistema tem como objetivos principais capturar:

- **Restrições de atendimento à demanda.**
- **Limites de geração térmica, custo variável dessas usinas e taxas de indisponibilidade.**
- **Limites de armazenamento e turbinamento das usinas hidrelétricas e suas equações de geração de energia.**
- **Acoplamento espacial do sistema.**
- **Balanço hídrico do sistema.**
- **Acoplamento temporal.**

As restrições de atendimento à demanda visam garantir que a geração do sistema, em qualquer momento do tempo, seja igual a demanda por energia. Dado que as diretivas relacionadas com consumo não são as mesmas para horizontes de longo, médio, curto e curtíssimo prazo, é razoável que o problema de planejamento e operação do sistema sejam desdobrados em diferentes escalas de tempo.

As informações sobre custos variáveis de combustíveis das usinas termelétricas podem ser fixadas ou apuradas periodicamente, e eventuais compensações podem ser realizadas *ex-post* a operação do sistema. Os limites de geração dessas usinas podem ser calculados para cada usina através de informações técnicas das usinas.

Os limites de armazenamento e turbinamento são obtidos através de estudos técnicos e especificações dos componentes das usinas, enquanto que as equações de geração da usina são função de muitas outras variáveis técnicas da usina, como a produtividade, altura do volume útil, altura do vertedouro, vazão do canal de fuga, etc, vide Siqueira (2003).

A equação do balanço hídrico informa que o volume no reservatório ao final de um período é igual ao volume inicial, somado às vazões afluentes naturais e laterais, menos a quantidade turbinada e vertida da usina. A dificuldade na construção do balanço hídrico das usinas para horizontes de tempo futuros está associada com o acoplamento espacial e temporal observados no SIN.

O conceito de acoplamento espacial está relacionado com a topologia das usinas no SIN. Dado que elas encontram-se em cascata, a geração de uma usina afeta a geração de todas as usinas a jusante na cadeia. Por isso é necessário modelar cada usina individualmente e considerar a produtividade e outras características de cada usina a jusante no sistema (Siqueira, 2003 e Medeiros, 2003).

Em sistemas hidrotérmicos as decisões em um determinado tempo afetam as decisões futuras. Essa característica é conhecida como acoplamento temporal. Para entender melhor esse conceito é necessário compreender as decisões relacionadas com a operação do sistema. De forma particular, o operador do sistema tem que enfrentar o seguinte dilema: gerar energia hidrelétrica e reduzir o nível de armazenamento, com um custo associado mais barato, ou complementar o balanço com energia térmica, mais cara, para comportar uma possível escassez futura de chuvas.

Naturalmente, o sucesso da decisão adotada está associado com o desempenho da afluência futura, a qual é desconhecida no momento da decisão. Assim, para entender o impacto que uma decisão pode causar é necessário entender os riscos associados a ela.

Quando é tomada a decisão de utilizar geração hidrelétrica, tem-se um custo imediato de geração muito baixo, pois a água é um combustível barato (Pereira, 1989). Daí, se a afluência futura for suficiente para atender à demanda do sistema, essa decisão foi a mais correta. No entanto, caso a hidrologia futura não seja favorável, haverá necessidade de complementação térmica no sistema, a preços mais elevados, sendo que, em cenários de hidrologia muito baixa, pode-se ter déficit de energia no sistema. Assim, no início do horizonte de planejamento, a decisão de despacho hidrelétrico está relacionada com um custo imediato baixo e eventual custo futuro elevado, com risco de déficit associado.

Por outro lado, pode ser tomada a decisão de resguardar os níveis dos reservatórios despachando energia termelétrica. Essa decisão terá um custo imediato mais elevado, pois o custo de geração da termelétrica é superior ao da hidrelétrica. No entanto, caso a afluência futura seja reduzida, a decisão de poupar os reservatórios foi acertada, evitando eventual colapso do sistema. Entretanto, quando se têm afluências elevadas, será observado vertimento no sistema, trazendo um desperdício de dinheiro, indicando que a

decisão de geração termelétrica foi errônea. Portanto, a decisão de geração termelétrica tem um custo imediato maior, com possível custo futuro de geração baixo, e risco de vertimento no sistema. Para maiores detalhes sobre as funções de custo imediato e futuro consultar Pereira (1989), Siqueira (2003) e Medeiros(2003).

O acoplamento temporal, observado nos sistemas hidrotérmicos, não está presente em sistemas puramente térmicos. Essa característica adiciona grande complexidade à operação do sistema, pois implica que as decisões de operação devem ser tomadas como função de variáveis climáticas aleatórias.

Para resolver o problema de otimização de operação do sistema brasileiro de energia, alguns problemas de ordem prática precisam ser tratados. Primeiramente, as equações que descrevem a geração das usinas são função da produtividade das usinas e da afluência chegando em cada momento do tempo. Essas equações são não lineares e esse fato deve ser incorporado no problema de otimização. Adicionalmente, a afluência e a carga do sistema são variáveis aleatórias, trazendo a necessidade de incorporar estocasticidade ao problema de otimização. Por último lugar, a consideração das usinas de forma individualizada, mesmo para horizontes de planejamento não muito extensos, torna o problema de otimização computacionalmente intratável. Esse fato é conhecido como a maldição da dimensionalidade, consultar Pereira (1989) e Siqueira (2003).

O modelo computacional NEWAVE (Pereira, 1989), sob algumas simplificações, resolve esse problema de otimização de operação do sistema brasileiro de energia. Esse modelo, adotado pela ANEEL desde 2001 para orientar a operação e formar o preço *Spot*, trabalha com um horizonte de planejamento de cinco anos, em base mensal, e obtém a política de “operação ótima”, sob diversas simplificações, para o SIN.

A principal suposição adotada pelo modelo NEWAVE, objetivando reduzir o esforço computacional envolvido na otimização, é trabalhar apenas com quatro subsistemas equivalentes (Sudeste/Centro Oeste, Sul, Norte e Nordeste), os quais são formados através da composição das usinas pertencentes a esses subsistemas, ao invés de trabalhar com as usinas individualmente. A consideração de subsistemas equivalente implica que as usinas são operadas de forma paralela, suposição que não é realista, Soares et al (1993).

A malha de transmissão dos subsistemas é incorporada no modelo NEWAVE como restrições de intercâmbios entre os quatro subsistemas (figura 4.2).

Também, a carga é tratada como quantidades fixas, e os valores considerados no horizonte de planejamento fazem referência às projeções realizadas pela EPE, as quais podem ser ajustadas pelo ONS, quando necessário. A carga do SIN é desdobrada para cada subsistema, considerando patamares de carga, que refletem períodos de consumo com intensidade baixa, nomeado de patamar leve; média, nomeada de patamar médio; e alta, nomeado de patamar pesado. Para modelar o efeito de déficit do sistema, criam-se usinas térmicas com preços elevados e com geração infinita, de forma que, quando acionadas, refletem a severidade e o custo do déficit. Dessa forma, sempre é possível atender a restrição de que a geração seja igual a carga do sistema.

A única quantidade aleatória incorporada no NEWAVE é a ENA (Energia Natural Afluente). São simuladas 2.000 séries de ENA com base em modelos do tipo *PAR* (*Periodic Autoregressive*), consultar Franses (1996). Essas quantidades são incorporadas na função objetivo e a otimização é realizada com base no valor esperado do custo total condicionado às séries de ENA simuladas.

O NEWAVE também aproxima as equações de geração das usinas utilizando o conceito de linearização por partes. A incorporação do volume armazenado em cada reservatório pertencente aos subsistemas equivalentes é feita utilizando uma discretização de dez níveis, para cada mês dentro do período de planejamento.

A otimização da operação do sistema, considerando essas simplificações, é realizada utilizando o algoritmo PDDE (programação dinâmica dual estocástica), consultar Pereira (1989) e Terry (1980). A função objetivo do modelo é formada como o valor esperado, condicionado às séries de ENA, da soma do custo imediato e do valor presente líquido do custo futuro de geração, o qual depende dos estados de armazenamento, que por sua vez é função da ENA simulada.

Assim, a política ótima é aquela que minimiza o valor esperado condicional do valor presente do custo total de operação, onde a esperança condicional é definida sobre os

cenários simulados de ENA. Essa política é calculada como aquela que faz com que a soma do custo imediato com o valor presente do custo futuro seja mínima. O ponto onde essa soma é mínima coincide com o ponto onde as derivadas do custo imediato com o valor presente do custo futuro são iguais. Dessa forma, o algoritmo obtém a política de operação ótima, buscando o ponto onde as derivadas da função do custo imediato e da função de custo futuro (levada a valor presente) se igualam.

O PDDE é um algoritmo iterativo, que realiza otimização baseada em duas fases: *Forward* (início para fim) e *backward* (do fim para o início); e aproxima as derivadas da função de custo futuro utilizando o conceito de corte de *Benders* (Pereira, 1989, Siqueira, 2003 e Medeiros, 2003). A otimização é finalizada quando o critério de convergência, definido por um intervalo que tem como base a variação do custo total do sistema, é atingido. Maiores detalhes sobre as suposições e a formulação do modelo NEWAVE podem ser encontrados em Pereira (1989), Siqueira (2003), Terry et al (1980), Carvalho (1977).

A principal saída do modelo NEWAVE é a função de custo futuro, que está associada com a política de operação, para cada nível de armazenamento considerado pelo modelo e cada mês dentro do horizonte de planejamento. Essa função é utilizada em outro modelo computacional, que trabalha com informação mais detalhada sobre o SIN, porém, com horizonte de planejamento de apenas dois meses, o qual obtém o CMO do sistema associado com essa política. O NEWAVE também fornece 2.000 séries de CMO, associados com as 2.000 séries de ENA simuladas. Essa informação pode ser utilizada, sob algumas premissas, para fornecer diretrizes sobre o nível dos preços *Spot* futuros do SIN. Entende-se por preço do SIN a média dos preços em cada submercado que compõe o SIN.

Todas as informações de saída do NEWAVE são apresentadas por subsistema (quatro subsistemas), e três patamares de carga (pesado, médio e leve). Para mais informações sobre as saídas desse modelo, consultar Terry et al (1980) e Duarte et al (2007).

A função de custo futuro, obtida através da otimização do NEWAVE, não é suficiente para fornecer o PLD. No entanto, ela é utilizada como entrada para o modelo

DECOMP, o qual realiza a otimização do sistema, considerando usinas de formas individualizadas, restrições no sistema de transmissão adicionais às incorporadas no NEWAVE e outras informações em base mais granularizada, para obter qual o Custo Marginal do Sistema (CMO), associado com a política de operação de longo prazo fornecida pelo NEWAVE.

O DECOMP faz a otimização em base semanal, com um horizonte de planejamento de dois meses, e trata a afluência de forma determinística para as primeiras quatro semanas. No segundo mês, são selecionadas 200 séries de ENA, com base nas simulações do NEWAVE, as quais são acopladas com a função de custo futuro, também advinda do NEWAVE, para fornecer informação sobre a operação do sistema no longo prazo. A partir desse conjunto de informações o software realiza otimizações que tem como produto final o CMO para uma semana operativa, desmembrado para cada subsistema e patamar de carga.

No âmbito da CCEE, os CMO's, para cada submercado e cada patamar de carga, obtidos do DECOMP, são truncados em valores mínimos e máximos, os quais refletem basicamente, os *royalties* de Itaipu e o preço máximo da energia, definido pela ANEEL para formar os PLD's. Assim, para a semana operativa onde foi realizada a otimização são calculados PLD's para cada submercado e cada patamar de carga. Os submercados, que são considerados apenas para definição de preços regionalizados para a energia, não precisam necessariamente coincidir com os subsistemas físicos onde foram realizadas as otimizações. Esses valores são calculados semanalmente e define o preço a que as diferenças (sobras e déficits) serão liquidadas no mercado *Spot*.

Note que o NEWAVE é executado apenas uma vez por mês, enquanto que o DECOMP é executado semanalmente. Também, apesar dos preços do mercado *Spot* serem calculados semanalmente, é comum basear-se no preço médio mensal para a tomada de decisões. Para uma descrição mais detalhada sobre o processo de formação de preços no mercado *Spot* brasileiro pode-se consultar Pereira (1989), Siqueira (2003), Medeiros (2003), Terry (1980), Duarte (2007) e Silva (2001).

Nas próximas seções será discutido como esses valores, advindos dos programas computacionais, podem ser utilizados para orientar comercialização no mercado de curto e longo prazo.

4.3 Preços de mercado no ACL e a dinâmica dos preços Spot históricos.

A comercialização no ACL é dependente de um conceito fundamental que está relacionado com os preços de mercado: os preços no mercado de curto prazo, exceto em casos muito específicos, são diferentes dos preços *Spot*. Como descrito na subseção anterior, o *PLD*, que é o principal produto com fins comerciais de uma cadeia de otimizações da operação do SIN associada com mínimo custo do sistema, também é o preço utilizado nos processos de contabilização do sistema e tem por função valorar as sobras e déficits de energia, observadas nos contratos do sistema. No caso onde essas sobras e déficits não são alvo de novos contratos de energia de curto prazo⁵, as regras de comercialização definem que a liquidação financeira dessas diferenças é realizada *ex-post* e, portanto, não existe barganha entre as contrapartes.

Por outro lado, no mercado de curto prazo, existe um contrato físico, com termos e condições negociáveis entre as contrapartes. Assim, dependendo do processo de negociação entre os agentes, o preço nominal do contrato pode ser definido como uma quantidade fixa ou como alguma função do *PLD*. Para contratos firmados apenas para o mês corrente é comum observar preços de contratos formados a partir do *PLD* somado a um ágio. A magnitude do *Spread* entre o *PLD* e o preço do contrato é função, principalmente, do nível do *PLD* e da liquidez do mercado, de forma que, quanto menos energia é ofertada no mercado, maior tende ser o *Spread* entre o *PLD* e o preço nominal de um contrato.

⁵ As regras de comercialização do mercado de energia brasileiro permitem que as sobras e déficits sejam negociados *ex-post* em contratos de curto prazo, a preços barganhados entre as contrapartes. Esse mecanismo tem o objetivo de evitar que agentes com déficits de energia cubram suas necessidades, reduzindo ou evitando penalidades por falta de lastro de energia (venda descoberta).

Esse é um mecanismo encontrado pelos agentes de mercado para fazer com que os preços do mercado de balcão (ACL) não reflitam apenas o preço de operação do sistema, mas também diretivas de oferta e demanda e outras expectativas dos agentes que possam influenciar os preços de mercado. Dessa forma, o mercado de curto prazo pode ser classificado como um mercado de balcão, onde agentes realizam contratos bilaterais de compra e venda, com o objetivo principal de balancear suas carteiras de contratos para ajustar seus níveis de riscos a patamares gerenciáveis.

Entretanto, apesar do *PLD* não definir o preço de um contrato comercializado no mercado de curto prazo, ele tem influência sobre esse valor, já que o *PLD* é o custo de oportunidade do agente, desconsiderando eventual efeito de penalidade por falta de lastro de energia (venda descoberta), quando não existe nenhuma liquidez do mercado, ou seja, as sobras ou déficits de energia que não alvo de contratos de curto prazo serão liquidadas ao *PLD* na *CCEE*.

Conforme aumenta o prazo de vigência dos contratos, outros fatores começam a influenciar os preços nominais dos contratos firmados. A maioria desses fatores tem relação com o processo de formação de preços do mercado *Spot*, como descrito na seção anterior, ou seja, expectativas de afluência futura, balanço sistêmico e restrições de intercâmbio entre subsistemas, este último afeta principalmente contratos firmados em submercados diferentes. Entretanto, os preços desses contratos tendem também a ser função de estratégias comerciais dos agentes e, conseqüentemente, do risco assumido na operação. Esse risco é função principalmente do montante contratado, da contraparte da transação, de eventuais flexibilidades que possam estar embutidas no corpo do contrato e da facilidade em cobrir o risco assumido. Por exemplo, muitos contratos com menos de um ano de vigência, apesar de possuírem um preço fixo o qual não depende diretamente dos *PLD*'s publicados nos meses de suprimento do contrato, têm mecanismo de precificação construído a partir de uma composição de expectativas de longo prazo do mercado, como liquidez futura, balanço oferta e demanda e volatilidade de preços, e diretivas de curto prazo, como o estado atual de armazenamento do sistema e expectativa de afluência futura.

No caso particular de contratos de longo prazo, as diretrizes de comercialização são dadas principalmente pelas curvas de preços anuais, comumente denominadas curvas *Forward*⁶. Essas curvas são construídas individualmente por cada agente e não são, no geral, públicas.

Existem diversas maneiras de construir esse tipo de curva. Para o mercado brasileiro de energia, a realização de cotações no mercado dos produtos de interesse é uma maneira relativamente simples, porém eficiente, de formar curvas de preços *Forward*. No entanto, a relativamente baixa liquidez observada em alguns anos, limitando a quantidade de cotação, e a inserção de *Spreads* de compra e venda mascaram, muitas vezes, o nível dos preços futuros.

Uma alternativa é recorrer a modelos estatísticos, que podem levar em consideração os preços históricos, os preços de leilão, e os CMO's advindos das saídas do NEWAVE. O problema é que a maioria das suposições realizadas por esses modelos não é atendida no caso brasileiro. Maiores detalhes sobre as saídas do NEWAVE foram dados na subseção anterior. Uma discussão mais geral sobre modelagem de preços é feita na seção 4.5

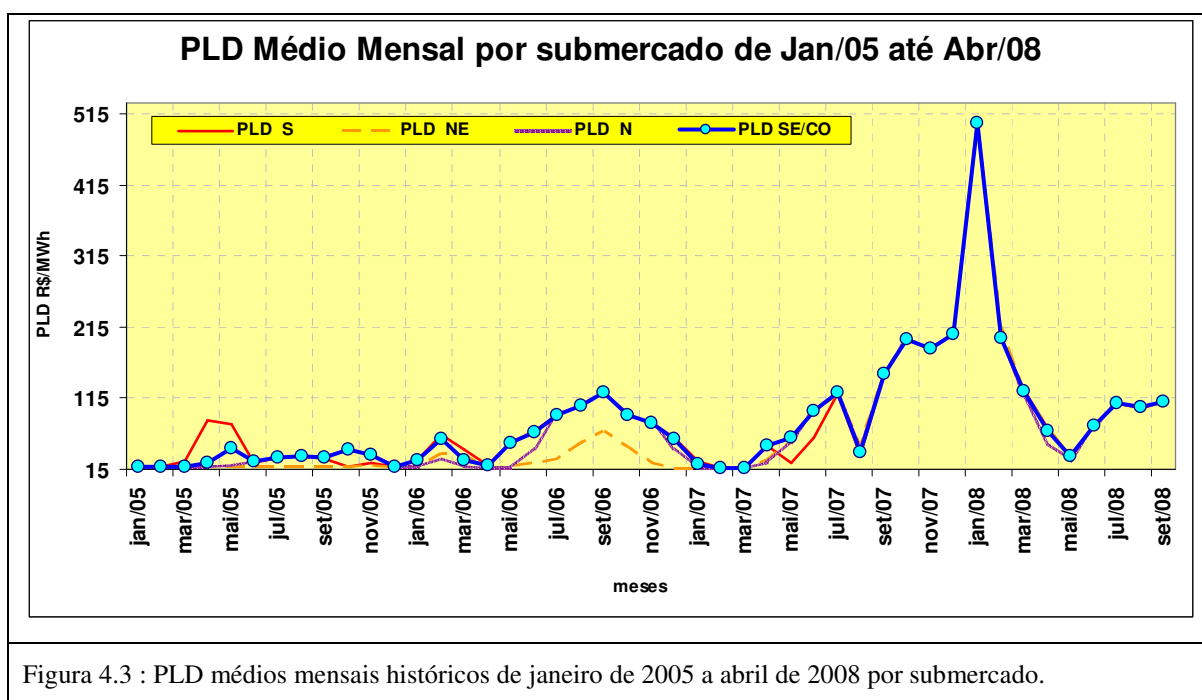
Um dos objetivos dessa dissertação é construir a formulação necessária para avaliar contratos transacionados no ACL com derivativos embutidos em seu corpo. Esses modelos, apresentados no capítulo 6, podem ser utilizados para a construção de curvas futuras, sob algumas suposições, permitindo comparar operações e orientar o processo de comercialização de algumas classes de produtos encontrados no mercado. Essas curvas futuras podem ser formadas a partir da curva *Forward* somando-se um prêmio, que representa o valor agregado dos derivativos embutidos no contrato. Maiores detalhes são fornecidos nos capítulos 6 e 7.

Em suma, existe uma diferença entre os PLD's, "custo de operação do sistema", e os preços nominais dos contratos praticados no ACL. O *PLD* não incorpora o custo do risco assumido pelos agentes para participar do mercado de energia. Esse custo do risco pode ser

⁶ O termo *Forward* faz referência aos contratos a termo vendidos em mercados de balcão sobre outros commodities e ativos financeiros.

entendido como o prêmio exigido por agentes para adicionar um determinado contrato à sua carteira. Todavia, o *PLD*, devido à sua função de valorar as sobras e déficits que estão presentes no processo de contabilização do SIN, serve como o custo de oportunidade para transações e, por esse motivo, os preços praticados em contratos firmados no ACL têm relação com os *PLD's*.

Por esse motivo, uma das formas de construir curvas futuras de preços é alterar as entradas do modelo NEWAVE, de maneira a refletir a expectativa futura dos níveis de armazenamento e balanço sistêmico, e analisar a dinâmica das saídas do modelo NEWAVE, particularmente os CMO associados com a simulação da operação do sistema. Observe que o horizonte de estudo do NEWAVE é de cinco anos (60 meses). Essa discussão será retomada na subseção 4.5.

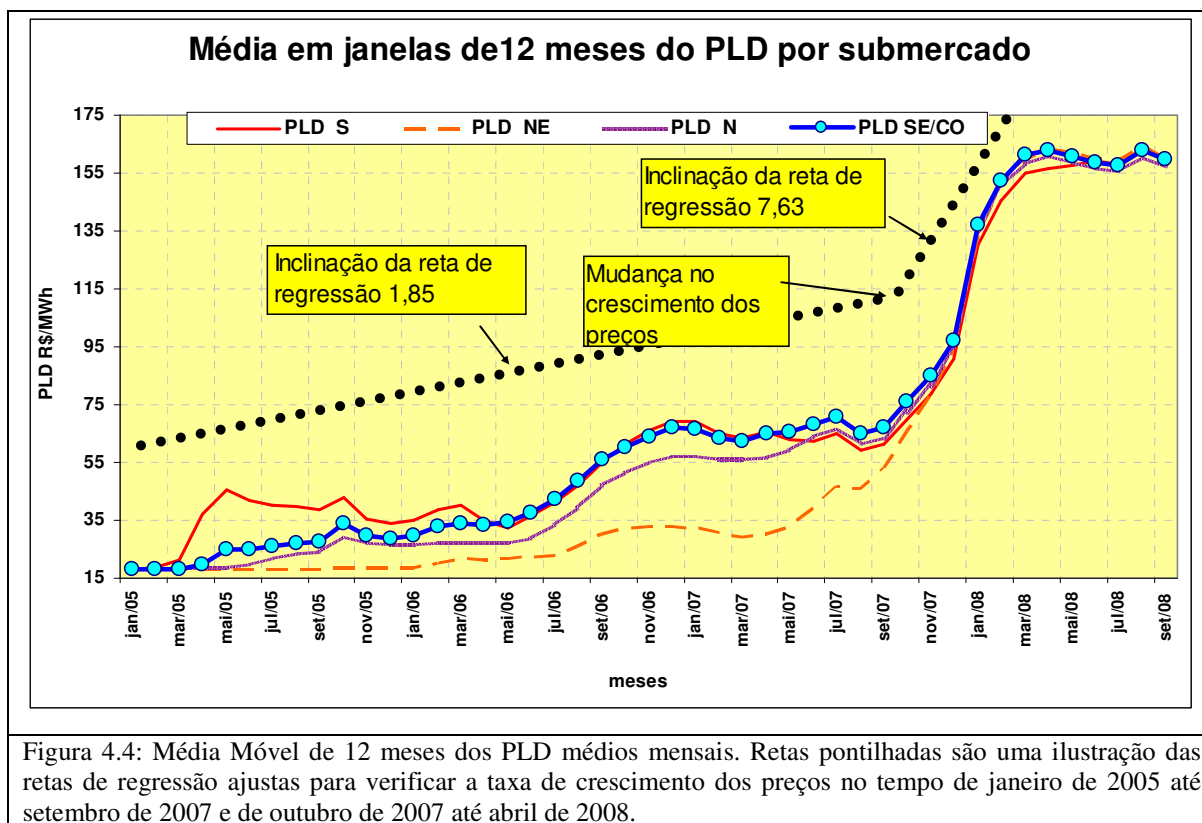


Para subsidiar algumas das afirmações realizadas nesta subseção e na anterior, será realizada uma análise estatística das séries históricas de *PLD*. Na figura 4.3 são mostradas as séries históricas dos *PLD* médios mensais de janeiro de 2005 a abril de 2008 por submercado. O *PLD* médio mensal é calculado como a média ponderada dos *PLD* semanais por patamar de carga, onde os pesos são calculados como o número de horas de

cada patamar de carga, em cada semana operativa pertencente ao mês alvo, dividido pelo número de horas do mês.

Observe os níveis do PLD posteriores a 2005 são maiores que no passado. Esse fato ajuda a explicar a preocupação dos agentes com gestão de risco de mercado e contratação eficiente de energia, já que os gastos com energia passam a representar parcela relevante dos custos de muitos agentes. Também, pode-se observar um padrão sistemático nesses preços, dado pelo aumento de preços nos meses de maio a setembro, o qual pode ser explicado basicamente pelo perfil das afluições observadas e pela expectativa das afluições futuras.

Para verificar quão acentuada tem sido o crescimento dos preços de mercado é calculada a média, em janela de 12 meses, dos *PLD* mensais. A janela de 12 meses é utilizada para amenizar o efeito cíclico, intra-ano, causado pelo impacto da afluição nos preços. Essa série é apresentada na figura 4.4.



A taxa de crescimento média desses valores é 1,85% por mês no período de janeiro de 2005 até setembro de 2007. Para o período de outubro de 2007 a abril de 2008 é observado uma taxa de crescimento cerca de 4 vezes maior, da ordem de 7,63%. Isso significa que a partir de 2007 houve um crescimento acentuado no nível dos preços *Spot*, que pode ser justificada basicamente pelo estreitamento do balanço sistêmico, causado pela lenta expansão da capacidade instalada do sistema, e pelo desempenho acelerado da economia, impulsionando o consumo de energia. Mais a frente nesta subseção será apresentada algumas análises que comprovam a relação entre PLD e balanço sistêmico.

Para entender as diretivas de curto prazo que influenciam os PLD é necessário realizar algumas transformações na série de dados original. Observe na tabela 4.1 que o PLD médio anual cresce ano a ano. Adicionalmente, a amplitude do PLD de um ano para o outro, que tem relação com o desvio padrão anual, também cresce no tempo.

Tabela 4.1: PLD anual médio com desvio padrão associado e crescimento dessas métricas com relação ano anterior.				
	Média	DP	Cresc Média	Cresc DP
2005	28,95	10,31		
2006	67,21	33,33	132%	223%
2007	97,33	72,51	45%	118%
2008	147,73	142,67	52%	97%

Assim, com o intuito de estudar o padrão intra-ano da série de PLD é necessário retirar essa tendência entre anos, para que os dados possam ser comparáveis. Uma forma simples de fazer isso é padronizar cada observação do *PLD* pela média e desvio padrão do ano a que ele pertence. A série padronizada utilizando essa metodologia é apresentada na figura 4.5.

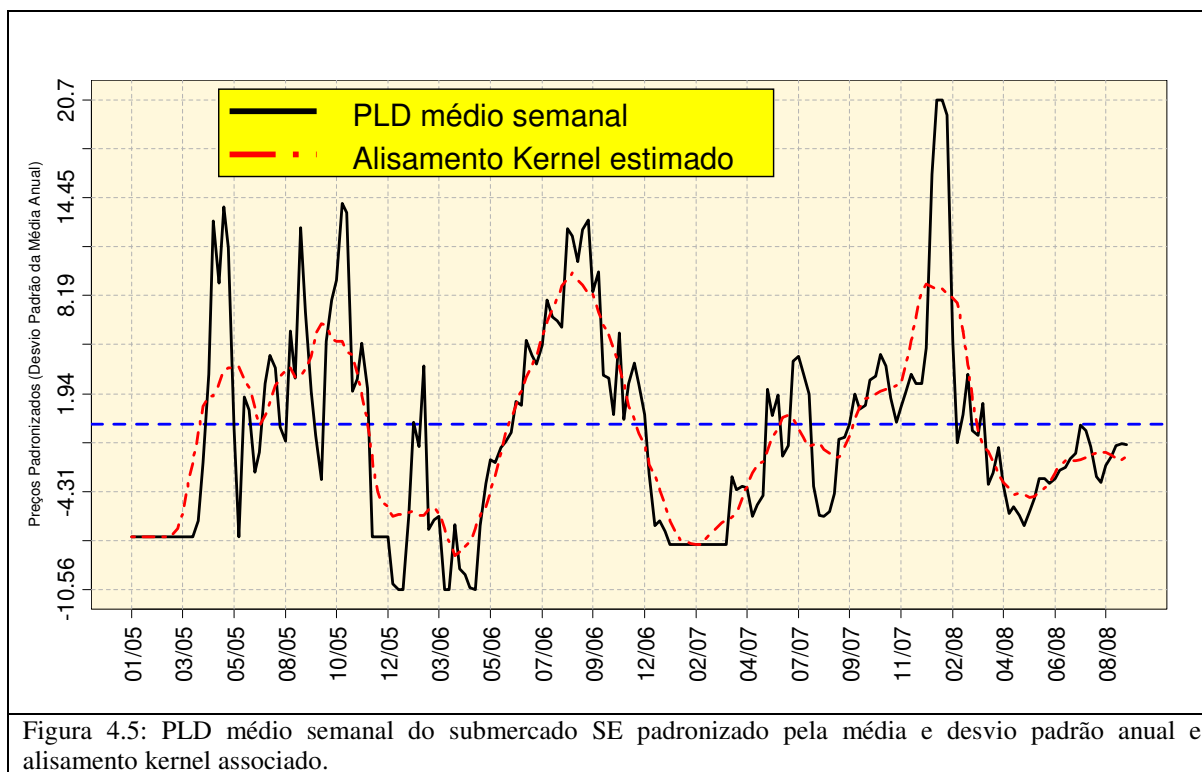
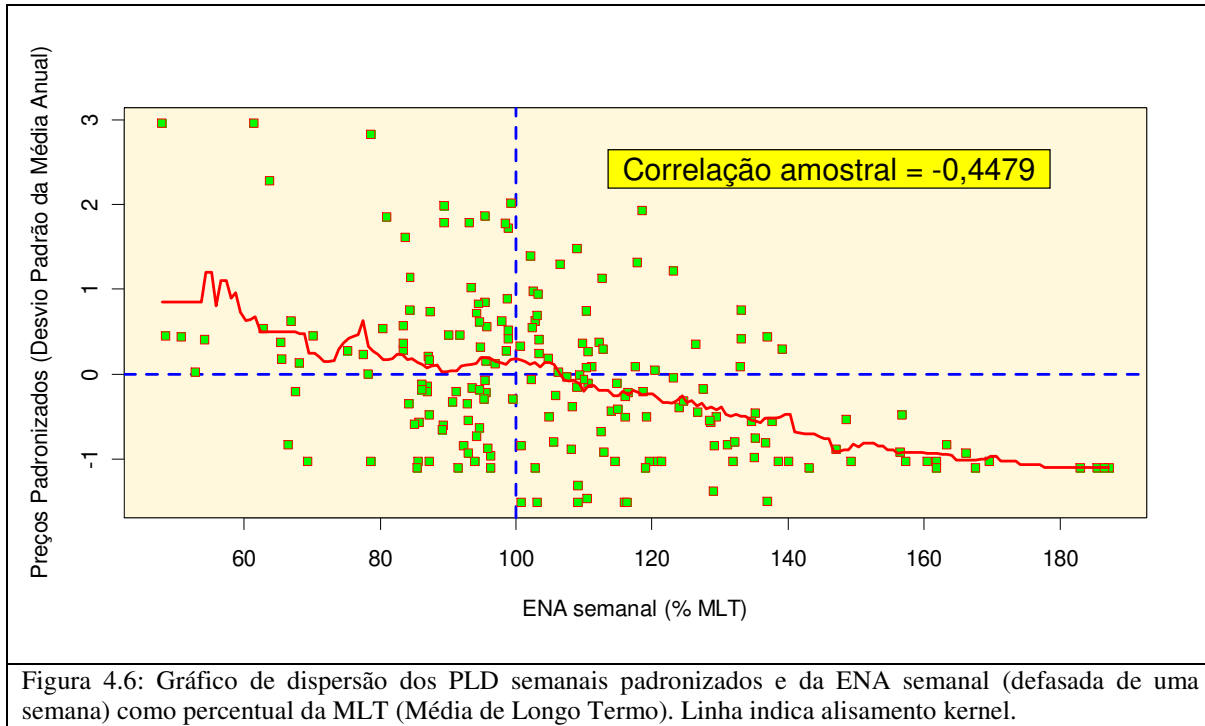


Figura 4.5: PLD médio semanal do submercado SE padronizado pela média e desvio padrão anual e alisamento kernel associado.

O padrão cíclico é mais visível na série padronizada que na série original. Observando o alisamento *Kernel* pode-se ver mais claramente esse padrão. Existe uma hipótese de que a variação intra-ano do PLD semanal tem relação com ENA (Energia Natural Afluente) apurada no mesmo período.

A ENA pode ser entendida como a quantidade de vazão, convertida de potencial geração de energia, que chega a uma determinada usina, ou conjunto de usinas, em determinado período de tempo. Por conta disso, o PLD uma semana a frente deve ser função, principalmente, da ENA observada na semana anterior.

Para verificar se, de fato, existe evidência para suportar essa relação é apresentada na figura 4.6 o gráfico de dispersão entre o *PLD* médio semanal padronizado e a ENA, defasada de uma semana, como percentual da média de longo termo.



A figura indica que quanto maior a ENA na semana anterior, menor tende ser o PLD da próxima semana. Ela também indica que essa relação é aproximadamente linear. Para estimar qual o efeito da ENA da semana anterior no PLD semanal pode ser estimado um modelo de regressão da seguinte forma:

$$PLD_t = \alpha + \beta_1 \cdot PLD_{t-1} + \beta_2 \cdot ENA_{t-1} + \varepsilon_t \quad (4.3.1)$$

As estimativas dos parâmetros desse modelo são apresentadas na tabela 4.2. Observe que essa equação captura grande parte da variância total dos erros, $R^2 = 92,29\%$. Particularmente a ENA da semana anterior explica cerca de 20% da variância total do PLD, justificando o padrão cíclico observado na figura 4.5. Como a suposição de normalidade dos resíduos não é atendida, teste de Jarque-Bera e Kolmogorov-Smirnov com p-valores baixos, esse modelo não deve ser utilizado para realização de inferência estatística. Análises adicionais, não apresentadas, indicam que os erros têm distribuição *t-student*.

Com base nas análises descritas acima, pode-se concluir que uma das diretivas de curto prazo que afeta o PLD é a ENA observada na semana anterior. Como o desvio padrão da ENA como percentual da MLT é de cerca de 26%, é esperado que o PLD varie bastante

dentro do ano. Observe também que a variável com maior peso no modelo é o PLD publicado na semana anterior, indicando que o efeito de um pico de PLD tende persistir por um período relativamente grande ($\beta_1 = 0,93$). Existe a possibilidade que as séries utilizadas para a regressão sejam cointegráveis. Isso aumenta a chance de que regressões ajustadas sejam espúrias. No entanto, por conta do processo de formação de preços de mercado é razoável e intuitivo que a ENA influencia os PLD. Por conta disso considera-se a regressão estimada legítima. Intuitivamente, outros fatores como a energia armazenada ou a taxa de redução dos reservatórios poderiam também ter relação com os PLD's. Entretanto, dado que o PLD tende a ter grande variação mensal e essas variáveis variam de maneira muito mais suave ao longo do ano, não é simples estudar a relação entre essas variáveis.

Tabela 4.2: Estimativas do modelo de regressão descrito na equação 4.3.1 e percentual da variância total (calculados utilizando a tabela ANOVA) de cada variável do modelo.			
Parâmetro	Estimativa	Erro Padrão	p-valor
α	43.69	8.02	1.62E-07
β_1	0.93	0.02	< 2e-16
β_2	(0.35)	0.07	2.09E-07
Erro padrão resíduos = 1,46MW médios R^2 ajust. = 92,29% Estatística F(2,189) = 1145 - p-valor associado < 2.709e-16 Kolmogorov-Smirnov (Normalidade Resíduos) -p-valor 0,0013 Jarque-Bera (Normalidade Resíduos) - p-valor < 2.2e-16			
Parâmetro	% Variância Total		
α			
PLDt-1	72,20		
ENA	20,18		
Erro	7,62		
Total	100,00		

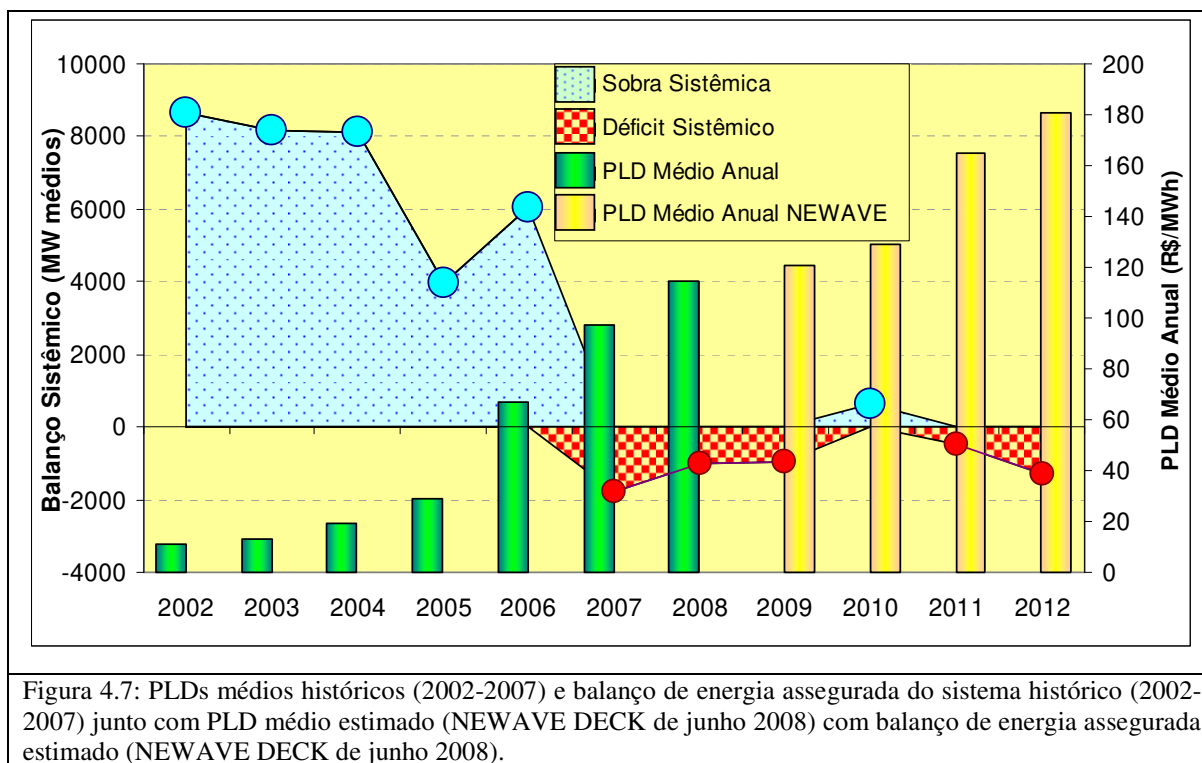
Para estudar as diretivas que afetam o nível do PLD no longo prazo é necessário estudar a série de PLD médio anual. Entretanto, como o novo modelo adotado para o setor é jovem, tem-se uma série histórica de PLD médios anuais curta, com menos de dez observações (2002-2008). A utilização do PLD médio anual anterior ao ano de 2002 poderia mascarar os resultados dado que esse foi o período de racionamento, claramente atípico na história do setor, vide capítulo 3 para uma discussão mais detalhada sobre o racionamento de energia enfrentado no Brasil.

Uma possível solução para estender a série histórica é utilizar as saídas de um dos DECKs⁷ do NEWAVE. Os CMOs médios anuais, advindos do NEWAVE, fornecem uma

⁷ Um DECK do NEWAVE/DECOMP é um arquivo que contém o conjunto de premissas de entrada, dados do sistema, e projeções de variáveis, que são utilizadas na simulação e otimização do modelo. Assim, mudanças no DECK trazem mudanças nas saídas do modelo NEWAVE. Algumas das variáveis pertencentes ao DECK do NEWAVE foram discutidas na seção 4.2. Para maiores detalhes sobre a composição desses arquivos pode-se consultar [Duarte et al \(2007\)](#).

indicação sobre o nível dos preços futuros, dado o processo de formação de preços de mercado, se as premissas de entrada do DECK do NEWAVE estão bem calibradas.

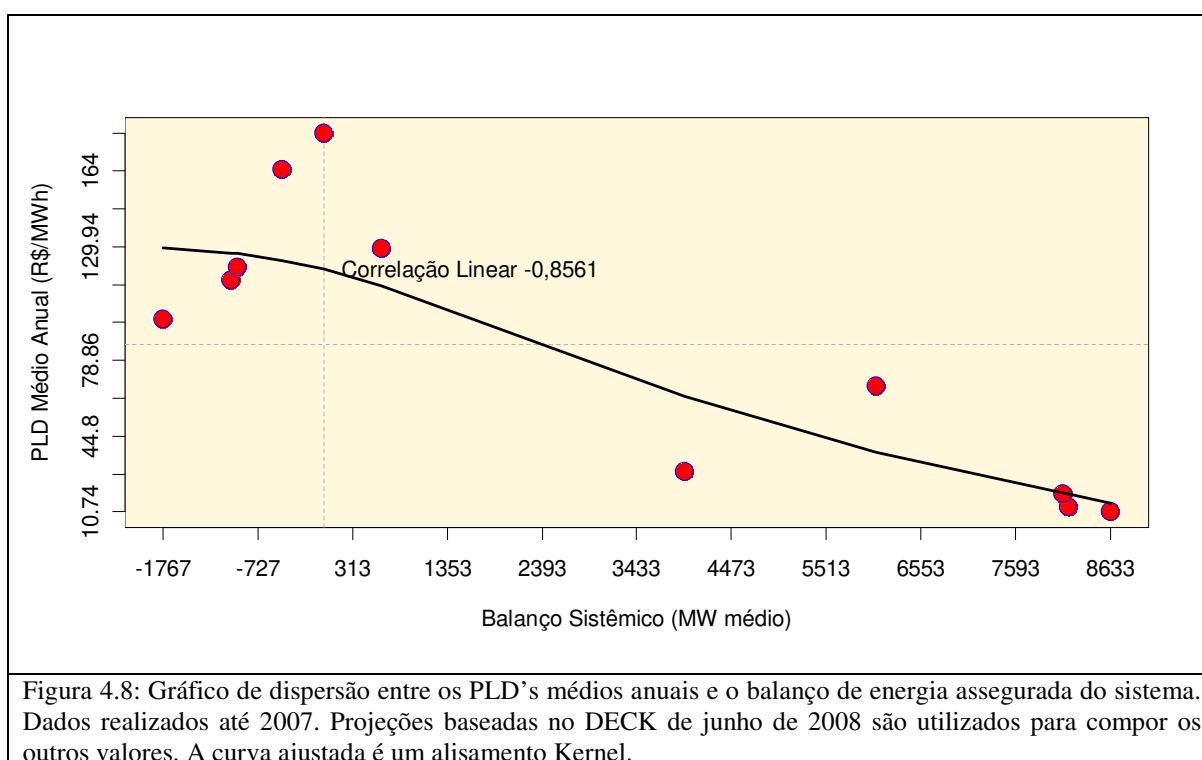
Intuitivamente, no longo prazo, o nível dos preços de mercado deveria ser influenciado principalmente por diretivas de oferta e demanda de energia. Uma variável que incorpora essa informação é o balanço de energia assegurada do sistema, o qual reflete se o sistema está com sobra ou déficit de energia. O balanço de energia assegurada é amplamente utilizado para estudar a relação oferta x demanda e seu impacto nos preços de mercado principalmente porque ele tem uma interpretação financeira particular que é dada pelas regras de comercialização do SIN. Como as geradoras podem comercializar no máximo sua energia assegurada, é esperado que, em casos onde o balanço de energia assegurada do sistema é deficitário, os preços futuros tenham uma tendência de alta, já que nesses cenários a quantidade de energia disponível para comercialização, independente da geração física, é menor que em cenários de sobra sistêmica.



Para avaliar se, de fato, o balanço de energia assegurada do sistema tem relação com o PLD médio anual é apresentado na figura 4.7 os PLD médios anuais históricos

acoplados com os PLD's médios advindos do NEWAVE, sob a visão do DECK de junho de 2008, versus o balanço de energia assegurada anual histórico e calculado utilizando a visão do DECK de junho de 2008 do NEWAVE.

A figura 4.7 indica que existe uma relação entre PLD médio anual e balanço sistêmico de forma que, quanto maior a sobra sistêmica, menor tende a ser o PLD médio anual. Esta relação é esperada já que, quanto maior a oferta, menor deveriam ser os preços de mercado. Para estudar a forma dessa relação é apresentado na figura 4.8 o gráfico de dispersão dessas variáveis com a estimativa da correlação amostral.



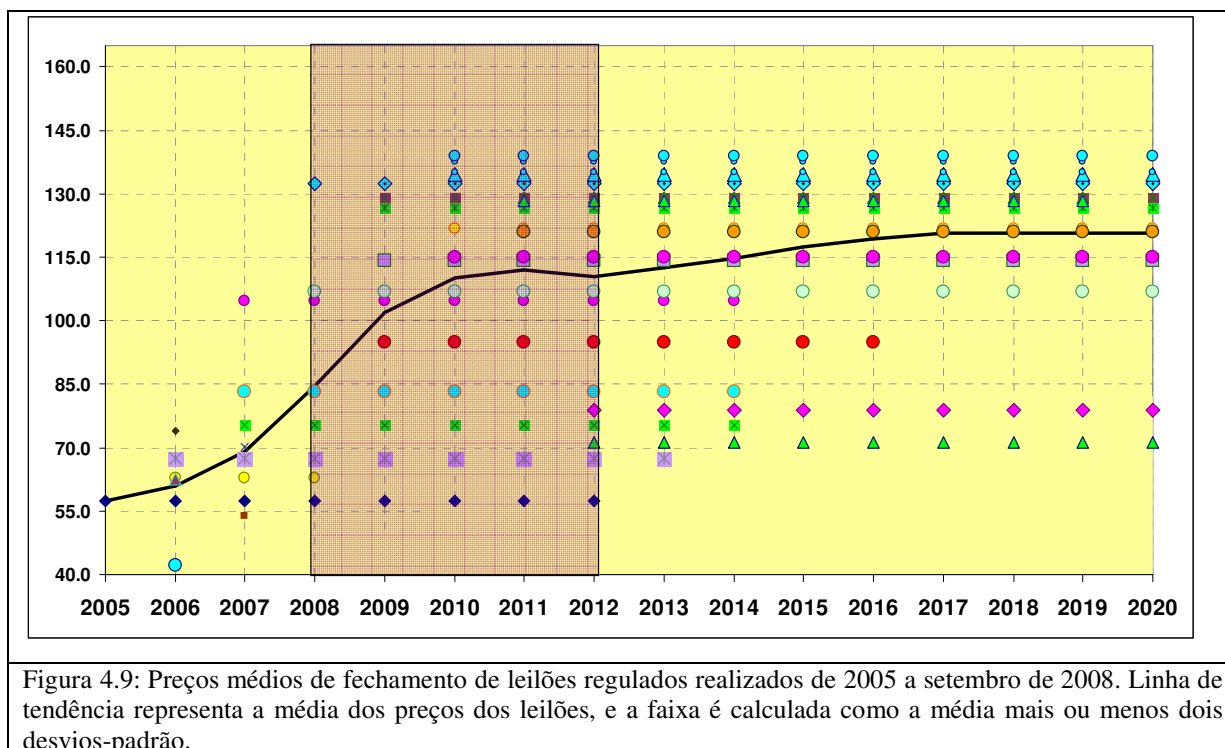
Essa figura indica que existe uma forte relação entre as variáveis. No entanto, a baixa quantidade de dados disponíveis e o fato de que se está utilizando dados estimados de preços e balanço de energia assegurada pode mascarar as conclusões.

Dado que seria esperado observar os preços de longo prazo respondendo a diretivas de oferta e demanda do sistema, e levando em consideração a magnitude da correlação estimada, é razoável supor que o balanço de energia assegurada é a principal diretiva que condiciona a dinâmica dos preços de mercado no longo prazo.

Outra análise que pode ser realizada para entender a dinâmica de longo prazo dos preços do ACL é estudar os preços médios dos leilões ao longo do tempo. Os produtos comercializados nos leilões regulados geralmente têm prazos de vigência extensos e por isso dão indicação sobre os preços futuros.

Tendo em vista que os agentes geradores podem vender tanto no ACR, através dos leilões regulados, quanto no ACL, através de contratos bilaterais, é intuitivo que os preços nos dois ambientes de mercado sejam relacionados. Por exemplo, se os preços de venda em leilões estiverem superiores às expectativas de preços no ACL, os agentes geradores preferirão vender energia em leilões. Por outro lado, caso os preços do ACL estejam mais atrativos que os do ACR, os agentes geradores migrarão para o ambiente Livre para vender suas quantidades descontratadas. Dessa forma, como o nível de preços nos dois ambientes define a quantidade de oferta que estará presente em cada um deles, a tendência de preços de um ambiente deve acompanhar ao do outro, para que não haja sobre oferta em um e déficit no outro. Distorções nessa relação podem ser observadas em horizontes de curto prazo, no entanto é esperado que para horizontes maiores a relação entre os preços de ACR e ACL respeite um determinado nível de equilíbrio.

É apresentado na figura 4.9 o preço médio de fechamento de todos os leilões regulados realizados até setembro de 2008. Não são feitas distinções entre fontes (hidrelétrica, termelétrica ou fontes alternativas), ou leilões (A-5, A-3, A-1, Ajuste, Jirau e Santo Antônio). Naturalmente, esses preços de leilões não são comparáveis entre si por conta de diversos motivos. Primeiro, a duração dos produtos não é a mesma. Segundo, a distância entre a data de realização do leilão e a data de suprimento também influencia no preço. Por último, e mais importante, os preços de leilões divergem fortemente entre fontes de geração.



No entanto, independente das regras, fontes ou produtos oferecidos, existe uma tendência de aumento dos preços médios (linha de tendência) de fechamento de leilões no tempo, principalmente de 2008 a 2012, que se mantém de 2013 em diante.

Essa tendência, por conta da relação entre os preços praticados no ACR e ACL, sugere que não existe justificativa para os preços médios anuais no ACL se manterem abaixo dos R\$ 100,00 a partir de 2008. De fato, tem-se observado no Mercado Livre um novo nível de preços, que não mais refletem os preços abaixo de R\$ 100,00 praticados até o ano de 2007.

As discussões realizadas nessa subseção permitem concluir basicamente três coisas. O PLD, apesar de não incorporar informação sobre o custo do risco e sobre os *Spreads* observados nos contratos de curto prazo, é uma variável importante na comercialização de energia, pois define o custo de oportunidade dos agentes. No curto prazo, essa variável tem alta persistência e relação estatisticamente significativa com a ENA observada na semana anterior. No longo prazo, o nível do PLD é regido principalmente por diretivas de oferta de demanda, entre elas o balanço de energia assegurada do sistema.

É realizada na próxima seção, uma discussão sobre modelagem e metodologias de extrapolação utilizadas em mercados de energia para trabalhar com os preços do mercado Spot e com a curva *Forward*. São feitas algumas ponderações e sugeridas algumas alternativas para o caso do mercado brasileiro de energia.

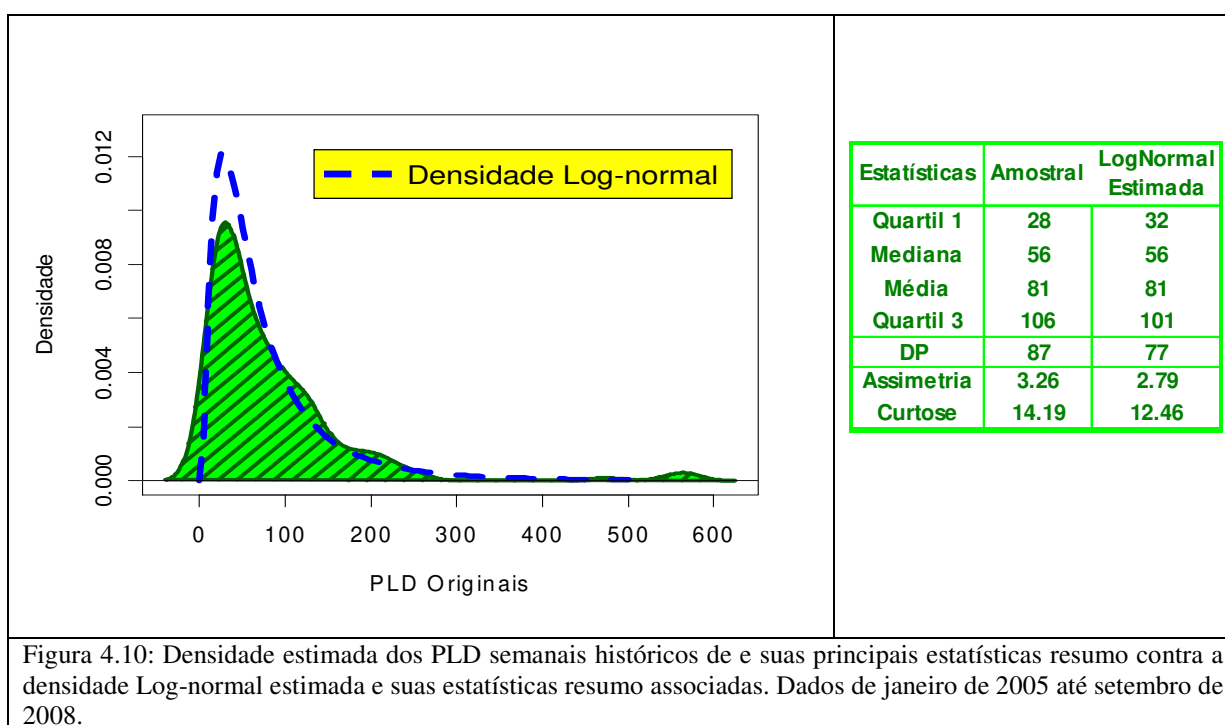
4.4 Modelagem de Preços em Mercados de Energia.

Antes de iniciar a discussão sobre quais são os modelos que tem sido utilizado para modelagem de preços em mercados de energia, é importante estudar algumas características da distribuição de probabilidade dos PLD.

Na figura 4.10 é apresentada a distribuição de probabilidade não condicional dos PLD's semanais de janeiro de 2005 a setembro de 2008, juntamente com as principais estatísticas resumo dessa distribuição. Note que existe elevada assimetria e curtose nos dados. De fato, preços no geral possuem esse perfil típico, com alta concentração de valores em uma certa faixa, e probabilidades menores, porém relevantes, de observar picos de preços.

Por conta disso, muitos modelos de preços *Spot* fazem a suposição que a distribuição dos preços de mercado são Log-normais. Essa suposição permite a derivação analítica do processo de preços de mercado, fazendo a tarefa de previsão, estimação e avaliação muito mais simples.

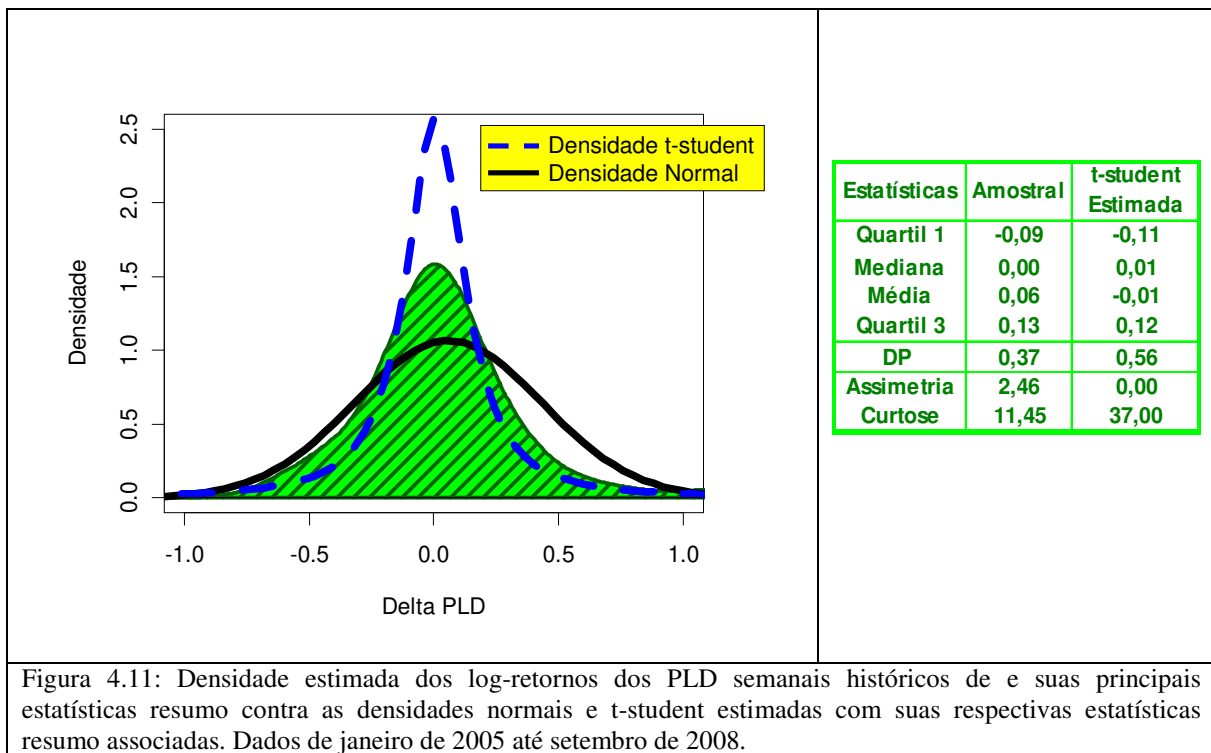
Na figura 4.10 vê-se também a distribuição Log-normal sobreposta à densidade empírica. Note que essa distribuição captura bem o padrão central dos dados, entretanto, as caudas da distribuição não são bem ajustadas. Isso também pode ser observado comparando-se as estatísticas resumo estimadas para os dados e para a distribuição *Log-Normal* ajustado. Note que a assimetria e a curtose da densidade amostral é maior que as da densidade *Log-normal* ajustada. Isso faz com que, sob o modelo *Log-normal* de preços, a probabilidade de se observar preços elevados seja subestimada.



Uma forma de avaliar se modelos *Log-normais* são razoáveis para modelagem de preços é estudando distribuição de probabilidade dos log-retornos, $\ln S_t - \ln S_{t-1}$, onde S_t é o preço *Spot* de um período de tempo t . Caso os log-retornos não sigam a distribuição normal os modelos Log-normais para preços não são aplicáveis.

Analisar os retornos dos preços é fundamental para entender a dinâmica dos preços de mercado, já que eles contêm informação, em termos probabilísticos, sobre as magnitudes das mudanças de preços de um intervalo de tempo a outro. Dessa forma, conhecendo-se a distribuição de probabilidade dos retornos é possível criar intervalos de confiança para os preços de mercado e calcular probabilidades de observar valores atípicos.

A distribuição de probabilidade empírica dessas quantidades é mostrada na figura 4.11 juntamente com as principais estatísticas resumo estimadas. Sobrepostos à figura estão as densidades normal e t-student estimadas para os log-retornos. Note que nenhuma das duas parece capturar o padrão dos log-retornos. A quebra da suposição de normalidade dos log-retornos fornece evidência contra o uso do modelo log-normal de preços.



O modelo log-normal dos preços de mercado é extensivamente utilizado nos mercados financeiros, e serve como base para o conhecido modelo de Black & Scholes, vide Natemberg (1994), o qual, sob as suposições do modelo log-normal, permite calcular o prêmio associado com uma opção de compra ou de venda. Caso os log-retornos do PLD fossem normalmente distribuídos, o processo de avaliação de opções, presentes nos contratos dos mercados de energia, poderia ser realizada com o modelo de Black & Scholes, o que simplificaria substancialmente a dificuldade envolvida com essa atividade.

Detalhes sobre a formulação de modelos log-normais, suas suposições e sua aplicabilidade para mercados de energia pode ser encontrada em Pilipovic (1998), capítulo 4.

Outra classe de modelos que tem sido extensivamente utilizada na modelagem de preços em mercado de energia é aqueles que apresentam reversão à média. Um processo revertendo à média tem um termo que traz a variável sendo modelada de volta a algum nível de equilíbrio. Quando uma variável, S_t , está revertendo à média, ela terá um termo

determinístico, definido como $E_t[dS_t] = \alpha \cdot (\bar{s}_t - S_t) \cdot dt$ onde $\alpha > 0$ é a taxa de reversão à média e $\bar{s}_t$ é o valor em volta do qual S_t tende a oscilar e $dS_t = S_{t+dt} - S_t$. Se o preço no tempo t , S_t é maior que seu valor de equilíbrio no tempo t , $\bar{s}_t$, o termo flutuante é, em média, negativo, os choques tendem a afastar os preços do nível de equilíbrio. Similarmente, se a variável S_t é menor que seu valor de equilíbrio no tempo t o termo flutuante será, em média positivo, tendendo a retornar de volta S_t ao seu nível de equilíbrio.

Note que quanto maior o parâmetro de reversão à média, α , maior é o desvio de volta ao nível de equilíbrio. Reversão à média pode ser modelada diretamente sobre os preços, o logaritmo dos preços ou nas taxas que envolvem preços, Pilipovic (1998).

O processo de reversão à média é considerado uma escolha natural para commodities. Teoria microeconômica básica informa que, no longo prazo, o preço de uma commodity deve convergir para seu custo marginal de produção de longo prazo, French (2005). Em outras palavras, embora o preço da commodity tenha oscilações no curto prazo, ele tende a reverter de volta a um nível de equilíbrio de longo prazo.

A modelagem de preços para os mercados de eletricidade costuma ser realizada com uma composição de modelos que visam refletir outras características empíricas observadas nas séries históricas (Mavrou, 2006). Em mercados onde o processo de formação de preços é baseado em oferta de cotações para compra e venda de energia, como no Nord Pool, são observados picos nos preços horários e mudanças de regimes nas séries de preços (Mavrou, 2006). Essas características devem ser incorporadas dentro dos modelos com a finalidade de mantê-los realistas.

Uma aplicação para o mercado brasileiro de energia de modelos com reversão à média, a qual incorpora outros fatores como mudança de regime markoviano e difusão com saltos dependentes pode ser encontrada em Pemberton (2006). Suas principais conclusões foram que esses modelos capturam diversas características das séries históricas como a volatilidade encontrada nos preços dos principais submercados do SIN. Entretanto não foi avaliado o desempenho desses modelos na previsão dos preços Spot futuros.

Outros trabalhos, como Sousa (2003), utilizam a teoria de séries estruturais com intervenção para tentar modelar o PLD. Ele conclui que, embora o padrão sazonal da série seja bem capturado, o erro de previsão obtido através de *back tests* se mantém elevado. Amaral (2003) utilizou diversos modelos de séries temporais lineares e não lineares para estudar o comportamento do PLD. Ele argumenta que as estimativas dos modelos, apesar de terem trazido informações importantes sobre a dinâmica dos preços, não conseguiu apresentar bom desempenho na previsão dos preços.

Pilipovic (1998), ainda propõe diversos outros modelos, incorporando *convenience yield* e reversão à média no preço de equilíbrio de longo termo. Ela argumenta que, em muitos mercados internacionais de energia, o modelo que incorpora *convenience yield* e reversão à média no preço de equilíbrio de longo termo apresenta bom desempenho, porém a indisponibilidade de dados para aplicar esses modelos no caso brasileiro impede o julgamento dos modelos.

Por exemplo, existem diversos trabalhos dando evidência que o *convenience yield* está presente nos mercados de energia. Essa variável pode ser interpretada como um componente dos preços, em um mercado sem arbitragem, que traz informação sobre restrições de liquidez e “custos de armazenagem”.

Dessa forma o *convenience yield* aparece nos mercados de energia como a variável que explica o processo de tomada de decisões de gerenciamento de estoques e reservatórios da commodity em questão. Em cada momento do tempo é necessário tomar a decisão de utilizar o combustível hoje, contra mantê-lo para momentos futuros.

Quando os reservatórios estão altos não é esperada escassez de combustível hoje, quando comparado a um tempo futuro, caso contrário, o investidor deveria perceber que não há qualquer benefício em manter o reservatório agora e, portanto, venderia seu estoque. Assim, o valor esperado dos preços futuros deveria ser menor do que é hoje.

Quando os reservatórios estão baixos, espera-se que a escassez no futuro seja maior. Mas, ao contrário do caso anterior, o investidor não consegue compor reservas para atender sua demanda hoje. Portanto, espera-se que os preços futuros sejam menores que os

de hoje. Conseqüentemente, o *convenience yield* é inversamente relacionado aos níveis de reservatório.

Observando as discussões realizadas na seção 4.2 sobre o processo de formação de preços, vê-se que o *convenience yield* é o componente dos preços que traz informação sobre as decisões que influenciam o custo imediato e o custo futuro da energia no sistema. Dessa forma, a extração dessa componente das séries de preços permitiria entender o custo de oportunidade de geração hidráulica no sistema. Existem diversos trabalhos, veja Pilipovic (1998) e French (2005), que tratam o problema de modelagem de preços de forma conjunta com o *convenience yield*. O problema é que os dados requeridos pela maioria desses modelos não são facilmente obtidos para o mercado brasileiro de energia, como os preços de combustíveis substitutos à energia elétrica e a composição dos preços de combustíveis substitutos para a matriz energética nacional.

Dado o processo de formação de preços do mercado brasileiro de energia, e as discussões realizadas nessa seção sobre as características dos PLD, uma das alternativas que pode ser adotada para auxiliar na descoberta de preços no mercado de energia brasileiro é estudar as saídas do NEWAVE.

Como discutido em maiores detalhes na seção 4.2, o NEWAVE é o modelo básico de formação de preços do mercado à vista. Ele incorpora em si informação sobre oferta e demanda de energia do sistema, colocadas explicitamente no arquivo de entrada de dados, denominado DECK, e realiza suas simulações e otimizações levando em consideração o dilema do custo imediato e custo futuro associado com a decisão de gerenciamento de reservatórios do sistema.

Assim, é razoável que as saídas do NEWAVE, das quais uma é o CMO, incorpore informação sobre o *convenience yield* e sobre leis de oferta e demanda relacionada com disponibilidade de combustível no futuro. Embora as saídas desses modelos, que tem por objetivo otimizar a operação do sistema, não deva ser utilizadas sem tratamento, elas podem ser utilizada para calibrar modelos para preços Spot e preços *Forwards*.

A modelagem de preços de mercado não é o objetivo primário desta dissertação e não será realizada de maneira explícita no decorrer do trabalho. De fato, nos modelos de avaliação de derivativos que serão discutidos nos próximos capítulos, os preços podem ser incorporados através de simulação, permitindo assim a aplicação desses modelos independentemente do processo de modelagem de preços de mercado. Naturalmente, a qualidade dos resultados depende de quão realista é a dinâmica dos preços utilizada como entrada para os modelos de avaliação. Dessa forma, sugere-se dedicar grande parcela do tempo na modelagem e estudo da evolução dos preços de mercado, calibrar esses modelos utilizando os indicativos de preços advindos do NEWAVE, obter simulações de preços de mercado e, após, avaliar o resultado financeiro associado com contratos contendo flexibilidades contratuais.

4.5 Considerações Finais

Neste capítulo foram realizadas análises sobre os preços de mercado, considerando seu processo de formação e as principais diretivas que influenciam esses valores no curto e longo prazo. Também foram apresentadas as principais frentes de trabalho encontradas na literatura para tratar o problema de modelagem e previsão de preços e as principais características que devem ser incorporadas nos modelos.

Para finalizar o capítulo vamos listar alguns pontos que tem sido discutido nos últimos meses e que podem influenciar todos os processos relacionados com preços no mercado brasileiro de energia. Primeiramente, existe uma força tarefa, formada pelos agentes de mercado em conjunto com os principais órgãos do sistema, que estuda as principais características do modelo NEWAVE e propõem melhorias para resolver alguns problemas encontrados no modelo. Os principais objetivos desse grupo estão relacionados com a garantia de convergência no processo de otimização do modelo NEWAVE, consistência dos modelos de simulação de séries sintéticas, e redução da volatilidade das saídas do modelo com o objetivo de tornar o processo de formação de preços de mercado mais realista.

Adicionalmente, existem outras frentes de trabalho que pesquisam sobre modelos alternativos para obtenção de políticas de operação do sistema. O SDDP, criado pela PSR Consultoria, é um modelo semelhante ao NEWAVE, no entanto, considera as usinas de forma individualizada durante todo o processo de otimização, ao invés de formar reservatórios equivalentes.

Ainda nessa linha o COSE, que tem relação com a UNICAMP, criou o Hidrolab, que é uma plataforma de análise, simulação e otimização do sistema que objetiva derivar a política de operação ótima baseado em diferentes alternativas de modelos de otimização. Esse sistema apresenta uma plataforma analítica bastante completa, com ferramentas que permitem realizar testes de sensibilidade das políticas operativas de forma dinâmica. As saídas e resultados fornecidos por esse sistema ainda estão sendo validados.

No entanto, a discussão mais interessantes que tem surgido com relação ao futuro do processo de formação de preços de mercado é a substituição da maneira atual por um modelo de leilões, como observado no Nord Pool e em outros mercados ao redor do mundo, onde existem cotações horárias para os preços da energia. Esse novo conceito separaria a política operativa do sistema do preço efetivamente praticado no mercado. Isso pode trazer benefícios para o mercado por diversas razões. Primeiro, o preço de mercado seria apenas função de diretivas de oferta e demanda que representariam as expectativas e necessidades dos agentes, além de incorporar informação sobre o custo do risco, informações que não são simples de serem capturadas por modelos computacionais.

Adicionalmente, essa abordagem permitiria a criação posterior de um mercado organizado para comercialização de futuros e opções em energia. Como será discutido no próximo capítulo, esse tipo de ambiente tem trazido aumento na eficiência de diversos mercados fazendo com que os processos de preços sejam mais transparentes, atraindo capital privado ao setor, e disponibilizando instrumentos para pulverização de riscos dos agentes.

Por último, a formação de preços via leilão faria com que a resposta da demanda à escassez de energia seja muito mais rápida e eficiente do que é observado hoje, permitindo

aos órgãos do governo o planejamento mais acurado da expansão, minimizando assim as chances de déficits do sistema.

Existem inúmeras questões que devem ser tratadas para que a implementação de modelos baseado em leilões seja bem sucedida. No entanto, buscando-se aprendizado em outros mercados, obtendo apoio dos agentes, e dedicação dos órgãos do setor pode-se ter um processo de formação de preços mais eficiente, que reflita de fato as expectativas das partes compradoras e vendedoras e não apenas a política operativa.

5 FLEXIBILIDADES CONTRATUAIS E TEORIA DOS DERIVATIVOS

5.1 Introdução

A grande maioria dos contratos de energia comercializados no Ambiente de Contratação Livre (ACL) possuem em seu corpo alguma flexibilidade adicional ao contrato de energia físico, o qual possui volume e preço constantes no tempo. Mais formalmente, flexibilidades contratuais, nesta dissertação, são entendidas como quaisquer cláusulas pertencentes aos contratos que permitam as contrapartes alterar volume de energia, quantidades mensais faturáveis, preços, pontos de entrega, datas ou outros termos e condições em qualquer subperíodo de tempo dentro da vigência do contrato.

De fato, a classe de contratos flexíveis é grande o suficiente para absorver quase todos os contratos de energia comercializados no ACL. Considerando que os contratos hoje vigentes no mercado de energia brasileiro são altamente não padronizados, muitas das cláusulas embutidas em seu corpo implicam, algumas vezes de forma implícita, em riscos ou oportunidades que não estão presentes em contratos com volume e preço fixo.

Para se ter uma idéia da complexidade dessas cláusulas suponha, por exemplo, um contrato celebrado entre uma comercializadora e um Cliente Livre com cláusula de força maior ou evento fortuito, a qual prevê a rescisão contratual se ocorrer algum evento externo não controlável por nenhuma das contrapartes. Suponha que dentro desses eventos fortuitos inclui-se greve dos funcionários. A detentora do contrato, um Cliente Livre, teria, portanto, o direito, mas não a obrigação de rescindir o contrato em caso de greve de seus funcionários. Se esse Cliente Livre fosse, por exemplo, uma empresa automobilística em um cenário econômico e político semelhante ao da metade final da década de 90, essa condição contratual poderia acarretar em risco adicional para a comercializadora, pois, caso a rescisão do contrato fosse favorável para a automobilística, a comercializadora teria um

montante de energia descontratado ficando exposta à volatilidade do mercado *Spot* para liquidar esse excedente.

Como outro exemplo, dessa vez mais realista, imagine um contrato bilateral celebrado entre duas comercializadoras na qual a compradora tem o direito, mas não a obrigação de aumentar o volume anual do contrato, para um período especificado, em 10% pagando por essa energia adicional o mesmo preço contratual aplicado ao montante inicial (em R\$/MWh). Essa cláusula é muito semelhante àquelas de contratos de opção verificados no mundo de finanças com a diferença, essencial, que há entrega do produto final, não sendo apenas “troca de papéis”. Caso essa cláusula não seja precificada corretamente, isso pode implicar em risco adicional ou perda de oportunidade à vendedora, supondo que o custo de oportunidade é a liquidação no mercado de curto prazo.

Muitos outros exemplos poderiam ser construídos nessa linha, porém o importante é absorver o conceito de porquê os contratos possuem flexibilidades em seu corpo: quase que a totalidade dos contratos de energia que possuem flexibilidades são motivados por alguma restrição de processo de produção, necessidade de disponibilidade futura de energia sob menores incertezas ou busca de instrumentos para mitigação de riscos.

O problema é que, muito mais que os derivativos financeiros, os derivativos dos mercados de energia possuem estruturas extremamente complexas, totalmente dependentes do agente e que podem ser funções de muitas variáveis ou ainda de outros derivativos (Pilipovic, 1997, cap. 1-4 e Fusaro, 1998, cap. 1-6).

Essas características dificultam significativamente o processo de gestão de riscos exigindo uma demanda muito maior de tempo no desenvolvimento de procedimentos e metodologias de avaliação de operações, acompanhamento de carteiras e antecipação de movimentos do mercado.

Dentro dessa gama de interesses, surgem duas vertentes principais que tem relação com o processo de compra e venda de energia no ambiente competitivo e com a gestão das carteiras de contratos. Do ponto de vista da mesa de comercialização, a tarefa principal é calcular o valor justo de operações, pois dessa forma haveria a possibilidade de

comparar estratégias, construir margens para negociação e definir *spreads* de compra e venda. Por outro lado, os interesses principais do *Middle Office* são acompanhar o desempenho da carteira e operações individuais, recomendar estratégias de cobertura e alertar contra regiões de perdas ou potenciais ganhos. Portanto, para o *Middle Office*, métricas de risco e retorno derivadas de distribuições de probabilidades associadas com resultados financeiros de carteiras tem grande importância.

O problema é que, formalmente, o Brasil não possui um mercado organizado de derivativos exigindo, portanto, alguma engenharia financeira para incorporá-los em contratos firmados no mercado de balcão, em forma de flexibilidades contratuais. Mesmo havendo muitos trabalhos debatendo sobre o tema, consultar Loiola (2002), Benson et al (2004) e Montano (2004), existem ainda duas questões que devem ser mais bem discutidas com o objetivo de alertar sobre a questão de mercados organizados de derivativos no setor de energia do Brasil.

A primeira está relacionada com a viabilidade desses mercados organizados no setor energético nacional, ou seja, quais seriam os reais benefícios que esses mercados trariam à atividade de comercialização de energia e a sociedade como um todo. Para responder a essa pergunta deve-se estudar quais foram os fatores motivantes que culminaram na origem de mercados de derivativos ao redor do mundo, entender o funcionamento desses, analisar seu processo de expansão para depois trazer esse aprendizado ao plano brasileiro.

A segunda questão tem ligação com as características de mercado, cenário regulatório, processo de formação de preços e operacionalização das atividades. Mesmo que a implantação desses mercados seja extremamente benéfica quando é observado prisma sob o econômico-social, sua operacionalização exige mudanças extremamente profundas, que poderiam adicionar restrições sérias ao seu sucesso.

Além disso, o mercado de balcão (ACL) apresenta flexibilidade suficiente para a comercialização de derivativos, mas não possui a liquidez necessária para absorver o fechamento de posições ou implementação de estratégias financeiras. Adicionalmente, as questões de assimetria de informação e de agentes dominantes nesse mercado enfatizam a

pouca maturidade desse ambiente de comercialização no Brasil. No entanto, como em outros países, a interação entre os mercados organizados e os de balcão é imprescindível, ao menos no início, para a formação de produtos e comercialização de derivativos (Nystedt, 2004).

Apesar de extremamente interessante e importante, essas discussões a respeito de quais mercados são mais apropriadas, ou como proceder para implementar mercados organizados de derivativos no Brasil foge ao escopo desta dissertação. Ao invés, serão fornecidas, no decorrer do texto, referências que trataram o tema com maior critério e os tópicos que são de maior importância nesse contexto serão discutidos apropriadamente. Neste trabalho o tempo é dedicado para discutir o funcionamento desses mercados, entender os riscos que são possíveis de gerenciar nesses ambientes, e os instrumentos que são comumente utilizados para realizar essa tarefa.

O restante do capítulo está dividido como segue. Na seção 5.2 é feita a discussão teórica sobre os mercados de derivativos considerando o processo de formação dos mercados organizados e de balcão, seu funcionamento e agentes participantes desses ambientes. Estuda-se na seção 5.3 a estrutura dos principais instrumentos derivativos encontrados nos mercados, os tipos de riscos que eles ajudam a gerenciar e como utilizá-los para compor algumas estratégias de comercialização. A finalização do capítulo e suas implicações no restante da dissertação são feitas na seção 5.4.

5.2 Mercados de Derivativos

5.2.1 Surgimento e Estruturação dos mercados de derivativos financeiros

Instrumentos derivados de ativos financeiros subjacentes de referência, os derivativos, têm raízes anteriores à Idade Média. Existe uma passagem no *código de Hammurabi*, da Babilônia, datada de 1.800 AC, descrevendo os primeiros relatos do uso do

conceito de opção. Naquele tempo esses instrumentos comerciais eram utilizados basicamente na gestão de safras com a finalidade de estabilizar preços durante o ano, reduzindo o efeito de sazonalidade e escassez de produtos.

Naturalmente, nesta época não haviam mercados organizados ou instrumentos exóticos e tampouco o arsenal tecnológico e Internet que se tem à disposição na atualidade. Porém, tanto nos dias de hoje quanto naquela época, existe uma necessidade implícita na atividade de comercialização que é ao mesmo tempo o pulmão e o coração desses mercados de derivativos: a gestão de riscos.

Existem essencialmente muitas definições para risco sendo que nenhuma destas se enquadram de forma generalizada a todos os contextos. Expressões como incerteza, baixa probabilidade, perda, volatilidade ou eventos extremos freqüentemente aparecem em qualquer discussão sobre o assunto.

Se não é simples definir risco de forma suficientemente geral, sua relação com aleatoriedade é incontestável. Informalmente, a questão de aleatoriedade pode ser resumida como a parte incontrolável, imprevisível e incerta de determinado fenômeno. Na física e na química, por exemplo, a aleatoriedade é comumente entendida como o erro que se está sujeito quando um determinado experimento é executado. Na economia, aleatoriedade é compreendida como a conjunção de fatores não controláveis, que combinados, levam à realização de um cenário econômico.

Se informalmente a questão de aleatoriedade é um conceito um tanto quanto abstrato, a partir de 1933, Kolmogorov fez com que essa definição se tornasse bastante clara quando descreveu a aleatoriedade utilizando elementos da teoria da medida (James, 2002).

A definição probabilística de aleatoriedade unida ao conceito de variável aleatória e medida de probabilidade viabilizou o desenvolvimento de toda a área de gerenciamento e mensuração de risco e precificação de instrumentos derivativos.

Nesta dissertação, a questão de risco é estudada no contexto de risco de mercado, o qual é função principalmente de preço, volume e prazo podendo, no entanto, ter relação também com outros inúmeros fatores como, por exemplo, variáveis climáticas e macroeconomia.

De fato, para se ter uma idéia da importância da gestão de riscos no cenário atual basta realizar uma apuração da literatura financeira das últimas décadas e notar a proporção desta que é dedicada ao assunto de mensuração de riscos. Esse interesse acadêmico foi catalisado pela formação dos mercados de derivativos, Harrison (2003).

Os primeiros mercados organizados surgiram nos Estados Unidos a partir da segunda metade do século XIX e os instrumentos eram funções de *commodities* subjacentes. Em 1848 foi fundada a *Chicago Board Exchange* e o primeiro contrato de derivativo comercializado foi em 1859 sobre produtos agrícolas. Agricultores enviavam suas produções de grãos para serem negociadas em Chicago por conta de sua infra-estrutura de transportes e localização privilegiada. Após o fechamento das transações, a produção era escoada ao longo das estradas de ferro na região dos Grandes lagos. O problema era que a sazonalidade intra-ano desses produtos traziam excesso de oferta em alguns meses do ano e falta em outros por conta de restrições de cultivo e colheita. Os mercados futuros, lançados na *Chicago Board Exchange*, tiveram papel essencial na redução de riscos dos produtores e consumidores de forma a mitigar grande parte de suas exposições ao mercado à vista.

Em 1877, comerciantes de metais criaram a *London Metal Exchange* com a finalidade de transferir seus riscos de preços a outros agentes através de operações sobre futuros. No entanto, a grande expansão e sucesso desses mercados só se deram a partir dos anos 70 do século XX com o surgimento dos primeiros mercados organizados de derivativos financeiros.

O cenário econômico que forneceu a energia de ativação para o surgimento dos principais mercados organizados de derivativos financeiros era o verificado no início da década de 70. A ruptura do acordo de *Bretton Woods*⁸ e a conseqüente adoção de regimes

de taxas de câmbio flutuantes nos principais países capitalistas desenvolvidos trouxe substancial aumento na volatilidade das taxas de juros e câmbios, implicando em grande incerteza para os agentes. Essa mudança repentina no comportamento das duas principais variáveis financeiras inviabilizava a contratação em horizontes mais longos e dificultava notoriamente o processo de definição de preços dos produtos, já que aumentou incerteza na antecipação dos movimentos no mercado.

O ambiente de incerteza foi alavancado pelos efeitos das duas crises do petróleo, que trouxeram aumentos significativos nos custos dos combustíveis alertando o mercado para os efeitos desastrosos de movimentos adversos em variáveis fundamentais (Farhi, 1998).

Foi nesse cenário que, em março de 1972, surgem os primeiros mercados futuros de sucesso, baseado em câmbio. Lançados pela *Chicago Mercantile Exchange (CMEX)* esses derivativos possuíam a libra esterlina, dólar canadense, marco alemão, florim holandês ou yen japonês como ativos subjacentes. Logo após, surgiram os futuros sobre taxas de juros que foram lançados utilizando os títulos do tesouro americano (U.S. Treasury Bonds) e os títulos da dívida americana (T-Bills) como ativos subjacentes.

O principal fato que justifica o sucesso extraordinário atingido por esses mercados com relação a outros, como o *New York Produce Exchange*, que não obteve projeção relevante por conta de falta de interesse e liquidez, foi a busca dos agentes por proteção contra o ambiente de volatilidade financeira. Segundo Farhi (1998), a introdução de derivativos financeiros representaram uma resposta do mercado à instabilidade das expectativas e ao acúmulo das incertezas de curto prazo. Isso evidencia novamente que o plano de fundo por trás da estruturação desses mercados é a necessidade de proteção dos agentes econômicos relacionado principalmente com a gestão de riscos específicos.

Inicialmente, o único produto que era comercializado nesses mercados eram os chamados Contratos Futuros (*Futures*) que, resumidamente, consistem de acordos padronizados contendo termos para entrega futura de um certo ativo financeiro, em data e local pré-definidos, com preço pré-fixado e liquidação financeira feita com base em ajustes diários.

Em 1973, com a criação da *Chicago Board Options Exchange (CBOE)* foram introduzidos outros instrumentos, como as opções e *swaps*, resultando em um gigantesco crescimento do mercado de derivativos que foi explicado pela necessidade dos agentes pulverizarem seus riscos e cobrirem rapidamente suas posições em cenários de movimentos adversos dos preços (Farhi, 1998 e Nystedt, 2004).

Porém, a popularização desses mercados não se deu apenas por conta do cenário econômico ou pela introdução de novos instrumentos. Na verdade, a grande oferta de novos produtos nessas bolsas foi uma consequência do árduo investimento acadêmico que ajudou a viabilizar a questão de avaliação de contratos e construção de estratégias. Dentro do gigantesco universo de contribuições, notoriamente uma das mais importantes (e também uma das mais populares) foi o modelo de precificação de opções de Black e Scholes (Black e Scholes, 1973) que permitiu, de forma simples, prática e rápida aos agentes avaliarem qual seria o prêmio justo de uma opção européia⁹, comparar estratégias de comercialização e acompanhar carteiras com base em algumas suposições sobre a dinâmica dos preços e restrições sobre os mecanismos de arbitragem do mercado. Esse trabalho abriu uma imensa porta para pesquisa e desenvolvimento e teve papel fundamental na introdução de instrumentos mais complexos.

De fato, existem muitos trabalhos que debatem sobre a questão de inovações financeiras. Uma das principais linhas de discussão argumenta que o processo de inovação financeira deve ter estrita relação com pesquisa acadêmica a qual tem a função de fornecer o fôlego e a direção necessária para catalisar a fase de implementação dessas inovações ou ajudar na lapidação de uma determinada inovação financeira que não tenha atingido o desempenho esperado (Tufano, 2002).

Inúmeros exemplos de inovação financeira podem ser citados. O *Value at Risk* (Meucci, 2007), técnicas de avaliação de opções e grande parte da área de engenharia financeira (Natenberg, 1994) tiveram forte influência de desenvolvimento acadêmico. Para maiores detalhes e uma gama maior de inovações financeiras pode-se consultar Tufano(2002), que discute a questão sob as óticas econômica, social e tecnológica.

Outro fator que teve fundamental importância no progresso desses mercados foi o processo de desregulamentação global dos mercados financeiros (Giron et al, 1999) que propiciou um ambiente favorável para novos investimentos, facilitando acesso ao crédito, padronizando procedimentos e aumentando o leque de oportunidades para gestão de capital.

Independentemente dos fatores que explicam o incrível desenvolvimento dos mercados de derivativos financeiros, o fato é que esse mercado tem se tornado gigante. A tabela 5.1 ajuda a dar uma idéia do tamanho desses mercados ao redor do mundo. O crescimento médio no volume de dinheiro transacionado em contratos de derivativos financeiros gira em torno de 20% ao ano atingindo praticamente 10 Bilhões em 2005. Análises adicionais podem ser encontradas em Treviño (2005). Neste trabalho são coletados dados de diversas fontes para estudo do perfil desses mercados em diversas bolsas ao redor do mundo comparando estatísticas entre países desenvolvidos e em desenvolvimento. São identificadas quatro principais tendências desses mercados para países em desenvolvimento.

Primeiramente, existe uma consolidação das bolsas dentro dos países por conta de fusões ou aquisições.

Em segundo lugar, o movimento de cooperação entre as bolsas internacionais, através de memorandos de entendimentos de procedimentos (*memoranda of understanding* - *MOUs*), tem resultado em certa padronização entre as bolsas permitindo que a competição seja dirigida por demanda, considerando os produtos oferecidos, e ajustadas por suas vantagens comparativas.

A terceira tendência refere-se à preferência por instrumentos financeiros ao invés de *commodities*. Isso pode ser explicado por uma soma de fatores. Inicialmente, os mercados financeiros são mais regionais e a demanda por derivativos é, em grande parte, local. Depois, derivativos financeiros tendem a atrair mais liquidez, pois exigem relativamente menos conhecimento técnico sobre o ativo subjacente que nos mercados de *commodities*, além de geralmente não apresentarem padrões sazonais ou dependências de variáveis climatológicas. Também, a liberalização dos mercados de *commodities* tem incrementado a paridade entre os preços de *commodities* internacionais e domésticas

fazendo com que a utilização de contratos de derivativos financeiros combinados com outros derivativos comercializados fora dos países de origem sejam mecanismos eficazes para mitigação de riscos de agentes locais.

Tabela 5.1: Quantidade nominal de derivativos financeiros transacionados em bolsas dentro e fora dos Estados Unidos de 1997 a 2005 em milhões de dólares. Fonte: <i>Bank of International Settlements</i> .					
Futuros e Opções (Dentro de Bolsas)					
Quantidade Nominal de derivativos Financeiros (Milhões de dólares)					
Ano	EUA	Não EUA	Total	Cresc.	Acumulado
1997	905	1025	1930		
1998	1033	1143	2176	14%	14%
1999	1106	1296	2403	7%	21%
2000	1314	1676	2989	19%	40%
2001	1579	2804	4382	20%	60%
2002	1845	4149	5994	17%	77%
2003	2172	5965	8137	18%	95%
2004	2795	6070	8865	29%	123%
2005	3525	6375	9900	26%	150%

Em quarto lugar, as bolsas estão mudando sua estrutura de forma a priorizar o lucro, o que implica no lançamento de produtos visando rentabilidade e minimizando a influência política, que anteriormente possuía peso substancial nas decisões.

Treviño (2005) também fez um estudo sobre a concentração de transações, em termos de volume, nas bolsas. Essa análise é importante, pois tem relação com risco de crédito, alavancagem de posições e custos de transação. Foi observada uma redução na concentração de volume das bolsas maiores com relação às menores. Quando a concentração é estuda comparando mercados, a autora encontrou uma maior estabilidade nos volumes comercializados no mercado de balcão que nos derivativos comercializados em bolsas.

Em suma, estudando os mercados de derivativos financeiros pode-se concluir que

- Esses mercados têm crescido de maneira sustentada nos últimos anos principalmente por conta da introdução de novos produtos e entrada de novos agentes. Essas características estão alinhadas com o que pode ser observado nos países emergentes.

- Combinação de instrumentos e operação dentro de vários mercados tem permitido aos agentes gerenciar seus riscos de forma muito mais eficiente limitando perdas e explorando potenciais de ganhos de forma a reduzir a volatilidade das receitas.

- Derivativos também contribuem para alocação eficiente de capital de forma a otimizar o resultado, facilitar fluxo de capitais entre países e expandir oportunidades de diversificação da carteira.

- Os mercados de derivativos exercem dois papéis fundamentais na economia de países emergentes: melhorar o processo de descoberta de preços e aumentar a correlação entre os preços dos instrumentos derivativos e do mercado à vista.

- Apesar dos derivativos multiplicarem a volatilidade do mercado em épocas de crise e abrir, algumas vezes, brechas para especulação danosa, eles não são os fatores causadores das crises as quais tem suas raízes em políticas econômicas mal sucedidas ou regulação financeira ineficiente de forma a permitir que instituições construam posições altamente alavancadas.

Estudo dos fatores motivantes e os objetivos dos mercados de derivativos mais desenvolvidos é de extrema importância para começar a entender o elo entre esses mercados e os de energia, os quais herdaram muitas das características dos mercados financeiros. Essa relação será discutida apropriadamente nos tópicos posteriores. Porém, o fato dos mercados de energia absorverem os instrumentos financeiros como ferramentas para gestão de riscos específicos não é por acaso. O sucesso e popularização desses mercados têm facilitado o processo de *comoditização* de bens como gás natural e energia elétrica fornecendo a experiência necessária para esses mercados mais jovens se desenvolvam de forma bem sucedida.

5.2.2 Mercados de Derivativos organizados e de balcão: Ambientes, funcionamento e agentes.

Derivativos são transacionados basicamente sobre dois tipos de ambientes: mercados organizados (*Organized Derivatives Exchange - ODE*) e mercados de balcão (*Over-the-Counter market - OTC*).

Apesar de alguns participantes do mercado operarem nos dois ambientes com o intuito de mitigar parcelas diferentes de seus riscos específicos, há inúmeras diferenças estruturais e institucionais entre esses ambientes.

Na verdade os mercados de balcão antecedem os *ODE's*. Nos mercados *OTC's* são realizadas operações bilaterais sendo os termos e condições contratuais definidos com base em barganha entre as contrapartes. Isso resulta em produtos personalizados de forma a atender os requerimentos específicos de cada contraparte (Nystedt, 2004). Itens como tamanho do contrato, qualidade da mercadoria-objeto, data de liquidação, local de entrega e preços são todos negociáveis. Outra característica desses mercados é a sua descentralização. Esse é um fator importante, já que dessa forma é possível absorver características regionais dos agentes permitindo que os contratos sejam moldados de forma a mitigar muitos mais tipos de riscos podendo reduzir também custos de transação.

O acesso aos mercados de balcão é também muito mais restrito, não por conta de barreiras regulatórias ou institucionais, mas por fatores do próprio mercado. A falta de liquidez e de transparência nos preços faz com que eles sejam menos atrativos a especuladores, arbitradores e mesmo para agentes menores que buscam cobertura. Por conta disso, esse ambiente é dominado por grandes empresas ou instituições que transacionam contratos com volumes elevados e com prazos geralmente mais extensos que os comercializados nos mercados organizados.

As grandes empresas tendem a ter maior tolerância a riscos por conta de eventual vantagem competitiva com relação a seus concorrentes que pode ser dada, por exemplo, por ganhos de escopo e escala, já que muitas vezes elas conseguem entrar mais facilmente em novos mercados sem grande esforço adicional. Como elas possuem participação elevada em seus nichos de mercado, podem ter também maior flexibilidade na gestão de receitas ou custo de capital. No entanto, como muitas dessas instituições ou empresas têm compromissos com acionistas e geralmente possuem departamentos internos de planejamento e gestão de risco, elas geralmente utilizam o mercado de balcão para moldar contratos de forma a enquadrar seus níveis de risco dentro de limites gerenciáveis,

assegurando resultado por horizontes de tempo maiores, porém exigindo flexibilidade suficiente para não perderem eventuais oportunidades de ganho.

O crescimento desses mercados pode, em grande parte, ser justificado por esses motivos, Fusaro (1998) e Pilipovic (1998). Os participantes buscam instrumentos que não são encontrados nos mercados financeiros com o intuito de mitigar riscos específicos, os riscos idiossincráticos, e por isso aceitam entrar em um ambiente com pouca liquidez, formação de preços pouco transparente e risco de crédito maior. No entanto, ao contrário do que pode parecer, esse mercado é bastante maduro, havendo preocupação constante dos agentes com respeito à investimentos em pesquisa e desenvolvimento para melhorar o processo de descoberta de preços, engenharia financeira e gestão de riscos, gerando um processo contínuo de aprendizado que pode ser observado através do nível de inovações financeiras que são incorporadas dentro desse ambiente. Algumas dessas características se fortaleceram após a crise da *Enron* (Munson, 2005).

Se por um lado a flexibilidade encontrada nesses mercados é atraente para uma parte dos agentes, por outro a falta de liquidez implica na quase inexistência de contratos com liquidação antecipada reduzindo significativamente as chances de travamento da posição e mecanismos de *stop loss*. Isso implica em um aumento relevante no risco de crédito dos agentes, já que as perdas não são rateadas no ambiente de mercado e sim absorvidas por uma das pontas do contrato e, caso essas sejam de grande magnitude, existe a possibilidade dos termos e condições contratados não serem honrados (Lozardo, 1998).

Na maioria das transações realizadas nesse mercado a liquidação é realizada no fechamento de períodos especificados em contrato e geralmente nenhum desembolso é feito em momento anterior, a menos que hajam requerimentos de garantias ou opções embutidas. Também não são feitos ajustes (marcação ao mercado) nem são requeridos depósitos de margens de reservas, contrapondo-se ao que acontece, por exemplo, nos mercados futuros.

Com relação às garantias contratuais, essas são geralmente especificadas em contrato, porém algumas vezes as instituições responsáveis por registrar operações podem

exigir garantias adicionais. Ainda, em casos não muito comuns, pode haver a presença de colaterais na transação, Fusaro (1998).

A regulação nesse ambiente geralmente apresenta menos restrições que as observadas nas *ODE's*. No caso brasileiro, para o mercado de ativos ou *commodities* agrícolas e metais preciosos, é papel da CVM (Comissão de Valores Mobiliários) registrar e acompanhar o desempenho dos agentes e definir as fronteiras regulatórias. No caso do setor de eletricidade esse papel é executado pela CCEE (Câmara de Compensação de Energia Elétrica) e pela ANEEL (*Agência Nacional de Energia Elétrica*), respectivamente.

Os mercados organizados de derivativos podem ser considerados como uma evolução dos mercados de balcão com o intuito de contornar alguns dos problemas encontrados nesse último.

Primeiramente, o escopo das negociações entre compradores e vendedores é reduzido exclusivamente a preços, sendo os outros termos e condições contratuais padronizados de forma a atender requerimentos de qualidade do bem-objeto, local e procedimentos de entrega e prazos. Essa padronização dos contratos traz liquidez ao mercado, permitindo que os contratos sejam comparáveis, transferíveis e liquidados a qualquer momento no tempo (Farhi, 1998).

Uma diferença essencial entre os mercados de balcão e as bolsas é a existência das câmaras de compensação de operações (*Clearing House*), que podem tanto ser departamentos internos às bolsas, quanto organizações independentes. Nos mercados organizados, as câmaras de compensação assumem as duas pontas do contrato fazendo com que as contrapartes reais dos contratos permaneçam no anonimato. Isso é possível devido à padronização dos produtos comercializados nas bolsas e porque para cada posição comprada existe uma respectiva posição vendida. Esse mecanismo traz pelo menos dois ganhos diretos: não é necessário um processo de seleção de contrapartes como acontece nos mercados de balcão e, mais importante ainda, existe uma redução significativa no risco de crédito dos agentes já que a câmara de compensação garante a liquidação financeira de todas as operações (Lozardo, 1998).

A operacionalização das transações, liquidação financeira e os ajustes de margens dentro do ambiente de mercado são feitos com base nas posições em aberto. Para uma posição ser considerada em aberto é necessário que um contrato seja celebrado e que sua liquidação seja executada pelo menos um dia após a realização da operação. Quando uma posição é assumida e liquidada no mesmo dia (*day trade*), ela é registrada e contabilizada no volume de negócios realizados, mas não altera a quantidade de contratos em aberto.

Com relação à liquidação, tem-se um “jogo de soma zero” já que, em um dado período de liquidação, o montante financeiro das posições com prejuízo é igual ao das posições com lucro. Apesar disso, o fluxo financeiro das transações sempre passa pela câmara de compensação que recebe os valores das partes com perdas e os repassa às contrapartes que auferiram ganho, descontando desse total os valores referentes aos custos de transação, que são direcionadas aos intermediários, geralmente corretoras, e à Bolsa e sua Câmara de Compensação. Como o saldo líquido de posições da câmara de compensação e seu resultado financeiro associado são nulos, conclui-se que não há geração de riqueza dentro desse ambiente, existindo apenas transferência de renda entre agentes com posições ganhadoras e perdedoras, Farhi (1998).

Por outro lado, as bolsas não assumem todo o risco de crédito dos agentes, o que ela faz é criar mecanismos para garantir as liquidações dos contratos e minimizar os efeitos de inadimplência.

Inicialmente são definidos requerimentos de margem para as transações. Desta forma, tanto a contraparte que compra quanto a que vende precisa depositar uma quantia inicial, especificada pela bolsa, e que pode variar dependendo da volatilidade do ativo subjacente e do tipo de operação a ser realizada, no momento em que o contrato é firmado. Esse depósito pode ser constituído de títulos públicos, ativos financeiros de primeira linha, avais bancários ou, mais raramente, depósitos em dinheiro os quais são remunerados pelas taxas correntes para aplicações de curto prazo. Em caso de inadimplência, essa margem é utilizada para cobrir os déficits do agente e, no caso em que ambas contrapartes honram suas obrigações, esse montante é devolvido no dia posterior ao encerramento das operações (Lozardo, 1998).

Especificamente nos mercados futuros, as transações são marcadas ao mercado o que implica em ajustes diários no valor dos contratos fazendo com que uma das contrapartes tenha que depositar a diferença do valor do dia anterior com relação ao valor de fechamento do próximo dia, gerando um crédito à outra contraparte. Esses ajustes têm o intuito de atualizar o valor financeiro das operações. Com esse mecanismo a câmara de compensação restringe qualquer perda ao horizonte de um dia.

Caso uma das contrapartes não efetue o depósito requerido, declara-se inadimplência do devedor. Nesse caso, as posições do agente inadimplente são imediatamente liquidadas e a margem de reserva inicial é utilizada para cobrir os valores devidos. Se ainda houver déficit, a corretora que representa o agente é chamada para cobrir o montante excedente.

Para reduzir ainda mais as chances de inadimplência, são impostos limites operacionais tanto para pessoas físicas quanto para jurídicas, objetivando manter os níveis de risco assumidos pelos participantes do mercado em patamares gerenciáveis pelas Bolsas.

Outra característica dos mercados financeiros de derivativos é que a entrega física da mercadoria é rara totalizando menos de 1% do total de contratos transacionados (Farhi, 1998). Nos outros 99% dos casos a liquidação financeira é feita por diferença ou os montantes financeiros envolvidos são transferidos entre as contrapartes não tendo relação nenhuma com o mercado físico. Desta forma, uma das principais funções das ODE's é dividir o mercado em duas partes, uma responsável apenas pela liquidação financeira e outra que trata do bem-físico. Isso ajuda a expandir o mercado para um número muito maior de participantes, reduz toda a burocracia e problemas de logística de entrega do bem físico e permite que o mercado tenha grande liquidez. Além disso, posições assumidas por participantes são comumente encerradas anteriormente à data de vencimento do contrato através da realização de uma operação inversa. Por exemplo, um agente que comprou um contrato futuro em abril com vencimento em dezembro pode, em julho, fechar sua posição vendendo um contrato futuro com vencimento em dezembro. Como a contraparte do contrato é a própria câmara de compensação, efetua-se a liquidação financeira dessa estratégia transferindo ao agente o diferencial financeiro da operação, encerrando assim

suas obrigações com relação a ambos contratos. O fechamento de posições anterior ao vencimento é raro nos mercados de balcão, a menos que haja acordo entre as contrapartes, por conta dos contratos não serem equiparáveis nesse ambiente e por restrições de falta de liquidez (Fusaro, 1998).

Uma das principais vantagens das bolsas com relação aos mercados de balcão é justamente o processo de formação e publicação de preços. Nos setores onde não existem bolsas de valores vêm-se processos de formação de preços menos eficientes. No mercado de balcão as curvas de mercado são formadas lentamente a partir de pesquisa e barganha. Também é necessário dedicar maior esforço quantitativo para interpolar curvas de preços ou construir “metodologias específicas do usuário” para valoração de novos produtos.

Por outro lado, nos mercados onde existem *ODE's*, tem-se disponível cotações de preços em frequências muito maiores e de maneira totalmente transparente, pois as informações do pregão são de domínio público e disponibilizadas na maioria dos veículos de comunicação de alta circulação gerando, dessa forma, maior aprendizado sobre o mercado.

De fato, o funcionamento das câmaras de compensação depende dessa transparência dos preços, já que, dessa forma é possível fazer com que as operações realizadas dentro de um dia sejam financeiramente equiparáveis às realizadas em pregões anteriores. Particularmente, o preço de fechamento, chamado também de "preço de ajuste" é utilizado como a referência oficial para determinação de requerimentos de margem e realização de ajustes financeiros em contratos quando necessários (Lozardo, 1998).

Embora em termos estruturais os dois ambientes sejam significativamente diferentes, na prática existe interação entre esses dois ambientes, podendo haver, inclusive, concorrência agressiva.

Nos últimos anos, muito tem se falado sobre a manutenção do sucesso das *ODE's*, já que tem ocorrido uma forte expansão dos mercados balcão em todo o mundo (Nystedt, 2004). Os motivos desse crescimento são os discutidos anteriormente, porém a perda de competitividade das Bolsas tem ocorrido por fatores um pouco distintos.

A forte regulação, os relativamente altos custos de transações, o fato de que existem tipos de riscos que nunca poderão ser cobertos pelos instrumentos comercializados nesse ambiente e a oferta pelos mercados de balcão de instrumentos muito semelhantes aos financeiros têm trazido certa incerteza quanto à viabilidade dos mercados organizados em momento futuro (Nystedt, 2004). Algumas linhas de estudo têm surgido nessa direção discutindo basicamente o papel de inovação financeira, que nesse contexto é entendida como a introdução de novos instrumentos no mercado que tenham aceitação e liquidez e que consigam mitigar uma parcela dos riscos dos agentes, que anteriormente não eram passíveis de serem cobertos pela combinação dos instrumentos existentes, ou questionando a função desses mercados em ambiente mais competitivo de comercialização. Nystedt (2004) faz uma boa revisão dessa literatura e também apresenta sua contribuição de forma a fornecer diretrizes para evolução das ODE's de maneira a que elas tenham convívio sadio com as OTC's.

Precedendo a discussão de quais seriam as alternativas para os mercados organizados não perderem competitividade em seu nicho de mercado é necessário analisar quais são as intersecções entre os dois ambientes e estudar a relação de aprendizado entre os mercados.

Apesar dos mercados de balcão serem mais antigos, o desenvolvimento das ODE's teve influência fundamental na evolução desses mercados, principalmente por ajudar o processo de descoberta de preços. Os *ODE's* servem, em muitos casos, como balizadores de preços para os mercados de balcão e mesmo produtos bastante específicos desse ambiente geralmente têm seus preços formados como função de subjacentes encontrados nos mercados organizados (Fusaro, 1998). Esse fato, juntamente com o forte investimento em análise quantitativa e pesquisa acadêmica, trouxeram muitos ganhos à eficiência dos mercados de balcão, reduzindo significativamente brechas para arbitragem, precificação errônea de operações e fornecendo também indicação de preços futuros.

Outro ponto é que mesmo agentes que comercializam por ofício nos mercados de balcão, tem recorrido aos *ODE's* para cobrir risco financeiro ou buscar liquidez em ambiente de instabilidade financeira. É impressionante a criatividade das

empresas com respeito à construção de estratégias objetivando reduzir exposições e capturar oportunidades de ganho. Com relação a isso, tanto produtores, transformadores, instituições financeiras ou usuários finais tendem entrar em vários mercados, combinar diferentes ativos, realizar vendas descobertas ou alavancar posições como parte de suas estratégias comerciais.

Esse vai e vem dos agentes é uma indicação de que esses mercados têm papéis distintos (Nystedt, 2004). Com efeito, existe uma certa especialização em alguns tipos de produtos que permite aos participantes realizar uma gestão muito mais eficiente de seus recursos. No caso dos mercados organizados, os cartões de visitas são os derivativos sobre ativos financeiros que possuem liquidez excepcional e permitem mitigação de risco cambial, travamento de taxas de juros ou aderência do fluxo de vendas com alguma curva de custos, Treviño (2005). Adicionalmente, pode-se encontrar nesses mercados os instrumentos necessários para garantir estabilidade das receitas reduzindo efeito de sazonalidade e diminuindo impacto da variação de preços.

Já nos mercados de balcão o atrativo é a possibilidade de introduzir criatividade aos contratos. Por exemplo, adicionar gatilhos sobre preços, negociar qualidade do ativo objeto, transacionar *Swaps*, *Swaptions* ou algum tipo de opção exótica são algumas das práticas comumente utilizadas pelos agentes. Dessa forma é possível transformar o contrato em um produto sob medida para o usuário, mas perdendo, em contrapartida, a liquidez e a garantia de que o contrato será honrado até o final de sua vigência. Suponha um agente que tenha interesse em cobrir sua demanda por energia elétrica em 100 megawatts médios por um ano completo e que, por conta de um estudo histórico descubra que sua linha de produção tem cerca de três picos no consumo mensal de cerca de 10 megawatts médios cada um, em meses que ele não consegue prever com menos de 5 dias de antecedência. Seria de interesse para esse cliente adquirir um contrato que, em termos gerais, entregue os 100 megawatts médios de energia durante o ano e forneça o direito dele aumentar o montante em um mês específico em 10 megawatts médios por 3 vezes no ano com um pré-aviso de no máximo 5 dias. Esse tipo de contrato é um caso particular dos *Swing Options* que são muito utilizados no setor de energia. Em mercados organizados, os quais possuem contratos padronizados, não haveria a possibilidade desse cliente atender suas necessidades

a não ser que ele conseguisse formular uma estratégia complexa de negociação, o que exigiria dedicação em engenharia financeira e maior estudo de seu processo produtivo.

Em termos sucintos, ocorre que o papel das bolsas e dos mercados de balcão são complementares na grande maioria dos casos, e a concorrência é consequência do desenvolvimento desses mercados. Nesse sentido, Nystedt (2004), propôs um modelo para avaliar qual o papel desses mercados, dentro de seu ambiente de funcionamento, e definir possíveis diretrizes para desenvolvimento futuro dos mercados. A conclusão principal desse trabalho é que os mercados de balcão e as Bolsas podem coexistir em equilíbrio e que mudanças na estrutura dos mercados organizados podem adequá-los ao ambiente de competição que está surgindo. Segundo o autor há basicamente três ações claras que poderiam ser aplicadas nesses mercados. A primeira é baixar os custos de transação, pois esses fazem alguns dos agentes participantes dos *ODE's* buscarem os mercados de balcão, já que dessa forma eles conseguem menor imobilização de capital conseguindo, assim, maior flexibilidade na gestão de suas carteiras. Outra alternativa seria os mercados organizados moverem seu foco sobre produtos que tenham ativos subjacentes com preços voláteis, pois a aversão ao risco de crédito dos agentes pertencentes ao mercado de balcão aumenta com a variância do ativo subjacente, incentivando comércio dentro das Bolsas. A última ação é referente à extensão dos serviços oferecidos pelas câmaras de compensação aos mercados de balcão, permitindo que os participantes desse mercado reduzam uma parcela de seus riscos de crédito e ajustem muitos mais tipos de risco específicos.

Naturalmente, outros trabalhos fornecem diferentes descobertas sugerindo, por exemplo, necessidade de aumento de regulação sobre os mercados de balcão, para evitar experiências como as observadas pelo *LTCM (Long Term Capital Market)* ou, mais recentemente, pela Enron. Rahi et al (2004) argumentam que uma questão crucial para as Bolsas é o papel de especuladores e arbitradores que vão ao mercado em busca de oportunidades de ganho e que em troca fornecem liquidez ao mercado. Esses agentes diferenciam-se dos demais por não buscarem cobertura de posições, aceitando assumir algum risco em troca de oportunidades de ganhos. Nesse trabalho Rahi et al (2004) justificam que o motivo pelos quais muitos produtos lançados pelas Bolsas tiveram baixo

desempenho foi porque eles poderiam ser construídos a partir de uma combinação de instrumentos já existentes.

Independentemente do ambiente de operação e de sua estrutura institucional e funcional, é importante entender o papel e objetivo de cada agente no mercado. Essa discussão é realizada a seguir.

5.2.2.1 Hedgers

O objetivo dessa classe de participantes do mercado é essencialmente cobrir riscos. Esse grupo é constituído basicamente de produtores e transformadores, os quais têm relação direta ou indireta com o ativo físico subjacente.

As estratégias adotadas por essa classe de agentes estão geralmente relacionadas com travamento de margens e redução de volatilidade na carteira, porém o nível de aversão ao risco de cada participante depende de sua flexibilidade para gerenciar seus custos e processo produtivo. Um produtor que utiliza o mercado de derivativos para assegurar um preço de venda para seu produto faz um *hedge* de venda. Já um transformador buscando instrumentos para travar o preço de compra de uma matéria-prima está realizando um *hedge* de compra.

Um *hedger* pode utilizar tanto o mercado de balcão quanto o mercado organizado para construir seus mecanismos de cobertura, porém eles não necessariamente travam seus resultados completamente. Muitas vezes esses agentes conseguem ou decidem reduzir apenas parcialmente seus riscos. Nesses casos, eles podem ficar expostos à volatilidade do mercado à vista e realizar perdas caso os preços movam-se desfavoravelmente.

Grande parte do mercado de balcão é, de fato, formado por *hedgers* (Lozardo, 1998 e Fusaro, 1998). O motivo da não padronização de contratos nesse ambiente é justamente a necessidade desses agentes de cobrir riscos específicos de seu processo de produção, região ou setor de atividade estando dispostos a pagar um diferencial por esses produtos personalizados. Uma parcela considerável da criatividade empregada no setor de

engenharia financeira é dedicada à formulação, avaliação e acompanhamento de derivativos exóticos, criados em consequência dessas transações.

Enquanto nos mercados de balcão os *hedgers* buscam contratos personalizados, nas bolsas eles buscam liquidez e pulverização de seus riscos (Nyestedt, 2004). De fato, pode ser provado que o efeito de diversificação é benéfico para a carteira do ponto de vista de redução de riscos, pois escolhendo ativos correlacionados negativamente faz com que haja diminuição na variância total dos resultados, adicionando certa resistência contra perdas quando apenas uma classe específica de ativos apresenta desempenho ruim.

Aumento na volatilidade dos preços, inversões de tendências ou descasamento de mercados são relativamente comuns nos mercados financeiros e constituem a regra e não a exceção. Nesse ambiente, os *hedgers* aproveitam a liquidez disponível para travar rapidamente suas posições ou inverter estratégias tendo como meta primordial minimizar o efeito de variáveis de mercado em suas receitas.

Em termos de estratégia, a liquidez traz uma mudança bastante benéfica para os *hedgers*. Nos mercados de balcão um tempo razoável é dedicado à construção de contratos, barganha e negociação, leitura do estado atual e futuro do mercado tornando o processo de negociação muito mais lento, nas Bolsas, especialmente no mercado de derivativos financeiros, existe a possibilidade de reverter posições muito rapidamente de forma que estratégias podem ser montadas e remontadas de acordo com a necessidade dos agentes.

Isso enfatiza o processo de tomada de decisão a que um *hedger* está sujeito para implementar gestão de seus riscos em cada um dos ambientes. Um maior cuidado, esforço quantitativo e tempo são requeridos nos mercados de balcão, já que operações permanecem na carteira por muito mais tempo. Também, os instrumentos não padrão são mais complexos de serem avaliados. Dentro desses mercados esses agentes enfrentam muitas vezes o desafio de construir curvas para novos produtos ou perpetuar as existentes para horizontes de tempo em que não existem cotações no mercado (Pilipovic, 1998).

Nos mercados organizados, apesar de haver mecanismos que permitam que uma carteira tenha a rotatividade desejada pelo agente, permitindo que alguns tipos de riscos

sejam controlados de forma muito mais eficiente, riscos específicos do agente (e não do mercado) talvez nunca possam ser geridos dentro desse ambiente por conta de insuficiência de produtos e inflexibilidade nos termos e condições contratuais.

Hedgers geralmente são maiores que os especuladores e arbitradores em termos de patrimônio e tendem a ter um conhecimento muito maior do mercado por conta de participarem da cadeia produtiva diretamente e por geralmente possuírem departamentos para controle e gestão de riscos e planejamento de longo prazo. No entanto, eles são muito mais avessos ao risco que especuladores e arbitradores os quais buscam no mercado a realização de ganhos assumindo para isso certa quantidade de risco.

Pode-se então definir o *hedger* como o participante do mercado que se preocupa com a minimização de riscos, redução de exposições, controle de receitas e garantia de resultado ao invés de maximização de lucro (Lozardo, 1998). Suas ações e estratégias são construídas de forma a assegurar que seu patamar de risco está em linha com seu nível de aversão ao risco raramente utilizando o mercado para implementar operações especulativas.

5.2.2.2 Especuladores

Um especulador adentra aos ambientes de mercado com a intenção única de obter lucros. Sua preocupação principal não é a mitigação de riscos sendo que, na quase totalidade das vezes, eles não têm relação alguma com os ativos ou *commodities* subjacentes. Naturalmente, as estratégias dos especuladores estão relacionadas com atividade especulativa, ou seja, obtenção de ganhos, preferencialmente de curto prazo (Farhi, 1998). Isso indica que especuladores são investidores que não tem preocupação com gestão de longo prazo de suas carteiras, nem cobertura de riscos específicos ou maximização do volume de negociações. Eles buscam única e exclusivamente lucro.

No entanto, esses agentes têm papel fundamental dentro dos mercados. Primeiramente, os especuladores são muito mais numerosos que os *hedgers*, principalmente nos mercados financeiros. Outro ponto é a forma com que esses agentes atuam nos

mercados. Enquanto *hedgers* buscam garantia, proteção e pouca incerteza, especuladores trabalham com expectativas e preferem geralmente mercados mais voláteis (Nystedt, 2004 e Lozardo, 1998). Além do mais, esses agentes tendem a mover-se dentro de diferentes Bolsas, comprando e vendendo diversos instrumentos e buscando adequar suas estratégias de acordo com suas expectativas.

O volume de negócios realizados por especuladores é muito maior que o dos *hedgers*. Eles abrem e fecham posição a todo o momento e raramente carregam uma operação até o vencimento. Por conta dessa alta rotatividade de transações, esses agentes injetam muita liquidez nos mercados onde participam permitindo aos *hedgers* uma cobertura muito mais eficaz de seus riscos.

A motivação dos mercados gira em torno de transferências de riscos e, portanto, se uma ponta do contrato está reduzindo uma parcela de seus riscos é porque a outra contraparte decidiu incorporar esse risco em sua carteira. Naturalmente, esse mecanismo de transferência de riscos não deve ser observado considerando apenas um contrato isolado, porém, como regra geral, os especuladores são responsáveis por assumir grande parte do risco dos *hedgers*.

Especuladores assumem também riscos de outros especuladores. Por exemplo, um agente que tem expectativa de queda de preços poderá vender um contrato futuro na tentativa de recomprá-lo mais barato quando o movimento esperado se consumir, enquanto que outro agente com expectativa contrária comprará um contrato futuro com o objetivo de vendê-lo mais caro em outro momento. É nesse ambiente de diferentes expectativas que o especulador realiza seu jogo absorvendo ganhos quando o mercado move-se favoravelmente e realizando perdas caso contrário.

Nos mercados de balcão esses agentes são mais escassos e atuam de forma secundária. Primeiro porque é exigido um conhecimento muito mais específico do setor alvo para uma atuação bem sucedida nesses ambientes e depois porque especuladores necessitam de liquidez e mecanismos para mudar estratégias rapidamente, de acordo com suas expectativas, o que praticamente inexistente nesses mercados (Fusaro, 1998).

Os especuladores geralmente trabalham com estratégias mais arriscadas que *hedgers*, mas eles necessitam ter alguns procedimentos de gestão de risco. Os especuladores geralmente negociam por meio de alguma corretora ou instituição intermediária que fornecem a eles informação sobre os mercados, alguma medida de análise técnica e fundamentalista e orientação sobre ativos mais recomendados. Munido dessas informações e de seus “modelos feito em casa” esses agentes tendem construir estratégias de forma a adequar suas posições a seus níveis de aversão ao risco (Pilipovic, 1998). Alguns dos especuladores mais bem sucedidos têm conhecimentos específicos sobre o setor, fortes habilidades analíticas e mecanismos para adicionar dinâmica à suas tomadas de decisão, como softwares para orientar decisão ou mesmo modelos próprios que permitem indicar os próximos passos a serem seguidos, dado o estado atual do mercado.

Deve ser ressaltado também que especuladores, por conta de realizarem inúmeras operações dentro dos mercados, têm papel fundamental na melhora de eficiência dos mercados. Sua atuação, juntamente com a dos arbitradores, que são discutidos na próxima subseção, tendem beneficiar drasticamente o processo de formação de preços reduzindo brechas para arbitragem, garantindo robustez dos mercados a grandes agentes (poucos agentes não conseguem mover o mercado sozinho), e garantindo que a dinâmica dos preços seja gerida por leis de oferta e demanda (Fusaro, 1998 e Lozardo, 1998).

Portanto, os especuladores podem ser vistos como peças-chave nos ambientes de mercados, principalmente nos ODE's, já que são responsáveis por adicionar liquidez ao mercado, melhorar o processo de formação de preços, assumir os riscos dos *hedgers* e trazer aumento na eficiência dos mercados.

5.2.2.3 Arbitradores

Para entender a forma de atuação dessa classe de agentes é importante conhecer o conceito de arbitragem e sua relação com a eficiência dos mercados. No jargão do setor, arbitragem é entendida como ganho sem risco, ou seja, ganho certo. Assim sendo, mercados eficientes têm menos brechas para realização de arbitragem e mercados menos eficientes mais oportunidades.

A dinâmica dos mercados de derivativos é extremamente complexa e regida por inúmeros fatores latentes que podem ir desde macroeconomia até variáveis climáticas. Portanto, é de se esperar que, em algum momento, o movimento do mercado fuja dos níveis considerados normais gerando, aos que antecipam esse fenômeno, oportunidades de ganhos sem riscos (Farhi, 1998).

O fenômeno de arbitragem está ligado principalmente com essas anomalias intrínsecas aos mercados que fazem com que alguns agentes consigam auferir lucros sem, em contrapartida, assumir riscos. Nesse nicho de mercado é que os arbitradores atuam. Esses agentes caminham entre diferentes mercados e ambientes em busca de discrepâncias de preços. Ao enxergarem uma oportunidade de arbitragem realizam rapidamente suas estratégias e capturam os ganhos resultantes.

A atuação dos arbitradores é geralmente rápida. Como é de se imaginar, as anomalias tendem ter baixa persistência e eventuais desníveis no mercado se reverterem de forma instantânea. No entanto, para atingir o resultado inicialmente predito, esses agentes muitas vezes tem que carregar suas estratégias até o vencimento o que pode implicar, algumas vezes, em alguma sorte de riscos. No mercado de opções, por exemplo, qualquer sub ou sobre estimação no prêmio de opções de compra e de venda, ao menos na teoria, gera ganhos ao agente que conseguir detectar esse fenômeno. Para realizar esses ganhos um agente poderia construir uma “estratégia sintética” utilizando combinações de futuros e opções com o intuito de, no vencimento, capturar o lucro inicialmente previsto. O problema é que, dependendo do tipo de estratégia realizada, pode haver perda de valor no tempo, reduzindo o ganho inicialmente projetado. Nesse caso, o arbitrador, apesar de detectar uma oportunidade que teoricamente seria sem risco, na prática, está exposto a algum tipo de risco de mercado que pode ter relação com maturidade do derivativo, volatilidade do ativo subjacente ou direção do mercado. Para maiores detalhes sobre construção de estratégias utilizando opções e futuros consultar Natenberg (1994).

Arbitradores também têm papel importante no ambiente de mercado. De fato, eles têm relação principalmente com a eficiência dos mercados. Primeiro, a presença de muitos arbitradores dentro de um mercado é indicação de que existe altos índices de ineficiência no

processo de formação de preços tanto de ativos subjacentes como de seus derivativos. Mais importante ainda, a consequência da ação desses agentes é uma melhora na eficiência dos mercados. Ao detectar oportunidades de arbitragem esses investidores atuam, auferindo seus lucros, porém trazendo os preços do mercado à sua trajetória normal. Esse fator é de extrema importância já que assegura que o mercado responderá a leis de oferta e demanda, não permitindo uma ruptura bruta na estrutura do mercado, o que poderia ocasionar um “Efeito Manada”, estimulando compras ou vendas em massa pelos agentes de mercado. Por exemplo, caso haja uma percepção do mercado de que o diferencial de preços entre a gasolina e o petróleo bruto está menor do que deveria ser, haverá um movimento do mercado de forma a aumentar as compras de contratos de gasolina (elevando os preços) e vendas de contratos de petróleo bruto (reduzindo os preços) de forma a normalizar o diferencial de preços entre os índices. Após isso, esses arbitradores reverterão suas posições (venderão os contratos de gasolina e comprarão os contratos de petróleo bruto) e contabilizarão os lucros associados com essa estratégia.

Existe um aprendizado rápido dentro dos mercados fazendo com que oportunidades de arbitragem observadas anteriormente não mais se repitam. Assim sendo, arbitradores procuram mercados menos eficientes como, por exemplo, mercados emergentes que são mais voláteis e tendem a apresentar mais oportunidades para arbitragem (Fusaro, 1998).

Outro fator importante é que é necessária muita destreza para detectar essas oportunidades de ganho sem risco de forma que muitos agentes podem realizar grandes perdas quando pensam ter visualizado uma dessas chances. De fato, o espaço para arbitragem nos mercados financeiros tem diminuído drasticamente. Ao contrário, nos mercados de energia, existe ainda muita margem para essa classe de agentes atuar dado que esses mercados estão em processo de desenvolvimento e estruturação (Fusaro, 1998). Por outro lado, como esses mercados são específicos, há também maior chance de realização de perdas fazendo com que muitos agentes prefiram ficar fora desses ambientes.

Desta forma fica mais simples entender o papel dos arbitradores nos ambientes. Esses agentes, por buscarem operações visando ganhos sem assumir riscos, garantem que

os preços de mercado sempre estarão em níveis considerados normais. Isso implica em melhoras na eficiência desses mercados e assegura que o processo de preço será dominado por leis de oferta e demanda mantendo robustez na estrutura dos ambientes.

5.3 Produtos comercializados nos mercados de derivativos e gestão de risco

Tanto nos mercados de balcão quanto nas Bolsas existem algumas classes de produtos derivativos oferecidos para os agentes realizarem suas operações. A combinação desses instrumentos oferece uma ampla gama de estratégias de comercialização permitindo aos participantes gerenciarem suas carteiras, ajustarem seus níveis de risco e capturarem oportunidades de ganho. A seguir serão apresentados os principais produtos derivativos comercializados nos ambientes organizados e de balcão e uma introdução sobre formulação de estratégias e gestão de risco utilizando esses instrumentos.

5.3.1 Mercado Futuro (Future Market)

5.3.1.1 Os contratos e o mercado

Os mercados futuros formam a espinha dorsal das Bolsas de derivativos pelo menos por duas grandes razões. A primeira relacionada com formação e desenvolvimento dos mercados organizados e a segunda com o papel desses contratos no ambiente.

De fato, contratos futuros são os cartões de visitas dos mercados organizados, pois, além de serem os primeiros produtos a serem comercializados no piso das Bolsas, também servem como termômetro para mensurar sua saúde e atratividade aos investidores. O sucesso das Bolsas depende diretamente da aceitação de seus contratos futuros que pode ser medida, por exemplo, através da liquidez do mercado (Farhi, 1998).

O segundo motivo refere-se à funcionalidade desses contratos. Mercados futuros servem de base para formação de preços em muitos outros mercados incluindo alguns dentro do ambiente de balcão (Fusaro, 1998). Por conta disso, eles possuem função fundamental na estruturação e lançamento de novos produtos além de terem relação estreita com opções (essa relação será discutida posteriormente) permitindo que o processo de diversificação de riscos seja muito mais abrangente.

Em termos sucintos, contratos futuros fornecem meios para contratação futura de uma mercadoria-objeto a um preço pré-fixado. Esses contratos são altamente padronizados de tal forma que a qualidade do bem-objeto, a quantidade alvo do contrato, o local e forma de entrega, o vencimento e quaisquer outros aspectos específicos da mercadoria sejam pré-definidos. A única variável de negociação é preço.

A conjunção de regras impostas aos contratos futuros permite a construção de mecanismos dentro do ambiente das Bolsas, as quais seriam complexos ou mesmo impossíveis de serem elaborados nos mercados de balcão. Primeiramente, há a possibilidade de liquidação antecipada dos contratos futuros, o que geralmente não ocorre nos similares do mercado de balcão. Ter a chance de liquidar transações em data anterior ao vencimento permite aos agentes cobrirem seus riscos de forma muito mais eficiente, já que eles podem definir qual o melhor momento para fechar uma posição, tendo maior controle sob perdas e, adicionalmente, capturando oportunidades de ganho caso o mercado mova-se favoravelmente.

Outro ponto está relacionado com a liquidez desses mercados. Liquidação antecipada tem impacto direto na liquidez dos contratos futuros, já que os agentes podem abrir e fechar posições a todo o momento, aumentando substancialmente o volume de negócios realizados. Especuladores tendem a mudar de opinião muito rapidamente buscando ganhos de curto prazo e invertendo suas posições de forma repentina. Investindo uma quantidade suficiente de capital, especuladores conseguem minimizar efeitos de custos de transação podendo, portanto, comercializar em frequências de tempo bastante altas, caso lhes seja conveniente, injetando liquidez aos mercados.

Nota-se que variáveis importantes que regem ações de investidores dentro dos ambientes de mercado são disponibilidade de capital e custos de transação. Para compreender a questão do capital imobilizado e desembolsos de dinheiro feito nos mercado futuro é necessário estudar a estrutura de liquidação nesses mercados e o aporte de garantias e margens de reserva (Nystedt, 2004).

Primeiramente, relembremos que, dentro dos mercados organizados, um lado da operação é sempre assumido pela câmara de compensação, que é responsável por realizar as liquidações financeiras das transações, e descontar emolumentos da Bolsa e taxas de corretagens cobradas pelas instituições representantes dos agentes envolvidos nos contratos. Desta forma, a câmara de compensação oferece aos agentes participantes garantia de liquidação de suas negociações, minimizando risco de crédito.

A implicação desse seguro é a criação de mecanismos de garantias e liquidação que permita construir um colchão de reserva em cada operação, limitando eventuais inadimplências a um determinado período de tempo, garantindo que operações sejam realizadas de acordo com nível de solvência dos participantes e instituindo mecanismos de controle de maneira a incentivar ou desmotivar comercialização.

Assim, toda transação dentro dos mercados futuros está condicionada a um depósito de margem de reserva para cobrir eventuais inadimplências dos agentes. Esses requerimentos de margem são pré-definidos pela câmara de compensação e representam a estratégia da Bolsa e o estado atual do mercado (Lozardo, 1998). Note que a redução de requerimentos de margem inicial deve acarretar em um aumento no volume de negócios já que, com uma dada quantidade de capital imobilizado, um agente consegue realizar mais operações em um mesmo período. Por outro lado, caso o requerimento de depósito inicial aumente, a comercialização tende a ser desmotivada, pois mais capital é necessário para realizar um mesmo número de operações.

Requerimentos de margem são definidos também com base em variáveis do mercado, destacando-se a volatilidade nos preços do ativo subjacente ao contrato de forma que, em cenários de maior volatilidade, haja maiores requerimentos de margem que em cenários de pouca volatilidade (Lozardo, 1998). Adicionalmente, a classe onde o agente

está situado pode impactar em sua necessidade de depósito inicial, sendo essa maior para especuladores e menor para *hedgers*.

Quanto à qualidade dos depósitos, esses podem ser constituídos de títulos públicos, ativos financeiros de primeira linha, avais bancários ou, mais raramente, depósitos em dinheiro, os quais são remunerados pelas taxas correntes para aplicações de curto prazo.

A exigência de aporte inicial de garantias caminha junto com a questão de alavancagem (*leverage*) de posições. O conceito de alavancagem está relacionado com a estrutura de capital de uma empresa ou instituição. Em termos mais formais, uma medida de alavancagem pode ser construída a partir da razão entre o débito de uma empresa e seu patrimônio líquido e, quanto maior a alavancagem da empresa, maior essa razão (Figlewski et al, 2000).

Os mecanismos de alavancagem permitem a um investidor imobilizar uma pequena quantidade de capital para atingir uma quantidade muito maior de um ativo ou *commodity*. Por exemplo, no caso de compra de um contrato futuro um agente necessita fazer um depósito inicial em valor muito menor que a quantidade de face do contrato. Caso esse agente tivesse que comprar o ativo no mercado à vista e “carregá-lo” até a data de vencimento do contrato futuro ele teria um custo inicial muito maior para realizar a mesma operação.

Enquanto o efeito de alavancagem está envolvido com atividade especulativa e pode trazer conseqüências graves para empresas, fundos de investimentos e até ao mercado como um todo, por outro lado ela pode viabilizar a contratação futura de determinado ativo ou *commodity*, pois permite despender menos capital no momento inicial da operação. No entanto, quando utilizada de forma especulativa ela proporciona a possibilidade de replicação de posições podendo até, em casos extremos, movimentar o mercado em determinada direção. Os procedimentos relacionados com melhores práticas e as diretrizes fornecidas pela Sarbannes-Oxley (SOx) limitam alavancagem nas Bolsas, porém, não nos mercados de Balcão.

Note que a alavancagem tem relação direta com liquidez nos mercados. Em mercados com baixa liquidez esse efeito é reduzido, já que agentes tendem a não trabalhar com posições altamente alavancadas por conta de não haver mecanismos para travar posições (Farhi, 1998).

Outra forma de estudar o nível de alavancagem nos mercados futuros é observar o requerimento de margem inicial já que este constitui o requisito mínimo para qualquer participação neste mercado. Se for ponderado que essa quantia é devolvida no dia seguinte ao fechamento da posição e é, de alguma forma, remunerada no meio tempo, conclui-se que os mercados futuros têm alavancagem extremamente elevada já que o custo real de se participar no mercado é reduzido e limitado a perda de liquidez momentânea acarretada pela exigência do depósito inicial (Farhi, 1998).

Existem mecanismos bastante eficientes nos mercados futuros no que tange a estrutura de liquidação de contratos. Primeiramente, existe predomínio de liquidação financeira (mais de 99% dos casos) principalmente antes da data de vencimento permitindo desta forma, separação entre mercado de papel e físico (Farhi, 1998). Mesmo sendo rara entrega física do ativo (em mercados financeiros), a Bolsa prevê uma série de normas e procedimentos para os agentes que escolherem essa modalidade. Nos mercados futuros sobre *commodities*, com algumas exceções, sempre que os contratos são “carregados” até o vencimento existe entrega efetiva da *commodity* segundo os procedimentos especificados em contrato.

Já a questão de liquidação financeira segue uma linha mais interessante. Existe marcação ao mercado em todas as negociações objetivando ajustar o valor da transação no tempo. O procedimento de marcação ao mercado consiste em calcular, para cada dia após a realização do contrato, a diferença entre a cotação do contrato no dia anterior e a cotação do dia corrente.

Para o investidor, marcar sua carteira ou contrato ao mercado permite acompanhar a evolução de seus ganhos e perdas em base diária, podendo dar subsídio à decisão de manter ou liquidar a posição. Na visão da câmara de compensação, esses valores são utilizados para realização de ajustes diários no valor de toda transação efetivada nos

mercados futuros. Dessa forma, esse organismo limita qualquer inadimplência dos agentes a um horizonte máximo de um dia (Lozardo, 1998).

Já que existe substancial variação nas cotações dentro de um determinado dia, a bolsa necessita definir qual é a sua referência de preço para cálculo dos ajustes diários de tal forma que haja transparência e reprodutibilidade na conta. Por simplicidade, as bolsas geralmente utilizam o preço de fechamento do mercado (poderia ser a média das cotações ou qualquer outra métrica que fosse mais razoável).

Como cada agente possui uma conta dentro dos mercados organizados, a câmara de compensação apura, para cada dia, a variação no valor de cada operação com relação ao dia anterior e realiza depósito da diferença na conta dos agentes que tiveram posição ganhando valor e saque da conta dos que tiveram sua posição desvalorizadas. Utilizando o mecanismo de ajustes diários as câmaras de compensação conseguem manter os níveis de risco de crédito dentro de limites relativamente baixos.

Adicionalmente, esse mecanismo faz com que as negociações sejam equiparáveis, já que a valoração do contrato ao mercado é calculada utilizando a cotação corrente e do dia anterior, independente da trajetória passada das cotações. Dentro da BM&F os ajustes diários são sempre feitos em dinheiro (Lozardo, 1998).

No encerramento de uma posição, as câmaras de compensação utilizam o chamado *ajuste em $D + 1$* , de tal forma que no dia após o fechamento da posição valores devidos ou a receber (que serão referentes a variação da cotação no dia do encerramento com relação ao dia anterior e custos de transação) são contabilizados nas contas dos agentes.

Para ilustrar o procedimento de liquidação financeira e ajustes no ambiente de mercado da BM&F será apresentado um exemplo. Suponha um agente que no dia 14 de janeiro de 2008 vendeu um contrato futuro de taxa de câmbio de reais por dólar comercial a um preço de R\$ 1,762/U\$. Suponha que esse contrato tenha vencimento em abril, ou seja, ele tem a obrigação de entregar, simbolicamente (pois as liquidações tendem ser financeiras), no primeiro dia útil de abril U\$ 100.000,00 a câmara de compensação

agentes. Primeiramente, inadimplência é declarada quando um agente não honra o pagamento dos ajustes diários ou qualquer chamada de margem adicional que a câmara de compensação execute. Nesse caso o depósito inicial exigido pela Bolsa será utilizado para cobrir toda ou parte da dívida deixada pelo agente. Se o depósito não for suficiente para cobrir todo déficit, o intermediário da transação, geralmente uma corretora ou instituição financeira será chamada para cobrir o restante da dívida. O capital próprio da Bolsa só será utilizado, teoricamente, caso nem o agente, nem o intermediário da operação consigam cobrir as perdas herdadas (Lozardo, 1998).

Outra característica bastante importante dos mercados futuros é seu processo de preços e seu papel sobre diferentes mercados. Em mercados bem sucedidos, com alta liquidez, os preços do mercado tendem a refletir fielmente diretrizes de oferta e demanda e movimento de variáveis fundamentais de curto e longo prazos deixando muito pouco espaço para arbitragem. Também, no vencimento, o preço de mercado do contrato futuro se iguala ao do mercado à vista.

Essa convergência é garantida, pois de outra forma haveria descolamento entre o mercado de papel e o mercado físico real o que não poderia acontecer em tese (Farhi, 1998). No entanto, que essa convergência não só é não linear como é regida por muitas variáveis que podem não ser as mesmas relacionadas com a dinâmica dos preços per si e podem ser influenciadas por eventos extremos ou assimetria de informação. Observe que a convergência entre séries está relacionada com o diferencial entre os preços do mercado futuro (para um vencimento fixado) e do mercado à vista. Esse diferencial é chamado de base. Na verdade, o conceito de base está relacionado com a diferença de preços entre quaisquer dois índices, geralmente um no mercado à vista e o outro no mercado futuro, porém, dada a importância do risco de base (*basis risk*) aos agentes participantes dos mercados (tanto organizados quanto os de balcão) é necessário ter em mente o que exatamente pretende-se medir. O risco de base e seu impacto em estratégias será discutido na próxima subseção.

A igualdade entre os preços do mercado futuro e à vista no vencimento é que sustenta a estrutura de liquidação financeira das transações (sem envolver entrega física), já

que no vencimento o preço com que se compra um contrato futuro é o mesmo com que se compra um contrato à vista, supondo que o mercado seja líquido suficiente para absorver todas as negociações.

Como existe uma quantidade grande de negociações dentro dos mercados futuros e por conta de haver transparência e credibilidade na publicação dos preços, alguns mercados utilizam os preços do mercado futuro como base para formação de seus preços. Um exemplo é o que acontece na *IPE* (International Petroleum Exchange) que possui dois contratos futuros altamente bem sucedidos, o índice *Brent* sobre petróleo bruto (*crude oil*) e contrato em *gasoil*¹⁰. Esses contratos são utilizados internacionalmente como referência de preços para outros contratos. Cerca de dois terços de todo petróleo bruto fornecido no mundo são precificados como alguma função do índice *Brent crude oil*, veja Fusaro (1998) pg 37.

Esse processo é chamado de *benchmarking* e seu conceito é relativamente simples. Nesse caso específico, criar índices para cada subproduto do petróleo bruto ou mesmo diferentes qualidades e regiões do próprio petróleo bruto seria uma tarefa que, além de exaustiva poderia ser perigosa, pois, um eventual descolamento não esperado entre índices poderia acarretar em movimento em massa do mercado para aproveitar oportunidades de arbitragem. Adicionalmente, os índices maiores continuariam a prevalecer sobre os menores de tal forma que esses mercados ainda seriam regidos pelos movimentos do *Brent crude oil*, por exemplo. Desta forma, é muito mais inteligente fixar um índice como sendo a referência e focalizar as negociações sobre o diferencial de preços entre o índice de referência e o mercado alvo. Esse conceito é bastante utilizado para muitos outros mercados, geralmente de *commodities*, não se restringindo apenas à energia e é extremamente importante, pois enfatiza com clareza um dos papéis dos mercados futuros: fornecer maturidade a outros mercados. Note que os mercados de energia têm um repertório extenso de instrumentos, porém poucos índices.

Os mercados futuros de maiores sucessos são os mercados financeiros, principalmente os de câmbio e juros, que são as duas principais variáveis econômicas e que afetam diretamente a receita de grande parte das empresas e instituições. Embora seja

atribuída a bancos a disciplina de especularem dentro dos mercados financeiros, grande parte dos agentes são investidores individuais ou empresas que possuem objetivos distintos dentro dos mercados. No caso das empresas, elas atuam como *hedgers* buscando mitigar algum de seus riscos cambiais ou de flutuação da taxas de juros já que muitas possuem contratos em moedas de outros países ou estão envolvidas em algum tipo de financiamento de seus ativos. Investidores individuais, ao contrário, atuam basicamente como especuladores com o intuito de explorar eventuais divergências que possam ocorrer entre variáveis de mercado. Eles preferem os mercados financeiros, ao invés de *commodities* por que o último exige muito mais conhecimento específico sobre o setor alvo, além de haver necessidade de maior disponibilidade de capital (Nystedt, 2004).

A discussão realizada até o momento esclarece o papel dos mercados futuros como fornecedor de instrumentos para mitigação de alguns riscos dos participantes do mercado de forma a construir um ambiente com liquidez e solvência garantida pelos seus mecanismos de funcionamento. Também foi discutido o papel dos mercados futuros como fornecedor de experiência a outros mercados.

No próximo tópico são mostrados alguns exemplos de como os contratos futuros podem ser utilizados para compor estratégias de cobertura e arbitragem dentro dos ambientes dos mercados.

5.3.1.2 Contratos Futuros: Estratégias de Mitigação de Risco e Arbitragem

Os contratos futuros, assim como ocorre com todos os derivativos, visam primordialmente fornecer instrumentos para mitigação de riscos que podem ser utilizados dentro do ambiente de mercado para cobrir uma parte das exposições dos agentes.

Particularmente contratos futuros podem ser utilizados para reduzir o risco de exposição à variação de preços do mercado à vista. É desejável cobrir ao menos alguma parcela desse risco já que preços do mercado à vista tendem a ser voláteis e afetados rapidamente por novos fatos pontuais ou mudanças no mercado. Particularmente nos mercados de *commodities*, os preços dos mercados à vista podem ter perfis sazonais devido

ao próprio ciclo de produção da *commodity* ou por conta de fatores externos ao mercado que influenciam preços como, por exemplo, variáveis climáticas (Pilipovic, 1998).

O processo de cobertura de exposições nos mercados futuros é baseado em uma troca de riscos de tal forma que riscos de flutuação de preços são permutados por risco de base que tende a causar um impacto menor na carteira de agentes do que os preços propriamente ditos.

Duas operações clássicas que são comumente executadas dentro dos ambientes de mercado e que utilizam contratos futuros como instrumentos de mitigação de riscos de preços são os *hedges* de compra e de venda. Nesse tipo de estratégia uma das pontas do contrato é assumida por um *hedger*, geralmente produtor ou transformador, objetivando travamento de preços no futuro.

Um *hedge* de venda consiste em vender no mercado futuro a quantidade de mercadoria que se quer cobrir e depois, em uma data futura fechar a posição recomprando esses contratos no mercado futuro de modo que o ganho ou perda realizado no mercado futuro será compensado pelo resultado gerado pela venda da mercadoria no mercado físico na data de fechamento da posição. Agentes que desejam executar essa estratégia possuem ou irão possuir em algum tempo futuro uma certa quantidade de um ativo ou *commodity* e ficarão expostos à venda no mercado à vista, posição vendida (*short*), de tal forma que se os preços caírem eles terão redução de margem ou até perdas.

Seja um *hedger* que possua uma quantidade V de uma determinada mercadoria I_1 e que deseja cobrir uma quantidade v dessa mercadoria utilizando contratos futuros, $V \geq v$.

No tempo t_0 esse agente decide realizar seu *hedge* de venda e observa a cotação no mercado futuro de um ativo ou *commodity* I_2 , relacionado com sua mercadoria I_1 de interesse, de tal forma que ele pode vender contratos futuros a esse preço. Denote essa cotação por PF_{I_2, t_0} . Se houver contratos futuros sobre a mercadoria de interesse ele preferirá realizar suas operações sobre essa mercadoria de forma que a mercadoria $I_2 = I_1 = I$. Note que a diferença entre I_1 e I_2 pode ser devida à mudança de qualidade do produto, aspectos regionais ou mesmo produtos derivados. Por exemplo I_2 pode ser

petróleo bruto e I_1 gasolina. O agente faz uma análise no tempo t_0 do diferencial de preços no mercado à vista da mercadoria I_1 e dos preços do contrato futuro sob a mercadoria I_2 e observa que a base entre a mercadoria I_1 e a I_2 é igual a $b_{I_1, I_2, t_0} = PF_{I_2, t_0} - P_{I_1, t_0}$, onde P_{I_1, t_0} é o preço do mercado à vista da mercadoria I_1 no tempo t_0 .

Esse *hedger* deseja cobrir um volume v dessa mercadoria, porém os contratos futuros são negociados em lotes de tamanho L . Supondo $v \geq L$ esse agente necessita vender $\left\lfloor \frac{v}{L} \right\rfloor$ contratos futuros onde $\lfloor x \rfloor$ denota o maior inteiro menor ou igual a x .

Assim, o agente vende $\left\lfloor \frac{v}{L} \right\rfloor$ contratos futuros sobre a mercadoria I_2 no tempo t_0 a um preço PF_{I_2, t_0} com vencimento no tempo t_n . Assim o preço esperado de venda desse agente é $PVE_{I_1, t_0} = PF_{I_2, t_0} - b_{I_1, I_2, t_0} = P_{I_1, t_0}$.

No tempo t_s , $t_0 \leq t_s \leq t_n$, o *hedger* possui disponível sua mercadoria I_1 e irá vendê-la no mercado físico ao preço P_{I_1, t_s} recomprando no mercado futuro $\left\lfloor \frac{v}{L} \right\rfloor$ contratos sobre a mercadoria I_2 a cotação de mercado do dia PF_{I_2, t_s} . Denotando por $P_{I, t}$ e $PF_{I, t}$ os preços no mercado à vista e futuro, respectivamente, da mercadoria I no tempo t e considerando o mecanismo de liquidação dos mercados futuros (ajustes diários) o resultado financeiro do *hedge* de venda é dado por

$$\begin{aligned} R_{HV_{I_1, I_2, t_0, t_s}} &= - \sum_{t=t_0+1}^{t_s} (PF_{I_2, t} - PF_{I_2, t-1}) \cdot \left\lfloor \frac{v}{L} \right\rfloor \cdot L + P_{I_1, t_s} \cdot v = (PF_{I_2, t_0} - PF_{I_2, t_s}) \cdot \left\lfloor \frac{v}{L} \right\rfloor \cdot L + P_{I_1, t_s} \cdot v \approx \\ &\approx (PF_{I_2, t_0} - b_{I_1, I_2, t_s}) \cdot v \end{aligned} \quad (5.3.1.2.1)^{11}.$$

Na fórmula anterior $b_{I_1, I_2, t_s} = PF_{I_2, t_s} - P_{I_1, t_s}$ é a base no tempo t_s . O resultado é aproximado porque não se pode comprar, por exemplo, 100,26 contratos futuros, compra-se então 100 contratos.

É importante analisar a equação acima para compreender qual a repercussão da estratégia no resultado do agente. Primeiro os casos mais simples. Note que caso o *hedger* não tivesse feito nenhuma operação de cobertura, no tempo t_s ele teria resultado igual a $R_{t_s} = P_{I_1, t_s} \cdot v$ associado à venda de sua mercadoria no mercado à vista o que,

logicamente, varia conforme o preço do mercado à vista. A equação 5.3.2.1.1 mostra que com a estratégia o resultado não depende mais diretamente dos preços do mercado à vista no tempo t_s , o qual é incerto. Ao invés, agora a receita do agente é dependente da base no tempo da liquidação e do preço do mercado futuro da mercadoria I_2 no tempo t_0 , o qual é conhecido.

Quando $b_{I_1, I_2, t_s} = b_{I_1, I_2, t_0}$ então $(PF_{I_2, t_0} - b_{I_1, I_2, t_s}) = PVE_{I_1, t_0}$, ou seja, quando a base no momento da liquidação for igual a base no momento da compra dos contratos futuros, então o preço de venda da mercadoria será igual ao preço de venda esperado no momento em que a estratégia foi formada, travando o resultado. Por outro lado se $b_{I_1, I_2, t_s} > b_{I_1, I_2, t_0}$ então $(PF_{I_2, t_0} - b_{I_1, I_2, t_s}) < PVE_{I_1, t_0}$ indicando que se há aumento na base a estratégia perde valor. Inversamente, se $b_{I_1, I_2, t_s} < b_{I_1, I_2, t_0}$ então $(PF_{I_2, t_0} - b_{I_1, I_2, t_s}) > PVE_{I_1, t_0}$ mostrando que a operação ganha valor em caso de redução da base.

Quando I_1 é a mesma mercadoria que I_2 e t_s igual a t_n então $RHV_{I_1, I_2, t_0, t_s} = PF_{I_2, t_0} \cdot v = PF_{I_1, t_0} \cdot v$ ou seja, se existir disponibilidade de futuros sobre o bem de interesse e a estratégia for carregada até o vencimento dos contratos futuros então o preço de venda da mercadoria será igual ao preço do mercado futuro no tempo t_0 já que no vencimento a base é igual a zero (convergência dos preços entre o mercado futuro e o mercado à vista).

É importante notar também que o resultado final independe das cotações intermediárias do mercado à vista ou mercado futuro. De fato, para o cálculo do resultado financeiro é necessário apenas os preços dos contratos futuros e do mercado à vista no tempo t_0 e do preço do contrato futuro no tempo de liquidação t_s .

No caso do hedge de compra a lógica é inversa. Compra-se $\left\lfloor \frac{v}{L} \right\rfloor$ contratos futuros em t_0 ao preço PF_{I_2, t_0} . No tempo t_s vende-se esses contratos e compra-se a mercadoria de interesse no mercado à vista. Esta forma o resultado financeiro do *hedge* de compra é dado por

$$\begin{aligned}
RHV_{I_1, I_2, t_0, t_s} &= \sum_{t=t_0+1}^{t_s} (PF_{I_2, t} - PF_{I_2, t-1}) \cdot \left[\frac{v}{L} \right] \cdot l - P_{I_1, t_s} \cdot v = (PF_{I_2, t_s} - PF_{I_2, t_0}) \cdot \left[\frac{v}{L} \right] \cdot l - P_{I_1, t_s} \cdot v \approx \\
&\approx - (PF_{I_2, t_0} - b_{I_1, I_2, t_s}) \cdot v \quad (5.3.1.2.2) \quad ^{12}.
\end{aligned}$$

de tal forma que o preço de compra da mercadoria só depende do preço do contrato futuro no tempo t_0 e da base no tempo t_s . E quando há aumento da base no vencimento há uma redução no custo de compra enquanto que uma diminuição na base acarretaria em aumento do custo de compra. Para exemplos numéricos consultar, por exemplo Farhi (1998) e Lozardo (1998).

É essencial ressaltar novamente que tanto o *hedge* de compra quanto o *hedge* de venda independem da direção dos preços do mercado à vista no vencimento. Se a base permanecer constante o resultado, que inicialmente era aleatório por conta da estocasticidade dos preços do mercado à vista, passa agora a ser determinístico e conhecido.

Outra questão é a da troca dos riscos de variação de preços por variação de base. Para se ter uma idéia de quando as estratégias estudadas apresentam alguma vantagem sobre a posição básica (exposição) no mercado à vista, pode-se estudar um caso particular. Seja $\sigma_{I_1, t}^2$ a variância do preço da mercadoria I_1 no mercado à vista no tempo t e $\sigma_{PF_{I_2, t}}^2$ a variância do preço da mercadoria I_2 no mercado futuro no tempo t . Seja $b_{I_1, I_2, t} = PF_{I_2, t} - P_{I_1, t}$ a base entre a mercadoria I_1 e I_2 no tempo t e, dessa forma a variância da base é dada por $\sigma_{b_{I_1, I_2, t}}^2 = \sigma_{I_1, t}^2 + \sigma_{PF_{I_2, t}}^2 - 2 \cdot Cov(P_{I_1, t}, PF_{I_2, t})$, onde $Cov(P_{I_1, t}, PF_{I_2, t})$ é a covariância entre $P_{I_1, t}$ e $PF_{I_2, t}$. Para verificar em quais casos é melhor executar as estratégias de *hedge* basta descobrir em que casos a variância da base é menor que a do mercado à vista. Ou seja, estudar quais são as condições para que $\sigma_{b_{I_1, I_2, t}}^2 < \sigma_{I_1, t}^2$. Observe que se, $\sigma_{I_1, t}^2 \geq \sigma_{I_1, t}^2 + \sigma_{PF_{I_2, t}}^2 - 2 \cdot Cov(P_{I_1, t}, PF_{I_2, t})$ então $\sigma_{PF_{I_2, t}}^2 \leq 2 \cdot Cov(P_{I_1, t}, PF_{I_2, t})$ e $Cov(P_{I_1, t}, PF_{I_2, t}) > 0$, o que implica que $\sigma_{I_2, t} \leq \frac{2 \cdot Cov(P_{I_1, t}, PF_{I_2, t})}{\sigma_{I_2, t}}$.

Desta forma $\frac{\sigma_{I_2,t}}{\sigma_{I_1,t}} \leq \frac{2 \cdot Cov(P_{I_1,t}, PF_{I_2,t})}{\sigma_{I_2,t} \cdot \sigma_{I_1,t}}$ e daí

$$\frac{\sigma_{I_2,t}}{\sigma_{I_1,t}} \leq 2 \cdot Cor(P_{I_1,t}, PF_{I_2,t}) \quad \text{implicando} \quad \text{que} \quad \sigma_{I_1,t} \geq \frac{\sigma_{I_2,t}}{2 \cdot Cor(P_{I_1,t}, PF_{I_2,t})}$$

Assim, quanto maior a correlação entre o mercado à vista e o futuro, mais vantajoso é a realização da estratégia de *hedge* e caso esses componentes sejam independentes não existe benefício algum na realização de *hedge*, pois a variância da base será maior que a do mercado à vista. Se houver correlação negativa entre as variáveis a variância da base será maior que a dos preços do mercado à vista.

Note que essa análise é simplificada já que o *hedge* é feito em um período completo e a variância de ativos ou *commodities* tende ter estrutura a termo. Entretanto, ela é válida para sugerir em quais casos a cobertura pode oferecer vantagem. O resultado é bastante intuitivo, se a variância do mercado futuro for maior que a do mercado à vista e não houver correlação entre os mercados, não seria de se esperar que estratégias de mitigação de risco utilizando os dois índices sejam eficientes.

Toda a discussão feita em torno das estratégias de *hedge* gira em torno da base entre os mercados futuro e à vista. De fato, agentes tendem a realizar estratégias de cobertura não só objetivando travar seus resultados e reduzir risco, mas também buscando oportunidades de ganho por conta de divergência de base (Farhi, 1998).

Enquanto bolhas especulativas de maior tamanho são relativamente raras dentro do ambiente do mercado, distorções de menor magnitude no nível dos preços são comumente observadas e chegam a ser a regra ao invés da exceção. Nessas condições, *hedgers* e especulares agem como arbitadores buscando oportunidades de ganho com baixo risco.

Negociar a base (*trading on basis*) é uma estratégia de arbitragem que consiste em assumir posições opostas nos mercados à vista e futuros na expectativa de realizar ganhos por conta de distorções na base. Seguindo a notação anterior, suponha um agente que julgue a base b_{I_1, I_2, t_0} no tempo t_0 elevada. Ele então compra um volume v da mercadoria I_1 no

mercado à vista ao preço P_{I_1,t_0} e vende $\left\lfloor \frac{v}{I_1} \right\rfloor$ contratos futuros da mercadoria I_2 ao preço PF_{I_2,t_0} . Suponha que no tempo t_s a base retorne aos seus níveis normais. O agente poderia então decidir fechar sua posição vendendo uma quantidade v da mercadoria I_1 no mercado à vista por P_{I_1,t_s} , e comprando $\left\lfloor \frac{v}{I_2} \right\rfloor$ contratos futuros da mercadoria I_2 ao preço PF_{I_2,t_s} . Dessa forma, o resultado da operação realizada pelo agente, Rb_{I_1,I_2,t_0,t_s} , é dado por $Rb_{I_1,I_2,t_0,t_s} = (PF_{I_2,t_0} - P_{I_1,t_0}) - (PF_{I_2,t_s} - P_{I_1,t_s}) - CC_{t_0,t_s} = b_{I_1,I_2,t_0,t_0} - b_{I_1,I_2,t_0,t_s} - CC_{t_0,t_s}$ onde CC_{t_0,t_s} são os custos de carregamento da mercadoria (ativo ou commodity) do tempo t_0 até o tempo t_s .

Dessa forma, a estratégia será lucrativa se os custos de carregamento forem menores que o diferencial de base e trará prejuízo caso contrário. Note que essa operação pode ser classificada como arbitragem, pois o agente está, implicitamente, neutro no mercado, ou seja, não está nem comprado nem vendido no mercado à vista. Realizando essa operação, um agente visa apenas tirar proveito de divergências na formação da base. Se a base estivesse reduzida com relação a seus níveis normais a operação é inversamente simétrica, ou seja, vende-se no mercado físico, compra-se no mercado futuro e depois se encerra a posição quando a base retornar a seus níveis normais.

Outra operação muito utilizada dentro dos mercados futuros para realização de arbitragem é o *Spread*. Essas estratégias são constituídas de compra e venda simultânea de contratos futuros no mesmo mercado ou em mercados relacionados.

O intuito de um *Spread* é capturar lucros de mudanças no diferencial de preços entre contratos. Existem basicamente três classes de *Spreads*: os intramercados, os entre mercados e os entre bolsas.

Os *Spreads* intramercados são formados por compra e venda de contratos futuros em diferentes vencimentos dentro do mesmo mercado. Essas operações são comuns em mercados com forte sazonalidade onde um agente tenta capturar as diferenças entre picos e vales que são observados na dinâmica intra-ano dos preços.

Spreads entre mercados são formados por uma compra de um contrato futuro em um mercado e venda simultânea em outro desde que ambos produtos sejam transacionados na mesma Bolsa. A motivação para a realização desse tipo de operação, principalmente nos mercados de energia, vem do processo de *benchmarking* de mercados. Como alguns desses mercados são formados com base em um índice de referência, existe algum espaço para distorções nos diferenciais de preços entre contratos principalmente no que diz respeito a mudanças de localidade ou qualidade da *commodity* subjacente. Dentro do mercado de eletricidade existem os chamados *Spark Spreads* que são *spreads* formado por futuros em gás natural e eletricidade. É antecipado que haverá grande espaço para esse tipo de produto já que esses combustíveis são complementares e existe correlação entre seus preços.

Como última classe de *Spreads* têm-se os realizados entre Bolsas, onde se compra um contrato futuro em uma bolsa e vende-se um contrato futuro em outra. Essas operações são realizadas quando há disparidade de preços entre contratos semelhantes dentro de duas bolsas. Assim, agentes buscam absorver essas diferenças de forma que os preços tendem a retornar a seus níveis normais.

Para um exemplo de como agentes podem capturar ganhos com *Spreads* pode-se escolher os mercados de gás natural e eletricidade. É comum, quando há um inverno rigoroso nos Estados Unidos, ocorrer um aumento substancial da demanda por gás natural e eletricidade, já que o gás é utilizado principalmente para aquecimento. Esse aumento da demanda traz também crescimento da volatilidade dos preços desses *commodities*, aumentando as chances de distorções no mercado. Suponha, por exemplo, que em 18 de março de 2008 o preço do gás natural seja de U\$ 6,41/milhão de b.t.u enquanto que o da energia elétrica esteja em U\$ 18,22/MWh. Um investidor, visualizando esse cenário tem a sensibilidade de que o diferencial de preços está elevado demais, e quando essa situação se normalizar (final do inverno) deve haver uma redução no diferencial de preços. Por conta de sua leitura do mercado esse agente vende 90 contratos futuros sobre o índice WTI e compra 90 contratos futuros em gás natural sobre o *gasoil* com seis meses de maturidade e vencimento no primeiro dia útil do mês alvo ao preço de mercado. Suponha que em 5 de setembro o agente decida neutralizar sua posição com observando o preço de U\$ 12,18/MWh para o futuro em energia elétrica e U\$ 3,67/milhão de b.t.u para o futuro sobre

gás natural. Descontando o efeito de fluxo de caixa dado pelos ajustes diários, esse agente terá como resultado financeiro os valores resumidos na tabela 5.3.

Tabela 5.3: Ilustração de Resultado Financeiro Gerado por *Spread*.

Data da Cotação	No. de Contratos	Cotação Eletricidade (US/MWh)	Cotação Gás Natural (US/mbtu)	Spread	Resultado Eletricidade	Resultado Gás Natural	Resultados	
18/mar/08	90	18,220	6,410	11,810	1639,800	-576,900	Variação do Spread	R\$ 3,30
05/set/08	90	12,180	3,670	R\$ 8,51	-1096,200	330,300		
Resultado Financeiro							(1639,80-1096,20) + (-576,90 + 330,30) =	R\$ 297,00

A apresentação das estratégias acima ajuda a iluminar a aplicabilidade de contratos futuros dentro do contexto de comercialização de modo a cobrir riscos e capturar eventuais oportunidades de ganhos que podem ser geradas por conta de brechas do mercado. Como os contratos futuros formam os requisitos básicos para gestão de risco dentro do ambiente de mercado decidiu-se apresentar a questão de forma detalhada. Os próximos instrumentos que serão discutidos nos tópicos subsequentes interagem fortemente com futuros justificando a discussão sobre o assunto.

5.3.2 Mercado a Termo (Forward Market)

5.3.2.1 Os contratos e o mercado

Contratos a termo são acordos comerciais realizados fora dos ambientes das Bolsas. Nesses contratos são especificados termos e condições para entrega futura de um bem-objeto (ativo financeiro ou *commodity*) a um preço conhecido. Esse tipo de operação é considerado derivativo, pois o contrato trata de um bem-objeto que é transacionado no mercado à vista de forma que os preços de um contrato a termo são formados com base em alguma função dos preços do mercado *Spot*, do tempo e de outras variáveis latentes.

Diferentemente dos contratos futuros (veja seção 5.3.1) existe bastante flexibilidade nesse tipo de transação com o objetivo de adequar os termos e condições aos requerimentos das contrapartes. Qualidade da mercadoria objeto, maturidade, volume, local, forma e modalidade de entrega (física ou liquidação financeira) são objetos de barganha entre as contrapartes. Assim, não existem contratos padrão, como observado nas Bolsas. No caso de mercados de energia, essas transações tendem a ter prazos superiores a

um ano. O volume da mercadoria-objeto nos contratos a termo geralmente é maior do que é observado nos mercados futuros.

Essas duas características permitem esboçar o perfil dos agentes que geralmente atuam nesses mercados. Pelo menos uma das contrapartes geralmente é formada por *hedgers*, produtores ou transformadores, que têm relação direta com a mercadoria-objeto do contrato e que, portanto, tem interesse em garantir uma margem mínima para venda (no caso dos produtores) ou para compra (no caso dos transformadores) em horizontes de tempo suficientemente grande para honrar seus compromissos e assegurar baixa volatilidade de suas receitas (Fusaro, 1998). Para esses agentes é importante ter um certo grau de garantia sobre suas receitas já que essas empresas ou instituições geralmente têm planos de expansão, algum tipo de compromisso com financiamentos ou compromissos orçamentários com acionistas e, portanto, não podem trabalhar completamente expostas às incertezas do mercado *Spot* (mercado físico). Outra classe de agentes que atuam nesses mercados são os bancos de investimentos e grandes empresas de comercialização. Esses agentes aceitam assumir alguma parcela dos riscos dos *hedgers* em troca de alguma oportunidade de ganho e, portanto, têm papel fundamental na eficiência desses mercados. No mercado brasileiro de energia, por exemplo, esses contratos são celebrados no ACL (Ambiente de Contratação Livre) com uma das pontas formada por geradoras ou comercializadoras e a outra geralmente por Clientes Livres. Clientes Livres são grandes industriais, comerciais ou condomínios que precisam de eletricidade para manter suas plantas funcionando, de forma que eles preferem fixar um preço para a energia com o intuito de manter seus custos sobre controle.

Operando de forma correta nesses mercados, os agentes conseguem travar parte de suas receitas ou custos, ajustar contratos aos diferenciais de preços dos centros de distribuição, negociar a qualidade final do bem objeto, e forma de liquidação (física ou financeira), e ainda capturarem algum ganho caso os preços movam-se favoravelmente.

No entanto, o sucesso de um mercado a termo depende de sua liquidez e desempenho dos participantes. O desempenho está associado à capacidade das contrapartes honrarem os termos e condições dos contratos.

Com relação ao desempenho, diferentemente do que ocorre nos mercados futuros, não existe garantia de que as contrapartes irão honrar o contrato e, portanto, algum risco de crédito é assumido ao celebrar operações nesse mercado. Nesses ambientes os formadores de mercado (*market makers*) têm papel fundamental sobre desempenho dos agentes. Formadores de mercado trabalham como intermediários às transações dando liquidez ao mercado, e são responsáveis por encontrar parte e contraparte ou assumir uma das pontas do contrato absorvendo os riscos associados com variação de preços e crédito. Esses agentes, geralmente bancos, grandes companhias de petróleo ou de distribuição de eletricidade, têm uma capacidade muito maior de gerir riscos, pois atuam em vários mercados e possuem mecanismos para controlar risco de crédito (principalmente bancos). Também, eles conhecem de forma mais detalhada as necessidades de seus clientes facilitando a adequação de novos contratos a termo aos requerimentos do mercado. No mercado de energia brasileiro, a função de intermediário é exercida basicamente por comercializadores de energia que tem a função de construir instrumentos personalizados para seus clientes.

Por conta das especificidades em seus termos e condições, contratos a termo são raramente revendidos ou liquidados em data anterior ao vencimento. Essa característica do mercado, unido ao fato de que existe um processo de seleção de contraparte, inibe em parte a entrada de especuladores nos mercados a termo.

Os contratos a termo não exigem nenhum pagamento inicial, excetuando eventuais requerimentos de margem (incomuns nesses mercados) que devem estar especificados em contrato (Fusaro, 1998). De fato, em tese, o preço do contrato celebrado reflete o preço de equilíbrio (*break even*) das contrapartes dado os termos acordados, ou seja, pelo menos no momento em que o contrato foi celebrado as expectativas dos agentes envolvidos na transação com relação aos preços de compra e venda do bem-objeto na data especificada convergem em um mesmo valor, considerado justo por ambos, nos termos e condições dessa negociação em particular (Kaminski, 1999). Assim, nenhum dos agentes auferiria ganhos ou perdas já que no vencimento eles esperariam vender ou comprar a mercadoria no mercado físico ao preço do contrato a termo. No entanto, principalmente nos mercados de energia, essa característica não é observada. O preço de equilíbrio do contrato

não é necessariamente igual ao valor esperado em tempo futuro do preço *Spot* por conta de prêmios embutidos na curva *Forward*¹³ que refletem fatores de armazenagem e disponibilidade futura de combustível¹⁴, e diversos fatores relacionados com liquidez do mercado e outras diretivas de oferta e demanda. A não exigência de pagamento inicial é fator motivante para a comercialização dentro desse mercado já que isso permite alavancagem (*leverage*) quase infinita de posições, dado que a imobilização de capital inicial é baixa.

Em termos gerais, as diferenças entre os mercados a termo e futuro são explicadas basicamente por conta dos ambientes onde esses contratos são transacionados: mercados de balcão e mercados organizados, respectivamente. Como o perfil dos agentes participantes de cada um dos ambientes é bastante discrepante, as regras e procedimentos dentro de cada mercado devem espelhar as necessidades de cada grupo de participantes.

5.3.2.2 Contratos a Termo: Resultado Financeiro e Estratégias de Mitigação de Risco

A força motriz que movimenta os mercados a termo é a gestão de riscos. Dessa forma, contratos são celebrados com base em confrontos de necessidades ou expectativas. Exemplos clássicos podem ser construídos a partir de transações entre produtores e transformadores de alguma *commodity*.

Suponha que um produtor de cana-de-açúcar, ao considerar fatores climáticos favoráveis, tenha visualizado em fevereiro de 2008 um aumento de produtividade somado à antecipação de um mês na colheita. Ele, que já tinha sua safra contratada de maio a dezembro de 2008, decide recorrer ao mercado a termo para garantir um preço de venda fixo desse excedente de produção que ocorrerá em abril. Como resultado de estudo técnico, esse agricultor é informado que colherá em média 200 toneladas de cana no campo no mês de abril, bem menos que as 900 toneladas esperadas a partir de maio, já que possibilidade de chuva nesse período dificulta a entrada de colheitadeiras em suas terras. Se, ao contrário,

o produtor aguardar até abril para vender sua produção ele pode ter um prejuízo ou redução de receita dependendo da direção dos preços do mercado à vista.

Uma usina canavieira que visualiza um mercado favorável para o açúcar, decide comprar a safra desse agricultor. A usina impõe, no entanto, requisitos de qualidade para a cana de modo que sua produção de açúcar tenha um rendimento mínimo. Esse agente teria como outra opção aguardar e comprar o montante de cana necessário para sua produção no mercado à vista, no entanto ele prefere travar seus custos de compra por conta de restrições de mão-de-obra após abril e por vislumbrar um aumento de preço desse produto a partir de março.

Suponha que o preço da cana no campo esteja cotado à R\$ 28,30/Tonelada no mercado à vista no dia 7 de janeiro de 2008. Com base nesse valor os agentes decidem que R\$ 32,87/Tonelada é um valor justo para o preço da cana-de-açúcar no campo no dia 30 de abril, segundo as especificações de qualidade requeridas. Desta forma, o agricultor compromete-se a entregar, dia 30 de abril de 2008, 200 toneladas de cana-de-açúcar com os requisitos de qualidade exigidos pela usina e receber por isso R\$ 32,87/Tonelada. Como a forma de liquidação escolhida pelos agentes foi entrega física, segundo os termos e condições do contrato, o produtor recebe no vencimento R\$ 32,87/Tonelada de cana-de-açúcar, enquanto a usina recebe as 200 toneladas desse insumo pagando por isso R\$ 32,87/Tonelada, veja figura 5.1 para uma visualização gráfica da transação do ponto de vista do agricultor. Note que os dois agentes travaram seus preços de venda e de compra, respectivamente, independente do que acontecer com o preço da cana-de-açúcar no mercado à vista garantindo, portanto, proteção contra variações de preço *Spot*.

Dada a qualidade da cana adquirida e conhecendo seu processo industrial a usina estima que o rendimento médio será de 100 quilos de açúcar cristal por tonelada de cana, portanto o insumo comprado resultaria em uma produção de 20 toneladas de açúcar. Em fevereiro, para não ficar exposto à volatilidade de curto prazo, a usina decide realizar um *hedge* de venda baseado nos mecanismos do mercado futuro.

A usina com o desembolso feito para comprar cana-de-açúcar e as despesas com seu processo produtivo e fábrica estima um custo de produção total de U\$ 10,50/saca de

açúcar (saca de 50 quilos e dólar a R\$ 1,80) e não aceita uma margem de lucro menor que 20% (US\$ 2,10/saca). Por conta disso, ela decide vender contratos de cana-de-açúcar no mercado futuro para, dessa forma, travar seu resultado financeiro realizando um *hedge de venda*.

Por ter contratado com o produtor a matéria-prima necessária para o mês de abril, em maio, quando ela já tiver transformado cana em açúcar, a usina estará comprada no mercado à vista (pois terá açúcar para vender nesse período). Dessa forma, vendendo 400 contratos futuros (400 contratos x 50 quilos de açúcar = 20 toneladas de açúcar) ela cobriria seus riscos de variação de preços de mercado.

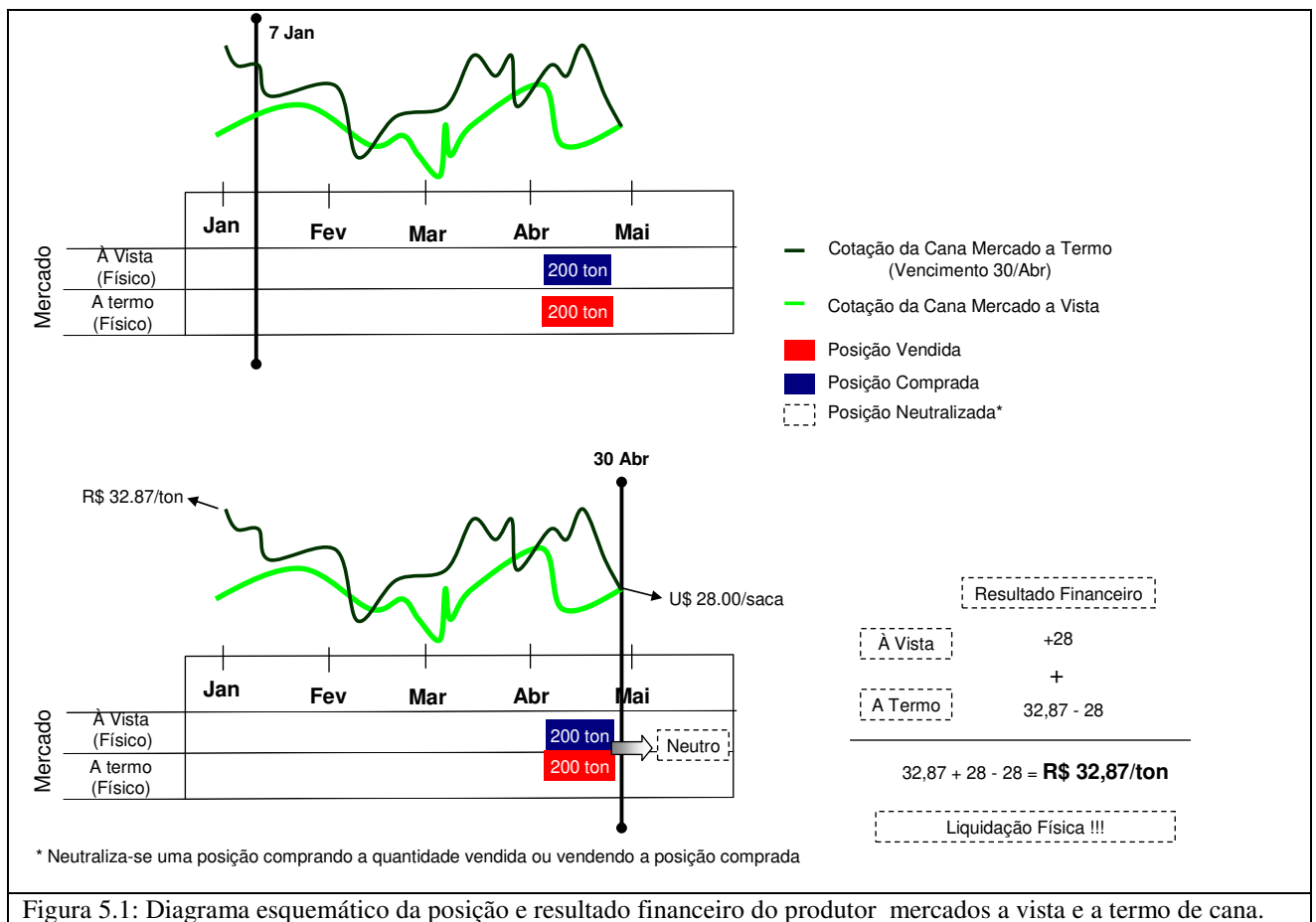


Figura 5.1: Diagrama esquemático da posição e resultado financeiro do produtor mercados a vista e a termo de cana.

A cotação em 6 de fevereiro de 2008 do contrato futuro de açúcar cristal para dia 15 de maio de 2008 é de US\$ 14,85/saca. Depois de estimar que o mercado tende a pagar cerca de US\$ 2,00/saca a menos pelo seu açúcar (comparado ao objeto do contrato futuro),

por conta de diferença de qualidade (esse diferencial é chamado de base), a usina toma a decisão de vender esses contratos a essa cotação.

Como a liquidação dos contratos futuros na BM&F é, na maioria das vezes, feita financeiramente sem qualquer entrega física, a usina carrega seu contrato até o vencimento e apura os resultados. Suponha que no dia 15 de maio de 2008 o açúcar cristal, segundo as especificações do contrato futuro, esteja cotado em U\$ 15,50/saca no mercado à vista. A usina, portanto, teria que desembolsar $15,50 - 14,85 = \text{U\$ } 0,65/\text{saca}$ de açúcar vendido. Porém, caso a base realmente estivesse em U\$ 2,00/saca nessa data, ela receberia U\$ 13,00/saca no mercado à vista pela liquidação de seu produto e capturaria um resultado financeiro de $13,50 - 0,65 = \text{U\$ } 12,85/\text{saca}$, mais do que o U\$ 12,60 que seria seu lucro mínimo requerido. Para uma visualização gráfica dessa estratégia na visão da usina veja figura 5.2.

Em outro caso, se no dia 15 de maio de 2008 o preço do açúcar cristal estivesse em U\$ 14,00/saca no mercado à vista, a usina apuraria um ganho no mercado futuro de $14,85 - 14,00 = \text{U\$ } 0,85/\text{saca}$ e, com a base em U\$ 2,00/saca receberia U\$ 12,00/saca no mercado à vista, contabilizando ao final uma receita de U\$ 12,85/saca, ou seja, o mesmo valor anterior. Com isso conclui-se que com esse tipo de operação é possível eliminar qualquer risco de variação de preço. Note que a usina ainda teria um risco de variação de câmbio o qual poderia ser mitigado realizando-se um *hedge* de compra no mercado futuro com preço próximo a R\$ 1,80/U\$.

É importante ter em mente que os exemplos anteriores não representam exatamente a realidade dos mercados já que a base está longe de ser constante na vida real. Devido a isso, os mecanismos de *hedge* tanto no mercado futuro quanto no mercado a termo, implica em uma troca de riscos de variação de preços por um risco de variação de base.

Apesar de haver convergência entre os preços dos mercados futuros e do mercado à vista de forma que no vencimento de um contrato futuro sua cotação se equipare com o preço vigente no mercado à vista, a forma da convergência não é linear e nem previsível.

Dessa forma, o risco de diferenças de base pode acontecer por dois motivos. Caso haja necessidade de liquidar as operações em datas anteriores ao vencimento do contrato futuro ou, como no caso acima, haja alguma diferença entre o bem objeto do contrato a termo e a mercadoria alvo do contrato futuro. A boa notícia é que o risco de variação da base tende ser muito menor, já que a base é menos volátil, que o risco de movimentação de preços.

O exemplo apresentado visa ilustrar como o mercado futuro pode ser utilizado em conjunto com as transações a termo para reduzir exposições de variação de preço do mercado à vista. No caso apresentado, a usina, utilizando contratos a termo e futuro conseguiu comprar matéria-prima a preço fixo e vendê-la a preço determinado, travando assim sua margem de lucro.

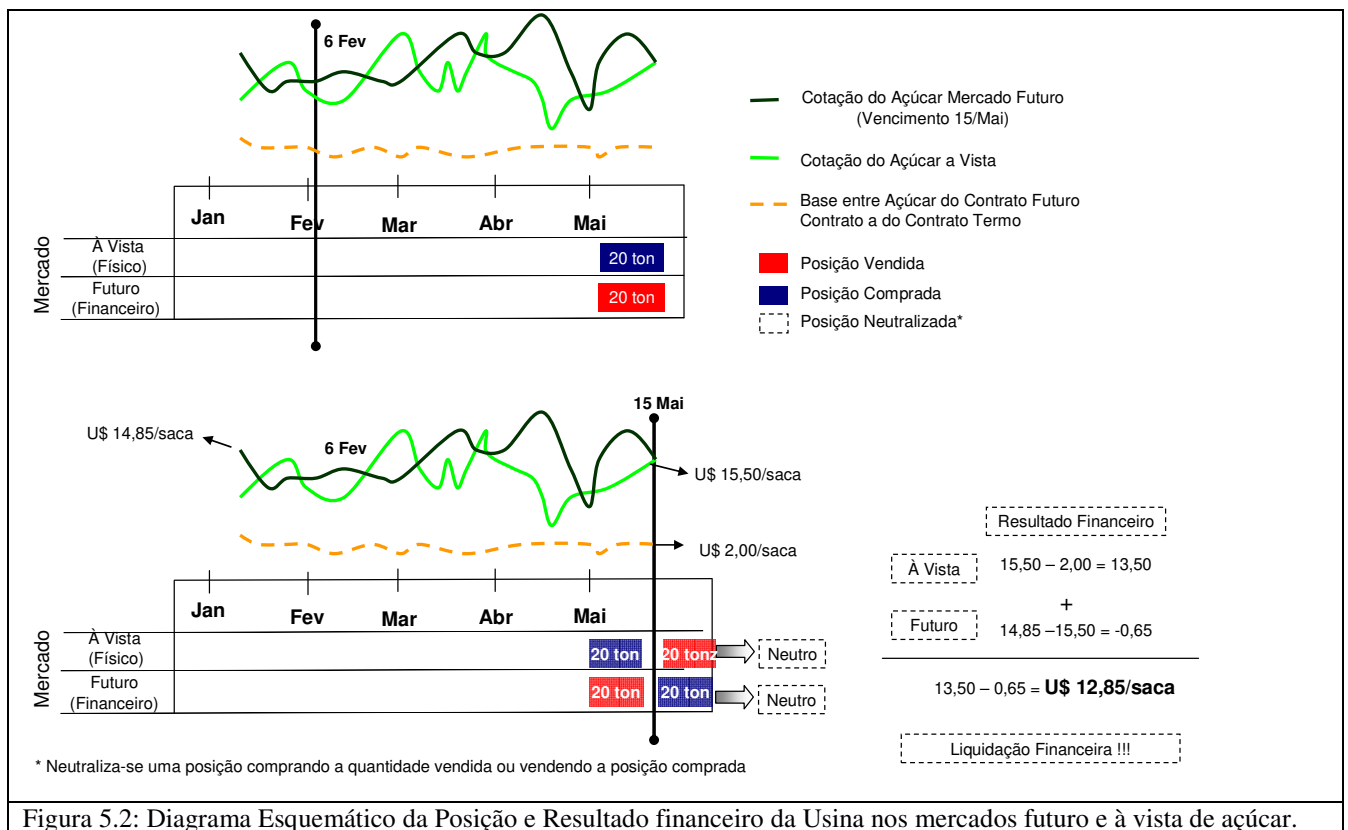


Figura 5.2: Diagrama Esquemático da Posição e Resultado financeiro da Usina nos mercados futuro e à vista de açúcar.

5.3.3 Swaps de Preços

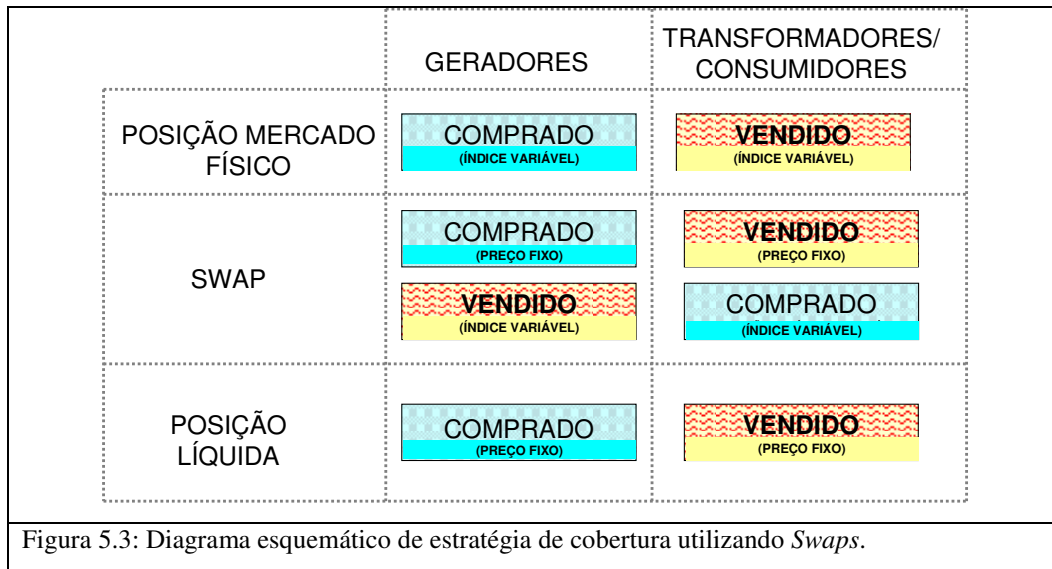
5.3.3.1 Os contratos e o mercado

O mercado de *Swaps* tem apresentado crescimento fantástico nos últimos anos tendendo a tornar-se um dos mercados mais importantes do mundo. Dentro dos mercados de *commodities*, especialmente as relacionadas com energia, esses contratos têm papel vital e compõem um percentual bastante significativo do total de contratos celebrados nesses mercados (Fusaro, 1998 e Kaminski, 1999).

Os agentes que negociam contratos de *Swaps* geralmente possuem diferentes expectativas, ou aversões ao risco contrárias. Por exemplo, geradores de eletricidade entram em *Swaps* para se proteger contra a queda dos preços de mercado. Esse instrumento permite a esses agentes vender energia a um preço fixo durante um período de tempo determinado. Por outro lado, indústrias adquirem *Swaps* como instrumento de proteção contra subida de preços de mercado. Com esses contratos, elas podem se proteger contra um aumento nos custos de produção por um período especificado.

O objetivo dos *Swaps* é sempre o mesmo, trocar um índice variável por um preço fixo. No entanto, nos mercados de balcão, não existem *swaps* padronizados, excetuando-se casos atípicos. De fato, esses contratos são moldados para atender as necessidades de ambas as partes. Importante notar que *Swaps* são formados como uma seqüência de contratos a termo combinadas em um único contrato, o que permite grande flexibilidade na definição de seus termos e condições.

Em um *Swap* a parte vendedora “recebe” um índice fixo e “entrega” um índice flutuante, enquanto que a compradora “entrega” um índice fixo e “recebe” um índice variável de tal forma que a parte vendedora consegue vender a um preço fixo e a parte compradora consegue comprar a um preço fixo. Veja figura 5.3 para uma visão esquemática de estratégia de cobertura de um *Swap*.



Observe que quando um agente possui posição natural Comprada no mercado físico ele pode vender um *Swap* a um preço fixo, de forma que ele irá receber em cada período de liquidação esse preço fixo não ficando mais exposto ao mercado de curto prazo. A lógica inversa é aplicada para agentes com posição Vendida no mercado físico.

Por conta desse mecanismo, *Swaps* são também chamados de contratos por diferença. Dado um índice de referência (alguma curva de preços) as liquidações financeiras são executadas do seguinte modo. Caso haja diferença positiva entre a curva de preços e o preço fixo em um dado período, a parte vendedora paga à compradora o montante obtido pelo produto dessa diferença e do volume do contrato. Inversamente, em caso de diferença negativa, quem paga o montante é a compradora. A apuração financeira é feita geralmente em base mensal, mas podendo também ser trimestral, semestral ou sobre qualquer outro período, desde que especificado em contrato.

Note que *Swaps* são operações puramente financeiras, não havendo entrega efetiva do bem-objeto do contrato. Adicionalmente, nenhum desembolso inicial é necessário, excetuando-se algum requerimento de garantia que possa constar em contrato. Esses instrumentos baseiam-se na troca de fluxos de caixa, onde um dos fluxos possui uma taxa fixa e o outro uma taxa variável. Isso implica na existência de dois mercados, um financeiro e outro físico, o que traz grandes vantagens aos agentes, já que existe a

possibilidade de escolher duas contrapartes diferentes para o processo de contratação, de forma a selecionar uma com saúde suficiente para honrar o contrato financeiro, e outra responsável apenas pela entrega física da mercadoria-objeto do contrato nos requisitos necessários (Kaminski, 1999).

Em *Swaps*, muitos aspectos podem ser alvo de negociação. No entanto, existem alguns que sempre devem ser definidos durante o processo de construção do contrato. Inicialmente, especifica-se a *commodity* alvo e o volume do contrato, o qual tende ser grande já que muitos agentes decidem cobrir boa parcela de suas exposições utilizando *Swaps*. A seguir, é necessário especificar a duração do contrato, que pode variar bastante indo de um mês a 30 anos dependendo do mercado. Após, negocia-se o preço fixo, o qual tende ser alvo de bastante barganha entre as contrapartes por conta do tamanho dos *spreads* de compra e venda e da dificuldade de obter uma curva de preços confiável para balizar decisões. Define-se, então, o índice de referência de que trata o contrato. Esse índice pode ser construído a partir de alguma função matemática ou alguma curva de referência, como a média mensal, e deve ter transparência suficiente para que ambas contrapartes tenham condições de replicar os cálculos. Por último, são especificados os procedimentos de liquidação financeira como, por exemplo, o período base de apuração dos resultados (mensal, trimestral, etc), data de pagamento, etc.

Assim como ocorre nos contratos a termo e futuro, *Swaps* são instrumentos que tem por função mitigar risco de movimentação de preços. A vantagem é que esses instrumentos permitem travamento de resultado por períodos mais longos. De fato, em alguns mercados, agentes entendem *Swaps* como futuros de longo prazo (Kaminski, 1999).

Quanto ao processo de formação de preços desses instrumentos, a maior dificuldade, naturalmente, é a definição do preço fixo que define a troca de fluxos de caixa. Apesar da formulação matemática ser relativamente simples, a indisponibilidade de informação dificulta substancialmente esse processo.

Os mercados de *Swaps* são geralmente muito privados e limitados a grandes agentes produtores ou consumidores. De fato é comum encontrar em *Swaps* termos de confidencialidade que garantem a privacidade das informações contratuais. A construção de

estratégias dentro desses mercados exige esse sigilo, já que *Swaps* podem conter informações importantes de agentes, as quais, se fossem públicas, poderiam trazer diminuição da competitividade desses agentes.

A falta de informação no ambiente de mercado para construção de curvas de preços futuras confiáveis traz muitos complicadores já que, principalmente na visão das empresas localizadas ao final da cadeia produtiva, quase inexiste indicação sobre a direção dos preços futuros. Assim, muitos agentes utilizam como curva de referência aquelas praticadas nos mercados futuros (nos casos onde existe algum mercado futuro), em *commodities* similares ou correlatas ao bem objeto do contrato. Desse ponto de vista, *Swaps* podem ser utilizados como instrumento mitigador de risco de base (*basis risk*), já que podem ser utilizados para travar a diferença entre dois índices diferentes.

O problema é que, mesmo para agentes que tenham informação sobre o mercado e conhecimento para construção de suas curvas personalizadas, existe o problema das alterações dessas no tempo. Frequentemente essas curvas entram em *contango*, *backwardation*¹⁵ ou alguma combinação dessas características, invertendo rapidamente as expectativas do mercado.

A volatilidade observada nessas curvas é por conta das diretrizes que regem os mercados, principalmente no campo de energia. Mudanças na oferta, com evolução de novas fontes alternativas, construção de usinas ou atraso em seus cronogramas de operação e descobertas de campos de petróleo e gás natural podem acarretar inversão das expectativas dos agentes. Também, do lado da demanda, desempenho de indicadores financeiros, que são relacionados com cenário macroeconômico; eficiência energética; variáveis climáticas e mudanças de hábitos de consumo podem impactar significativamente as curvas de preço em horizontes de tempo de todos os comprimentos. Outras variáveis estão relacionadas com restrições de armazenagem, mudanças no sistema de transmissão ou logística de distribuição, características regionais dos agentes, entre outras (Pilipovic, 1998).

Enquanto as características intrínsecas ao mercado têm papel fundamental no desafio da gestão de risco e contratação eficiente, outros fatores relacionados com as

empresas também afetam esse processo. O setor de energia é relativamente jovem nessa nova concepção de gestão imposta pela reestruturação dos mercados, (Fusaro, 1998). Apesar de empresas e instituições estarem passando por um processo de adaptação rápido e superação de barreiras, existe ainda pouca tradição no que concerne à comercialização assertiva baseada em derivativos. Isso implica em certa ineficiência dentro dos ambientes de mercados, principalmente dentro dos países em desenvolvimento, de forma a observar grandes *spreads* de compra e venda (*bid-ask spread*) e agentes bastante expostos à variação de preços de curto prazo. Essas características podem danificar fortemente a saúde das receitas de empresas que decidam ficar à mercê da volatilidade dos preços (Montano, 2004).

A boa notícia é que nos últimos anos houve, em muitos mercados, uma evolução significativa no sentido de adequar empresas para as novas demandas do mercado. Muitas dessas empresas possuem hoje departamentos próprios de planejamento e análise de risco, o que tem permitido estreitamento de brechas para arbitragem. A expectativa é que no médio prazo esse aprendizado se prolifere no mercado como um todo, de forma a agregar eficiência ao processo de contratação das empresas, diminuindo riscos.

Dentro dessa discussão, uma figura que desempenha papel de extrema importância é o intermediário às transações. O intermediário, geralmente grandes bancos, empresas distribuidoras e comercializadores, tem a função de confrontar as contrapartes e assumir uma ponta em cada um dos dois contratos. Por exemplo, um Gerador pode firmar um *Swap* com um comercializador e esse comercializador poderia vender um *Swap* com termos semelhantes para uma indústria de alimentos, cobrando um *spread* para intermediar a transação. Por realizar essa operação, o comercializador assume o risco de crédito das contrapartes e algum risco de preço remanescente, por adaptar as transações às necessidades do usuário.

Apesar de ficar a impressão de que a atividade do intermediário é puramente especulativa, na verdade esse prêmio (*spread*) cobrado reflete quão personalizado é o produto aos agentes, já que eles têm a capacidade de oferecer produtos muito mais adequados para ambos lados do *Swap* dada sua maior flexibilidade de receita, experiência

em gestão de derivativos (especialmente derivativos de créditos no caso de bancos) e sinergia com outros mercados (Fusaro, 1998). Existe a possibilidade, por exemplo, de empresas requererem *Swaps* personalizados com a finalidade de casarem seus fluxos de caixas com seus compromissos de financiamentos, reduzindo restrições de caixa.

Empresas ou instituições que atuam como intermediários devem ter boa saúde financeira e disponibilidade de capital para conseguir absorver algumas perdas de magnitude mediana no decorrer do contrato. Por isso muitas dessas empresas são grandes bancos ou grandes empresas do setor alvo. No caso em que empresas de comercialização atuam como intermediários, como acontece, por exemplo, no setor de energia brasileiro, um cuidado adicional deve ser tomado com relação ao risco de crédito. Muitas dessas empresas não possuem a quantidade de capital necessária para gerenciar o risco de preços que assumem e nem são bem preparadas a gerir produtos com risco relativamente elevado. Por isso, em um cenário de alta volatilidade nos preços, muitas comercializadoras geram déficits e deixam de honrar seus contratos.

Os intermediários também têm importância no lançamento de novos produtos no mercado. De fato, esses agentes tendem a recorrer à engenharia financeira para adequar *Swaps* às necessidades de seus clientes, focando em eficiência no processo de gestão de risco e aproveitando eventuais oportunidades de ganho disponíveis no mercado. Particularmente, muitos desses produtos têm o intuito de minimizar impactos de especificidades regionais dos agentes, ou flexibilizar as quantidades contratadas (Fusaro, 1998).

A seguir serão apresentados os tipos mais importantes de *Swaps* utilizados no processo de comercialização e como eles podem ser utilizados para gerenciar riscos. Após, serão introduzidos alguns cálculos financeiros associados a esses contratos.

5.3.3.2 *Swaps*: Tipos de Contratos, Resultado Financeiro e Estratégias de Mitigação de Risco

Existem muitas variações de *Swaps* sendo negociadas nos mercados de *commodities*. Essa gama de instrumentos tem por função cobrir diferentes parcelas dos riscos e atenderem às necessidades distintas de agentes. Muitos desses produtos surgiram para capturar alguma fatia do mercado que ainda não eram possíveis de serem absorvidas pela combinação de outros instrumentos (Nystedt, 2004). De fato, essa é a grande vantagem dos mercados de balcão, permitir a agentes moldar contratos de forma a terem produtos específicos a usuários.

Swap comum (*swap vanilla*)

Esses são os tipos mais comuns de *swaps*. O termo *vanilla* (baunilha) vem do jargão do setor financeiro e é utilizado para definir os produtos mais simples e mais comuns. Esses contratos tratam de uma simples troca de um preço variável por um preço fixo em um período de tempo especificado sem entrega efetiva da mercadoria. Em contrato são especificados volume, duração, preço fixo, índice de referência e períodos de liquidação, não sendo tratadas nenhuma flexibilidade adicional e não sendo necessário pagamento de qualquer prêmio. Apesar de simples, esses contratos são bastante utilizados para travar resultados por períodos mais longos. Um dos motivos é que agentes ainda tem pouco contato com outros instrumentos mais complexos e existe uma aversão ao risco natural dos participantes do mercado já que muitas vezes gestão de derivativos não é seu ramo de atividade principal (Kaminski, 1999). Também, esses instrumentos possuem maior liquidez que instrumentos mais complexos (Fusaro, 1998).

A liquidação financeira desses instrumentos é realizada em períodos definidos em contrato, geralmente mensais, através de transferência de dinheiro entre as contrapartes. Esses instrumentos são geralmente utilizados por *hedgers* que necessitam travar suas receitas ou custos por períodos de tempo extensos.

Dentro dos mercados de eletricidade esses contratos têm se mostrado eficiente para cobrir riscos de variação de preços. No caso particular do Brasil, apesar de haver grandes *spreads* entre compra e venda, muitos desses contratos são firmados no *ACL* com foco em redução de alguma parcela dos riscos dos agentes.

Para compreender como os *Swaps* ajudam a travar o resultado financeiro, é importante entender quais os riscos das contrapartes envolvidas na transação. Do lado do gerador de energia, os riscos estão relacionados com queda de preços no mercado à vista, que o obrigaria a liquidar sua energia a preços menores, reduzindo sua margem de ganho ou culminando em perdas. A siderúrgica, por outro lado, deseja se proteger de altas de preços, pois isso traria aumento em seus custos, reduzindo sua receita.

Note que, desprezando o valor do dinheiro no tempo, o resultado financeiro, R_p , de um *Swap* com volume mensal v_t , vigente em um período p , pode ser obtido como $R_p = \sum_{m \in t} R_{t,p} = \sum_{m \in t} (S_{t,p} - k_p) \cdot v_t$, onde $t \in p$ são os meses pertencentes ao período p , $S_{t,p}$ é o preço flutuante para um determinado mês t dentro de um período p e k_p é o preço fixo do contrato. Assim, do ponto de vista de precificação do *swap*, o desafio é escolher k_p , segundo alguma métrica da distribuição de probabilidades dos $S_{t,p}$. Supondo decisão em cima do valor esperado, o problema seria descobrir k_p de tal forma que $E \left[\sum_{t \in p} R_t \cdot e^{\beta_t} \right] = 0$, onde β_t denota a taxa de desconto para o período de apuração t e $E[\cdot]$ denota a esperança matemática. As equações e o problema de precificação serão discutidos em maiores detalhes a partir da seção 6.3.

Swap sobre diferenças (Differential Swap)

Esse é um instrumento muito importante para ajudar a gerenciar o risco de base dos agentes. Tem características muito semelhantes ao do *swap vanilla*, mas o índice de referência é formado como uma diferença entre dois índices. Enquanto, em termos de funcionamento e formulação matemática, o problema é essencialmente o mesmo, é

importante enfatizar que o risco que esse instrumento ajuda a mitigar é diferente dos riscos associados a *swaps vanilla*.

O foco desse contrato não é minimizar a exposição aos preços per se, ao contrário, ele trava uma base fixa entre dois índices de forma a evitar impacto sobre o fluxo de caixa das contrapartes por conta de descolamentos entre índices.

Como mencionado anteriormente, os agentes nem sempre comercializam no mercado alvo por não ter informação suficiente para a construção de curvas objetivando viabilizar a precificação de instrumentos. Assim, eles buscam mercados mais líquidos, de forma a terem uma indicação sobre preços em horizontes maiores. No entanto, isso causa uma exposição adicional que é dada pelo diferencial de preços entre o mercado alvo e o mercado escolhido para realizar a operação de mitigação de risco. *Differential Swaps* podem ser utilizados para travar esse risco de base (Kaminski, 1999).

Swap de margem (*Crack swap*)

Os *Swaps* de margem podem ser criados a partir de composição entre *swaps vanilla*. O intuito desses contratos é garantir uma margem fixa de resultado para empresas pertencentes ao meio da cadeia produtiva. Utilizando *crack swaps* empresas têm a possibilidade de conjuntamente, travar o preço de compra de seus insumos e de venda para os produtos resultantes de seu processo produtivo.

Geralmente as empresas não realizam essas operações de forma a travar 100% de sua margem, elas cobrem um percentual menor, por exemplo, 60% para não perderem oportunidades de mercado, caso haja movimento favorável de um dos lados, compra ou venda.

Essas operações são excelentes para alavancar o capital necessário para financiar novos empreendimentos ou para viabilizar alguma expansão da planta ou dos negócios, já que torna a margem da empresa determinística, ou menos volátil, por um período de tempo

determinado em contrato, reduzindo, assim, chances de inadimplências e de prejuízos (Kaminski, 1999).

Comprar *swaps* comuns sobre o insumo de interesse e vender *swaps*, já com a margem desejada embutida sobre a mercadoria, é uma forma de replicar o *swap* de margem. No entanto, a vantagem de realizar o *swap* de margem está justamente no papel do intermediário.

Note que a empresa que está realizando essa operação transfere ao intermediário o risco de insolvência de uma das contrapartes (fornecedora de insumo ou compradora do bem processado). Dessa forma, esses intermediários aceitam assumir algum risco e em troca, cobram implicitamente um *spread*, de forma a reduzir a margem que seria obtida realizando-se a operação sintética, construída a partir de dois *swaps*. O papel de encontrar uma parte fornecedora de insumo e outra compradora do produto processado é relativamente complexo e pode implicar em riscos que empresas não gostariam de gerenciar. Assim, elas aceitam uma redução em sua margem para transferir esses riscos para os intermediários.

Para definir completamente essa operação, é necessário descrever as informações sobre a compra do insumo e venda do produto processado. Um exemplo clássico da literatura e que é muito feliz em descrever o funcionamento dessas operações é o caso em que uma refinadora de petróleo deseja realizar essas operações (Kaminski, 1999, capítulo 2).

Swap com participação (*Participation swap*)

Esses instrumentos são relativamente novos. Com o intuito de fornecer algum diferencial a seus clientes, vendedores de contratos abrem mão de um percentual de sua parte do *Swap*, reduzindo o valor do *swap*. O funcionamento desses instrumentos difere em relação aos *swaps vanilla* apenas quando o índice de referência é menor que o preço fixo acordado, ou seja, o instrumento fornece proteção total ao agente comprador caso haja

subida de preços. No entanto, em caso de queda de preços, o comprador paga uma quantidade menor ao vendedor, de acordo com o percentual de transferência definido em contrato. Isso implica em um desconto no custo do *Swap*, a princípio não determinado, porque a trajetória de preços é desconhecida. Ao final, o vendedor, para ter alguma vantagem competitiva, precisa reduzir sua margem, absorvendo uma quantidade maior de risco de variação de preços.

Note que esse instrumento traz subjacente a ele uma estratégia de negociação importante. Ao invés de oferecer um *Swap* de participação o vendedor poderia simplesmente oferecer um desconto no preço fixo do *swap* e travar de alguma forma o resultado. No entanto, ele aposta em picos na curva de preços, mas não em vales profundos, casos em que ele teria que abrir mão de uma parte maior, em valores absolutos, de seus ganhos (Kaminski, 1999).

5.3.4 Opções Clássicas

5.3.4.1 Os contratos e o mercado

As opções constituem uma parte representativa dos derivativos que são negociados tanto nos ambientes das bolsas (Natenberg, 1994), quanto nos mercados de balcão (Fusaro, 1998). Particularmente dentro das bolsas, esses instrumentos têm bastante aceitação por permitirem a cobertura de riscos de maneira um pouco diferente que os contratos futuros. Opções podem ser utilizadas para construir estratégias de cobertura parcial ou total contra volatilidade dos preços, sem eliminar as oportunidades de ganho.

Essas estratégias são baseadas na combinação entre opções e outros produtos, principalmente contratos futuros, os quais tem uma relação matemática com as opções. O conceito de opção também pode ser utilizado em conjunto com os *Swaps* dando origem a um novo produto que possui características particulares.

De fato, mercados de opções bem sucedidos, dentro dos ambientes das bolsas, geralmente têm como plano de fundo mercados futuros bem estruturados e líquidos (Nystedt, 2004 e Farhi, 1998). Isso facilita o processo de negociação das opções, já que fornece meios adicionais para agentes realizarem operações de cobertura de maneira eficaz e rápida.

O funcionamento desses contratos permite entender seu papel dentro do ambiente de comercialização. Existem duas classes de opções. Opções de compra (*Calls*) e opções de venda (*Puts*). Segundo a definição clássica, uma opção de compra é um contrato que garante ao comprador o direito, mas não a obrigação, de comprar um montante de uma determinada mercadoria-objeto até (ou em) uma data pré-definida a um preço fixado (Shreve, 2005 e Natenberg, 1994). Uma opção de venda dá ao comprador o direito, mas não a obrigação, de vender um montante de um certo bem-objeto até (ou em) uma data pré-definida a um preço fixado. As mercadorias objeto do contrato podem ser ações, índices, *commodities*, contratos futuros ou outros derivativos.

Nos contratos de opções o preço fixo é chamado de preço de exercício (*Strike*) e a data limite de exercício é denominada expiração (*expiration*) da opção. Nos *Swaps*, futuros e contratos a termo as negociações resultam em obrigações para ambas contrapartes, nas opções existe possibilidade de escolha. O agente comprador de uma opção pode decidir por exercer seu direito de comprar, no caso da *Call*, ou de vender no caso da *Put*, sob os termos e condições do contrato.

Esse direito se reflete em flexibilidade adicional para o comprador de forma que se o mercado se movimenta favoravelmente ele consegue absorver os ganhos, e se ocorre movimento desfavorável ele não tem a obrigação de capturar as perdas. Dessa forma, existe um custo embutido nessas negociações que deve refletir o valor de uma eventual perda incorrida pelo lançador da opção. Esse custo, denominado prêmio da opção, geralmente é pago pelo comprador anteriormente à vigência do contrato. A parte vendedora recebe esse prêmio como remuneração por sua exposição aos preços de mercado, que pode chegar a ser ilimitado.

A definição clássica de opções como descrita acima, apesar de ser adequada para instrumentos comercializados em mercados financeiros, mascara alguns problemas que são enfrentados nos mercados de *commodities*, como argumentado por Kaminski (1998, cap 2, pg 38 e 39). Os principais motivos são as peculiaridades dos contratos baseados em *commodities*. Se o mercado não for líquido suficiente, ou se as opções estão muito *in-the-money*, pode ser difícil revender a opção para capturar o resultado esperado.

Outro ponto é que as opções sobre *commodities*, quando exercidas, geralmente se transformam em contratos futuros, e esses contratos precisam ser revendidos para que o comprador capture, de fato, os ganhos. Essa operação adicional pode implicar em incremento nos custos de transação reduzindo a margem inicialmente esperada.

Também, existem muitas modalidades de contratos que prevêm entrega física da *commodity* subjacente, caso uma opção sobre a *commodity* seja exercida na data expiração. Enquanto ouro e outros metais não apresentam muitos problemas, principalmente pela padronização e facilidade de transporte, para outras *commodities*, incluindo aquelas pertencentes aos mercados de energia, os custos relacionados com transportes e, em alguns casos armazenagem, podem tornar o processo de converter os futuros em dinheiro bastante oneroso, reduzindo, ou sobrepondo-se, aos ganhos teóricos previstos na transação. Essas questões podem também implicar em aumento de risco de base, pois pode haver defasagem na entrega da *commodity* ou porque a *commodity* alvo do agente não é o bem-objeto do contrato.

Por conta dessas características, Kaminski (1998) recomenda que a definição de opções condicione o resultado na descrição clássica da opção a um mecanismo de liquidação que pode envolver também entrega física. Como o mecanismo de liquidação é específico do contrato, do mercado alvo e das contrapartes envolvidas, nem sempre é simples incorporar o efeito de liquidação na modelagem de preços.

Note que o resultado financeiro de uma opção é dependente do mecanismo de exercício previsto em contrato. Existem basicamente três modalidades para exercício das opções: européias, americanas e asiáticas. Nas opções européias o exercício pode ser realizado apenas na data de expiração, geralmente sob o preço do ativo no fechamento do

pregão. Opções americanas utilizam a data de expiração como data limite para exercício do derivativo, de forma que ela pode ser exercida em qualquer momento anterior, sob o preço vigente no mercado. O funcionamento de opções asiáticas é um pouco distinto das duas anteriores. A decisão se haverá ou não exercício é obrigatoriamente tomada na data de expiração, como na opção européia, no entanto, o preço subjacente ao contrato é uma média do preço da mercadoria alvo apurada em um período especificado em contrato, o qual pode ser mensal, semanal ou considerando qualquer outro período que seja de comum acordo entre as contrapartes.

Essas diferentes modalidades fazem com que os processos de precificação de opções sejam distintos para cada modalidade. Por exemplo, as opções asiáticas, por serem baseadas em preços médios, apresentarão incerteza menor em seu resultado que as européias e americanas que trabalham sobre o preço em um determinado momento no tempo.

Para entender quais são os fatores que podem influenciar o prêmio de uma opção é necessário mapear os componentes presentes nessa quantidade. Toda opção possui dois termos, que somados, formam o valor (prêmio) desse derivativo: o valor intrínseco e o valor no tempo (valor extrínseco).

O valor intrínseco, VI_{Call_t} , de uma opção de compra é o máximo entre zero e a diferença do preço subjacente no tempo t , S_t , e do preço de exercício, k , ou seja,

$$VI_{Call_t} = \max(0 ; S_t - k) \quad (5.3.4.1)$$

Para uma *Put* o valor intrínseco, VI_{Put_t} , é calculado como

$$VI_{Put_t} = \max(0 ; k - S_t) \quad (5.4.3.2)$$

Essa quantidade representa o valor que seria capturado pelo detentor da opção caso ele decida (ou pudesse) exercer a opção no tempo t . Caso o valor intrínseco seja maior que zero, a opção é dita estar dentro do dinheiro (*in-the-money*), no outro caso a opção é dita estar fora do dinheiro (*out-the-money*). Existe mais um caso que é bastante importante

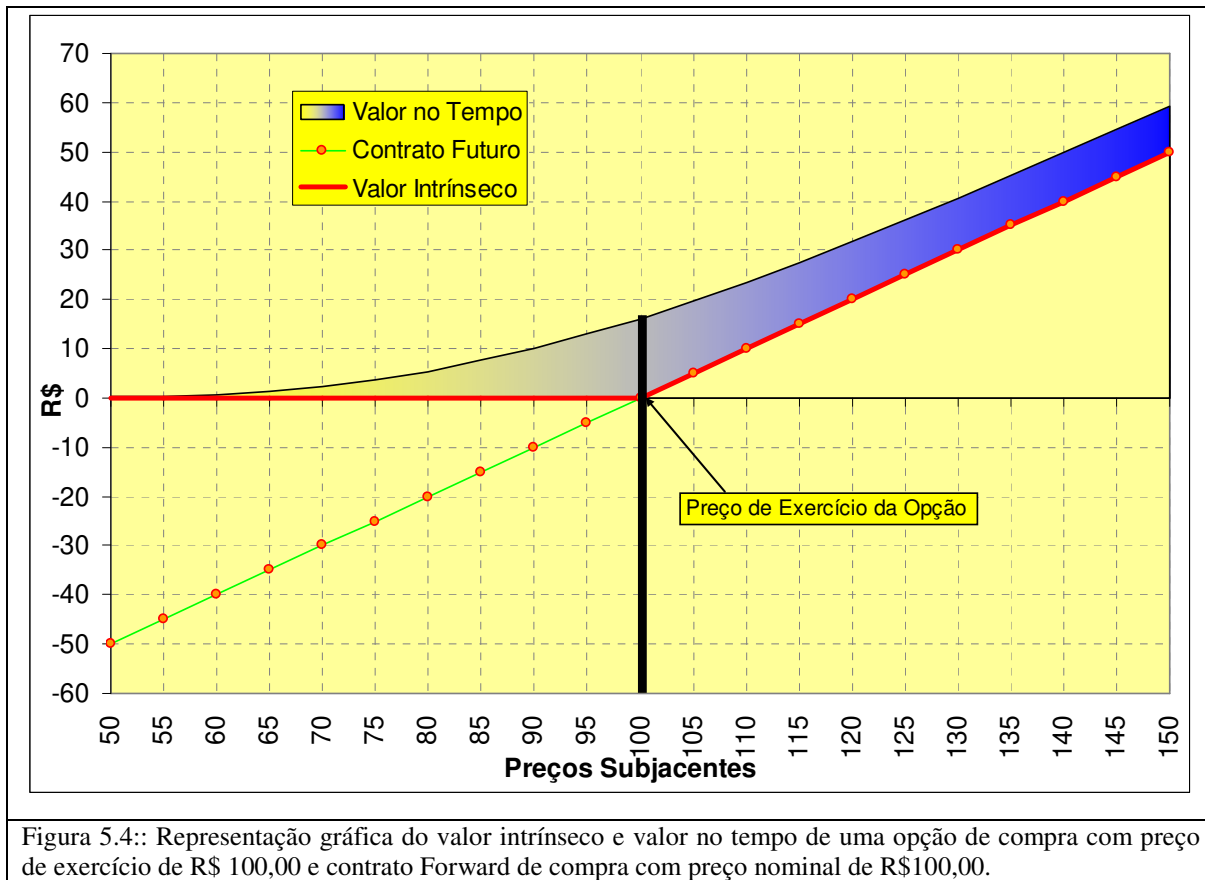
para as derivações das propriedades desses derivativos que é o caso onde o preço da mercadoria-objeto é exatamente igual ao preço de exercício. Se isso acontecer a opção é denominada no dinheiro (*at-the-money*).

Intuitivamente, o valor intrínseco de uma opção deveria ter relação com seu prêmio, já que, quando, em um determinado tempo, uma opção está muito dentro do dinheiro (valor intrínseco grande) o comprador do derivativo teria maior chance de capturar ganhos, do que no caso de uma opção fora do dinheiro. Isso deveria se refletir em um preço maior para a opção dentro do dinheiro que para a fora do dinheiro.

O outro componente do prêmio da opção é o valor no tempo ou valor extrínseco. Financeiramente o valor no tempo é a quantidade de dinheiro que compradores desejam pagar acima do valor intrínseco de uma opção na expectativa de que, em algum momento no tempo antes da expiração, a opção se torne mais *in-the-money*. Desta forma, o valor no tempo depende principalmente da forma da distribuição de probabilidade dos preços e de sua volatilidade. Por exemplo, o custo de opções *out-the-money* é composto apenas pelo valor no tempo, já que seu valor intrínseco é zero.

Para opções profundamente *in-the-money* ou profundamente *out-the-money* o valor no tempo tende a ser pequeno por conta de haver baixa probabilidade da opção incrementar em valor. Também, o valor no tempo tende a diminuir conforme se aproxima a expiração da opção, pois existe menos tempo (volatilidade menor) para que a opção incremente em valor intrínseco.

Quanto mais *at-the-money* está uma opção, ou seja, preços de mercado iguais ao preço de exercício da opção, maior é o seu valor no tempo. Essa é a explicação para opções *at-the-money*, apesar de terem valor intrínseco nulo, terem a maior probabilidade de aumentar em valor intrínseco, vide por a figura 5.4.

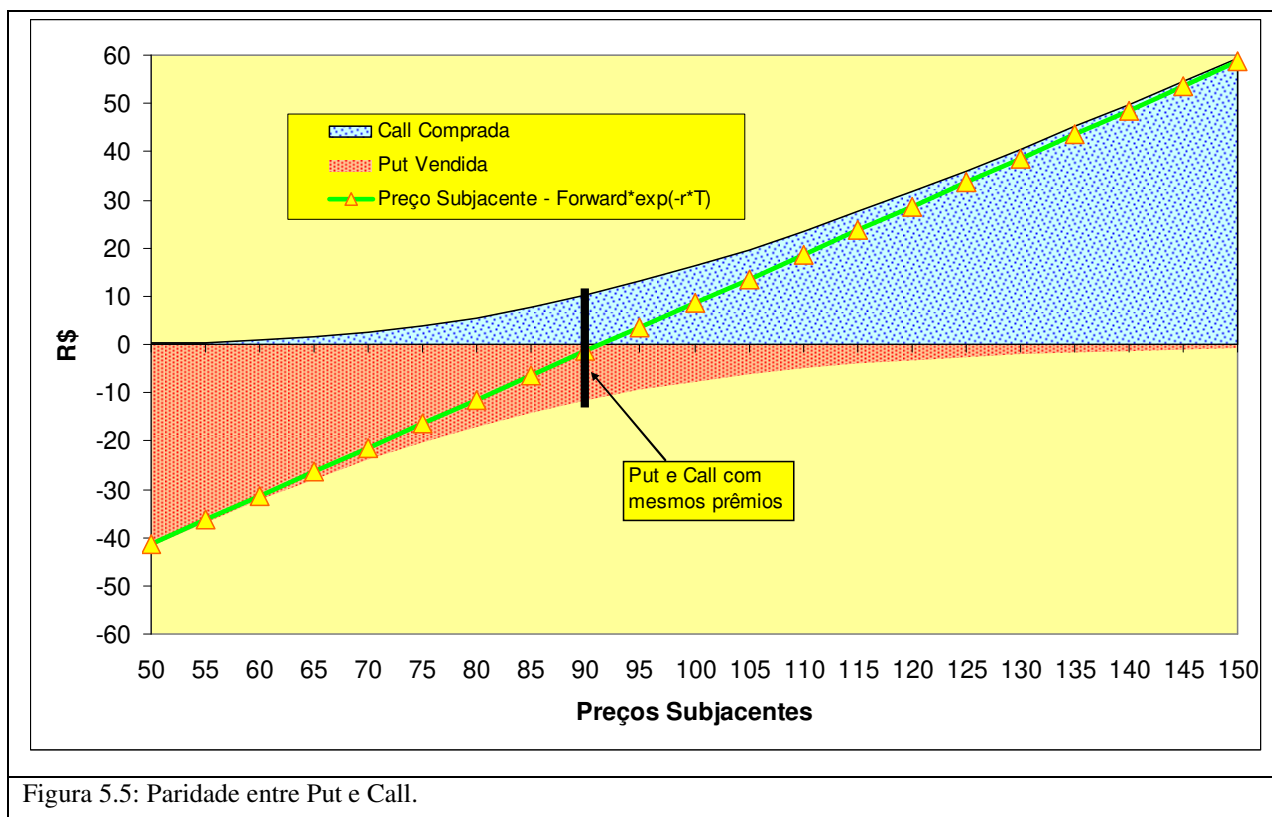


Observe que o prêmio da opção é sempre positivo, enquanto que o valor do contrato *Forward* pode ser negativo quando o preço subjacente é menor que o preço de nominal do contrato. O fato de que o resultado financeiro de um contrato *Forward*/Futuro é simétrico ao redor do preço do contrato faz com que não seja necessária a cobrança de nenhum prêmio. Por outro lado, opções têm risco limitado para o comprador o que faz com que seja necessário incorporar um prêmio nesses contratos que remunere o risco assumido pelo vendedor da opção.

De fato, existe uma relação bem definida entre o prêmio de opções de compra e de venda, contratos futuros e preços de mercado. Essa relação é conhecida como a paridade entre *Calls* e *Puts* e é definida por

$$C - P = S - K \cdot e^{-r \cdot T} \quad (5.4.3.3)$$

onde C é o prêmio da *Call*, P é o prêmio da *Put*, S é o preço subjacente, K é o preço de exercício, r é a taxa livre de risco e T é a maturidade da opção. Note que essa relação é apenas válida para opções com mesmo preço de exercício e mesma maturidade. Essa relação implica que *Puts* e *Calls* com mesmo preço de exercício possuem o mesmo valor no tempo, Natenberg (1994). Uma ilustração da paridade entre *Put* e *Call* pode ser visualizada na figura 5.5.



A figura 5.5 mostra o prêmio de uma *Put* e uma *Call* com exercício em R\$ 100,00 para cada nível de preço subjacente. A linha que atravessa o gráfico representa o lado direito da equação 5.4.3.3. O ponto que essa linha cruza o eixo das abscissas é onde a *Put* e *Call* tem o mesmo valor absoluto. Observe que a diferença entre os preços da *Call* e da *Put* é função linear do preço subjacente.

Note que o prêmio das opções é função do estado atual do mercado e também da distribuição dos preços subjacentes. De fato, os modelos de precificação de opções mais

conhecidos (Natenberg, 1994 e Pilipovic, 1998) utilizam a volatilidade dos preços subjacentes como a principal variável de entrada. Na próxima subseção são discutidos os principais tipos de volatilidade presentes no mercado e seu impacto no processo de precificação de opções.

5.3.4.2 Volatilidade

O núcleo da comercialização de opções está relacionado com o conceito de variabilidade de preços. Em termos sucintos, precificação e resultado financeiro das opções estão relacionados com a volatilidade do bem subjacente ao contrato. A volatilidade anualizada no tempo $t + dt$ é simplesmente o desvio-padrão anualizado dos retornos da mercadoria-objeto do contrato no tempo $t + dt$, condicionada à informação realizada até o tempo t . Os retornos para um tempo $t + dt$ são calculados como a variação relativa dos preços do objeto subjacente no intervalo dt , ou seja, $\frac{dP_t}{P_t} = \frac{P_{t+dt}}{P_t} - 1$, onde P_t é o preço da mercadoria objeto em um tempo t .

Formalmente, a volatilidade anualizada pode ser escrita como

$$\sqrt{\frac{\mathbf{E} \left[\left(\frac{dP_t}{P_t} \right)^2 \middle| \mathfrak{F}_t \right] - \left(\mathbf{E} \left[\frac{dP_t}{P_t} \middle| \mathfrak{F}_t \right] \right)^2}{dt}} = \frac{\sigma_{t+dt}}{\sqrt{dt}} = \nu_{t+dt}, \text{ onde } \mathbf{E} \left[\cdot \middle| \mathfrak{F}_t \right] \text{ indica a}$$

esperança condicionada ao filtro que incorpora toda informação realizada até o tempo t , $\mathfrak{F}_t$. σ_{t+dt} é o desvio-padrão dos retornos no intervalo dt , condicionado à informação realizada dos retornos até o tempo t , e dt é apresentado em termos anuais (para retornos diários $\frac{1}{365}$, semanais $\frac{1}{52}$, etc).

Essa medida fornece uma interpretação bastante interessante sobre a dinâmica dos preços de mercado. Informalmente, a volatilidade define a faixa de preços, condicionada à informação realizada ao tempo t , onde se espera encontrar os preços cerca de 66% do tempo em um determinado ano. Por exemplo, uma volatilidade de 0,2 (20%) informa, em termos muito simplificados, que os preços anuais deveriam variar 66% do tempo dentro do

intervalo($P_t \cdot 0,8 ; P_t \cdot 1,2$), onde P_t é o preço observado no tempo t , apurados sobre a escala dt , Pilipovic (1998).

Como os prêmios dos contratos de opção são função do estado atual do mercado e da possibilidade de flutuação do preço subjacente até a data de exercício, é natural que opções com maiores volatilidades tenham maior valor. Com efeito, a volatilidade que deve ser inserida dentro dos modelos de precificação é a volatilidade futura, a qual é desconhecida. Isso faz com que seja necessária a definição de metodologias de estimação dessas quantidades para que os modelos de precificação respondam de forma realista à estados do mercado.

Existem basicamente três formas de se estimar a volatilidade futura: utilizando a volatilidade histórica, utilizando a volatilidade implícita em instrumentos do mercado ou combinando essas duas últimas informações. A volatilidade histórica pode ser modelada de diferentes formas, entre as quais destacam-se os modelos GARCH e de variância estocástica (Zevallos, 1994). Esses modelos podem ser utilizados para projetar ou simular a volatilidade futura, no entanto a qualidade dessas projeções dependerá da manutenção das premissas realizadas por esses modelos.

A volatilidade implícita de um instrumento é a volatilidade que foi utilizada para precificar o derivativo e, portanto, consiste de uma volatilidade que, de fato, foi praticada pelo mercado. Nesse sentido, a volatilidade implícita traz informação sobre a volatilidade futura, condicionada ao estado de mercado no tempo de fechamento da transação da opção. Por conta disso, a construção de curvas de volatilidade implícita para diversos instrumentos, com maturidade variada, permite o entendimento da estrutura a termo da volatilidade praticada no mercado e pode ser utilizada na estimação da volatilidade futura. Uma discussão mais detalhada de como comercializar volatilidade dentro do mercado de opções pode ser vista em Natenberg (1994). Questões sobre modelagem de volatilidade de derivativos transacionados em mercados de energia podem ser vistas em Pilipovic (1998).

5.3.5 Opções sobre *Swaps* ou *Swaptions*

A teoria básica de opções, apresentada no subtópico anterior permite compreender a interação entre os principais derivativos comercializados dentro dos mercados de energia. Em particular a inter-relação entre contratos *Forward* e as opções são de bastante interesse para esses que participam dentro dos mercados de energia. A paridade *Call-Put* define uma relação formal entre contratos *Forward* e prêmios de opções de compra e venda de mesmo preço de exercício. Também, as equações 5.3.4.1 e 5.3.4.2 permitem escrever o resultado financeiro de um contrato *Forward* a soma dos resultados financeiros de uma *Call* comprada e de uma *Put* vendida, ou seja, pode-se criar um *Forward* sintético baseado nesses dois derivativos, vide figura 5.4.

Também, conforme foi apresentado na seção 5.3.3 existe um relacionamento entre *Swaps* e *Forwards*, de forma que *Swaps* podem ser construídos a partir de uma sequência de *Forwards*. Como muitas opções comercializadas em mercados têm como instrumento subjacente preços *Forwards* (Fusaro, 1998), é intuitivo que existam também opções baseadas em *Swaps*. Esses instrumentos são denominados *Swaptions* e têm como objetivo principal flexibilizar a contratação da mercadoria-subjacente ao contrato.

Como discutido na seção 5.3.3 *Swaps* são instrumentos puramente financeiros, sem entrega física da mercadoria-alvo, onde ocorre a troca de um índice fixo por um índice variável. A definição de uma opção sobre um *Swap* permite ao detentor desse instrumento decidir se deseja ou não participar do *Swap* de preços. Do ponto de vista do vendedor esse instrumento fornece uma garantia de que, caso haja exercício, a troca de fluxos de caixas ocorrerá em períodos contendo mais de uma unidade de tempo. Por conta dessa garantia por parte do vendedor, *Swaptions* têm valor menor ou igual a uma cadeia de opções sobre *Forwards* no mesmo período. Essa relação é intuitiva, pois em um *Swaption* definido em n períodos existe apenas uma possibilidade de exercício, enquanto que na cadeia de n opções sobre *Forwards* existe a possibilidade de exercício n vezes.

Os *Swaptions* e suas extensões são comumente encontrados dentro de mercados de energia. Flexibilidades contratuais com estrutura de funcionamento semelhante a *Swaptions* serão modeladas no capítulo 6.

5.3.6 Swing Options

Os *Swing Options* constituem uma grande classe de contratos onde o detentor do derivativo tem a opção de modificar as quantidades nominais de contratos dentro de uma faixa pré-especificada em contrato, por um número definido de períodos e com alguma restrição de quantidade máxima e mínima. *Swing Options* podem ser vistos como seguros oferecidos para a contraparte compradora do contrato contra subidas excessivas de preço. Esses instrumentos têm uma lógica econômica bastante favorável aos mercados de energia por conta de duas características que são observadas em muitos desses mercados. Primeiramente, em alguns mercados de energia, preços tendem a reverter à média, portanto, permitir que a contraparte compradora ajuste seus montantes um determinado número de vezes deve ser suficiente para que ela absorva o risco de picos de preços. Em segundo lugar, preços de energia possuem sazonalidade intra-ano, e *Swing Options* podem ser utilizados para capturar esses perfis de variação.

Existem essencialmente muitas versões de *Swing Options*, no entanto, metodologias de precificação desses instrumentos têm sido introduzidas apenas recentemente. Para uma revisão literária sobre a evolução dos procedimentos de avaliação de *Swing Options*, pode-se consultar Kluge (2006). Neste trabalho são discutidos os principais problemas relacionados com o tratamento de *Swing Options* e como eles têm sido solucionados por diferentes linhas de pesquisa acadêmica. Kluge (2006) também propôs um modelo baseado em árvore trinomial para avaliar esse tipo de contrato.

5.4 Considerações finais

O estudo da teoria básica de derivativos e o entendimento dos ambientes onde esses contratos são comercializados são pré-requisitos para a modelagem dos resultados financeiros associados com contratos de energia. De fato, muitos dos derivativos estudados neste capítulo têm mecanismo de funcionamento semelhante aos contratos com flexibilidades contratuais comercializados no mercado de energia. Também, o mapeamento das características dos ambientes de comercialização condiciona a definição de suposições que podem ser utilizadas no tratamento estatístico do problema.

Com efeito, as discussões realizadas nesse capítulo formam o alicerce base para o tratamento das principais tarefas relacionados com comercialização de energia no ACL. Primeiramente, com base nos produtos apresentados nesse capítulo pode-se converter a maioria das flexibilidades contratuais em derivativos conhecidos. Também, a modelagem dos resultados financeiros desses contratos, passo essencial para a derivação de estratégias comerciais, é função das características de mercado, as quais foram discutidas em detalhes nos subtópicos anteriores. Por último, a gestão de risco e formação de estratégias de cobertura podem ser realizadas entendendo a interação entre instrumentos derivativos, a qual também foi discutida no decorrer desse capítulo.

6 METODOLOGIA

6.1 Introdução

A discussão realizada nos capítulos anteriores com relação a preços e derivativos, além de proporcionar uma visão das características dos mercados de energia, permite também iniciar os procedimentos de avaliação e gestão de risco em carteiras de contratos fornecendo diretrizes para formação de estratégias de cobertura e travamento de posições.

De fato, a questão de avaliação de contratos pode ser estruturada como uma sequência de passos. Essa abordagem possibilita uma separação clara entre os problemas de entendimento de contratos, modelagem de preços, avaliação de derivativos e acompanhamento e gestão de carteiras e é apresentada a seguir.

1. Entendimento e desmembramento dos contratos em blocos.
2. Classificação dos blocos desmembrados em portfólios específicos.
3. Modelagem dos preços subjacentes envolvidos e suas premissas.
4. Aplicação de modelos para carteiras específicas de derivativos.
5. Cálculo de medidas de risco e métricas de desempenho da carteira.
6. Acompanhamento de desempenho das carteiras e detecção de estratégias de cobertura e decisões de exercício.

A divisão do processo de avaliação em subprocessos permite às empresas formar frentes de trabalho com habilidades específicas para tratar cada um dos passos dentro do fluxo, minimizando o efeito de gargalos. Por exemplo, a questão de modelagem de preços e revisão de premissas referente ao passo 3 exige desenvolvimento contínuo e atualização periódica das análises, além de bancos de dados bem estruturados e visão sistêmica do setor. Por outro lado, atividades referentes a desmembramento de contratos são essencialmente operacionais e, apesar de exigir alguma habilidade analítica, exigem menor alocação de tempo e recursos, o qual deve ser dimensionado proporcionalmente ao tamanho da carteira.

Adicionalmente, é preferível definir a questão de avaliação de contratos como um processo porque é muito mais simples responder “O que fazer?”, do que “Como fazer?”. Existem essencialmente inúmeras maneiras de realizar a implementação desse fluxo e seria difícil argumentar sobre qual a maneira mais correta já que existem objetivos bastante distintos entre os agentes. Por exemplo, a maioria dos Clientes Livres não busca alta precisão, eles têm apenas a necessidade de obter uma indicação de preços e informação sobre quais produtos seriam os mais adequados para suas demandas específicas. Por outro lado, comercializadores alocam montante considerável de recursos para obter a maior acurácia possível no processo de contratação e determinação de preços, já que essas são suas atividades principais.

Para apresentar as principais abordagens que têm sido adotadas para solucionar o problema de avaliação de derivativos dentro do processo de comercialização de energia é realizado uma revisão literária dos principais trabalhos correlatos.

6.1.1 Revisão da Literatura

O novo modelo do setor elétrico é relativamente jovem e fazendo com que haja relativamente pouca literatura específica para o mercado brasileiro disponível. Particularmente no contexto de gestão de derivativos existe uma escassez maior de trabalhos sendo que muitos não trabalham a questão sobre a ótica quantitativa.

Dentro dos trabalhos que discutem mais afundo o tema destacam-se os realizados por Torres (2006) e Gomes (2005). Torres (2006) modela contratos contendo flexibilidades de Take-or-Pay utilizando a teoria de opções de Black and Scholes, baseadas em equações estocásticas que podem ser resolvidas sob a premissas de que os retornos dos preços seguem um movimento Browniano. Como discutido no capítulo 4, essas suposições são pouco realistas para o mercado brasileiro, já que os PLD tendem se afastar da distribuição Log-Normal e, principalmente, não possuem variâncias constante e nem são independentes no tempo. Nesta dissertação ele calcula os prêmios adicionados a contratos por se adicionar

Take-or-Pay. Torres (2006) realiza análise risco baseado no VaR e no CVaR, porém, como será discutido a frente nesse capítulo, essas métricas não fornecem informação completa sobre o risco das carteiras. Torres (2006) comenta que é importante incorporar outros fatores dentro dos modelos utilizados para tornar os resultados mais realistas.

Gomes (2005) utiliza a teoria clássica de opções para derivar o valor agregado das flexibilidades contratuais em contratos celebrados no ACL. Os prêmios das opções foram calculados com base em simulação dos preços *Spot* mensais. Ele realizou diversas sensibilidades com relação ao volume das flexibilidades e concluiu que o valor agregado de flexibilidades aos contratos pode chegar a 15% do valor do contrato.

Outros trabalhos como David (2004) e Gomes (2002) aplicaram a teoria de derivativos sob a ótica de investimentos em projetos de geração de energia. Eles recorreram a teoria de opções reais a qual permite selecionar o melhor momento para a realização de investimentos de geração dentro do setor.

Existem outros trabalhos, Pilipovic (1998), Fusaro (1998) e Kaminski (1999), que discutiram o problema de valoração de derivativos em outros mercados de energia. Pilipovic (1998) propõe um procedimento geral para valoração de opções presentes nos mercados de energia de forma independente dos modelos de preços. Fusaro (1998) apresenta procedimentos para gestão de riscos nos mercados de energia apresentando as principais dificuldades que devem ser enfrentadas por analistas do setor. Kaminski (1999) discute diversos tipos de derivativos e apresenta alternativas para a modelagem de seus resultados financeiros. Kaminski (1999) também introduz procedimentos gerais para valoração de derivativos exóticos, dependentes do caminho de exercício e do processo de consumo, como é o caso dos derivativos do mercado de energia brasileiro.

Os trabalhos de Pilipovic (1998), Fusaro (1998) e Kaminski (1999) estão mais alinhados com as metodologias apresentadas nesta dissertação. Os modelos que serão derivados nas seções seguintes não são baseados sobre os modelos clássicos de Black and Scholes (Black e Scholes, 1973) e de suas extensões. Ao invés, é proposto um procedimento geral para a avaliação de derivativos, o qual é independente da maneira com que os preços de mercado evoluem. Esses modelos podem ser utilizados para comparar

operações, ou para propósitos de precificação, desde que suas entradas estejam calibradas de acordo com a realidade do mercado. Adicionalmente as saídas desses modelos são sujeitas a um processo de avaliação, o qual permite definir se os resultados estão consistentes com a realidade do mercado.

No restante do capítulo é detalhado cada passo dentro do fluxo de avaliação de contratos e apresentada uma proposta para abordar esse processo dentro das três principais atividades de comercialização: avaliação de risco de contratos, obtenção de diretrizes de preços de produtos e tomada de decisões com relação a exercício de derivativos.

De forma particular, é feita na seção 6.3 uma discussão da questão de desmembramento de contratos e formação de carteiras que estão relacionados com os passos 1 e 2 do fluxo acima. Os conceitos relacionados com o passo 4 e suas derivações estatísticas associadas são estudados no tópico 6.4. As questões relacionadas com gestão de risco, que estão relacionadas com o passo 5 e 6 dentro do fluxo são apresentadas no tópico 6.5. As questões relacionadas com o passo 3 do fluxo que tratam de modelagem de preços de mercado e suas premissas são discutidas no capítulo 4.

6.2 Desmembramento de contratos e construção de carteiras

A primeira ação dentro do fluxo de avaliação de carteiras está relacionada essencialmente com a questão do contrato físico, não tendo dependência alguma com modelagem estatística ou quantificação de resultados. O desmembramento de contratos em blocos é uma tarefa basicamente operacional, pois trata da extração de raios-x dos termos e condições contratuais.

O objetivo desse processo é bastante simples e claro: busca-se mapear, para cada contrato pertencente à carteira, quais são os termos e condições que podem ser

interpretados como derivativos e, portanto, implicam em riscos para os envolvidos na transação.

O problema é que essa tarefa nem sempre é tão direta assim. Inicialmente é necessário grande conhecimento sobre a estrutura de derivativos e a matriz de riscos da empresa¹⁶. Na maioria dos contratos celebrados, derivativos contratuais não aparecem de forma totalmente explícita e é necessária alguma habilidade para detectá-los. Além disso, a classificação desses instrumentos em carteiras nem sempre é trivial por conta de suas interações.

Note que o insumo principal para essa fase do processo de avaliação de contratos é a discussão realizada no capítulo 5, que tratou dos derivativos. A maioria dos tipos de derivativos apresentados ou alguma de suas variações podem ser encontradas com frequência nos contratos que vigoram no mercado, de forma que o entendimento dos mecanismos de funcionamento e de suas relações com risco de mercado devem ser habilidades presentes nos responsáveis por mapearem esses contratos.

De fato, o entendimento dos instrumentos, suas interações e uma perspectiva dos riscos associados devem ser dominados muito antes da fase de avaliação. Essa habilidade é particularmente importante para os envolvidos no *Front Office*¹⁷ no momento do fechamento das operações que irão compor as carteiras de contratos.

Nesse sentido, uma das dificuldades encontradas na atividade de comercialização, principalmente em mercados mais jovens, é disseminar o conceito de risco e variabilidade nos resultados associados com gestão de longo prazo. Em parte, isso pode ser justificado por conta de que o mercado de energia ainda está em fase de transição, tendo seu primeiro marco regulatório apenas em 2005. No entanto, ignorar o risco presente nas transações é perigoso, pois isso pode acarretar em subestimação dos efeitos dos derivativos nas carteiras e, conseqüente, em um aumento da volatilidade dos resultados financeiros.

Por conta disso é necessário definir critérios mais objetivos para mapeamento dos derivativos embutidos em contratos e a formatação de um conjunto de dados que permita a maleabilidade necessária para o tratamento estatístico da carteira.

Para tanto é necessário entender os elementos pertencentes aos contratos de energia elétrica celebrados no Ambiente de Contratação Livre e como eles reagem a movimentos das variáveis do mercado.

Os contratos podem ser interpretados como uma composição de blocos ou períodos de energia, que podem ser flexíveis ou não, e que possuem uma regra de preços associados. A fase de desmembramento de contratos consiste basicamente em separar cada contrato pertencente a uma determinada carteira em diversos blocos com características semelhantes e agrupá-los em carteiras separadas. Cada carteira pode ser avaliada de forma isolada com o intuito de obter o peso relativo do risco para esses blocos, porém para obter medidas globais representativas da carteira de contratos como um todo, é necessário considerar as interações entre esses blocos. Isso dificulta consideravelmente todo o processo de mapeamento e classificação de derivativos já que preços ou quantidades podem ser dependentes de outros blocos, ou seja, eles não são ortogonais. Maiores detalhes e exemplos serão apresentados no decorrer do capítulo.

Independentemente da complexidade e principalmente da diversidade de derivativos que podem ser encontrados dentro dos contratos, fatores empíricos indicam que com uma quantia relativamente pequena de blocos ou suas generalizações pode-se mapear grande parte dos derivativos de determinada carteira.

Dessa forma, será feita a definição e discussão de 6 classes de blocos que podem ser combinados para mapear quase a totalidade de derivativos pertencentes a uma carteira.

6.2.1 Blocos de Energia

O item mais básico de um contrato e que está presente na quase totalidade deles é o que pode ser chamado de Bloco de Energia. Em termos intuitivos, essa parcela do contrato representa a parte firme da energia contratada que é objeto do contrato independente de variação de preços ou processo produtivo do cliente. Dessa forma, o Bloco

de Energia representa a curva de energia de face do contrato, ou seja, as quantidades que definem o bem-objeto do contrato.

Para que um Bloco de Energia seja definido de forma completa são necessárias as seguintes informações:

- Período: É o intervalo de tempo onde o bloco é vigente, ou seja, o período em que as contrapartes têm a obrigação de honrarem os termos e condições referentes a um determinado bloco de energia.

- Volume: Define a quantidade de energia associada ao bloco para seu período de vigência. Pode ser definido em MWh, MW médios ou qualquer outra unidade que tenha sido acordada em contrato.

- Localidade: Contém a informação sobre qual o local de entrega da energia associada com o bloco para seu período de vigência. Geralmente definido como centro de gravidade de um dos submercados pertencentes ao SIN.

- Preços: Associa uma regra de preços para o bloco de energia em seu período de vigência. Essa regra pode ser simplesmente um valor fixo, um índice base ou alguma média entre essas quantidades.

- Reajuste dos Preços: Define uma regra para reajustes de preços (em caso de preço fixo) baseados em índices específicos ou cestas de índices.

Dessa forma, pode-se definir um bloco de Energia da seguinte maneira.

Definição 6.2.1 (Bloco de Energia). *Um bloco de energia é a parcela firme de um contrato de energia composta pela intersecção entre volume, localidade, preços e regra de reajuste como definidos acima.*

Esse conceito é importante, pois cada bloco de energia caracteriza um determinado derivativo e caso haja alguma mudança em alguma das características desse bloco, tem-se outro derivativo.

A definição acima implica que pode haver mais de um bloco de energia dentro de um contrato mesmo que seja dentro do mesmo período de tempo. Por exemplo, um contrato que trata de entrega de 100 MW médios no centro de gravidade do submercado Sudeste/Centro Oeste e 10 MW médios no centro de gravidade do submercado Sul para o ano de 2008 à R\$ 150,00/MWh, sem reajuste de preços possui dois blocos de energia diferentes. O primeiro define entrega segundo os termos do contrato para o centro de gravidade do submercado Sudeste/Centro Oeste, enquanto que o outro define esses termos para o centro de gravidade do submercado Sul.

A parte mais complexa da fase de desmembramento de contratos é realizar a conversão de blocos que compõem os contratos em derivativos. Suponha que o contrato acima tenha sido adquirido por uma comercializadora que tem o submercado SE/CO como seu submercado de referência. Desta forma, toda liquidação financeira que for realizada será executada sobre o *PLD* (Preço de liquidação das diferenças) do submercado SE/CO.

Caso os montantes referentes a esses blocos sejam liquidados no mercado à vista o agente terá uma exposição à variação dos preços de curto prazo. Primeiro considere o caso do bloco que trata de entrega no submercado SE/CO. Do ponto de vista do comprador, caso o *PLD* médio de um determinado mês seja maior que R\$ 150,00/MWh ela realizará um ganho que será dado pela diferença entre o *PLD* e R\$ 150,00, multiplicado pelo montante de energia em MWh. Caso o *PLD* seja menor que R\$ 150,00/MWh, em algum mês do ano de 2008, essa comercializadora capturará uma perda que é calculada pela mesma lógica.

Analisando os instrumentos estudados no capítulo 5 encontra-se que esse bloco de energia pode ser interpretado como um *Swap* de compra com preço fixo de R\$ 150,00/MWh, definido dentro do ano de 2008, com quantidade associada de 100 MW médios e índice base sendo o *PLD* médio do submercado SE/CO.

Com relação ao bloco de 10 MW médios para entrega no submercado Sul, existe uma composição de dois derivativos. As regras de comercialização do mercado de energia brasileiro definem que eventuais diferenças de preços entre os submercados do SIN é risco das contrapartes envolvidas nos contratos (CCEE, 2008), de forma que a liquidação financeira dependerá de dois índices: *PLD* médio mensal do submercado SE/CO e *PLD* médio mensal do submercado Sul. Dessa forma, além da variação dos preços do submercado SE/CO, existe um risco de base adicional dado pela diferença entre os preços do submercado Sul e SE/CO. Como o submercado de referência da comercializadora é o submercado SE/CO, do ponto de vista da compradora, caso haja aumento de preços do submercado SE/CO com relação ao *PLD* médio mensal do submercado Sul, essa diferença implicará em redução do resultado financeiro da comercializadora independente do nível dos preços do submercado SE/CO. Assim, esse bloco pode ser modelado como uma soma entre um *Swap Vanilla* de 10 MW médios, para o ano de 2008, com índice base sendo o *PLD* médio mensal do submercado SE/CO; e um *Margin Swap* de 10 MW médios com índice base sendo o diferencial de preços entre os *PLD* médios mensais dos submercados Sul e SE/CO. Note que os preços fixos desses dois *Swaps* devem somar R\$ 150,00 que é o preço desse bloco de energia.

Esse exemplo ilustra o processo de desmembramento de contratos em blocos e a conversão desses blocos em derivativos. Caso o contrato do exemplo anterior fosse o único contrato da comercializadora, ela teria que gerir apenas duas carteiras de derivativos. A primeira possuindo dois *Swaps Vanilla* totalizando 110 MW médios e a segunda um *Margin Swap* de 10 MW médios.

Em termos bastante simplificados esse é o objetivo dos passos 1 e 2 do fluxo de avaliação de carteiras. O problema é que a conversão de blocos em derivativos nem sempre é tão simples, nem tão direta e tampouco seguem regras bem definidas.

Entretanto, com uma certa experiência em modelagem de derivativos é possível definir algumas regras que orientam a construção de suas carteiras.

Regra 6.2.1 (Derivativos Associados com Blocos de Energia). *Blocos de energia podem ser modelados como alguma composição de Swaps.*

Se de um lado *Swaps* podem ser exóticos suficientes para complicar o processo de avaliação de uma carteira de derivativos, por outro eles possuem algumas características em comum, independente dos preços dos *Swaps*, de seus índices base ou da forma que uma determinada companhia decide classificar seus contratos. Uma boa indicação da posição da energia de base de uma determinada carteira pode ser obtida pela diferença entre os montantes relacionados com contratos de compra e de venda de uma determinada carteira. Dessa forma, com uma conta bastante simples, pode-se ter uma indicação de quais os períodos em que há maior exposição a preços de mercado.

Carteiras formadas agregando Blocos de Energia são bastante importantes por terem relação direta com a construção de lastro dos agentes. Também, esses Blocos de Energia formam as quantidades bases aos quais outros derivativos são aplicados, de forma que o perfil final de alocação de energia na linha de tempo do contrato depende diretamente dos montantes desses blocos.

Mais importante ainda, como nos contratos celebrados no mercado de energia brasileiro não existe uma separação dos preços de Blocos de Energia e de outros blocos embutidos nos contratos, é muito difícil avaliar se contratos foram precificados de forma correta e qual a parcela de preços que é devido ao Bloco de Energia, que geralmente tem o maior peso, ou a outros blocos.

6.2.2 Blocos de Flexibilidades

6.2.2.1 Flexibilidade de Aumento e Redução

Enquanto *Blocos de Energia* permitem traduzir, sob o plano dos derivativos, os termos e condições associados com os montantes de energia base do contrato, esses geralmente não representam a total complexidade dos contratos.

Existem essencialmente muitas outras cláusulas contratuais que, de alguma maneira, fornecem flexibilidade adicional a alguma das contrapartes de forma a permitir uma gestão de riscos mais eficiente.

Uma dessas classes de flexibilidades está ligada à opção de alteração dos montantes de energia inicialmente contratados de modo a permitir a uma das contrapartes aumentar ou reduzir sua energia de base em períodos determinados.

Nos mercados de energia, a flexibilidade de aumento e redução de energia tem um apelo natural. Muitos Clientes Livres, principalmente os que possuem um processo eletro-intensivo, estão dispostos a pagar um prêmio adicional para ter a garantia de disponibilidade futura da *commodity*. Esse custo adicional é geralmente muito menor que perdas que estariam associadas com indisponibilidade de energia em momentos de crescimento de demanda em seu mercado consumidor.

Do ponto de vista das comercializadoras, essas flexibilidades desempenham um papel um pouco distinto. Esse tipo de opção fornece o mecanismo de segurança necessário para controle de penalidades relacionados com regras de lastro (relacionado com venda descoberta¹⁸), já que permite o ajuste da carteira em determinados períodos de tempo. Adicionalmente, alguns agentes podem utilizar esses derivativos para adequar suas carteiras a requisitos de risco ou capturar movimentos favoráveis no mercado.

Considerando agora o fluxo descrito no início do capítulo fica claro que o *Bloco de Flexibilidade de Aumento ou Redução* pode ser convertido em derivativos que são funções de diferentes preços subjacentes.

De fato, esses preços subjacentes dependem diretamente da escala de tempo em que eventuais reduções ou aumentos possam ser realizados.

Suponha que um industrial decida entrar ao Mercado Livre em 2008. Esse agente prevê uma expansão, que resultará em acréscimo de 10% do montante inicial, em sua planta fabril a partir de 2009. Essa indústria, visualizando um crescimento nos preços de mercado no longo prazo, toma a decisão de cobrir essa expansão incorporando esse montante ao seu contrato de energia. No entanto, ele não gostaria de perder a oportunidade de comprar energia mais barata, caso haja uma queda nos preços a partir de 2009. Uma das alternativas que esse cliente teria para contratação de energia seria firmar um contrato de energia de, por exemplo, 6 anos com a opção de aumentar, ao início de cada ano, seu montante anual contratado em 10% a partir de 2009. Dessa forma, caso a expectativa de preços do agente para o próximo ano seja maior que o preço da energia base contratada ele aumenta o montante inicial em 10%, caso contrário, ele não utiliza o derivativo e busca no mercado uma alternativa mais barata.

Outro exemplo pode ser construído considerando a perspectiva de uma comercializadora. Suponha que uma comercializadora tenha investido fortemente em metodologias para previsão de preços de curto prazo, o que resultou em alta acurácia nas previsões até dois meses antes da divulgação dos preços médios mensais. Para aproveitar esse ganho competitivo a comercializadora decide comprar um contrato de 100 MW médios a R\$ 134,00/MWh, para os anos de 2008 a 2011, com opção de corrigir os montantes mensais do contrato em 10%, para mais ou para menos, com pré-aviso de 20 dias antes do mês de suprimento. Se realmente houve melhora significativa em seu processo de previsão de preços, pelo menos com relação à direção desses, essa comercializadora poderia absorver ganhos significativos sempre que os preços de mercado de curto prazo moverem-se para longe de R\$ 134,00/MWh em qualquer um dos dois sentidos.

Apesar de fictícios, esses exemplos não se distanciam do comportamento dos agentes no mercado quanto à construção de suas estratégias e gestão de carteiras. Nesse sentido, é importante notar como a questão de escala de aplicação diferencia a referência

pela qual as decisões são tomadas. No primeiro exemplo, a expansão está ligada a uma característica estrutural que se aplica a horizontes de tempo relativamente grandes de forma que a decisão de exercer ou não a opção deverá ser avaliada com base na média anual dos preços, enquanto que no segundo caso, a decisão é tomada com base em médias mensais de preços.

A ênfase dada à relação entre escala de tempo dessas flexibilidades e seus preços subjacentes é justificada pela abordagem adotada para realizar a conversão entre blocos de flexibilidades e a classificação de carteiras de derivativos. De fato, *Blocos de Flexibilidades de Aumento ou Redução* podem ser classificados em carteiras de acordo com suas escalas de tempo onde são aplicadas, ou seja, criam-se carteiras para flexibilidades mensais, anuais, trimestrais, etc. Essa distinção é necessária porque os preços subjacentes desses blocos são diferentes para diferentes escalas de tempo.

Além da escala de aplicação, também são necessárias outras informações contratuais para definir por completo essas flexibilidades:

- Período: É o intervalo de tempo onde o bloco é vigente, ou seja, o período que define até quando uma das contrapartes terá o direito de aumentar ou reduzir a energia contratada em determinada escala de tempo.

- Volume: Define a quantidade de energia associada ao aumento ou redução da energia contratada em cada subperíodo dentro de Período. Pode ser definido em MWh, MW médios ou como uma percentual do *Bloco de Energia* associado com o intervalo de tempo representativo da flexibilidade.

- Preços: Associa uma regra de preços para o montante a reduzir ou aumentar. Esses preços geralmente são os mesmos associados ao *Bloco de Energia*, porém não existe imposição alguma quanto a isso.

- Reajuste dos Preços: Define uma regra para reajustes de preços do bloco de flexibilidade (em caso de preço fixo) baseados em índices específicos ou cestas de índices. Geralmente é a mesma regra aplicada ao *Bloco de Energia*.

- Data de Pré-aviso: Contém informação sobre o tempo limite para exercício da flexibilidade de aumento ou redução em cada um dos subperíodos em que uma flexibilidade é vigente. Geralmente o pré-aviso é dado em número de dias antes do início do mês, no caso de flexibilidade de aumento/redução mensal, e número de dias antes do início do ano, no caso em que a escala de aplicação é anual.

- Escala de Aplicação: Geralmente é definido em meses e contém informação sobre qual é o período de aplicação da flexibilidade de aumento ou redução. Se a escala de aplicação é igual a 1, então tem-se uma flexibilidade de aumento/redução sobre uma quantidade mensal, caso ela assuma valor 12 então tem-se flexibilidade sobre o montante anual.

- Direção do Bloco: Descreve se a flexibilidade é de aumento ou de redução.

Com base nas descrições anteriores pode-se definir um *Bloco de Flexibilidade de Aumento ou de Redução* utilizando a Definição 6.2.2.

Definição 6.2.2 (Bloco de Flexibilidade de Aumento (Redução)). *Um bloco de flexibilidade de aumento (redução) é formado por uma combinação entre volume da flexibilidade, regra de preços, regra de reajuste, tempo de pré-aviso e escala de aplicação, como definidos acima, e representa o direito, adquirido por uma das contrapartes do contrato, de aumentar (reduzir) o montante inicial do contrato, em determinado período de tempo, de acordo com o pré-aviso e escala de aplicação.*

Note que, assim como ocorre com os *Blocos de Energia*, não é imposta nenhuma restrição quanto a quantidades de blocos em mesmo intervalo de tempo. De fato, existem contratos que possuem várias flexibilidades desse tipo em diversas escalas de aplicação. Também, contratos podem possuir flexibilidades de aumento, de redução ou de aumento e redução para um mesmo mês, ano ou outra escala de aplicação. Nesse caso, se os preços de exercício, derivados da regra de preços, forem os mesmos para as flexibilidades de aumento e redução, os exercícios das flexibilidades são excludentes.

Observe a relação entre os elementos advindos da definição 6.2.2 e os derivativos apresentados no capítulo 5. Preços de exercícios e prêmios são derivados das regras de preços e geralmente são tratados como um único valor. Também, em termos de mecanismo financeiro, tanto o *Bloco de Flexibilidade de Aumento*, quanto o de *Redução* podem ser tratados como *Swaptions*. A maturidade das opções é função da data de pré-aviso. E, como discutido, o preço subjacente é função da escala de aplicação e dos preços de mercado. Outras características dos contratos, como localidade, ou são descritas explicitamente no contrato, ou advém dos *Blocos de Energia* no caso onde o volume da flexibilidade é um percentual do montante desse bloco.

Seguindo a discussão anterior, as regras de formação das carteiras desses *Swaptions* podem ser descritas em termo da escala de aplicação, como formalizada na regra 6.2.2.

Regra 6.2.2 (Derivativos Associados com Flexibilidades de Aumento ou Redução). *Blocos de Flexibilidades de aumento ou redução podem ser modelados como alguma composição de Swaptions separados por suas escalas de aplicação.*

A gestão dessas carteiras deve ser feita de forma conjunta já que existe uma relação entre elas. Por exemplo, imagine que um agente está interessado em calcular sua posição de energia para o ano seguinte baseado em um cenário de preços. Como sua decisão será baseada nesse cenário, ele consegue construir uma prospecção das flexibilidades que serão exercidas dentro das diferentes carteiras. Utilizando essa informação é possível construir, mensalmente, a posição de energia desse agente agregando-se, para cada mês, as quantidades de energias acima ou abaixo da posição base de todas as carteiras de flexibilidades de aumento e redução. Outra possibilidade é utilizar técnicas mais elaboradas como agregar os Deltas das opções embutidas em contratos (Natenberg, 1994). A teoria sobre essa abordagem não será discutida nesta dissertação.

Note a importância dos preços para a construção de posições de energia. Sem uma boa sensibilidade do movimento dos preços existe grande chance de que o potencial desses

derivativos seja subestimado. Adicionalmente, no processo de gestão de portfólios é essencial conhecer as métricas de sensibilidade da carteira a variáveis de mercado, dada pelas gregas (*greeks*). Para uma melhor discussão sobre as métricas de sensibilidade relacionadas com opções estilo européias consultar Natenberg (1994).

Para finalizar a discussão a despeito dos *Blocos de Flexibilidades de Aumento ou Redução* é necessário ter em mente a conexão entre a teoria clássica de opções e a realidade dos mercados de energia. A formulação proposta por *Black* em 1976 (Hull, 1998) apresenta uma maneira bastante prática e rápida de obter um primeiro diagnóstico do desempenho da carteira, mesmo que nenhuma das suposições exigidas pelo modelo sejam atendidas. No entanto, existe a necessidade de construir modelos específicos para cada agente de forma que as suposições e o procedimento de avaliação reflitam os termos e condições dos contratos e tenham alguma aderência à realidade do mercado.

6.2.2.2 Flexibilidades do tipo *Take-or-Pay*

Nos contratos em que uma das contrapartes é um Cliente Livre não é raro encontrar cláusulas de *Take-or-Pay*. O objetivo dessas cláusulas é assegurar ao vendedor do contrato uma receita mínima, em períodos específicos, geralmente mensais, associada com um requerimento mínimo de consumo faturado imposto ao Cliente Livre. Desta forma, caso o consumo do Cliente Livre seja menor que o limite inferior de *Take-or-Pay* ele pagará o valor financeiro associado com a energia desse limite inferior, e terá o direito de liquidar no mercado de curto prazo a diferença entre o limite inferior de *Take-or-Pay* e seu consumo.

O conceito de *Take-or-Pay* no mercado de energia brasileiro é essencialmente diferente do que se entende por *Take-or-Pay* em outros mercados como, por exemplo, o de petróleo ou gás natural. Nesses mercados caso o comprador consuma menos que o limite inferior de *Take-or-Pay* ele tem que pagar a quantidade da *commodity* associada com esse limite, mas não terá o direito à diferença entre o limite e seu consumo. Um comparativo gráfico entre as implicações financeiras geradas por essas diferenças é feito na figura 6.1. Nesse exemplo tem-se um contrato de 100 MWh e limite inferior de *Take-or-Pay* de 95%

do montante base para um ano completo. Se o perfil de consumo do detentor do contrato foi aquele apresentado na figura (já truncado pelo Take-or-Pay) e o perfil dos preços de mercado são também os apresentados, o agente captura um ganho de R\$ 1933,00 ao final do período, se o preço de contrato for de R\$ 50,00/MWh. Isso representa cerca de 3,5% do valor total nominal do contrato (100 MWh vezes R\$ 50,00 vezes 12 meses) e, portanto é relevante. No mercado de gás natural esse excedente não seria capturado pelo agente comprador do contrato.

O exemplo ilustra a importância de entender a diferença conceitual entre os “*Take-or-Pay*”, já que elas definem derivativos com estruturas diferentes, podendo, inclusive, afetar o comportamento dos agentes com relação à atividade especulativa. Suponha, por exemplo, um Cliente Livre que tenha um contrato de energia de 35 MW médios com *Take-or-Pay* mensal de 90% para o ano de 2008 ao preço de R\$ 127,45/MWh. Caso o consumo do Cliente Livre em determinado mês esteja entre 31,50 e 35 MW médios ele pagará exatamente a quantidade consumida. Caso seu consumo seja de 30 MW médios, ele pagará o montante financeiro associado com 31,5 MW médios, e o 1,5 MW médio restante ele liquidará ao PLD vigente no mês. Desta forma, caso o PLD médio mensal em um determinado mês seja maior que 127,45/MWh o Cliente Livre capturará um ganho por consumir menos que “seu limite inferior”.

Com base no mecanismo descrito acima, as cláusulas de *Take-or-Pay* podem também representar uma oportunidade de ganho ao comprador caso seu processo produtivo seja flexível suficiente para que o agente consiga correlacionar positivamente consumo com preços de mercados.

Note que os *Blocos de Take-or-Pay* permitem às contrapartes do contrato separar consumo medido de quantidade faturada, para valores de consumo abaixo do limite de *Take-or-Pay*. Neste sentido, essa flexibilidade define uma troca de riscos (ou oportunidades de ganho), de forma que o vendedor trava seu risco de preço e quantidade, assegurando um montante mínimo financeiro ao final dos períodos de apuração do *Take-or-Pay*. Por outro lado, o Cliente Livre pode aproveitar a movimentação dos preços para capturar ganhos

adicionais a seu *Swap* padrão e obter a flexibilidade necessária para absorver as oscilações inerentes ao seu processo de consumo.

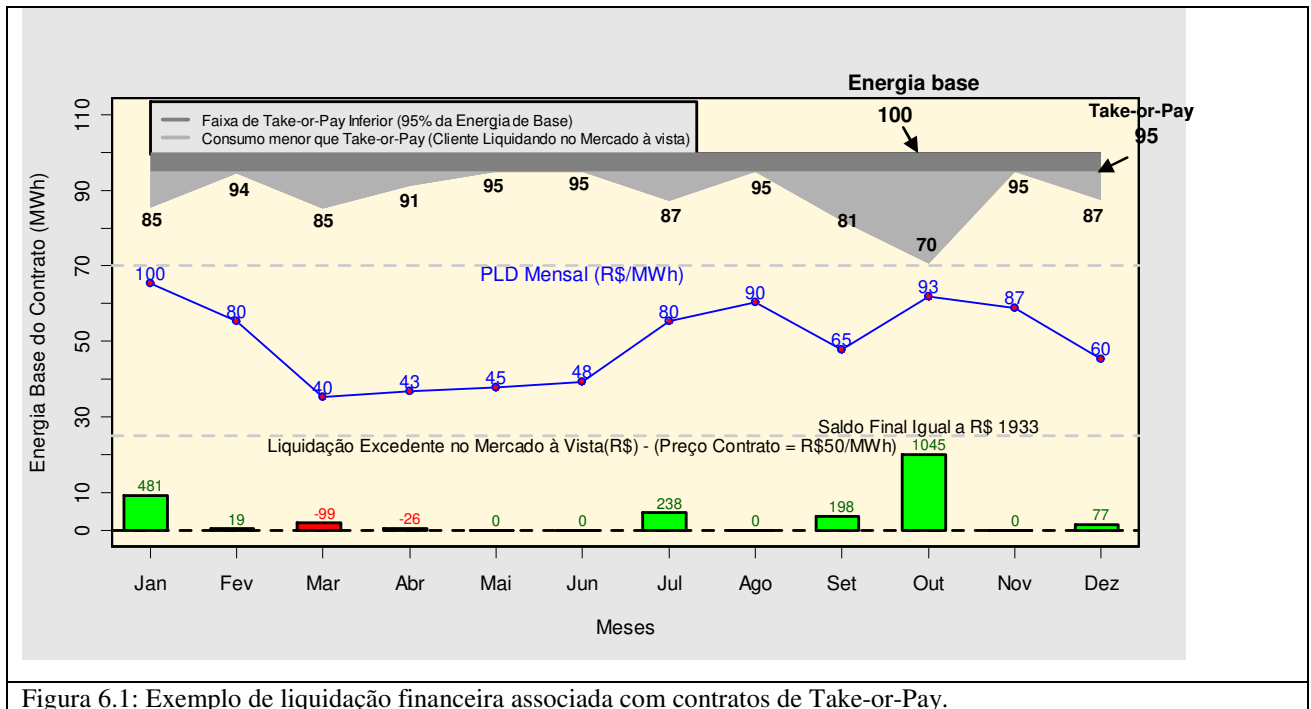


Figura 6.1: Exemplo de liquidação financeira associada com contratos de Take-or-Pay.

Portanto, um contrato com limite inferior de *Take-or-Pay* igual a $x\%$ do valor base do contrato pode também ser interpretado como um *swap vanilla*, com energia de base igual a esse limite e flexibilidade de aumento mensal igual a $(100 - x\%)$ da energia de base. A grande diferença é que o exercício dessa flexibilidade está condicionado ao consumo, de forma que a energia faturada só será maior que o limite inferior de *Take-or-Pay* (acima dos $x\%$ do valor base) caso o consumo realmente exceda esse limite, vinculando assim a estrutura do derivativo à diretivas de produção do Cliente Livre.

Apesar da discussão até o momento inserir essa flexibilidade em um contexto de lógica econômica, o *Take-or-Pay* é uma cláusula que tem origem na incerteza do Cliente Livre com relação às suas restrições de produção. Por isso ele é utilizado por grande parte dos Clientes Livres como uma maneira de realizar pequenas correções em seus montantes contratados, com a finalidade de ajustar sua contratação de energia à instabilidade de seu processo produtivo. A faixa de *Take-or-Pay* é tão ampla quanto a necessidade do Cliente

Livre por proteção contra oscilações no consumo com relação às quantidades base contratadas.

Enquanto essa flexibilidade não tem caráter especulativo, a partir do momento em que preços de energia praticados no mercado começam a atingir níveis elevados, podem-se ter mudanças no comportamento dos agentes. Como visto na seção 5, que trata da evolução dos preços de mercado, a partir da segunda metade de 2007, e mais fortemente nos primeiros meses de 2008, o grande aumento de preços mudou a atitude de alguns agentes de mercado por pelo menos dois grandes motivos: a energia começa a representar uma parcela relevante de seus custos de produção, mesmo para aqueles que não são eletro-intensivos, e o benefício de liquidar os excedentes de energia contratada no mercado à vista passam a ser mais atraentes que a venda de sua própria produção.

Esses fatores fizeram com que muitos Clientes Livres reduzissem significativamente sua produção ou antecipassem suas paradas para manutenção e férias coletivas nos meses em que o *PLD* atingiu seu valor teto, minimizando suas compras de curto prazo, ou criando um excedente de energia, dado pelo máximo entre zero e a diferença entre o *Take-or-Pay* e o consumo medido, para ser liquidada no mercado à vista.

Neste sentido, para alguns grandes Clientes Livres, que tem seu processo produtivo maleável e flexibilidades em seus contratos de energia, é possível ajustar seu consumo de acordo com o perfil dos preços, induzindo uma correlação entre essas variáveis.

Apesar de que, em situações adversas de mercado, as flexibilidades possam ser utilizadas objetivando otimizar resultado financeiro, em estados normais de mercado, com preços flutuando em níveis médios, o *Take-or-Pay* visa apenas suprir uma necessidade do Cliente Livre com relação à aleatoriedade de seu consumo. Desta forma, a principal atividade dos comercializadores de energia deveria ser estudar o processo produtivo de seus clientes e sugerir produtos personalizados que sejam adequados aos seus níveis de aversão ao risco e sua variabilidade de consumo.

Uma das formas possíveis de oferecer produtos mais específicos para os agentes é introduzir o que é chamado no mercado de energia brasileiro de *Take-or-Pay* Superior. Essa cláusula define o máximo de consumo, acima da quantidade nominal de energia, a qual o Cliente terá direito de consumir ao mesmo preço nominal do contrato. Desta forma, caso o Cliente Livre consuma mais que o *Take-or-Pay* Superior, o vendedor, ou não é obrigado a entregar essa energia ou, caso esteja explícito em contrato, ele irá entregá-la a um preço diferenciado, geralmente refletindo o preço *Spot* vigente no período somado a um *spread* de compra. Assim, enquanto o Cliente Livre consegue também garantir um preço fixo para eventuais aumentos de consumo, o comercializador limita seu compromisso quanto à entrega de energia.

Outras variedades de *Take-or-Pay* podem ser criadas simplesmente modificando a escala em que essa flexibilidade é aplicada. Os exemplos apresentados até agora foram baseados em *Take-or-Pay* mensal (a forma mais comum dessa flexibilidade), ou seja, apura-se o consumo mensal e compara-se com o limite inferior de *Take-or-Pay*, de forma a assegurar, mensalmente, uma venda mínima de energia ao comercializador. No caso em que essa apuração ocorre em outras escalas de tempo (trimestral, semestral, anual, etc), o funcionamento do *Take-or-Pay* é bastante diferente.

Considere um Cliente Livre que tenha grande oscilação em seu processo produtivo em base mensal, quando comparado a níveis médios de consumo, mas que tenha certa estabilidade quando este é observado trimestralmente. Uma das alternativas para esse agente seria contratar como energia base sua média de produção mensal e incorporar duas flexibilidades tipo *Take-or-Pay* em escalas de tempo distintas. Por exemplo, ele poderia negociar um “*Take-or-Pay*” mensal de 40% acima ou abaixo da energia base, e um “*Take-or-Pay*” trimestral de 10% para cima ou para baixo da energia contratada no trimestre. Desta forma, o vendedor teria certo controle com relação ao montante de energia vendido no trimestre, enquanto o Cliente Livre teria toda a flexibilidade necessária para absorver suas oscilações mensais de produção. Uma ilustração dos efeitos da combinação dessas flexibilidades pode ser visto na tabela 6.1.

Note, por exemplo, que mesmo havendo *Take-or-Pay* mensal de 40% do volume base, tanto máximo como mínimo, nos meses de junho e julho houve ultrapassagem desses limites e, portanto, a quantidade faturada foi truncada nos limites de *Take-or-Pay*. No caso do *Take-or-Pay* aplicado em escala trimestral, houve no segundo e no quarto trimestre, ultrapassagens implicando que o consumo nesses trimestres serão truncados em seus respectivos limites. A forma de faturamento financeiro varia e deve estar prevista em contrato.

A discussão realizada até o momento já traz subsídios suficientes para definir *Take-or-Pay* dentro do fluxo de avaliação de contratos apresentado na seção 6.1.

Note que essa flexibilidade, como vista até aqui, está relacionada com uma opção de aumento de energia com a diferença que o exercício é realizado com base na quantidade consumida de energia, ou seja, *ex-post*. Isso, naturalmente, traz diferenças na definição dessa flexibilidade quando comparada as *Flexibilidades de Aumento e Redução* apresentadas na seção anterior. Desta forma, conhecendo-se as seguintes informações pode-se descrever o *Take-or-Pay* utilizando a definição 6.2.4.

- Período: É o intervalo de tempo onde o bloco é vigente, ou seja, define a data mínima e máxima onde a restrição de *Take-or-Pay* será aplicada.

- Limite Inferior de *Take-or-Pay*: Define a quantidade de energia mínima que deverá ser faturada em cada Período de Apuração dentro de Período. Geralmente é definido como um percentual do *Bloco de Energia* associado com o intervalo de tempo em que é aplicada a flexibilidade.

- Limite Superior de *Take-or-Pay*: Define a quantidade de energia máxima a que o comercializador compromete-se a entregar em cada Período de Apuração dentro de Período. Geralmente é definido como um percentual do *Bloco de Energia* associado com o intervalo de tempo em que é aplicada a flexibilidade.

- Escala de Apuração: Representa o intervalo de tempo base de consumo que será utilizada para comparar limites de *Take-or-Pay* com a energia consumida pelo cliente. Se a

escala de apuração é igual a 1, então tem-se o *Take-or-Pay* mensal, caso ela assuma o valor 3, então tem-se *Take-or-Pay* aplicado em janelas de três meses.

Tabela 6.1: Faturamento de contrato com Take-or-pay mensal e trimestral.

	Contrato Mensal (MWh)	Consumo Mensal (MWh)	Energia faturada no mês (MWh)	Contrato Trimestral (MWh)	Consumo Trimestre (aplicado TOP mensal) (MWh)	Energia a ser faturada no trimestre (MWh)
Jan	100	130	130	300	305	305
Fev	100	85	85			
Mar	100	90	90			
Abr	100	80	80	300	265	270
Mai	100	120	120			
Jun	100	65	65			
Jul	100	50	60	300	300	300
Ago	100	150	140			
Set	100	100	100			
Out	100	80	80	300	260	270
Nov	100	80	80			
Dez	100	100	100			

	Mínimo	Máximo
TOP mensal*	60%	140%
TOP trimestral**	90%	110%

*Percentual do volume base (mês)
 **Percentual do montante contratado em cada trimestre

Aplicado TOP trimestral (setores Jul, Ago, Set, Out, Nov, Dez)
 Aplicado TOP mensal (setores Ago, Set, Out)

Definição 6.2.4 (Bloco de *Take-or-Pay*). Um bloco de flexibilidade do tipo *Take-or-Pay* é caracterizado, para cada contrato, pela sua escala de apuração, como definido acima, e representa a faixa com relação à quantidade base de energia contratada na qual será faturada exatamente a quantidade medida de consumo de um Cliente Livre. As outras características do Bloco de *Take-or-Pay* herdam do bloco de energia a que eles estão vinculados.

Um ponto importante na definição acima é que ela relaciona o conceito de *Take-or-Pay* com faturamento do contrato. De fato, alguns agentes classificam *Take-or-Pay* como uma flexibilidade de faturamento, ao invés de volumétrica (relacionada com volume de energia).

O *Take-or-Pay* também traz outros atrativos aos comercializadores de energia. Ele assegura uma demanda natural por parte dos Clientes Livres quanto a essa flexibilidade, como discutido anteriormente, de forma que a oferta desse produto pode trazer um diferencial competitivo ao vendedor. Além disso, essa flexibilidade traz muito menos risco

ao comercializador que a Flexibilidade de aumento e redução estudada na subsecção anterior já que condiciona a opção de aumento de energia ao consumo do Cliente Livre.

A partir disso, pode-se formalizar a relação entre Take-or-Pay e derivativos utilizando a Regra 6.2.3.

Regra 6.2.3 (Derivativos Associados com Take-or-Pay). *Seja um Cliente Livre com contrato contendo um Bloco de Take-or-Pay com limites inferiores $top_{inf_{c,p}}^{ea}$, e superiores $top_{sup_{c,p}}^{ea}$ de tal forma que $0 < top_{inf_{c,p}}^{ea} \leq 100\% \leq top_{sup_{c,p}}^{ea}$. Seja também uma quantidade base de energia, $energia_{c,p}^{ea}$, para um período p associado com o contrato c e acumulada na escala de apuração ea . Então o bloco de Take-or-Pay pode ser convertido em uma soma de um swap vanilla com quantidade $(energia_{c,p}^{ea} \cdot \frac{top_{inf_{c,p}}^{ea}}{100})$ e uma opção de aumento de volume, exercida automaticamente de acordo com o consumo medido, com quantidade igual ao $\min \left(\max \left(0, C_{c,p}^{ea} - energia_{c,p}^{ea} \cdot \frac{top_{inf_{c,p}}^{ea}}{100} \right), energia_{c,p}^{ea} \cdot \frac{top_{sup_{c,p}}^{ea}}{100} \right)$ onde $C_{c,p}^{ea}$ é o consumo medido do Cliente Livre no período p para o contrato c e para o período de apuração ea .*

Grande parte da estrutura dos derivativos comercializados no Mercado Livre do setor energético nacional pode ser compreendida estudando-se as regras 6.2.2 e 6.2.3. Existem flexibilidades que podem ser convertidas em derivativos que tem um apelo muito mais financeiro como as referentes a regra 6.2.2, e outras que podem ser convertidas em derivativos obtidos a partir de restrições de processos produtivos, ou de necessidades específicas de agentes de mercado.

Particularmente, o resultado associado com *Take-or-Pay* é função de duas variáveis aleatórias, preços de mercado e consumo do Cliente Livre o que faz com que tenha que ser criado um modelo de avaliação para cada contrato firmado.

Para finalizar esta subseção, é importante notar que o *Take-or-Pay* é um instrumento que visa capturar oscilações de processo produtivo não previsíveis sendo que o nível médio ou perfil intra-ano do consumo, ou podem ser capturados por uma flexibilidade de sazonalização, ou fixando as quantidades mensais contratadas de acordo com o perfil esperado de consumo. Por conta disso, é importante saber separar a volatilidade do processo produtivo, que é alvo do *Take-or-Pay*, da parte determinística do consumo a qual deve ser capturada por outros tipos de flexibilidade.

6.2.2.3 Flexibilidade de Sazonalização

Uma das únicas classes de flexibilidades que estão presentes nos dois ambientes de contratação existentes no mercado de energia do Brasil e talvez o instrumento mais essencial desse mercado é a chamada flexibilidade de Sazonalização. Esse derivativo dá o direito ao comprador de alocar mensalmente a energia contratada dentro de uma faixa pré-determinada com a restrição de que o montante contratado no período e o montante sazonalizado sejam iguais.

O nome Sazonalização faz referência às estações do ano, já que esses instrumentos podem ser utilizados para aproximar o perfil dos contratos de compra do perfil dos contratos de venda (em alguns casos perfil de consumo) que tendem diferir para diferentes períodos do ano.

Dentro dessa classe de derivativos o que mais se destaca é a chamada Sazonalização Anual que dá ao comprador do contrato o direito de alocar mês a mês os montantes anuais contratados dentro de uma faixa especificada em contrato. Os montantes mensais advindos do processo de sazonalização devem ser declarados em data anterior ao período de suprimento, especificada em contrato. Esse derivativo é um instrumento bastante eficiente para redução de penalidades e para construção de estratégias comerciais e é amplamente utilizado em contratos.

Nos contratos de leilão de energia do tipo CCEAR (contrato de comercialização de energia no ambiente regulado) esses instrumentos dão o direito às distribuidoras de alocar mensalmente a quantidade anual contratada de energia dentro de uma faixa de $\pm 20\%$ dos valores médios mensais, desde que o montante anual seja preservado. As distribuidoras utilizam esses contratos para ajustar o perfil de seu recurso de energia ao perfil de sua carga própria, de forma a minimizar o efeito de liquidação financeira de suas sobras e déficits mensais, que pode impactar negativamente seu fluxo de caixa.

No ACL basicamente a mesma lógica é aplicada aos contratos com Clientes Livres já que a sazonalização anual permite a esses agentes alocar a energia contratada de acordo com o perfil de seu processo produtivo dentro de uma faixa especificada em contrato.

As comercializadoras, por outro lado, podem utilizar a sazonalização anual para minimizar penalidades por falta de lastro em energia, para mitigar efeito de liquidação financeira no mercado à vista ou para otimizar seu resultado financeiro. De fato, na avaliação de carteiras de contratos esses três objetivos são geralmente condensados em um único modelo que visa otimizar o resultado financeiro das comercializadoras restrito a minimização de penalidades por falta de lastro de energia (Zanfelize, 2007).

Dentro dos contratos, esses instrumentos são definidos por uma série de informações que representam as principais restrições que esses derivativos apresentam. Abaixo seguem os dados necessários para se definir uma flexibilidade de sazonalização.

- Período: É o intervalo de tempo onde o bloco de sazonalização é vigente, ou seja, define a data mínima e máxima onde existe a flexibilidade.

- Limite Inferior de Sazonalização: Define o limite inferior de alocação de energia em base mensal. Esse limite informa que a distribuição da energia dentro do período de sazonalização não pode, em nenhum mês, ser menor que essa quantidade. Ele geralmente é definido como um percentual da energia mensal contratada.

- Limite Superior de Sazonalização: Define o limite superior de alocação de energia em base mensal. Esse limite informa que a distribuição da energia dentro do período de sazonalização não pode, em nenhum mês, ser maior que essa quantidade. Ele geralmente é definido como um percentual da energia mensal contratada.

- Escala de Sazonalização: Representa o tamanho do intervalo de tempo, em meses, em que poderá ser realizada a alocação da energia em base mensal. Se assumir o valor 12 então se tem a sazonalização anual, se assumir o valor 6 tem-se sazonalização semestral. Esse campo define a restrição de que a soma dos montantes contratados e dos montantes sazonalizados devem ser iguais dentro de cada período de sazonalização.

- Data de Pré-aviso: Contém informação sobre o tempo limite onde as quantidades sazonalizadas devem ser informadas. Geralmente o pré-aviso é dado em número de dias antes do início do período de sazonalização.

Definição 6.2.5 (Bloco de Sazonalização). *Um bloco de flexibilidade de Sazonalização é caracterizado, para cada contrato, pela sua escala de sazonalização, que representa a restrição de conservação dos montantes contratados e sazonalizados, e pela faixa de sazonalização definidos pelos limites inferiores e superiores, como descritos acima.*

Para entender o funcionamento da flexibilidade de sazonalização é apresentado na figura 6.2 um esquema gráfico da estrutura desses derivativos. As restrições de quantidades alocadas refletem a regra que informa que os montantes de energia alocados acima da energia de base deverão ser iguais aos montantes alocados abaixo. Dessa forma, essa flexibilidade é dependente do caminho de exercício de forma que se no primeiro mês houver alocação acima da energia nominal, certamente em outros meses haverá alocação abaixo da energia de base para que seja atendida a restrição de igualdade entre os montantes contratados e sazonalizados.

Instrumentos que permitem variação de volume (“swing”), dentro de um período determinado, de acordo com um preço subjacente e de forma a atender restrições de limite mínimos e máximos e conservação do montante inicial contratado, são conhecidos como

Swing Options. Dessa forma, a sazonalização é um caso particular de *Swing Option* (particular porque esses instrumentos podem ser bem mais complicados). Isso leva a declaração da regra 6.2.3 que permite realizar a conversão da sazonalização em instrumentos derivativos do mercado.

Regra 6.2.4 (Derivativos Associados com Sazonalização). *Seja um contrato contendo um Bloco de Energia e um Bloco de Sazonalização com limites inferiores, $ls_{inf_{c,t,p}}^{ea}$, e superiores, $ls_{sup_{c,t,p}}^{ea}$, de sazonalização mensais satisfazendo $0 < ls_{inf_{c,t,p}}^{ea} \leq 100\% \leq ls_{sup_{c,t,p}}^{ea}$. Seja uma quantidade base de energia contratada na escala ea, para o período p e contrato c denotada por, $energia_{c,p}^{ea}$. Então a composição desses dois blocos pode ser convertida em um Swing Option com restrições de volume mínimo e máximo mensais de, respectivamente $energia_{c,p}^{ea} \cdot \frac{ls_{inf_{c,t,p}}^{ea}}{100}$ e $energia_{c,p}^{ea} \cdot \frac{ls_{sup_{c,t,p}}^{ea}}{100}$, de tal forma que a energia sazonalizada acumulada na escala de ea meses deva ser igual a $energia_{c,p}^{ea}$ para cada período p e contrato c.*

A regra 6.2.3 apenas formaliza a discussão realizada nos parágrafos anteriores sobre a caracterização das flexibilidades de sazonalização. No entanto, um ponto bastante importante é a diferenciação entre as flexibilidades de sazonalização e os *Take-or-Pay*. Enquanto a utilização desses instrumentos pode até ser confundida em certas aplicações, existe uma diferença crucial que é dada pelas restrições de cada um dos derivativos.

No caso dos Clientes Livres, por exemplo, em que existe um processo produtivo por detrás das decisões de contratação de energia, o *Take-or-Pay* se apresenta como uma ferramenta bastante eficiente para ajustar oscilações de processo de produção não previsíveis de antemão. A flexibilidade de sazonalização, por outro lado, permite a esses agentes definir seu perfil médio de consumo o qual tem maior previsibilidade. Outra observação é com respeito à escala de aplicação dessas flexibilidades. Como em muitos contratos pode ser encontrada sazonalização anual e também *Take-or-Pay* mensal é importante entender como esses derivativos interagem e o efeito dessa interação nas derivações matemáticas desses derivativos.

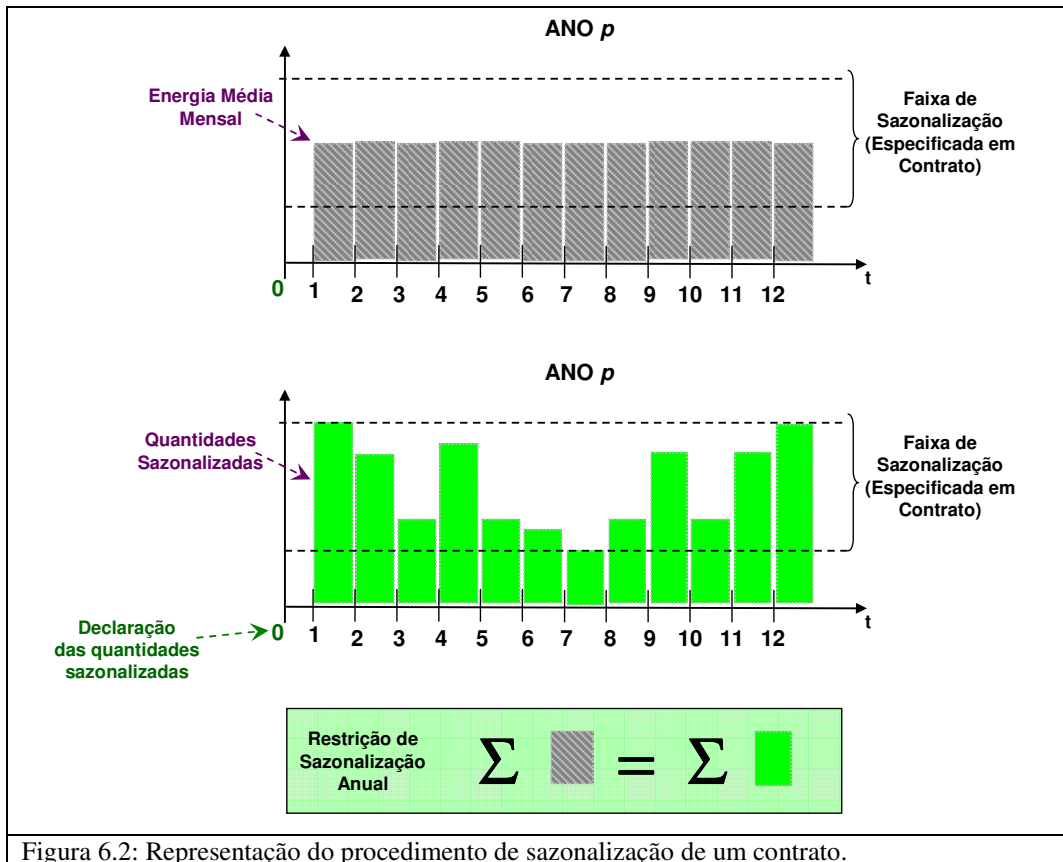


Figura 6.2: Representação do procedimento de sazonalização de um contrato.

O importante é manter em mente que combinações entre flexibilidades de sazonalização e *Take-or-Pay* podem resultar em instrumentos muito eficientes para mitigação de risco idiossincrático do Cliente Livre, pois permite ajustar tanto o nível de seu processo, quanto oscilações com relação a este e que, sazonalização de forma isolada apenas atenderá necessidades referentes à alocação do perfil médio de consumo de um Cliente Livre.

Por exemplo, se o objetivo desse Cliente Livre é ter um instrumento que lhe permita ajustar seu nível de consumo dentro de determinado ano, ele poderia recorrer a uma flexibilidade de sazonalização no qual os limites mínimos e máximos deveriam ter alguma relação com a amplitude do nível do consumo durante um determinado ano. No entanto, existem alguns casos em que a amplitude de forma isolada não é suficiente para representar a real necessidade do Cliente Livre, pois, dada a restrição de que as quantidades contratadas e as sazonalizadas devam ser iguais, a forma com que é feita a alocação dentro da faixa

representada pela amplitude de consumo é quem define se a restrição de sazonalização é satisfeita. Dessa forma, é necessário, dado um perfil de consumo requerido pelo Cliente, descobrir qual é faixa de sazonalização e energia base contratada que minimizaria a faixa de sazonalização e os montantes anuais. A formulação matemática desse problema de otimização depende fortemente da estratégia comercial de cada agente e não é foco desta dissertação.

A formulação matemática das flexibilidades descritas nesta subseção pode ajudar a melhorar o entendimento das principais características dos derivativos discutidos no decorrer da dissertação. Por conta disso, a partir da próxima seção as flexibilidades contratuais serão estudadas sob uma perspectiva quantitativa, de maneira a representar o processo descrito na seção 6.1.

6.3 Derivação dos modelos para avaliação de contratos

6.3.1 Principais premissas

A discussão da teoria de derivativos e sua ligação com o fluxo introduzido no início deste capítulo são de suma importância para o entendimento dos contratos e instrumentos existentes dentro dos mercados de energia. Entretanto, é a formulação matemática e estatística dos blocos que compõem os contratos que permitem a quantificação do risco associado com comercialização de contratos e fornece diretrizes para o processo de precificação.

Nos próximos subtópicos serão apresentadas as derivações das metodologias que serão utilizadas para avaliar contratos. Em um primeiro estágio, e objetivo principal da dissertação, constroem-se modelos para avaliação de contratos já firmados como função dos preços de mercado, regra de faturamento dos contratos e outras variáveis que influenciam o resultado financeiro da transação. Adicionalmente, como um subproduto, obtém-se uma metodologia para comparar propostas comerciais de forma que, sob algumas

premissas, pode-se obter uma indicação dos preços para diferentes componentes dessas propostas e diversos períodos de tempo.

As premissas que serão apresentadas a seguir têm como objetivo principal permitir a solução do problema de forma útil, ou seja, simplificar as derivações de forma que os modelos sejam tratáveis estatisticamente, porém mantendo as principais características do problema inicial e as peculiaridades do mercado de energia brasileiro.

Note, por exemplo, o comportamento dos agentes participantes do mercado de energia. Geradores de energia operam dentro dos ambientes de mercado com o objetivo primário de vender energia para garantir sua margem de produção e honrar seus compromissos com acionistas ou com sua estrutura de financiamento. Clientes Livres, por outro lado, buscam contratar eletricidade para atender seus requisitos de consumo, garantindo proteção de seus processos produtivos independente de variação de preços. Distribuidoras de energia contratam sua demanda por consumo visando minimizar o custo de compra de energia, de forma a favorecer a modicidade tarifária, garantindo também o atendimento aos consumidores dentro de sua área de concessão.

O único caso especial são as comercializadoras. Esses agentes participam dos mercados de forma muito mais especulativa já que não tem que cobrir requerimentos de produção ou processos de consumo. Nesse sentido, teoricamente, esses agentes poderiam participar também de outros mercados como os financeiros ou de *commodities*, não relacionadas com energia. No entanto, a grande maioria das comercializadoras, ao menos as mais expressivas, tem estruturas de negócios relacionadas também com outras atividades dentro do setor de energia (distribuição, geração ou transmissão) de forma a restringir, em grande parte, a participação desses agentes em outros ambientes. Também, a inserção desses agentes nos mercado de energia é bastante difícil por conta principalmente das especificidades dos desafios relacionados com a atividade de comercialização. Por esse motivo, essas empresas geralmente optam por focar suas atividades apenas no setor de energia.

Outro ponto é que os agentes pertencentes ao mercado de energia são bastante avessos ao risco quando comparados àqueles que freqüentam os mercados financeiros. Isso

deve-se à alta volatilidade dos preços do mercado e também por questões políticas e regulatórias.

Considerando essa discussão, é razoável supor que o custo de oportunidade dos agentes é formado apenas por fatores que influenciam diretamente os preços do mercado de energia, ao invés de uma composição de fatores que não tem relação direta com ele, por exemplo, o preço de uma ação.

Assim, com relação a preços, têm-se basicamente três quantidades envolvidas no problema de avaliação. Preços à vista (*spot*), preços futuros (*Forwards*) e taxa de juros livre de risco, que define o custo do dinheiro para os agentes participantes do mercado. As duas primeiras quantidades foram tratadas no capítulo 4 enquanto que a taxa livre de risco é comumente definida como sendo a taxa SELIC somada a um *spread*.

Adicionalmente, existe uma grande assimetria de informação entre os participantes do mercado o que faz com que alguns agentes tenham uma visão míope da curva de preços futura, enquanto outros têm metodologias bastante complexas para construção dessas. Também, devido ao processo de formação dos preços de energia do mercado nacional, como visto no capítulo 4, pode-se utilizar o software NEWAVE como um balizador inicial para esses preços futuros, de forma que a curva *Forward* pode ser utilizada para calibrar as entradas dos modelos de preços de acordo com as expectativas de preços dos agentes.

Assim, supõe-se, que o preço subjacente aos contratos a termo, mesmo os de mais longo prazos, é o preço *Spot*, ou seja, as decisões relacionadas aos preços de contratos são tomadas com base em modelos para preços *Spot*. Informações sobre os preços futuros ou outras diretivas de mercado podem ser utilizadas para calibrar esses modelos, no entanto não são inseridas diretamente nos modelos de avaliação.

Especificamente com relação à avaliação de contratos já firmados, essa é uma suposição bastante realista (pelo menos nos próximos anos) devido à quase inexistente liquidez do mercado ocasionada por um desbalanço sistêmico, o que faz com que estratégias de cobertura sejam difíceis de serem executadas. Também, devido às regras de

comercialização existentes, os excedentes e déficits são liquidados na CCEE ao preço *Spot* vigente.

Essas suposições somadas às derivações dos processos de preços com suas respectivas premissas formam o alicerce principal para a formulação estatística do problema.

6.3.2 Derivação dos Resultados Financeiros Associados aos Blocos de Energia

Defina o preço *Spot* médio para um mês t dentro de um período p , $S_{t,p}$, como sendo função de duas variáveis latentes, $S'_{t,p}$ e $IR'_{t,p}$ onde a primeira representa o preço *Spot* médio, líquido de reajustes, para um mês t e período p , e a segunda um índice de reajuste que tem por finalidade atualizar o processo de preços do mês t e mesmo período. Assim o preço *Spot* médio é também uma variável aleatória definida por

$$S_{t,p} = f(S'_{t,p}, IR'_{t-1,p}, IR'_{t,p}) = S'_{t,p} \cdot \left(1 + \frac{IR'_{t,p} - IR'_{t-1,p}}{IR'_{t-1,p}}\right) \quad (6.3.2.1)$$

onde $t = 1, \dots, m$, $p \in \mathbb{Z}$, m é o número total de meses dentro de um período p e $IR'_{t,p}$ é um índice de reajuste dos preços *Spot* no mês t e período p . Note que, independente da notação utilizada, esses preços formam uma série temporal da forma $\dots, S_{-1}, S_0, \dots, S_{m-t^*}, \dots, S_{t-t^*+m \cdot p}, \dots$, onde o elemento $S_{t-t^*+m \cdot p} = S_{t,p}$ e $t^* \leq m$ é o mês de referência e pertence ao período $p = 0$. Esse valor define o ponto no tempo para onde os fluxos de caixas serão projetados para serem comparáveis.

Suponha agora um contrato de compra contendo apenas Blocos de Energia. Desta forma, para cada mês durante o período de suprimento existe uma quantidade de energia associada, denotada por $energia_{c,t,p} \cdot h_{t,p}$, onde $energia_{c,t,p}$ é a energia, em MW médios, associada com o contrato c no mês t do período $p \geq 1$ e $h_{t,p}$ é o número de horas no mês t do período p . Essas quantidades não são aleatórias.

Como argumentado na seção 6.2.1 esses blocos podem ser modelados como alguma composição de *Swaps*. Portanto, pode-se utilizar essa informação juntamente com a teoria apresentada na seção 5.3.3 para derivar o resultado financeiro dos Blocos de Energia.

Os resultados financeiros desses contratos, para cada contrato c e período p , podem ser calculados utilizando a seguinte lógica.

Supondo as premissas da seção 6.2.1 e considerando a perspectiva de um comprador de um contrato de energia têm-se dois fluxos de caixa envolvidos. O primeiro está associado com a posição inicial vendida do agente no mercado *Spot*. Como o agente está vendido, ele precisa adquirir energia de alguma forma, que poderia ser através de contratos de curto prazo, longo prazo ou exposição de liquidação financeira na CCEE. Conforme se aproxima à maturidade dos derivativos, as opções de contratação do agente começam a se reduzir. Dessa forma, é razoável supor que o custo de oportunidade dos agentes é função principalmente dos preços *Spot*, principalmente em cenário de falta de liquidez de energia, já que as regras de comercialização exigem que as sobras e déficits sejam liquidados ao *PLD* no mês onde ocorre a apuração.

Assim, se existe expectativa de aumento dos preços *Spot* futuros com relação à sua curva de compra de energia, torna-se vantajoso firmar um contrato de energia a um preço fixo. Caso ele tenha expectativa de queda dos preços futuros quando comparados ao praticado no mercado *Spot*, a melhor estratégia para o agente seria ficar descontratado no mercado a termo, comprando energia aos preços do mercado à vista. Dessa forma, a parte do resultado financeiro, valorada no tempo t^* , associado com o Bloco de Energia, que envolve o preço *Spot*, $R_{c,p}^{E(Spot)}$, pode ser formulado como

$$R_{c,p}^{E(Spot)} = \sum_{t=1}^m S_{t,p} \cdot energia_{c,t,p} \cdot h_{t,p} \cdot e^{-\beta \cdot (t-t^*+m \cdot p)} \quad . \quad (6.3.2.2)$$

Note que o termo $e^{-\beta \cdot (t-t^*+m \cdot p)}$, onde β é uma taxa de desconto continuamente composta é utilizada para trazer o resultado financeiro do contrato ao tempo de referência t^* , tem a finalidade de tornar fluxos financeiros comparáveis.

O segundo fluxo de caixa, $R_{c,p}^{E(Fixo)}$, é função dos preços do contrato e de seus mecanismos de reajuste e representa o resultado financeiro associado com a compra da energia requerida a um preço fixo que pode ser reajustado no tempo

$$R_{c,p}^{E(Fixo)} = \sum_{t=1}^m K_{c,t,p} \cdot energia_{c,t,p} \cdot h_{t,p} \cdot e^{-\beta \cdot (m \cdot (p-1) + t)} \quad (6.3.2.3)$$

para

$$K_{c,t,p} = k_{c,p} \cdot \left(1 + \Delta IR_{c,[0,w],p-1} \cdot \mathbb{I}(t)_{[t < w] \cup [p > 1]} + \Delta IR_{c,[0,w],p} \cdot \mathbb{I}(t)_{[t \geq w]} \right) \quad (6.3.2.4)$$

sendo $k_{c,p}$ o preço fixo do contrato c no período p e $\Delta IR_{c,[0,w],p} = \frac{IR_{c,w-1,p} - IR_{c,w,0}}{IR_{c,w,0}}$ é a variação do índice de reajuste do contrato. Esse índice de reajuste é denotado por $IR_{c,t,p}$ e no geral ele difere do índice de reajuste de preços. Se $p > 0$, $IR_{c,0,p}$ é uma constante e denota o valor de base do índice de reajuste (com relação a qual valor é feita a atualização do preço do contrato) e w refere-se ao mês onde ocorre o reajuste para cada período p . $\mathbb{I}_A(x)$ é a função indicadora do conjunto A definida por

$$\mathbb{I}_A(x) = \begin{cases} 1 & \text{para } x \in A \\ 0 & \text{para } x \notin A \end{cases}.$$

O termo $\left(1 + \Delta IR_{c,[0,w],p-1} \cdot \mathbb{I}(t)_{[t < w] \cup [p > 1]} + \Delta IR_{c,[0,w],p} \cdot \mathbb{I}(t)_{[t \geq w]} \right)$ simplesmente representa a regra de reajuste contratual observada nos contratos de energia. Um contrato de energia é atualizado todo ano, no entanto apenas uma vez por ano. O mês onde ocorre o reajuste é definido em contrato e denotado aqui por w . Ocorrendo um reajuste no mês w do período p , ele é mantido até o próximo ciclo de reajustes, no período $p + 1$ e mês w .

É importante incorporar a regra de reajuste do contrato na modelagem dos resultados financeiros por dois motivos principais. Primeiro, o índice de reajuste do contrato não é igual ao índice de reajuste implícito no preço *Spot*, o que causa um risco de

base por conta da disparidade entre regras de reajuste (*basis risk* foram discutidos na seção 5.3.1.2). Mais importante ainda, a regra de reajustes contratuais prevê apenas um reajuste por ano, em mês especificado, enquanto que o processo de preços é atualizado mensalmente. Para se ter uma idéia dos impactos que essa diferença entre regras de reajuste pode causar, observe a figura 6.3 que mostra, para um preço inicial fixo de R\$ 100,00/MWh, a diferença entre duas séries de preços reajustadas sobre a regra mensal e anual, onde o mês em que o reajuste anual ocorre é definido como julho. Foi escolhido o IGP-M como índice para reajuste dos preços e a figura contempla o período de janeiro de 2001 até abril de 2008.

Na figura 6.4 é mostrada a diferença entre estas séries de preços reajustadas, a qual representa a área de ganho ou perda do agente por corrigir o contrato apenas uma vez por ano.

As duas figuras refletem o impacto observado no resultado financeiro de um contrato por não se considerar a regra de reajuste no processo de avaliação e precificação do contrato. Note que em períodos de maior inflação a perda de valor de uma série reajustada anualmente quando comparada à reajustada mensalmente pode ser superior à 30% (figura 6.4). Esse efeito é desprezível em períodos onde a inflação se mantém em níveis reduzidos, como foi retratado nos anos de 2006 e 2007.

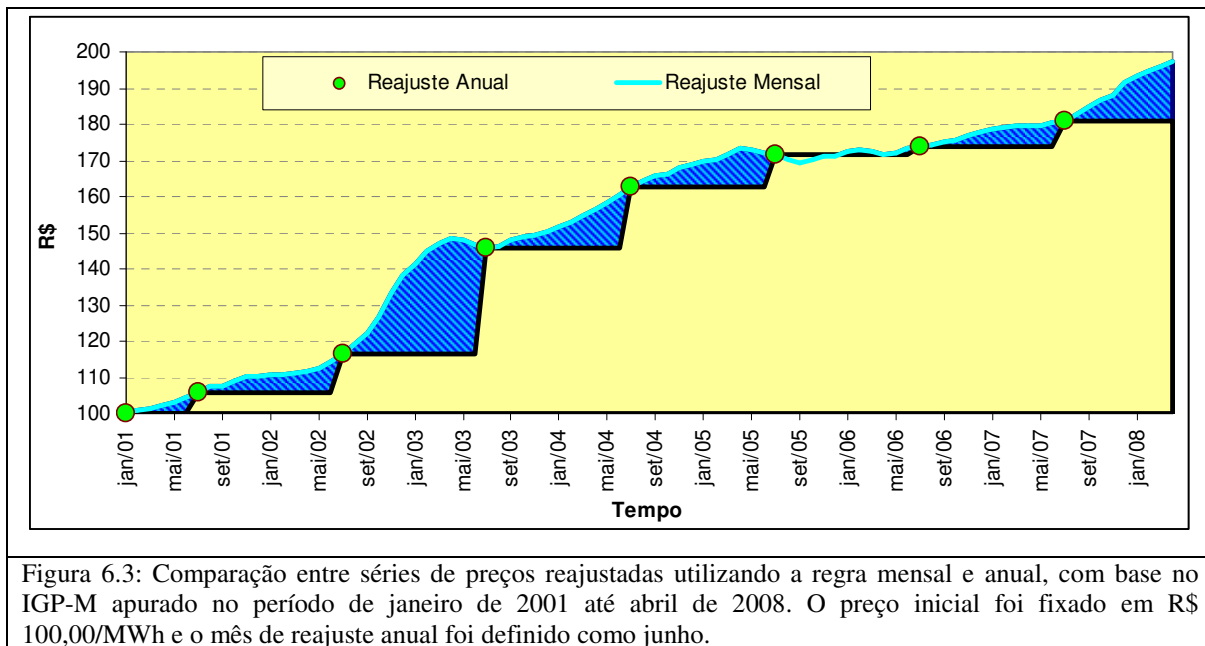
Caso o modelo de preços *Spot* não represente o efeito de reajuste, as equações podem ser trivialmente modificadas para incorporar esse diferencial de reajustes por conta da definição de preço *Spot*, referenciada na equação 6.3.2.1, que permite a separação entre os processos de preço *Spot* puro e seu índice de reajuste associado.

A argumentação realizada nos parágrafos anteriores ajuda a justificar a utilização das equações 6.3.2.2 e 6.3.2.3 para modelar as duas diferentes parcelas do resultado financeiro associado a um contrato contendo apenas energia de base. Assim, o resultado financeiro associado ao Bloco de Energia pode ser calculado, para cada contrato c e período p

$$R_{c,p}^E = R_{c,p}^{E(Spot)} - R_{c,p}^{E(Fixo)}, \quad (6.3.2.5)$$

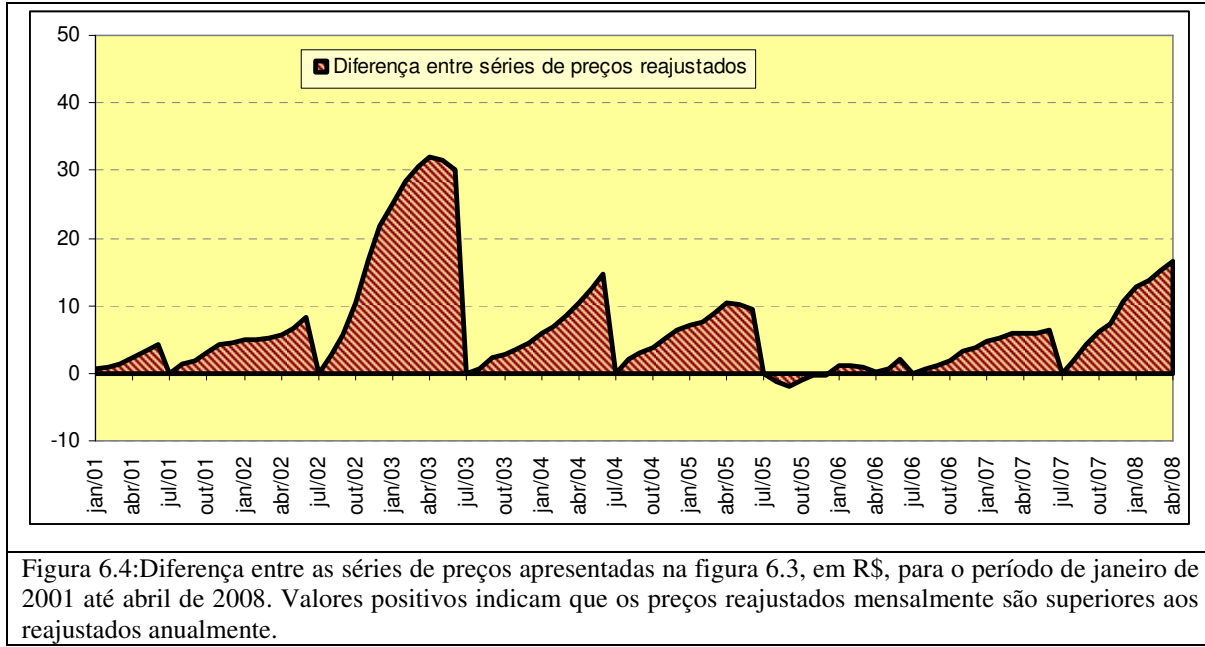
que é condizente com a estrutura de um *Swap* de compra para o período p .

Note que, apesar das fórmulas terem sido derivadas sob a perspectiva do comprador do contrato, trocando os sinais dos termos da equação 6.3.2.5 obtém-se a versão dos resultados que representa a visão do vendedor.



Observe que a fórmula 6.3.2.5 contempla o fato de que resultados financeiros são apurados em períodos que, no geral, contém mais de um mês. Esse aparente excesso de notação é justificado por conta de que na prática os preços são feitos por períodos ao invés de serem definidos mensalmente. De fato, essa característica tem relação com a forma com que é feita a precificação dos *Swaps*, que são baseados em preços médios, não importando o que ocorre em subperíodos específicos.

Na prática, simulando preços e índices de reajustes conjuntamente pode-se utilizar as fórmulas 6.3.2.2, 6.3.2.3 e 6.3.2.5 para construção das distribuições de probabilidades dos resultados financeiros permitindo, assim, a estimação de métricas de risco associadas com as carteiras de contratos.



O resultado financeiro dado pela equação 6.3.2.5 é uma variável aleatória que é função de alguns parâmetros, dentro dos quais está o preço fixo do contrato para um determinado período p , $k_{c,p}$. Impondo alguns critérios sob a distribuição de probabilidade desses resultados é possível derivar qual seria o preço de equilíbrio para esse instrumento.

Primeiro, suponha que as decisões com relação a preços são tomadas com base em valores esperados das quantidades envolvidas, condicionada à toda a informação disponível até o momento onde é realizada a avaliação. Também, suponha que os preços do Bloco de Energia são calculados considerando uma premissa de equilíbrio, de maneira que o preço obtido faça com que nenhuma das contrapartes tenha lucro, em termos de valores esperados, ou seja,

$$E[R_{c,p}^{E(Spot)}] = E[R_{c,p}^{E(Fixo)}] \quad (6.3.2.6)$$

Assim, substituindo as equações 6.3.2.2 e 6.3.2.3 em 6.3.2.6 tem-se

$$E \left[\sum_{t=1}^m S_{t,p} \cdot energia_{c,t,p} \cdot h_{t,p} \cdot e^{-\beta \cdot (t-t^*+m \cdot p)} \right] = E \left[\sum_{t=1}^m K_{c,t,p} \cdot energia_{c,t,p} \cdot h_{t,p} \cdot e^{-\beta \cdot (t-t^*+m \cdot p)} \right].$$

Fazendo $\gamma_{c,t,p} = energia_{c,t,p} \cdot h_{t,p} \cdot e^{-\beta \cdot (t-t^*+m \cdot p)}$, como todos os termos são constantes, e

utilizando a linearidade do operador esperança, obtém-se $\sum_{t=1}^m \mathbf{E}[S_{t,p}] \cdot \gamma_{c,t,p} = \sum_{t=1}^m \mathbf{E}[K_{c,t,p}] \cdot \gamma_{c,t,p}$. Substituindo 6.3.2.4 na equação anterior obtém-se

$$\sum_{t=1}^m \mathbf{E}[S_{t,p}] \cdot \gamma_{c,t,p} = \sum_{t=1}^m \mathbf{E} \left[k_{c,p} \cdot \left(1 + \Delta IR_{c,[0,w],p-1} \cdot \mathbb{I}(t)_{[t < w] \cup [p > 1]} + \Delta IR_{c,[0,w],p} \cdot \mathbb{I}(t)_{[t \geq w]} \right) \right] \cdot \gamma_{c,t,p}. \text{ Como}$$

$k_{c,p}$ é uma constante que não depende de t , e aplicando novamente as propriedades da esperança, pode-se escrever a equação anterior como

$$\sum_{t=1}^m \mathbf{E}[S_{t,p}] \cdot \gamma_{c,t,p} = k_{c,p} \cdot \sum_{t=1}^m \left(1 + \mathbf{E}[\Delta IR_{c,[0,w],p-1}] \cdot \mathbb{I}(t)_{[t < w] \cup [p > 1]} + \mathbf{E}[\Delta IR_{c,[0,w],p}] \cdot \mathbb{I}(t)_{[t \geq w]} \right) \cdot \gamma_{c,t,p}.$$

Portanto, sob as premissas adotadas, temos:

$$\begin{aligned} k_{c,p} &= \frac{\sum_{t=1}^m \mathbf{E}[S_{t,p}] \cdot \gamma_{c,t,p}}{\sum_{t=1}^m \left(1 + \mathbf{E}[\Delta IR_{c,[0,w],p-1}] \cdot \mathbb{I}(t)_{[t < w] \cup [p > 1]} + \mathbf{E}[\Delta IR_{c,[0,w],p}] \cdot \mathbb{I}(t)_{[t \geq w]} \right) \cdot \gamma_{c,t,p}} = \\ &= \sum_{t=1}^m \left(\mathbf{E}[S_{t,p}] \cdot \frac{\gamma_{c,t,p}}{\bar{\delta}_{c,[0,w],p}} \right) \end{aligned} \quad (6.3.2.7)$$

$$\text{onde } \bar{\delta}_{c,[0,w],p} = \sum_{t=1}^m \left(1 + \mathbf{E}[\Delta IR_{c,[0,w],p-1}] \cdot \mathbb{I}(t)_{[t < w] \cup [p > 1]} + \mathbf{E}[\Delta IR_{c,[0,w],p}] \cdot \mathbb{I}(t)_{[t \geq w]} \right) \cdot \gamma_{c,t,p}.$$

A equação 6.3.2.7 informa que o preço de equilíbrio para um período p é calculado como uma média ponderada dos valores esperados do preço *Spot*, em cada mês t dentro do período p , onde os pesos são função da taxa de desconto, da energia total do período e da regra de reajuste dos preços do contrato.

Uma importante consequência da equação 6.3.2.7 é que o preço fixo para o período p é função da regra de reajuste especificada em contrato, fazendo com que as estimativas de preços possam variar de acordo com a definição do índice de reajuste dos preços e de seu valor esperado.

A consideração do efeito de regra de reajustes no processo de avaliação dos contratos é uma particularidade do mercado brasileiro (e talvez de outros países emergentes) e faz com que o processo de modelagem dos preços seja mais complexo, pois

além de estudar a dinâmica dos preços de mercado, existe a necessidade de considerar nos modelos de avaliação o efeito de variáveis macroeconômicas. Adicionalmente, em uma carteira de contratos, pode-se ter que lidar com diversos índices de reajustes ou composições desses índices, fazendo com que o problema de modelagem conjunta de preços e índices de reajustes seja não padronizável e dependente da carteira de interesse.

Independente das dificuldades que possam ser encontradas na fase de implementação dos modelos devido às inter-relações entre as variáveis envolvidas, pode-se utilizar as fórmulas 6.3.2.5 e 6.3.2.7 em um contexto bastante geral como, por exemplo, avaliação estratégias, balizamento de decisões sobre formação de preços em novos contratos e acompanhamento de desempenho de carteiras que contenham Blocos de Energia.

No entanto, existem algumas ponderações que devem ser feitas. Primeiro, as derivações acima não podem ser interpretadas como uma metodologia para precificação de contratos ou estimação de curva *Forward*, já que não foi incorporado, em nenhum momento, o prêmio do risco ou a estratégia do comercializador que são funções de cada operação específica. Em segundo lugar, foi feita a premissa que a métrica balizadora de decisões é a média, o que poderia ser questionado já que um fato estilizado dos preços de mercado é a forte assimetria e curtose em sua distribuição de probabilidade. De fato, como discutido em Ambrosio (2007) e Meucci (2007), a definição e escolha de métricas de avaliação é função principalmente dos objetivos das análises e da interpretação do conceito de equilíbrio entre contrapartes. Por exemplo, no processo de derivação realizado nesta subseção o preço de equilíbrio entre as contrapartes é o valor que faz com que a esperança matemática do resultado financeiro da operação seja nula. No entanto, é possível modificar a formulação de forma que o preço de equilíbrio de um contrato seja formado como alguma função, não necessariamente o valor esperado, da distribuição de probabilidade dos resultados financeiros. Por exemplo, alguém pode entender que o equilíbrio entre as contrapartes na operação só é dado quando os agentes têm 50% de chance de ganho, ou seja, o preço de contrato seria o valor que anula a mediana da distribuição dos resultados.

Embora possa haver algum ganho na utilização da métrica na definição de preço de equilíbrio, as derivações matemáticas serão muito mais complexas impossibilitando, na maioria das vezes, a derivação de um resultado analítico para o preço de equilíbrio. Note que as derivações matemáticas só foram possíveis, pois a média é um operador linear, o que simplifica bastante a formulação.

Também, como exaustivamente discutido na dissertação, os contratos transacionados no setor de energia nacional geralmente são mais complexos que simples *Swaps* de preços. Por isso, nos próximos subtópicos serão incorporados outros elementos à avaliação dos contratos.

6.3.3 Derivação dos Resultados Financeiros Associados com Blocos de Flexibilidades de Aumento e Redução

O equacionamento de contratos que possuem opções de aumento ou redução sobre montantes contratados (Blocos de Energia) é bem mais complexo que o apresentado na seção anterior.

Primeiro, os preços subjacentes ao contrato mudam de acordo com a escala de aplicação desses derivativos e por isso os resultados financeiros, as estratégias de cobertura e os mecanismos para determinar o preço de equilíbrio não são facilmente obtidos de forma explícita. Em segundo lugar, baseado na discussão realizada nas seções 5.3 e 6.2.2.1, essas opções representam algum tipo de *Swaption* (opções sobre *Swaps*), implicando em derivativos com estruturas complexas de exercício, dificultando a avaliação dessas operações.

Desta forma, deve-se derivar as fórmulas de avaliação dos *Swaptions* considerando casos específicos, de acordo com a composição das carteiras de interesse. Para ilustrar o procedimento que é utilizado na derivação dos resultados financeiros de contratos contendo *Swaptions* são considerados três casos básicos: contratos com

flexibilidade de aumento e redução de montantes anuais, contratos com flexibilidades de aumento e redução de montantes mensais, e contratos com as duas flexibilidades anteriores.

6.3.3.1 Caso 1: Flexibilidade de Aumento e Redução de Volume Anual

Para os Blocos de Flexibilidades de aumento e redução anual o instrumento subjacente ao contrato é uma função do preço *Spot* médio anual. Dessa forma, cada período p , onde são apurados os resultados financeiros, representa um ano completo dentro do intervalo de vigência do contrato

Também, a expiração do *Swaption* será dada em momento anterior ao início de cada ano p em que houver possibilidade de exercício e, em caso de exercício, os aumentos e reduções serão mantidos para todos os meses pertencentes ao ano p onde o exercício do *Swaption* foi realizado.

Supondo racionalidade dos agentes, para flexibilidades de aumento de montante anual, existirá exercício caso o preço *Spot* médio anual do ano p (calculado sobre um fator de ponderação especificado), exceda o preço fixo do contrato nesse ano. Similarmente, caso esse preço médio seja menor que o preço fixo do contrato, a flexibilidade de redução será exercida. Desta forma, para contratos com flexibilidade de aumento e redução com mesmo preço de exercício, sempre haverá exercício em alguma das direções, a menos que o preço *Spot* médio seja exatamente o valor do preço de exercício. Esse mecanismo não reflete exatamente o que acontece na realidade, porém é o caso mais conservador. Com alguma complexidade adicional é possível incorporar alguns gatilhos para exercício, como alguma probabilidade mínima de ganho ou critérios baseados em risco máximo aceitável. Essas modificações no resultado financeiro não serão incorporadas nesta dissertação. No entanto, critérios de decisão para esses tipos de flexibilidades são discutidos na seção 6.5.1.

Em termos de modelagem, adotando as mesmas premissas da seção anterior e seguindo a mesma notação, para um contrato com Flexibilidades de Aumento e Redução

em escalas anuais os preços de exercícios são formados como alguma função dos $K_{c,t,p}$, definido em 6.3.2.4, para cada $t = 1, \dots, 12$ dentro de um período p .

Por isso, os preços subjacentes a esses derivativos podem ser obtidos através da seguinte lógica. Defina $a_{c,t,p}^{ea} > 0$ a proporção de aumento com relação ao montante contratado no mês t do período p para o contrato c aplicado sobre a escala ea . Esse derivativo está associado com um *Swaption* que só será exercido caso haja algum benefício financeiro associado com o exercício.

A flexibilidade aplicada em escala anual é apenas um caso particular desse tipo de derivativo. Fixando-se $a_{c,t,p}^{ea} = a_{c,p}^{12}$ e $m = 12$, os períodos p podem ser interpretados como um ano e, assim, $a_{c,p}^{12}$ não depende dos meses t dentro desse ano, já que a proporção de aumento é igual para todos os meses pertencentes ao ano p .

Desta forma, a parcela do resultado financeiro associado somente com o montante de energia aumentado é dado por $\sum_{t=1}^m (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot energia_{c,t,p} \cdot h_{t,p} \cdot e^{-\beta \cdot (t-t^*+m \cdot p)} \cdot a_{c,t,p}^{ea}$. Como $a_{c,t,p}^{ea} = a_{c,p}^{12}$, e utilizando a notação anterior, $\gamma_{c,t,p} = energia_{c,t,p} \cdot h_{t,p} \cdot e^{-\beta \cdot (t-t^*+m \cdot p)}$, tem-se $a_{c,p}^{12} \cdot \sum_{t=1}^m (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p}$. Logo, existe algum benefício financeiro para a flexibilidade de aumento apenas se

$$a_{c,p}^{12} \cdot \sum_{t=1}^m (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} > 0 \text{ ou seja, } \sum_{t=1}^m S_{t,p} \cdot \gamma_{c,t,p} > \sum_{t=1}^m K_{c,t,p} \cdot \gamma_{c,t,p} \stackrel{\text{eq. 6.3.2.4}}{=}$$

$$\stackrel{\text{eq. 6.3.2.4}}{=} k_{c,p} \cdot \sum_{t=1}^m \left(1 + \Delta IR_{c,[0,w],p-1} \cdot \mathbb{I}(t)_{[t < w] \cup [p > 1]} + \Delta IR_{c,[0,w],p} \cdot \mathbb{I}(t)_{[t \geq w]} \right) \cdot \gamma_{c,t,p}.$$

Assim, haverá exercício se

$$\frac{\sum_{t=1}^m S_{t,p} \cdot \gamma_{c,t,p}}{\sum_{t=1}^m \left(1 + \Delta IR_{c,[0,w],p-1} \cdot \mathbb{I}(t)_{[t < w] \cup [p > 1]} + \Delta IR_{c,[0,w],p} \cdot \mathbb{I}(t)_{[t \geq w]} \right) \cdot \gamma_{c,t,p}} > k_{c,p}.$$

Definindo

$$\bar{S}_{c,t,p} = \frac{(S_{t,p} \cdot \gamma_{c,t,p})}{\sum_{t=1}^m \left(1 + \Delta IR_{c,[0,w],p-1} \cdot \mathbb{I}(t)_{[t < w] \cup [p > 1]} + \Delta IR_{c,[0,w],p} \cdot \mathbb{I}(t)_{[t \geq w]} \right) \cdot \gamma_{c,t,p}} = \left(S_{t,p} \cdot \frac{\gamma_{c,t,p}}{\bar{\Delta}_{c,[0,w],p}} \right) \quad (6.3.3.1)$$

tem-se que a condição para exercício da flexibilidade de aumento será dada por

$$\bar{S}_{c,p} > k_{c,p} \quad (6.3.3.2)$$

para

$$\bar{S}_{c,p} = \sum_{t=1}^{12} \left(S_{t,p} \cdot \frac{\gamma_{c,t,p}}{\bar{\Delta}_{c,[0,w],p}} \right) = \sum_{t=1}^m \bar{S}_{c,t,p} \quad (6.3.3.3)$$

e

$$\bar{\Delta}_{c,[0,w],p} = \sum_{t=1}^m \left(1 + \Delta IR_{c,[0,w],p-1} \cdot \mathbb{I}(t)_{[t < w] \cup [p > 1]} + \Delta IR_{c,[0,w],p} \cdot \mathbb{I}(t)_{[t \geq w]} \right) \cdot \gamma_{c,t,p} \quad (6.3.3.4)$$

Analogamente, pela paridade entre opções de compra e opções de venda de mesmo exercício, tem-se que a condição para exercício da flexibilidade de redução é dada por

$$\bar{S}_{c,p} < k_{c,p} \quad (6.3.3.5)$$

Note que os preços *Spot* médios anuais para cada período p (nesse caso os períodos contém 12 meses) e contrato c , dado por $\bar{S}_{c,p}$, são os preços subjacentes às opções de aumento e redução em escala anual com preços de exercícios dados por $k_{c,p}$.

Utilizando as informações derivadas acima é possível escrever o resultado financeiro de um contrato formado por Blocos de Energia e Blocos de Flexibilidade de Aumento e Redução com exercício em escala anual como

$$R_{c,p}^{E,A^{12}-R^{12}} = \left(1 + a_{c,p}^{12} \cdot \mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} > k_{c,p}\}} - r_{c,p}^{12} \cdot \mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} < k_{c,p}\}} \right) \sum_{t=1}^m (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} \quad (6.3.3.6)$$

onde $\mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} > k_{c,p}\}}$ e $\mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} < k_{c,p}\}}$ são as funções indicadoras (também variáveis aleatórias) e definem a regra de exercício das opções de aumento e redução, respectivamente. Note que $1 > r_{c,t,p}^{ea} > 0$ representa a proporção de redução com relação ao montante anual contratado

no ano p para o contrato c . A restrição $r_{c,t,p}^{ea} < 1$ é necessária pois esse tipo de derivativo não permite redução total do montante anual. Para modelagem de derivativos que prevêm interrupção de entrega de energia por determinados períodos é necessária a utilização de outras técnicas. Esse tipo de derivativos não será abordado nesta dissertação.

A equação 6.3.3.6 pode ser desmembrada em três partes $R_{c,p}^{E,A^{12}-R^{12}} = R_{c,p}^E + R_{c,p}^{A^{12}} - R_{c,p}^{R^{12}}$, onde $R_{c,p}^E$ é como descrito na equação 6.3.2.5 apresentada na seção anterior e

$$R_{c,p}^{A^{12}} = a_{c,p}^{12} \cdot \mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} > k_{c,p}\}} \cdot \sum_{t=1}^m (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} = a_{c,p}^{12} \cdot \max \left(\sum_{t=1}^m (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} ; 0 \right), \quad (6.3.3.7)$$

$$R_{c,p}^{R^{12}} = r_{c,p}^{12} \cdot \mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} < k_{c,p}\}} \cdot \sum_{t=1}^m (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} = r_{c,p}^{12} \cdot \min \left(\sum_{t=1}^m (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} ; 0 \right). \quad (6.3.3.8)$$

Analisando as equações 6.3.3.7 e 6.3.3.8 conclui-se que as funções indicadoras têm o papel de garantir que a parte do resultado financeiro de um contrato contendo flexibilidades de aumento e redução, que está relacionada ao derivativo, seja sempre não negativa e assim

$$R_{c,p}^E \leq R_{c,p}^E + R_{c,p}^{A^{12}} - R_{c,p}^{R^{12}}. \quad (6.3.3.9)$$

Observe que $P \left(R_{c,p}^E \leq R_{c,p}^E + R_{c,p}^{A^{12}} - R_{c,p}^{R^{12}} \right) = 1$ já que $P \left(\sum_{t=1}^m (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} = 0 \right) = 0$,

pois $S_{t,p}$ e $K_{c,t,p}$ são variáveis aleatórias contínuas e $\sum_{t=1}^m \gamma_{c,t,p} > 0$.

As derivações acima representam o fato de que o agente que deseja fornecer uma flexibilidade de aumento e redução em um contrato de energia deve cobrar um prêmio por incluir esse derivativo na transação, já que a desigualdade 6.3.3.9 garante que seu resultado financeiro será menor do que se ele tivesse vendido um contrato com apenas o Bloco de Energia de base.

Nos contratos do mercado brasileiro de energia esse prêmio não costuma ser pago antecipadamente, como ocorre nos mercados financeiros. Ao invés, ele é diluído nos preços de contrato afetando tanto o preço de exercício, quanto o preço do bloco de energia de base. Isto dificulta o desmembramento do preço de um contrato em partes relativas ao Bloco de Energia e “prêmios” devido aos derivativos.

Sob as premissas adotadas, as derivações dos resultados financeiros levaram à inclusão das funções Máximo e Mínimo nas fórmulas 6.3.3.7 e 6.3.3.8. Esses termos representam o mecanismo de exercício das opções embutidas nos contratos e, caso os preços de mercado sejam conhecidos, não haverá risco na decisão anulando, assim, as chances de perda. No entanto, o que acontece na prática é que existe a possibilidade de se obter resultados negativos quando for tomada uma decisão, já que, diferentemente ao que acontece nos mercados financeiros, as decisões tem que ser tomadas *ex-ante*¹⁹ a observação dos preços. Diretrizes para tratamento de critérios de exercício serão apresentadas na seção 6.5.1.

Utilizando o mesmo tipo de argumento adotado na subseção anterior, descobre-se que é necessário impor alguns critérios à equação 6.3.3.6 para que sejam obtidos informações sobre os preços dos derivativos relacionados com flexibilidade de aumento e redução.

Supondo novamente que os contratos são avaliados com base no valor esperado dos resultados financeiros, podem-se utilizar os resultados anteriores, conjuntamente com o conceito de esperança condicional, para se obter algumas diretrizes sobre preços dos contratos.

Primeiro, note que, para duas variáveis aleatórias X e Y quaisquer, e um subconjunto $A \in \mathcal{B}$ onde $\mathcal{B}$ é a X -álgebra gerada pelos conjuntos de *Borel*, tem-se que

$$\begin{aligned}
\mathbf{E} [\mathbb{I}_{\{Y \in A\}} \cdot X] &= \mathbf{E} \left[\mathbb{I}_{\{Y \in A\}} \cdot \mathbf{E} \left[X \middle| \mathbb{I}_{\{Y \in A\}} \right] \right] = \\
&= 0 \cdot \mathbf{E} \left[X \middle| \mathbb{I}_{\{Y \in A\}} = 0 \right] \cdot \mathbf{P} (\mathbb{I}_{\{Y \in A\}} = 0) + 1 \cdot \mathbf{E} \left[X \middle| \mathbb{I}_{\{Y \in A\}} = 1 \right] \cdot \mathbf{P} (\mathbb{I}_{\{Y \in A\}} = 1) = \\
&= \mathbf{E} \left[X \middle| \mathbb{I}_{\{Y \in A\}} = 1 \right] \cdot \mathbf{P} (\mathbb{I}_{\{Y \in A\}} = 1) = \mathbf{E} \left[X \middle| Y \in A \right] \cdot \mathbf{P} (Y \in A), \text{ ou seja,}
\end{aligned}$$

$$\mathbf{E} [\mathbb{I}_{\{Y \in A\}} \cdot X] = \mathbf{E} \left[X \middle| Y \in A \right] \cdot \mathbf{P} (Y \in A) \quad . \quad (6.3.3.10)$$

Objetivando calcular o preço de equilíbrio do contrato sobre termos médios assume-se que

$$\mathbf{E} [R_{c,p}^{E,A^{12},R^{12}}] = \mathbf{E} [R_{c,p}^E] + \mathbf{E} [R_{c,p}^{A^{12}}] - \mathbf{E} [R_{c,p}^{R^{12}}] = 0 \quad . \quad (6.3.3.11)$$

O primeiro termo do lado direito da expressão, $\mathbf{E} [R_{c,p}^E]$, já foi obtido na seção 6.3.2. Os outros dois termos podem ser calculados aplicando-se o operador esperança às equações 6.3.3.7 e 6.3.3.8.

Considere o termo $\mathbf{E} [R_{c,p}^{A^{12}}] = a_{c,p}^{12} \cdot \mathbf{E} \left[\max \left(\sum_{t=1}^m (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} ; 0 \right) \right]$. Observando que $\max \left(\sum_{t=1}^m (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} ; 0 \right) \geq 0 \iff \sum_{t=1}^m (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} \geq 0$, pode-se aplicar a desigualdade 6.3.3.2 para obter uma nova desigualdade dada por $\max \left(\sum_{t=1}^m (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} ; 0 \right) \geq 0 \iff \bar{S}_{c,p} > \mathbf{k}_{c,p}$. Essa última fórmula implica que

$$\max \left(\sum_{t=1}^m (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} ; 0 \right) = \mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} > \mathbf{k}_{c,p}\}} \cdot \sum_{t=1}^m (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} \quad . \quad (6.3.3.12)$$

Desta forma,

$$\begin{aligned}
\mathbf{E} [R_{c,p}^{A^{12}}] &= a_{c,p}^{12} \cdot \mathbf{E} \left[\mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} > \mathbf{k}_{c,p}\}} \cdot \sum_{t=1}^m (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} \right] \stackrel{\text{eq. 6.3.3.10}}{=} \\
&\stackrel{\text{eq. 6.3.3.10}}{=} a_{c,p}^{12} \cdot \mathbf{E} \left[\sum_{t=1}^m (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} \middle| \bar{S}_{c,p} > \mathbf{k}_{c,p} \right] \cdot \mathbf{P} (\bar{S}_{c,p} > \mathbf{k}_{c,p}) =
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
&= a_{c,p}^{12} \cdot \sum_{t=1}^m \mathbf{E} \left[S_{t,p} \middle| \bar{S}_{c,p} > \mathbf{k}_{c,p} \right] \cdot \gamma_{c,t,p} \cdot \mathbf{P}(\bar{S}_{c,p} > \mathbf{k}_{c,p}) + \\
&- a_{c,p}^{12} \cdot \mathbf{k}_{c,p} \cdot \sum_{t=1}^m \mathbf{E} \left[1 + \Delta IR_{c,[0,w],p-1} \cdot \mathbb{I}(t)_{[t < w] \cup [p > 1]} + \Delta IR_{c,[0,w],p} \cdot \mathbb{I}(t)_{[t \geq w]} \middle| \bar{S}_{c,p} > \mathbf{k}_{c,p} \right] \cdot \gamma_{c,t,p} \cdot \mathbf{P}(\bar{S}_{c,p} > \mathbf{k}_{c,p}) = \\
&= a_{c,p}^{12} \cdot \sum_{t=1}^m \mathbf{E} \left[S_{t,p} \middle| \bar{S}_{c,p} > \mathbf{k}_{c,p} \right] \cdot \gamma_{c,t,p} \cdot \mathbf{P}(\bar{S}_{c,p} > \mathbf{k}_{c,p}) + \\
&- a_{c,p}^{12} \cdot \mathbf{k}_{c,p} \cdot \sum_{t=1}^m \left(1 + \mathbf{E} \left[\Delta IR_{c,[0,w],p-1} \middle| \bar{S}_{c,p} > \mathbf{k}_{c,p} \right] \cdot \mathbb{I}(t)_{[t < w] \cup [p > 1]} + \mathbf{E} \left[\Delta IR_{c,[0,w],p} \middle| \bar{S}_{c,p} > \mathbf{k}_{c,p} \right] \cdot \mathbb{I}(t)_{[t \geq w]} \right) \cdot \gamma_{c,t,p} \cdot \mathbf{P}(\bar{S}_{c,p} > \mathbf{k}_{c,p}) = \\
&= a_{c,p}^{12} \cdot \left(\sum_{t=1}^m \mathbf{E} \left[S_{t,p} \middle| \bar{S}_{c,p} > \mathbf{k}_{c,p} \right] \cdot \gamma_{c,t,p} - \mathbf{k}_{c,p} \cdot \bar{\delta}_{c,[0,w],p} \middle| \bar{S}_{c,p} > \mathbf{k}_{c,p} \right) \cdot \mathbf{P}(\bar{S}_{c,p} > \mathbf{k}_{c,p}) \quad (6.3.3.13)
\end{aligned}$$

onde

$$\bar{\delta}_{c,[0,w],p} \middle| \bar{S}_{c,p} > \mathbf{k}_{c,p} = \sum_{t=1}^m \left(1 + \mathbf{E} \left[\Delta IR_{c,[0,w],p-1} \middle| \bar{S}_{c,p} > \mathbf{k}_{c,p} \right] \cdot \mathbb{I}(t)_{[t < w] \cup [p > 1]} + \mathbf{E} \left[\Delta IR_{c,[0,w],p} \middle| \bar{S}_{c,p} > \mathbf{k}_{c,p} \right] \cdot \mathbb{I}(t)_{[t \geq w]} \right) \cdot \gamma_{c,t,p}$$

Para a flexibilidade de redução têm-se cálculos análogos de forma que

$$\mathbf{E} \left[R_{c,p}^{R12} \right] = r_{c,p}^{12} \cdot \left(\sum_{t=1}^m \mathbf{E} \left[S_{t,p} \middle| \bar{S}_{c,p} < \mathbf{k}_{c,p} \right] \cdot \gamma_{c,t,p} - \mathbf{k}_{c,p} \cdot \bar{\delta}_{c,[0,w],p} \middle| \bar{S}_{c,p} < \mathbf{k}_{c,p} \right) \cdot \mathbf{P}(\bar{S}_{c,p} < \mathbf{k}_{c,p}), \quad (6.3.3.14)$$

onde

$$\bar{\delta}_{c,[0,w],p} \middle| \bar{S}_{c,p} < \mathbf{k}_{c,p} = \sum_{t=1}^m \left(1 + \mathbf{E} \left[\Delta IR_{c,[0,w],p-1} \middle| \bar{S}_{c,p} < \mathbf{k}_{c,p} \right] \cdot \mathbb{I}(t)_{[t < w] \cup [p > 1]} + \mathbf{E} \left[\Delta IR_{c,[0,w],p} \middle| \bar{S}_{c,p} < \mathbf{k}_{c,p} \right] \cdot \mathbb{I}(t)_{[t \geq w]} \right) \cdot \gamma_{c,t,p}$$

Assim, concatenando as equações 6.3.3.11, 6.3.3.7, 6.3.3.8, 6.3.3.13 e 6.3.3.14 tem-se que

se

$$\begin{aligned}
&\mathbf{E} \left[R_{c,p}^E \right] + \mathbf{E} \left[R_{c,p}^{A12} \right] - \mathbf{E} \left[R_{c,p}^{R12} \right] = 0 \Rightarrow \\
&\Rightarrow - \left(\bar{\delta}_{c,[0,w],p} + a_{c,p}^{12} \cdot \bar{\delta}_{c,[0,w],p} \middle| \bar{S}_{c,p} > \mathbf{k}_{c,p} \cdot \mathbf{P}(\bar{S}_{c,p} > \mathbf{k}_{c,p}) - r_{c,p}^{12} \cdot \bar{\delta}_{c,[0,w],p} \middle| \bar{S}_{c,p} < \mathbf{k}_{c,p} \cdot \mathbf{P}(\bar{S}_{c,p} < \mathbf{k}_{c,p}) \right) \cdot \mathbf{k}_{c,p} + \\
&+ \sum_{t=1}^m \left(\mathbf{E} \left[S_{t,p} \right] + a_{c,p}^{12} \cdot \mathbf{P}(\bar{S}_{c,p} > \mathbf{k}_{c,p}) \cdot \mathbf{E} \left[S_{t,p} \middle| \bar{S}_{c,p} > \mathbf{k}_{c,p} \right] - r_{c,p}^{12} \cdot \mathbf{P}(\bar{S}_{c,p} < \mathbf{k}_{c,p}) \cdot \mathbf{E} \left[S_{t,p} \middle| \bar{S}_{c,p} < \mathbf{k}_{c,p} \right] \right) \cdot \gamma_{c,t,p} = 0
\end{aligned}$$

E daí se $\mathbf{E} \left[R_{c,p}^E \right] + \mathbf{E} \left[R_{c,p}^{A12} \right] - \mathbf{E} \left[R_{c,p}^{R12} \right] = 0$, então

$$\begin{aligned}
& - \left(a_{c,p}^{12} \cdot \frac{\bar{\delta}_{c,[0,w],p} \cdot P(\bar{S}_{c,p} > k_{c,p})}{\bar{\delta}_{c,[0,w],p}} - r_{c,p}^{12} \cdot \frac{\bar{\delta}_{c,[0,w],p} \cdot P(\bar{S}_{c,p} < k_{c,p})}{\bar{\delta}_{c,[0,w],p}} \right) \cdot k_{c,p} + \\
& + \sum_{t=1}^m \left(a_{c,p}^{12} \cdot E[S_{t,p} | \bar{S}_{c,p} > k_{c,p}] \cdot P(\bar{S}_{c,p} > k_{c,p}) - r_{c,p}^{12} \cdot E[S_{t,p} | \bar{S}_{c,p} < k_{c,p}] \cdot P(\bar{S}_{c,p} < k_{c,p}) \right) \cdot \frac{\gamma_{c,t,p}}{\bar{\delta}_{c,[0,w],p}} + \bar{s}_{c,p} - k_{c,p} = 0,
\end{aligned}
\tag{6.3.3.15}$$

onde $\bar{s}_{c,p} = \sum_{t=1}^m \left(E[S_{t,p}] \cdot \frac{\gamma_{c,t,p}}{\bar{\delta}_{c,[0,w],p}} \right)$. O valor $k_{c,p}$ de equilíbrio deve satisfazer a igualdade (6.3.3.15). Não é simples mostrar matematicamente que existe um único valor de $k_{c,p}$ que resolve essa igualdade, mas estudos de simulações mostram que o valor do resultado financeiro para um contrato decai monotonicamente conforme aumenta o valor de $k_{c,p}$, indicando a unicidade.

Fixando $a_{c,p}^{12} = 0$ e $r_{c,p}^{12} = 0$ na equação 6.3.3.14 obtém-se 6.3.2.7, ou seja, se não houver flexibilidade de aumento ou redução, o preço de equilíbrio do contrato derivado é o mesmo que de um contrato contendo apenas o Bloco de Energia. Adicionalmente, note que o resultado financeiro agregado por um bloco de flexibilidade de aumento e redução é apenas uma média ponderada, onde os termos são função das quantidades de energia associadas com essas opções, da taxa de desconto, das probabilidades de exercício e dos valores esperados dos excedentes com relação a um preço médio. Se for comparado termo a termo, essa é uma versão um pouco mais geral da equação de Black e Scholes (1973), pois não impõe restrições sobre as distribuições das quantidades subjacentes.

Em termos de implementação, apesar de não haver solução analítica direta, pode-se utilizar simulação de Monte Carlo para encontrar o valor de $k_{c,p}$. Maiores detalhes e aplicações serão dados no capítulo 8.

6.3.3.2 Caso 2: Flexibilidade de Aumento e Redução de Volume Mensal

Os cálculos realizados na subseção anterior fazem referência a contratos com um tipo específico de Flexibilidade de Aumento e Redução que são aplicados em escala anual.

No entanto, existem muitas outras versões destas flexibilidades dentre as quais destaca-se a Flexibilidade de Aumento e Redução Mensal.

Desta forma, pode-se utilizar o mesmo procedimento apresentado anteriormente para deduzir as equações que descrevem o resultado financeiro desses blocos. Primeiro, note que, se a flexibilidade é definida em escala mensal, então o preço subjacente ao derivativo deve ser função apenas dos preços do período onde ela é aplicada, ou seja, do preço *Spot* mensal. Adicionalmente, os mesmos mecanismos descritos para a flexibilidade aplicada em escala anual são válidos aqui, ou seja, o exercício é realizado em momento anterior ao suprimento, de forma que as decisões são tomadas *ex-ante*. Também é assumido que agentes são racionais, ou seja, preferem ganhos que perdas. Isso implica que haverá exercício da flexibilidade de aumento mensal sempre que o preço subjacente ao instrumento for maior que o preço de exercício, e caso o preço subjacente seja menor que o preço de exercício, a flexibilidade mensal de redução é quem será exercida.

Assim, para cada mês $t \in p$ tem-se benefício financeiro pelo exercício da opção de aumento de volume mensal, denotada por $a_{c,t,p}^1$, se $(S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} \cdot a_{c,t,p}^1 > 0$, ou seja,

$$S_{t,p} \cdot \gamma_{c,t,p} \cdot a_{c,t,p}^1 > K_{c,t,p} \cdot \gamma_{c,t,p} \cdot a_{c,t,p}^1, \quad \text{e daí}$$

$$S_{t,p} \cdot \gamma_{c,t,p} \cdot a_{c,t,p}^1 > k_{c,p} \cdot \left(1 + \Delta IR_{c,[0,w],p-1} \cdot \mathbb{I}(t)_{[t < w] \cup [p > 1]} + \Delta IR_{c,[0,w],p} \cdot \mathbb{I}(t)_{[t \geq w]} \right) \cdot \gamma_{c,t,p} \cdot a_{c,t,p}^1.$$

Portanto existe exercício se

$$S_{c,t,p}^* = \frac{S_{t,p}}{\left(1 + \Delta IR_{c,[0,w],p-1} \cdot \mathbb{I}(t)_{[t < w] \cup [p > 1]} + \Delta IR_{c,[0,w],p} \cdot \mathbb{I}(t)_{[t \geq w]} \right)} > k_{c,p}, \quad (6.3.3.16)$$

o que implica que o preço subjacente ao Bloco de Flexibilidade de Aumento de volume mensal é $S_{c,t,p}^*$, que é simplesmente o preço *Spot* do mês t e período p descontado pelo índice de reajuste do contrato.

Utilizando a mesma lógica aplicada à flexibilidade definida em escala anual tem-se que o resultado esperado associado com a flexibilidade volumétrica de aumento mensal, apurada em períodos de tempo com $m = 12$ meses, é dado por

$$\mathbf{E} \left[R_{c,p}^{A1} \right] = \mathbf{E} \left[\sum_{t=1}^m \max \left((S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot a_{c,t,p}^1 \cdot \gamma_{c,t,p} ; 0 \right) \right] = \sum_{t=1}^m \mathbf{E} \left[\max \left((S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot a_{c,t,p}^1 \cdot \gamma_{c,t,p} ; 0 \right) \right] \cdot$$

E como $\max \left((S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot a_{c,t,p}^1 \cdot \gamma_{c,t,p} ; 0 \right) = \mathbb{I}_{\{S_{c,t,p}^* > k_{c,p}\}} \cdot (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot a_{c,t,p}^1 \cdot \gamma_{c,t,p}$

pelas derivações realizadas para obter a desigualdade 6.3.3.16, obtém-se

$$\mathbf{E} \left[R_{c,p}^{A1} \right] = \sum_{t=1}^m \mathbf{E} \left[\mathbb{I}_{\{S_{c,t,p}^* > k_{c,p}\}} \cdot (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \right] \cdot a_{c,t,p}^1 \cdot \gamma_{c,t,p} \cdot$$

Usando a equação 6.3.3.10 pode-se escrever $\mathbf{E} \left[R_{c,p}^{A1} \right]$ como

$$\begin{aligned} \mathbf{E} \left[R_{c,p}^{A1} \right] &= \sum_{t=1}^m \left(a_{c,t,p}^1 \cdot \gamma_{c,t,p} \cdot \mathbf{E} \left[(S_{t,p} - K_{c,t,p}) \middle| S_{c,t,p}^* > k_{c,p} \right] \cdot \mathbf{P} (S_{c,t,p}^* > k_{c,p}) \right) = \\ &= \sum_{t=1}^m a_{c,t,p}^1 \cdot \gamma_{c,t,p} \cdot \mathbf{P} (S_{c,t,p}^* > k_{c,p}) \cdot \\ &\cdot \left(\mathbf{E} \left[S_{t,p} \middle| S_{c,t,p}^* > k_{c,p} \right] - k_{c,p} \cdot \left(1 + \mathbf{E} \left[\Delta IR_{c,[0,w],p-1} \middle| S_{c,t,p}^* > k_{c,p} \right] \cdot \mathbb{I}(t)_{[t < w] \cup [p > 1]} + \mathbf{E} \left[\Delta IR_{c,[0,w],p} \middle| S_{c,t,p}^* > k_{c,p} \right] \cdot \mathbb{I}(t)_{\{t \geq w\}} \right) \right) \end{aligned} \quad (6.3.3.17)$$

por conta da linearidade da esperança e pela definição de $K_{c,t,p}$.

$$\begin{aligned} \text{De maneira análoga } \mathbf{E} \left[R_{c,p}^{R1} \right] &= \sum_{t=1}^m r_{c,t,p}^1 \cdot \gamma_{c,t,p} \cdot \mathbf{P} (S_{c,t,p}^* < k_{c,p}) \cdot \\ &\cdot \left(\mathbf{E} \left[S_{t,p} \middle| S_{c,t,p}^* < k_{c,p} \right] - k_{c,p} \cdot \left(1 + \mathbf{E} \left[\Delta IR_{c,[0,w],p-1} \middle| S_{c,t,p}^* < k_{c,p} \right] \cdot \mathbb{I}(t)_{[t < w] \cup [p > 1]} + \mathbf{E} \left[\Delta IR_{c,[0,w],p} \middle| S_{c,t,p}^* < k_{c,p} \right] \cdot \mathbb{I}(t)_{\{t \geq w\}} \right) \right) \end{aligned} \quad (6.4.3.18)$$

E daí o preço de equilíbrio é o valor de $k_{c,p}$ que satisfaz $\mathbf{E} \left[R_{c,p}^E \right] + \mathbf{E} \left[R_{c,p}^{A1} \right] - \mathbf{E} \left[R_{c,p}^{R1} \right] = 0$.

Essa igualdade pode também ser reescrita como

$$\begin{aligned} \bar{s}_{c,p} - k_{c,p} &+ \sum_{t=1}^m \left(a_{c,t,p}^1 \cdot \mathbf{E} \left[S_{t,p} \middle| S_{c,t,p}^* > k_{c,p} \right] \cdot \mathbf{P} (S_{c,t,p}^* > k_{c,p}) \right) \cdot \frac{\gamma_{c,t,p}}{\bar{\delta}_{c,[0,w],p}} + \\ &- \sum_{t=1}^m \left(r_{c,t,p}^1 \cdot \mathbf{P} (S_{c,t,p}^* < k_{c,p}) \cdot \mathbf{E} \left[S_{t,p} \middle| S_{c,t,p}^* < k_{c,p} \right] \right) \cdot \frac{\gamma_{c,t,p}}{\bar{\delta}_{c,[0,w],p}} + \\ &- \sum_{t=1}^m k_{c,p} \cdot \frac{\gamma_{c,t,p}}{\bar{\delta}_{c,[0,w],p}} \cdot \left(a_{c,t,p}^1 \cdot \mathbf{P} (S_{c,t,p}^* > k_{c,p}) \cdot \right. \\ &\cdot \left. \left(1 + \mathbf{E} \left[\Delta IR_{c,[0,w],p-1} \middle| S_{c,t,p}^* > k_{c,p} \right] \cdot \mathbb{I}(t)_{[t < w] \cup [p > 1]} + \mathbf{E} \left[\Delta IR_{c,[0,w],p} \middle| S_{c,t,p}^* > k_{c,p} \right] \cdot \mathbb{I}(t)_{\{t \geq w\}} \right) \right) + \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& + \sum_{t=1}^m k_{c,p} \cdot \frac{\gamma_{c,t,p}}{\bar{\delta}_{c,[0,w],p}} \cdot \left(r_{c,t,p}^1 \cdot \mathbf{P} \left(S_{c,t,p}^* < k_{c,p} \right) \cdot \right. \\
& \cdot \left(1 + \mathbf{E} \left[\Delta IR_{c,[0,w],p-1} \middle| S_{c,t,p}^* < k_{c,p} \right] \cdot \mathbb{I}(t)_{[t < w] \cup [p > 1]} + \mathbf{E} \left[\Delta IR_{c,[0,w],p} \middle| S_{c,t,p}^* < k_{c,p} \right] \cdot \mathbb{I}(t)_{\{t \geq w\}} \right) \Bigg) = 0,
\end{aligned}
\tag{6.3.3.19}$$

a qual é computacionalmente mais eficiente para obtenção de $k_{c,p}$.

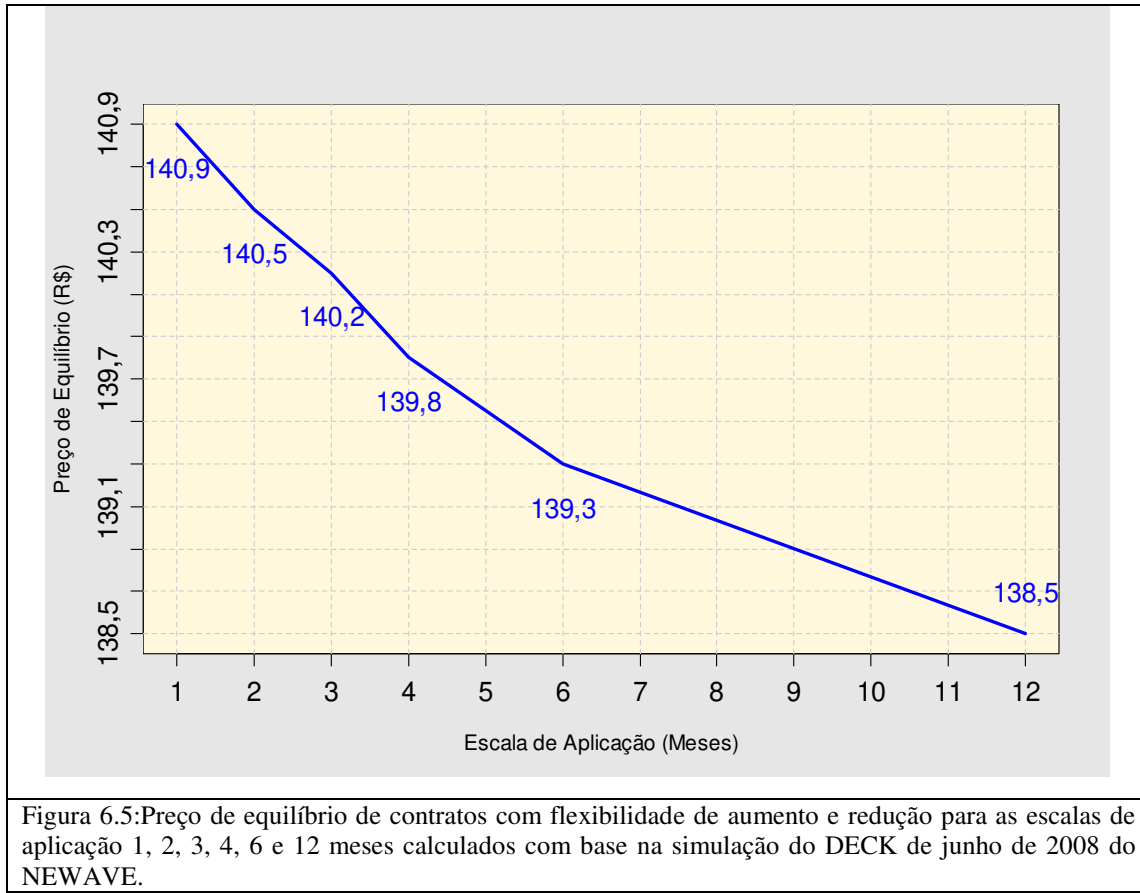
Novamente, a parcela do resultado financeiro que representa as flexibilidades de aumento e redução é uma média ponderada, onde os termos são função da energia do contrato, taxa de desconto, probabilidade de exercício e excedente de preços (nas duas direções) com relação ao preço de exercício. Desta forma, essa parcela reflete um benefício médio por manter contratos com esses derivativos dentro da carteira.

Observe que os $k_{c,p}$ obtidos através das equações 6.3.3.15 e 6.3.3.19 devem ser maiores que o da equação 6.3.2.7, ou seja, maiores que $\bar{s}_{c,p}$. Isso é uma consequência direta da desigualdade 6.3.3.9 e vale para todas as versões das Flexibilidades de Aumento e Redução, independente da escala de aplicação. A figura 6.5 ilustra a variação do preço de equilíbrio para alguns contratos contendo flexibilidade de aumento e redução em diferentes escalas de aplicação. Essa análise foi baseada em simulações de preços de mercado advindas das saídas do NEWAVE versão CCEE de junho de 2008. A descrição dos contratos e premissas utilizadas no exemplo é apresentada na tabela 6.2.

Tabela 6.2: Termos e condições de contratos utilizados para realização das simulações apresentadas na figura 6.5.

DADOS DE CONTRATO REFERENTES AO ANO DE 2009						
	Contrato 1	Contrato 2	Contrato 3	Contrato 4	Contrato 5	Contrato 6
Escala de Aplicação	Mensal	Bimestral	Trimestral	Quadrimestral	Semestral	Anual
Energia (MW médios)	1	1	1	1	1	1
Aumento Anual (%)	50	50	50	50	50	50
Redução Anual (%)	50	50	50	50	50	50
Sem Reajuste de Preços - Sem pré-aviso para exercício - Submercado de Entrega SE/CO - Taxa de Juros 11% a.a						

Note que o preço de equilíbrio de contrato não é uma função linear da escala onde é aplicada a flexibilidade. A forma dessa função depende das premissas de simulação adotadas, principalmente as características das distribuições de probabilidade conjuntas dos preços, e dos termos e condições contratuais.



No entanto, a característica mais importante representada na figura 6.5 é que existe uma ordem natural com relação a magnitude desses $k_{c,p}$, que formam o preço de equilíbrio de contratos contendo flexibilidades de aumento e redução, de forma que eles tendem a reduzir ao aumentar a escala de aplicação.

Supondo que $a_{c,p}^{12} = a_{c,t,p}^1 = a_{c,p} \quad \forall \quad t \in p$ e $r_{c,p}^{12} = r_{c,t,p}^1 = r_{c,p} \quad \forall \quad t \in p$ pode-se escrever a diferença entre os resultados financeiros de contratos com flexibilidades de aumento e redução em escala mensal e anual, respectivamente, como

$$\begin{aligned}
 R_{c,p}^{E,A^1-R^1} - R_{c,p}^{E,A^{12}-R^{12}} &= \sum_{t=1}^m \left(1 + a_{c,t,p}^1 \cdot \mathbb{I}_{\{S_{c,t,p}^* > k_{c,p}\}} - r_{c,t,p}^1 \cdot \mathbb{I}_{\{S_{c,t,p}^* < k_{c,p}\}} \right) (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} + \\
 &- \left(1 + a_{c,p}^{12} \cdot \mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} > k_{c,p}\}} - r_{c,p}^{12} \cdot \mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} < k_{c,p}\}} \right) \sum_{t=1}^m (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} = \\
 &= \sum_{t=1}^m \left(a_{c,p} \cdot \mathbb{I}_{\{S_{c,t,p}^* > k_{c,p}\}} - r_{c,p} \cdot \mathbb{I}_{\{S_{c,t,p}^* < k_{c,p}\}} \right) (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} +
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& - \left(a_{c,p} \cdot \mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} > \mathbf{k}_{c,p}\}} - r_{c,p} \cdot \mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} < \mathbf{k}_{c,p}\}} \right) \sum_{t=1}^m (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} = \\
& = \sum_{t=1}^m \left(a_{c,p} \cdot \left(\mathbb{I}_{\{S_{c,t,p}^* > \mathbf{k}_{c,p}\}} - \mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} > \mathbf{k}_{c,p}\}} \right) - r_{c,p} \cdot \left(\mathbb{I}_{\{S_{c,t,p}^* < \mathbf{k}_{c,p}\}} - \mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} < \mathbf{k}_{c,p}\}} \right) \right) (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} = \\
& = a_{c,p} \cdot \sum_{t=1}^m \left(\mathbb{I}_{\{S_{c,t,p}^* > \mathbf{k}_{c,p}\}} - \mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} > \mathbf{k}_{c,p}\}} \right) (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} - r_{c,p} \cdot \sum_{t=1}^m \left(\mathbb{I}_{\{S_{c,t,p}^* < \mathbf{k}_{c,p}\}} - \mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} < \mathbf{k}_{c,p}\}} \right) (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} .
\end{aligned}$$

Primeiro, note que $\mathbb{I}_{\{S_{c,t,p}^* > \mathbf{k}_{c,p}\}} (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} \geq 0 \quad \forall \quad t \in p$ e $(S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} > 0 \Rightarrow \mathbb{I}_{\{S_{c,t,p}^* > \mathbf{k}_{c,p}\}} = 1$, já que $\max((S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot a_{c,t,p}^1 \cdot \gamma_{c,t,p} ; 0)$ é igual a $\mathbb{I}_{\{S_{c,t,p}^* > \mathbf{k}_{c,p}\}} \cdot (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot a_{c,t,p}^1 \cdot \gamma_{c,t,p}$. Observe também que se $\mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} > \mathbf{k}_{c,p}\}} (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} < 0$ então $\mathbb{I}_{\{S_{c,t,p}^* > \mathbf{k}_{c,p}\}} (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} = 0$ porque se $\mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} > \mathbf{k}_{c,p}\}} (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} < 0$ então $(S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} < 0$ implicando que $\mathbb{I}_{\{S_{c,t,p}^* > \mathbf{k}_{c,p}\}} = 0$. Por outro lado, se $\mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} > \mathbf{k}_{c,p}\}} (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} > 0$ então $(S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} > 0$ e portanto $\mathbb{I}_{\{S_{c,t,p}^* > \mathbf{k}_{c,p}\}} (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} > 0$, ou seja, se $\mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} > \mathbf{k}_{c,p}\}} (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} > 0$ então $\mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} > \mathbf{k}_{c,p}\}} (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} = \mathbb{I}_{\{S_{c,t,p}^* > \mathbf{k}_{c,p}\}} (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p}$.

As desigualdades acima implicam que

$$\begin{aligned}
& \max \left(\mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} > \mathbf{k}_{c,p}\}} (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} ; \mathbb{I}_{\{S_{c,t,p}^* > \mathbf{k}_{c,p}\}} (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} \right) = \\
& = \mathbb{I}_{\{S_{c,t,p}^* > \mathbf{k}_{c,p}\}} (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} \text{ e que} \\
& \min \left(\mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} > \mathbf{k}_{c,p}\}} (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} ; \mathbb{I}_{\{S_{c,t,p}^* > \mathbf{k}_{c,p}\}} (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} \right) = \\
& = \mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} > \mathbf{k}_{c,p}\}} (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p}, \\
& \text{ou seja, } \mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} > \mathbf{k}_{c,p}\}} (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} \leq \mathbb{I}_{\{S_{c,t,p}^* > \mathbf{k}_{c,p}\}} (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} \quad \forall \quad t \in p.
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& \text{Dessa forma, tem-se que } \sum_{t=1}^m \left(\mathbb{I}_{\{S_{c,t,p}^* > \mathbf{k}_{c,p}\}} - \mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} > \mathbf{k}_{c,p}\}} \right) (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} = \\
& = \sum_{t=1}^m \mathbb{I}_{\{S_{c,t,p}^* > \mathbf{k}_{c,p}\}} \cdot (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} - \sum_{t=1}^m \mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} > \mathbf{k}_{c,p}\}} \cdot (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} \geq 0 .
\end{aligned}$$

Pelas mesmas justificativas pode-se verificar que

$$\begin{aligned}
 & - \sum_{t=1}^m \left(\mathbb{I}_{\{S_{c,t,p}^* < k_{c,p}\}} - \mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} < k_{c,p}\}} \right) (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} = \\
 & = - \sum_{t=1}^m \mathbb{I}_{\{S_{c,t,p}^* < k_{c,p}\}} \cdot (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} + \sum_{t=1}^m \mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} < k_{c,p}\}} \cdot (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} \geq 0.
 \end{aligned}$$

Assim, conclui-se que

$$R_{c,p}^{E,A^1-R^1} - R_{c,p}^{E,A^{12}-R^{12}} \geq 0 \quad (6.3.3.20)$$

A desigualdade (6.3.3.20) confirma o resultado, intuitivo, que o prêmio implícito nas opções exercidas em escala mensais deve ser maior ou igual ao das opções flexibilidades anuais, para resultados apurados em período $m = 12$, ou seja, anualmente. De fato, com algum esforço adicional, pode-se provar o resultado mais geral que opções sobre subjacentes definidos sobre escalas de tempo maiores tem menos valor (prêmio menor) que opções sobre preços subjacentes definidos em escalas de tempo menores, comprovando o resultado apresentado na figura 6.5.

A intuição por detrás do resultado apresentado pela equação 6.3.3.20 está associada com o fato que a variabilidade de médias decai conforme a quantidade de termos aumenta, fazendo com que a incerteza sobre a variabilidade da média seja menor que a incerteza associada com cada um de seus termos. Como o preço de opções é função principalmente da volatilidade do instrumento subjacente, então é esperado que os resultados financeiros associados com opções de menos incerteza, menor variabilidade, como é o caso da flexibilidade de aumento e redução anual, valham menos que opções definidas em escala menores, com maior variabilidade associada, como é o caso das flexibilidades mensais.

6.3.3.3 Caso 3: Flexibilidade de Aumento e Redução de Volume Mensal e Anual no mesmo contrato

Muitos dos contratos de energia comercializados no ACL possuem mais de um derivativo embutido em seu corpo. Naturalmente, isso dificulta o processo de avaliação, pois variáveis como prioridade de exercício e efeito de interação entre esses instrumentos

começam a surgir. Um exemplo do que acontece em contratos é quando, em uma mesma operação, têm-se flexibilidades de aumento e redução em mais de uma escala de aplicação. Apesar de existirem muitas combinações possíveis desses derivativos, a que mais se destaca é a formada por contratos com opções de aumento e redução de volume definidos em escala anual e mensal. Essas flexibilidades tendem a aparecerem juntas em um mesmo contrato por conta da lógica econômica que apresentam. No caso de Clientes Livres esses derivativos podem ser utilizados para ajustar necessidades de contratação de energia ao processo produtivo desses agentes. Por exemplo, a flexibilidade em escala anual pode ser utilizada para cobrir eventual expansão de uma planta industrial e, em escala mensal, para corrigir erros na sazonalização do montante anual contratado. No caso das comercializadoras, essas flexibilidades são visualizadas através da ótica financeira permitindo não só aumento ou redução de montante, de acordo com o nível dos preços anuais, mas também especulação com relação ao perfil intra-ano dos preços do mercado à vista.

Assim, em termos de avaliação é possível utilizar basicamente duas abordagens. A primeira baseada na lógica de exercício utilizada pelo Cliente Livre, que é função principalmente de seu processo produtivo. Avaliar contratos sob essa ótica pode trazer algum aumento de precisão nas medidas resumo da carteira, pois tendem a fazer com que o mecanismo de exercício se aproxime do real. No entanto essa maneira pode levar à subestimação do verdadeiro risco do contrato, pois no geral não existe nenhuma cláusula contratual condicionando o exercício dessas flexibilidades ao processo produtivo desses agentes (se existir esse tipo de cláusula o derivativo não é mais o mesmo e tem-se que buscar modelar esse novo produto).

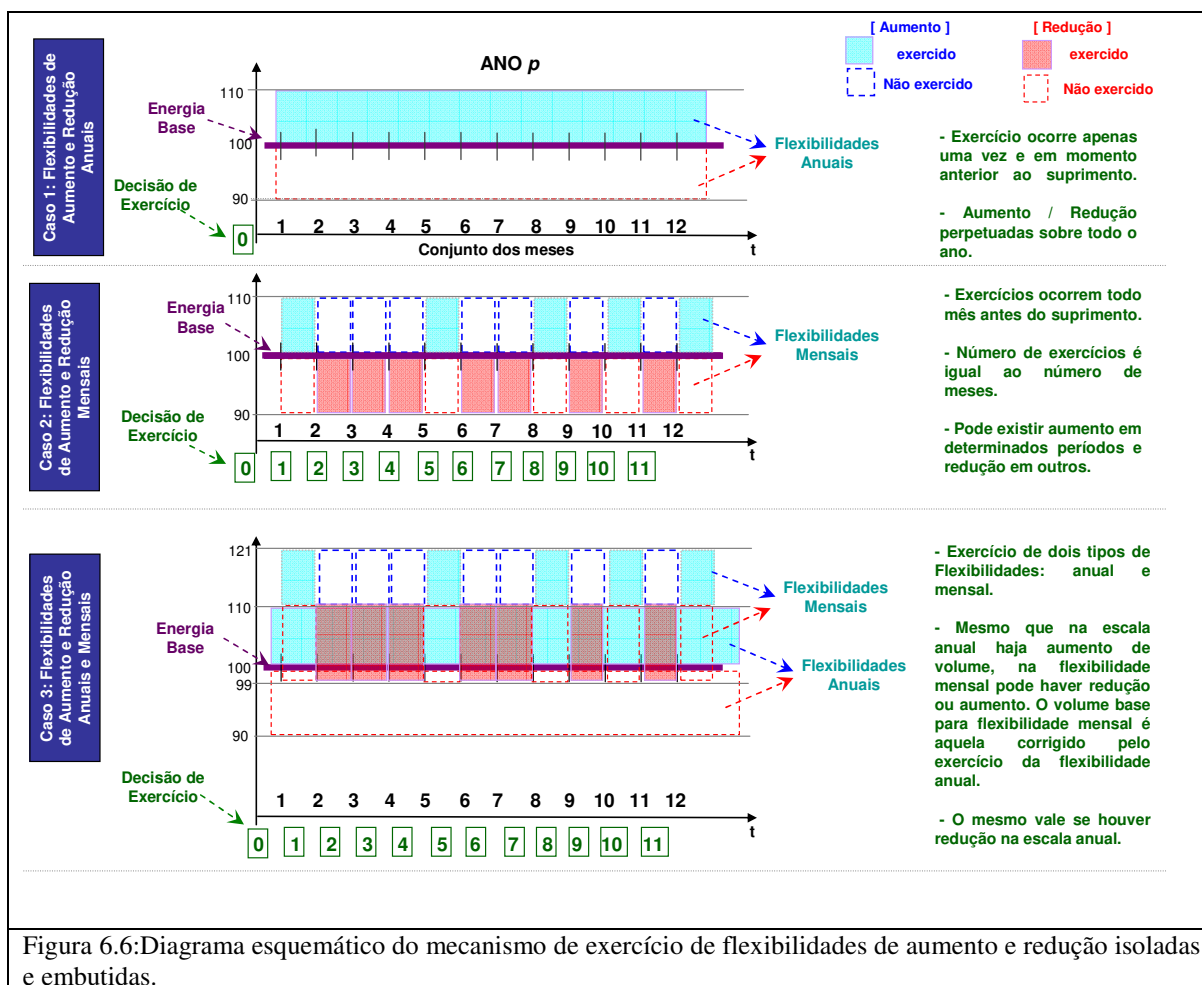
A segunda maneira condiciona o exercício a características do mercado, implicando que o agente detentor da flexibilidade tomará suas decisões sempre que ele tiver expectativa de benefício financeiro se exercer suas opções. Essa segunda abordagem é a utilizada durante toda a dissertação, exceto quando existem cláusulas amarrando exercício de derivativos a processos produtivos, como é o caso de contratos com *Take-or-Pay* e, em alguns casos, contratos com sazonalização.

Outra questão é relacionada à prioridade de exercício dos derivativos. Para entender esse mecanismo é importante ter em mente a ordem com que essas opções residem no tempo. No caso específico de contratos com flexibilidades de aumento e redução em escala anual e mensal, a ordem de exercício é clara, dado que as decisões de exercício perdurarão por um ano completo, no caso da anual, e para um mês completo, no caso da mensal. A flexibilidade de aumento e redução anual deve ser exercida em algum momento anterior ao início do ano p de suprimento (as datas limites de exercício devem estar especificadas em contrato). O exercício dessa flexibilidade implicará na correção, aumento ou redução, dos montantes contratadas por todo o ano de interesse. Caso a decisão seja de não corrigir as quantidades contratadas o derivativo expirará e o montante anual contratado se manterá o mesmo.

A inserção da flexibilidade mensal, que possui uma escala menor que a anual, traz um impacto no resultado financeiro diferente daquele visto até o momento. Como estudado na seção 6.3.3.2, o exercício da flexibilidade mensal dependerá apenas do perfil intra-ano dos preços. Porém, como para esses contratos existem mais de um derivativo, as quantidades a serem corrigidas dependem também se as flexibilidades anuais foram exercidas. Por exemplo, suponha um contrato que possua energia nominal de 100 MW médios com flexibilidade de aumento de montante anual de 10% e flexibilidade de redução da quantidade mensal contratada de 5% durante o ano de 2009. Desta forma, caso não haja exercício da flexibilidade anual para 2009 a quantidade base para a flexibilidade de redução mensal será de 5% de 100, implicando que o agente tem a opção de reduzir a quantidade mensal contratada em até 5 MW médios para cada mês do ano. Se, por outro lado, a flexibilidade em escala anual for exercida, tem-se um montante base de 110 MW médios resultando em uma opção de redução mensal de 5,5 MW médios. Assim, o exercício de uma flexibilidade em escala maior pode influenciar o mecanismo de exercício de uma flexibilidade definida em escala menor.

Nesse caso específico de contratos com flexibilidades de aumento e redução definidos em várias escalas, o exercício de derivativos em escala maior afetará apenas os montantes das opções definidas em escala menor, porém, a incorporação de outros tipos de derivativos podem implicar em mecanismos de exercícios bem mais complexos. A figura

6.6 ilustra a estrutura de exercício de flexibilidades definidas em escala anual e mensal. Observe principalmente a diferença entre flexibilidades isoladas (caso 1 e 2) e flexibilidades embutidas (caso 3). Nos dois primeiros casos o exercício de uma flexibilidade independe do exercício de outras. No caso 3, por outro lado, o exercício da flexibilidade em escala anual altera a quantidade base da flexibilidade mensal.



Note que a interação entre derivativos definidos em escalas anuais e mensais implica na mudança da faixa de exercício do derivativo mensal. Adicionalmente, o número de decisões desses derivativos embutidos é a soma das decisões dos derivativos que compõem o contrato (a menos que um exclua o exercício do outro).

Essas estruturas de exercícios alteram também a formulação do resultado financeiro dos contratos fazendo com as variáveis aleatórias envolvidas tenham que ser modeladas de forma condicional à hierarquia de exercícios. No caso específico dos contratos tratados nesta subseção, o primeiro derivativo a ser exercido é a flexibilidade definida em escala anual. O preço subjacente e o resultado financeiro para esse derivativo já foram calculados na seção 6.3.3.1.

Agora, para encontrar o preço subjacente às flexibilidades mensais deve-se condicionar o resultado financeiro ao exercício das flexibilidades anuais. Para cada mês $t \in p$ tem-se que haverá exercício da flexibilidade de aumento mensal dado que foi exercida a flexibilidade de aumento anual se

$$\left(a_{c,t,p}^1 \cdot \left(1 + a_{c,p}^{12} \cdot \mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} > k_{c,p}\}} - r_{c,p}^{12} \cdot \mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} < k_{c,p}\}} \right) \cdot (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} \middle| \mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} > k_{c,p}\}} = 1 \right) > 0, \quad (6.6.3.21)$$

que é equivalente a $\left(a_{c,t,p}^1 \cdot (1 + a_{c,p}^{12} \cdot 1 - r_{c,p}^{12} \cdot 0) \cdot (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} \middle| \mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} > k_{c,p}\}} = 1 \right) > 0$.

Como $a_{c,t,p}^1 \cdot (1 + a_{c,p}^{12}) > 0$, tem-se que, condicionado ao exercício da flexibilidade de aumento anual, haverá exercício da flexibilidade mensal se $\left((S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} \middle| \mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} > k_{c,p}\}} = 1 \right) > 0$. Utilizando a equação 6.3.3.16, essa desigualdade pode ser escrita como

$$\left(S_{c,t,p}^* \middle| \mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} > k_{c,p}\}} = 1 \right) > k_{c,p}. \quad (6.3.3.22)$$

De forma similar, dado o exercício da flexibilidade de redução anual, tem-se que a flexibilidade de aumento mensal será exercida sempre que

$$\left(S_{c,t,p}^* \middle| \mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} < k_{c,p}\}} = 1 \right) > k_{c,p}. \quad (6.3.3.23)$$

Caso nenhuma das flexibilidades anuais seja exercida, ou seja, $\mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} < k_{c,p}\}} = 0$ e $\mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} > k_{c,p}\}} = 0$, haverá exercício do derivativo de aumento mensal somente quando $\left(a_{c,t,p}^1 \cdot (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} \left| \left\{ \mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} > k_{c,p}\}} = 0 \cap \mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} < k_{c,p}\}} = 0 \right\} \right. \right) > 0$, que pode ser reescrito como

$$\left(S_{c,t,p}^* \left| \left\{ \mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} > k_{c,p}\}} = 0 \cap \mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} < k_{c,p}\}} = 0 \right\} \right. \right) > k_{c,p} \quad . \quad (6.3.3.24)$$

As desigualdades 6.3.3.22, 6.3.3.23 e 6.3.3.24 implicam que o preço subjacente à flexibilidade de aumento mensal, dado por $S_{c,t,p}^*$, é independente do que acontecer ao derivativo definido em escala anual. Portanto, haverá exercício da flexibilidade de aumento mensal sempre que

$$S_{c,t,p}^* > k_{c,p} \quad . \quad (6.3.3.25)$$

Utilizando a mesma lógica, obtém-se que a flexibilidade de redução mensal será exercida, independentemente do que aconteceu à flexibilidade anual, sempre que

$$S_{c,t,p}^* < k_{c,p} \quad . \quad (6.3.3.26)$$

Esse é um dos casos onde as flexibilidades que são exercidas em momento anterior no tempo não alteram os preços subjacentes das que são exercidas em momento posterior.

Dessa forma, seguindo as mesmas premissas das seções anteriores pode-se escrever o resultado financeiro de um contrato contendo energia de base e flexibilidade de aumento e redução em escalas de aplicação mensal e anual, $R_{c,p}^{E,A^1-R^1,A^{12}-R^{12}}$, como

$$\begin{aligned} & \sum_{t=1}^m \left(1 + a_{c,p}^{12} \cdot \mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} > k_{c,p}\}} - r_{c,p}^{12} \cdot \mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} < k_{c,p}\}} \right) \cdot \left(1 + a_{c,p}^1 \cdot \mathbb{I}_{\{S_{c,t,p}^* > k_{c,p}\}} - r_{c,p}^1 \cdot \mathbb{I}_{\{S_{c,t,p}^* < k_{c,p}\}} \right) (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} = \\ & = \sum_{t=1}^m \left(1 + a_{c,p}^{12} \cdot \mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} > k_{c,p}\}} - r_{c,p}^{12} \cdot \mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} < k_{c,p}\}} \right) \cdot (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} + \\ & + \left(1 + a_{c,p}^{12} \cdot \mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} > k_{c,p}\}} - r_{c,p}^{12} \cdot \mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} < k_{c,p}\}} \right) \cdot \sum_{t=1}^m \left(a_{c,p}^1 \cdot \mathbb{I}_{\{S_{c,t,p}^* > k_{c,p}\}} \right) (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} = \\ & - \left(1 + a_{c,p}^{12} \cdot \mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} > k_{c,p}\}} - r_{c,p}^{12} \cdot \mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} < k_{c,p}\}} \right) \cdot \sum_{t=1}^m \left(r_{c,p}^1 \cdot \mathbb{I}_{\{S_{c,t,p}^* < k_{c,p}\}} \right) (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} = \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
&= R_{c,p}^E + R_{c,p}^{A^{12}} - R_{c,p}^{R^{12}} + R_{c,p}^{A^1} - R_{c,p}^{R^1} + \\
&+ \sum_{t=1}^m \left(a_{c,p}^{12} \cdot \mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} > k_{c,p}\}} - r_{c,p}^{12} \cdot \mathbb{I}_{\{\bar{S}_{c,p} < k_{c,p}\}} \right) \cdot \left(a_{c,p}^1 \cdot \mathbb{I}_{\{S_{c,t,p}^* > k_{c,p}\}} - r_{c,p}^1 \cdot \mathbb{I}_{\{S_{c,t,p}^* < k_{c,p}\}} \right) (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p}
\end{aligned}
\tag{6.3.3.27}$$

Os três primeiros termos da equação 6.3.3.27 foram derivados nas seções anteriores e representam o efeito isolado de cada derivativo no resultado financeiro. O último termo representa a interação entre as flexibilidades definidas em escala anual e mensal. Esse termo descreve matematicamente o fenômeno representado na figura 6.6, ou seja, o fato de que o exercício da flexibilidade em escala de tempo maior altera as quantidades das flexibilidades definidas em escala de tempo menor.

Pode-se fazer avaliação de contratos utilizando a fórmula 6.3.3.27, mas para isso é necessário estimar a distribuição de probabilidade conjunta dos preços *Spot* mensais dentro de um determinado ano.

É natural que a complexidade na modelagem de contratos incremente de acordo com o número de instrumentos que eles incorporem fazendo com que fórmulas analíticas sejam mais difíceis de serem obtidas. No entanto, conhecendo-se a distribuição de probabilidade conjunta das variáveis aleatórias envolvidas pode-se utilizar métodos computacionais baseados em técnicas Monte Carlo para estimar os resultados esperados e métricas de risco das variáveis aleatórias definidas por 6.3.3.27. Essas técnicas também podem ser utilizadas para se obter diretrizes para preços desses contratos utilizando o mesmo conceito adotado nas seções anteriores, ou seja, o preço de equilíbrio dos contratos é aquele que anula o resultado esperado do contrato. O valor adicionado pela inclusão das flexibilidades contratuais pode ser calculado retirando-se o termo $R_{c,p}^E$ da equação 6.3.3.27.

6.3.4 Derivação dos Resultados Financeiros Associados com Blocos de Take-or-Pay

Conforme discutido na seção 6.2.2.2, as flexibilidades de *Take-or-Pay* são instrumentos eficientes para os Clientes Livres mitigarem eventuais exposições contra preços por conta de oscilações em seu processo produtivo. No entanto, do ponto de vista estatístico, o fato de que as decisões passam a ser função também de consumo traz um aumento na complexidade do problema de avaliação, já que os preços subjacentes ao *Take-or-Pay* dependerão de mais de uma classe de variáveis aleatórias: preços e consumos.

Além do mais, a implementação de um processo de avaliação torna-se mais difícil, já que, no geral, as carteiras de *Take-or-Pay* são compostas por diversos Clientes Livres fazendo com que seja necessário estimar as distribuições de probabilidade associadas com o processo produtivo de cada agente individual. A questão é que esses processos geralmente são função de muitas variáveis de mercado e diferem significativamente, de acordo com o setor de atividade em que esses agentes estão situados.

Nesta seção será apresentada a formulação matemática do resultado financeiro de contratos contendo apenas *Take-or-Pay* mensal. A derivação dos resultados de *Take-or-Pay* 's definidos em outras escalas de apuração podem ser construídas de forma similar, porém deverão ser modeladas somas de variáveis aleatórias que não são independentes. A modelagem de distribuições de probabilidade de preços e consumo será feita na fase de implementação dos modelos de avaliação.

Seguindo as mesmas premissas da seção 6.3.1, e considerando o mecanismo descrito na seção 6.2.2.2 e na regra 6.2.3, pode-se escrever o resultado financeiro mensal de contratos formados por blocos de energia de base e *Take-or-Pay* mensal como

$$R_{c,t,p}^{E, TOP_{inf}^1 - TOP_{sup}^1} = (S_{t,p} - K_{t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} \cdot \left(1 + \min \left(\max \left(\frac{C_{c,t,p}}{energia_{c,t,p}} - 1, \frac{top_{inf_{c,t,p}}^1}{100} - 1 \right), \frac{top_{sup_{c,t,p}}^1}{100} - 1 \right) \right) \quad (6.3.4.1)$$

Note que o consumo do Cliente Livre aparece truncado pelas funções Mínimo e Máximo nos limites superior e inferior de *Take-or-Pay*. Dessa forma, caso a dispersão da

distribuição de consumo dos Clientes Livres seja muito grande, com relação à faixa de *Take-or-Pay*, o consumo faturado, que será inserido como entrada do resultado financeiro, se aproximará do limite inferior ou superior de *Take-or-Pay*. Por outro lado, se a dispersão da distribuição do consumo de um Cliente Livre for pequena com relação à amplitude da flexibilidade de *Take-or-Pay*, então o truncamento nos limites inferior e superior ocorrerão com frequências menores.

O mecanismo de gatilho que reflete as decisões de exercício é dado pelas funções Mínimo e Máximo que envolve apenas consumo, e não preço. Por isso, a flexibilidade de *Take-or-Pay* fornece apenas um mecanismo de cobertura para o processo produtivo do agente, dado pela distribuição de probabilidade do consumo, e não para especulação com relação a preços. Porém, toda a informação sobre como o resultado financeiro responde à interação entre consumo e preço está na correlação entre essas duas variáveis. Essa característica pode ser observada à partir da análise do valor esperado do resultado financeiro, $E \left[R_{c,t,p}^{E, TOP_{inf}^1 - TOP_{sup}^1} \right]$.

$$\text{Fazendo } V_{c,t,p} = \min \left(\max \left(\frac{C_{c,t,p}}{energia_{c,t,p}} - 1, \frac{top_{inf,c,t,p}^1}{100} - 1 \right), \frac{top_{sup,c,t,p}^1}{100} - 1 \right) \text{ a}$$

$$\text{equação 6.3.4.1, } E \left[R_{c,t,p}^{E, TOP_{inf}^1 - TOP_{sup}^1} \right] = E \left[(S_{t,p} - K_{t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} \cdot (1 + V_{c,t,p}) \right] =$$

$$= (E[S_{t,p} \cdot V_{c,t,p}] - E[K_{c,t,p} \cdot V_{c,t,p}]) \cdot \gamma_{c,t,p} + (E[S_{t,p}] - E[K_{c,t,p}]) \cdot \gamma_{c,t,p} =$$

$$= (Cov(S_{t,p}, V_{c,t,p}) - Cov(K_{t,p}, V_{c,t,p}) + (1 + E[V_{c,t,p}]) \cdot (E[S_{c,t,p}] - E[K_{c,t,p}])) \cdot \gamma_{c,t,p} \quad (6.3.4.2)$$

onde $Cov(X, Y) = E[X \cdot Y] - E[X] \cdot E[Y]$ é a covariância entre as v.a's X e Y .

Primeiro note que $K_{c,t,p} = k_{c,p} \cdot \left(1 + \Delta IR_{c,[0,w],p-1} \cdot \mathbb{I}(t)_{[t < w] \cup [p > 1]} + \Delta IR_{c,[0,w],p} \cdot \mathbb{I}(t)_{[t \geq w]} \right) e$,

supondo que, sob condições normais de mercado, o consumo do Cliente Livre e o índice de reajuste dos contratos são não correlacionados, tem-se que $Cov(K_{t,p}, V_{c,t,p}) = 0$. Daí, utilizando as propriedades da covariância pode-se escrever 6.3.4.2 como

$$(Cov(S_{t,p}, V_{c,t,p}) - Cov(K_{t,p}, V_{c,t,p}) + (1 + E[V_{c,t,p}]) \cdot (E[S_{c,t,p}] - E[K_{c,t,p}])) \cdot \gamma_{c,t,p} \approx$$

$$\approx (Cov(S_{t,p}, V_{c,t,p}) + (1 + E[V_{c,t,p}]) \cdot (E[S_{c,t,p}] - E[K_{c,t,p}])) \cdot \gamma_{c,t,p}, \quad (6.3.4.3)$$

ou seja, a correlação entre o consumo truncado pelos limites de *Take-or-Pay* e os preços do mercado à vista são quem definem a direção dos resultados financeiros, de tal forma que, quanto maior a correlação (mais próxima a 1) mais valor a flexibilidade tende ter, e quanto mais próximo a -1 menos valor ela gera.

Essa propriedade é quem dificulta a comercialização de contratos com *Take-or-Pay*. Sob a visão do vendedor, ele precisa saber estimar a distribuição de probabilidade do consumo da contraparte do contrato, sem ter muitas informação sobre seu processo produtivo. Caso ele não consiga quantificar de forma acurada essas correlações, ele pode subestimar o preço de contrato e realizar perdas no futuro, ou superestimar os preços de contrato de maneira a perder a operação para outro agente que tenha oferecido preços menores.

Do ponto de vista do Cliente Livre, entender seu processo de consumo faz com que ele consiga extrair informação sobre quais são os limites de *Take-or-Pay* mais razoáveis para suas necessidades e, ainda permite julgar se os preços de contratos são justos, condicionado às informações de mercado.

A dificuldade é que geralmente o comercializador só é especialista em entender o processo de preços de mercado, enquanto que o Cliente Livre só tem habilidade para entender seu processo de consumo, fazendo com que as correlações entre consumo e preço sejam definidas sem muito fundamento analítico, dada a falta de informação entre as partes.

Observe que a equação 6.3.4.1 descreve o resultado financeiro de um contrato com *Take-or-Pay* mensal para apenas a um mês específico. Porém, como nas outras seções, o interesse tanto para precificação quanto para avaliação é voltada para um período completo p . Pode-se, então, escrever o resultado financeiro de um período p como

$$R_{c,p}^{E, TOP_{inf}^1 - TOP_{sup}^1} = \sum_{t=1}^m R_{c,t,p}^{E, TOP_{inf}^1 - TOP_{sup}^1} = \sum_{t=1}^m (S_{t,p} - K_{t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} \cdot (1 + V_{c,t,p}) \quad . \quad (6.3.4.4)$$

Novamente, $R_{c,p}^{E, TOP_{inf}^1 - TOP_{sup}^1}$ é uma variável aleatória. Daí, aplicando-se critérios sob sua distribuição de probabilidade pode-se derivar o preço de equilíbrio entre as contrapartes. Seguindo a mesma linha das seções anteriores define-se que o preço de equilíbrio de um contrato com *Take-or-Pay* é aquele que faz com que o resultado financeiro

esperado da operação seja nulo no período p , ou seja $E \left[R_{c,p}^{E, TOP_{inf}^1 - TOP_{sup}^1} \right] = 0$. Da linearidade do operador esperança, temos, da equação 6.3.4.3

$$\begin{aligned} & \sum_{t=1}^m E \left[(S_{t,p} - K_{t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} \cdot (1 + V_{c,t,p}) \right] = \\ & = \sum_{t=1}^m (Cov(S_{t,p}, V_{c,t,p}) - Cov(K_{t,p}, V_{c,t,p}) + (1 + E[V_{c,t,p}]) \cdot (E[S_{c,t,p}] - E[K_{c,t,p}])) \cdot \gamma_{c,t,p} = \\ & \sum_{t=1}^m (Cov(S_{t,p}, V_{c,t,p}) + (1 + E[V_{c,t,p}]) \cdot E[S_{c,t,p}]) \cdot \gamma_{c,t,p} + \\ & - \sum_{t=1}^m (Cov(K_{t,p}, V_{c,t,p}) + (1 + E[V_{c,t,p}]) \cdot E[K_{c,t,p}]) \cdot \gamma_{c,t,p} = 0 \end{aligned}$$

utilizando as propriedades da covariância e da esperança tem-se que

$$Cov(K_{c,t,p}, V_{c,t,p}) = k_{c,p} \cdot \left(\mathbb{I}(t)_{[t < w] \cup [p > 1]} \cdot Cov(\Delta IR_{c,[0,w],p-1}, V_{c,t,p}) + \mathbb{I}_{[t \geq w]} \cdot Cov(\Delta IR_{c,[0,w],p}, V_{c,t,p}) \right)$$

e

$$E[K_{c,t,p}] = k_{c,p} \cdot \left(1 + E[\Delta IR_{c,[0,w],p-1}] \cdot \mathbb{I}(t)_{[t < w] \cup [p > 1]} + E[\Delta IR_{c,[0,w],p}] \cdot \mathbb{I}(t)_{[t \geq w]} \right) e$$

daí substituindo esses termos dentro das derivações para $E \left[R_{c,p}^{E, TOP_{inf}^1 - TOP_{sup}^1} \right]$ tem-se que o $k_{c,p}$ de equilíbrio é dado por

$$k_{c,p} = \frac{\sum_{t=1}^m (Cov(S_{t,p}, V_{c,t,p}) + (1 + E[V_{c,t,p}]) \cdot E[S_{c,t,p}]) \cdot \gamma_{c,t,p}}{\sum_{t=1}^m (\eta + (1 + E[V_{c,t,p}]) \cdot \zeta) \cdot \gamma_{c,t,p}}, \quad (6.3.4.5)$$

$$\text{onde } \eta = \mathbb{I}(t)_{[t < w] \cup [p > 1]} \cdot Cov(\Delta IR_{c,[0,w],p-1}, V_{c,t,p}) + \mathbb{I}_{[t \geq w]} \cdot Cov(\Delta IR_{c,[0,w],p}, V_{c,t,p})$$

$$e \zeta = 1 + E[\Delta IR_{c,[0,w],p-1}] \cdot \mathbb{I}(t)_{[t < w] \cup [p > 1]} + E[\Delta IR_{c,[0,w],p}] \cdot \mathbb{I}(t)_{[t \geq w]}.$$

A primeira conclusão que pode ser obtida analisando a equação 6.3.4.5 é que o preço de equilíbrio de contratos contendo *Take-or-Pay* depende de alguns valores da matriz de variância e covariância dos processos de consumo e preços de mercado. Caso a covariância entre preços e consumo não seja constante no tempo pode ser difícil estimar esses parâmetros.

Observe também que a equação 6.3.4.5 fornece subsídios para os comercializadores construírem estratégias comerciais já que, dependendo do processo produtivo de determinado Cliente Livre, ele pode fazer com que um contrato de *Take-or-Pay* agregue mais valor à sua carteira, que um contrato contendo apenas energia de base. Nos casos em que a soma das covariâncias entre preços e consumo, ponderada pela energia base do contrato, for negativa no período p , o preço de equilíbrio deveria ser menor que o de um contrato contendo apenas energia de base. Por outro lado, quando essa soma for positiva, a equação 6.3.4.5 informa que é necessário embutir um prêmio dentro do preço da energia de base para mitigar os casos em que existe aumento de consumo em cenários de preço alto.

Note que o valor esperado da distribuição de $V_{c,t,p}$ está presente tanto no denominador quanto no numerador, porém, no numerador, essa quantidade é ponderada pelos preços de mercado fazendo com que possa haver também um efeito sazonal no preço de equilíbrio do derivativo dependendo se o perfil de consumo é próximo ao dos preços.

Embora a equação 6.3.4.5 seja a ligação entre o valor do derivativo e o processo produtivo de determinado Cliente Livre, implementar as fórmulas obtidas nesta seção pode ser difícil dada a indisponibilidade de dados para estimação das covariâncias entre preço e consumo e, principalmente, porque carteiras com diversos contratos contendo cláusulas de *Take-or-Pay* não são simples de serem gerenciadas. É necessário estimar as covariâncias entre consumo e preços para cada mês dentro do período de interesse e cada contrato na carteira. Quando esses derivativos aparecem conjuntamente com outros instrumentos em contratos, existe um aumento bastante grande na complexidade do processo de avaliação já que, além da impossibilidade de obtenção de fórmulas analíticas, também é necessário lidar com combinações de gatilhos para exercícios e processos de consumo. Nesta dissertação não serão apresentados casos onde existem combinações entre *Take-or-Pay* e outras flexibilidades, porém, conhecendo-se a distribuição de probabilidade do processo de consumo e de preços, pode-se utilizar métodos computacionais para estimar as métricas necessárias.

6.3.5 Derivação dos Resultados Financeiros Associados com Blocos de Sazonalização Anual

As flexibilidades de sazonalização são derivativos que fornecem uma alternativa eficiente para agentes ajustarem seu recurso de energia de acordo com suas necessidades de consumo. Como discutido na seção 6.2.2.3 esses instrumentos podem ser convertidos em *Swing Options*. Por conta dessa estrutura, seu mecanismo de funcionamento baseia-se em impor um conjunto de restrições que permitam a contraparte compradora do contrato alocar energia dentro de uma faixa pré-definida, respeitando os montantes contratados no período de sazonalização.

Enquanto as distribuidoras de energia utilizam esses instrumentos com o objetivo principal de aproximar suas expectativas de requisito por energia de sua contratação, as comercializadoras utilizam esses derivativos de forma a maximizar seu resultado financeiro, observando eventuais penalidades por falta de lastro. Sob a visão dos Clientes Livres, dado um contrato firmado de energia e um perfil esperado de consumo, é relativamente simples alocar as quantidades contratadas de acordo com o perfil de consumo. No entanto, existem casos onde o contrato não é suficientemente flexível para absorver a necessidade advinda do perfil de consumo esperado. Nesses casos, a alocação depende de outras estatísticas da distribuição de consumo e, principalmente, de estratégias comerciais que, além de não serem simples de serem modeladas, podem variar ao longo do tempo.

No caso das distribuidoras, o problema de sazonalização pode ser de grande porte dada a estrutura da carteira de contratos e também pela variedade de restrições que são adicionadas devido às regras de comercialização.

Para tratar esse problema pode-se utilizar, por exemplo, a abordagem de Zanafelice (2007) que propôs minimizar o custo de compra de energia de uma distribuidora sujeito à restrições regulatórias, restrições operacionais, restrições do ACR e restrições contratuais. Nesta dissertação, as restrições contratuais são responsáveis por representar o mecanismo de exercício de opções de aumento e redução em base anual, mensal e sazonalização. Ele

modelou a estocasticidade do consumo da distribuidora utilizando um algoritmo para gerar uma árvore de cenários dentro de uma faixa definida como factível.

Com base em uma aplicação bastante realista, Zanfelize (2007) encontrou que é possível mitigar parte do risco de contratação de energia e reduzir o efeito de penalidades através da exploração de instrumentos contratuais. Uma possível extensão dessa abordagem seria incorporar uma métrica de decisão baseada em retorno/risco e escolher o cenário ótimo como aquele que maximize essa métrica.

A flexibilidade de sazonalização está presente dentro dos dois ambientes de contratação, entretanto, o caso mais interessante é quando a contraparte compradora do contrato é uma comercializadora de energia, já que esses agentes utilizam derivativos com objetivos bem definidos, os quais são puramente função de variáveis de mercados e de suas carteiras de contratos.

No caso das comercializadoras, para um único contrato de energia, o mecanismo de sazonalização pode ser representado através de um problema de programação linear que pode ser resolvido utilizando algum algoritmo computacional, por exemplo, o método SIMPLEX (Taha, 2007).

Seguindo a mesma notação e premissas utilizadas nas seções anteriores (seção 6.2.2.3, 6.3.1-6.3.4), pode-se escrever esse problema como:

$$R_{c,p}^{E,S^{12}} = \max_{\substack{as_{c,t,p}^{12} \\ rs_{c,t,p}^{12}}} \left(\sum_{t=1}^m (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p} \cdot \left(1 + \frac{as_{c,t,p}^{12}}{100} - \frac{rs_{c,t,p}^{12}}{100} \right) \right), \quad (6.3.5.1)$$

Sujeito a

$$ls_{inf_{c,t,p}}^{12} - rs_{c,t,p}^{12} \geq 0 \quad (6.3.5.2)$$

$$ls_{sup_{c,t,p}}^{12} - as_{c,t,p}^{12} \geq 0 \quad (6.3.5.3)$$

$$rs_{c,t,p}^{12} \geq 0 \quad (6.3.5.4)$$

$$as_{c,t,p}^{12} \geq 0 \quad (6.3.5.5)$$

$$\sum_{t=1}^m (as_{c,t,p}^{12} - rs_{c,t,p}^{12}) \cdot energia_{c,t,p} \cdot h_{t,p} = 0 \quad (6.3.5.6)$$

Observe que a função objetivo, equação 6.3.5.1, define que as decisões ótimas são aquelas que maximizam o efeito de alocação de energia ao longo de um determinado ano p . Esse efeito é representado pelas diferenças entre os preços do mercado à vista e os preços reajustados do contrato.

A variável aleatória, $R_{c,p}^{E,S^{12}}$, é o resultado financeiro e é função das decisões de alocação $as_{c,t,p}^{12}$ e $rs_{c,t,p}^{12}$. Fixando cada $as_{c,t,p}^{12}$ e $rs_{c,t,p}^{12}$ é possível estimar a distribuição de probabilidade de $R_{c,p}^{E,S^{12}}$ e, portanto, realizar análise de risco para cada combinação dos $as_{c,t,p}^{12}$ e $rs_{c,t,p}^{12}$ que represente uma decisão de sazonalização factível.

Para obter diretrizes sobre preços de contratos com flexibilidade de sazonalização é necessário resumir a distribuição de probabilidade de $R_{c,p}^{E,S^{12}}$ utilizando algum critério. Seguindo a mesma abordagem utilizada nas outras seções, o preço de equilíbrio de um contrato contendo sazonalização é aquele que faz com que o resultado financeiro esperado do contrato seja nulo no período p , ou seja, $E[R_{c,p}^{E,S^{12}}] = 0$. Sob essa premissa, tem-se que o preço de equilíbrio é o valor de $k_{c,p}$ que faz com que o problema de otimização

$$E \left[\max_{\substack{as_{c,t,p}^{12} \\ rs_{c,t,p}^{12}}} \left(\sum_{t=1}^m \left(S_{t,p} - k_{c,p} \cdot \left(1 + \Delta IR_{c,[0,w],p-1} \cdot \mathbb{I}(t)_{[t < w] \cup [p > 1]} + \Delta IR_{c,[0,w],p} \cdot \mathbb{I}(t)_{[t \geq w]} \right) \right) \cdot \gamma_{c,t,p} \cdot \left(1 + \frac{as_{c,t,p}^{12}}{100} - \frac{rs_{c,t,p}^{12}}{100} \right) \right) \right] = 0 \quad (6.3.5.7)$$

as restrições desse problema de maximização são as descritas nas equações 6.3.5.2-6.3.5.6.

Note primeiro que o problema de maximização depende dos termos

$\sum_{t=1}^m \left(S_{t,p} - k_{c,p} \cdot \left(1 + \Delta IR_{c,[0,w],p-1} \cdot \mathbb{I}(t)_{[t < w] \cup [p > 1]} + \Delta IR_{c,[0,w],p} \cdot \mathbb{I}(t)_{[t \geq w]} \right) \right) \cdot \gamma_{c,t,p} \cdot \left(\frac{as_{c,t,p}^{12}}{100} - \frac{rs_{c,t,p}^{12}}{100} \right)$, os quais podem ser escritos em forma matricial, da seguinte forma

$$E \left[\sum_{t=1}^m \left(S_{t,p} - k_{c,p} \cdot \left(1 + \Delta IR_{c,[0,w],p-1} \cdot \mathbb{I}(t)_{[t < w] \cup [p > 1]} + \Delta IR_{c,[0,w],p} \cdot \mathbb{I}(t)_{[t \geq w]} \right) \right) \cdot \gamma_{c,t,p} \cdot \left(\frac{as_{c,t,p}^{12}}{100} - \frac{rs_{c,t,p}^{12}}{100} \right) \right] = E[\underline{c}^T \cdot \underline{x}] \quad (6.3.5.8)$$

onde

$$\underline{c} = \begin{pmatrix} \left(S_{1,p} - k_{c,p} \cdot \left(1 + \Delta IR_{c,[0,w],p-1} \cdot \mathbb{I}(t)_{[t < w] \cup [p > 1]} + \Delta IR_{c,[0,w],p} \cdot \mathbb{I}(t)_{[t \geq w]} \right) \right) \cdot \frac{\gamma_{c,1,p}}{100} \\ \vdots \\ \left(S_{12,p} - k_{c,p} \cdot \left(1 + \Delta IR_{c,[0,w],p-1} \cdot \mathbb{I}(t)_{[t < w] \cup [p > 1]} + \Delta IR_{c,[0,w],p} \cdot \mathbb{I}(t)_{[t \geq w]} \right) \right) \cdot \frac{\gamma_{c,1,p}}{100} \end{pmatrix} \mathbf{e} = \begin{pmatrix} a_{c,1,p}^{12} \\ \vdots \\ a_{c,12,p}^{12} \\ r_{c,1,p}^{12} \\ \vdots \\ r_{c,12,p}^{12} \end{pmatrix}_{24 \times 1}.$$

As restrições do modelo podem ser escritas como

$$\mathbf{A} \cdot \underline{x} \leq \underline{b} \quad (6.3.5.9)$$

onde

$$\mathbf{A} = \left[\begin{array}{cc|cc} \mathbf{I}_{12} & & \mathbf{0}_{12} & \\ \mathbf{I}_{12} & & \mathbf{0}_{12} & \\ \hline \mathbf{0}_{12} & & \mathbf{I}_{12} & \\ \mathbf{0}_{12} & & \mathbf{I}_{12} & \\ \hline energia_{c,1,p} \cdot horas_{1,p} & \cdots & energia_{c,12,p} \cdot horas_{12,p} & - energia_{c,1,p} \cdot horas_{1,p} \quad \cdots \quad - energia_{c,12,p} \cdot horas_{12,p} \end{array} \right]_{49 \times 24}$$

$$\underline{d} = \begin{pmatrix} \leq \\ \vdots \\ \leq \\ = \end{pmatrix}_{49 \times 1} \quad \underline{b} = \begin{pmatrix} ls_{inf_{c,1,p}}^{ea} \\ \vdots \\ ls_{inf_{c,12,p}}^{ea} \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ ls_{sup_{c,1,p}}^{ea} \\ \vdots \\ ls_{inf_{c,12,p}}^{ea} \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix}_{49 \times 1}$$

$$\mathbf{I}_{12} = \begin{bmatrix} 1 & & \\ & \ddots & \\ & & 1 \end{bmatrix}_{12 \times 12} \quad \mathbf{0}_{12} = \begin{bmatrix} 0 & \cdots & 0 \\ & \vdots & \\ 0 & \cdots & 0 \end{bmatrix}_{12 \times 12}.$$

Desta forma, simulando-se as variáveis aleatórias $S_{t,p}$ pode-se estimar $\mathbf{E}[R_{c,p}^{E,S}]$ e encontrar $k_{c,p}$ de tal forma que $\mathbf{E}[R_{c,p}^{E,S}] = 0$.

Para cada simulação das séries de preços, o problema de maximização dado pela função objetivo 6.3.5.8 e sujeito às restrições 6.3.5.9 pode ser resolvido utilizando o método SIMPLEX, já que as equações são lineares nas incógnitas.

Como não existe uma solução explícita para $k_{c,p}$, pode-se criar uma grade de valores de $k_{c,p}$ e resolver o problema de maximização para cada valor dentro dessa grade.

Assim, o gráfico de cada $k_{c,p}$ contra $E[R_{c,p}^{E,S}]$ pode indicar a região onde o preço de equilíbrio se encontra.

As discussões realizadas até o momento permitem, dentro de uma estrutura bastante geral, avaliar contratos isolados e obter diretrizes sobre preços de mercado. No entanto, particularmente para as flexibilidades de sazonalização, a atividade de maior complexidade é com relação à estratégia de exercício que deveria ser adotada, já que a alocação ótima do contrato isolado não necessariamente é ótima para a carteira de contratos por conta do efeito de outros derivativos e de regras de comercialização. Na próxima seção serão introduzidas algumas métricas de risco e retorno que podem ser utilizadas no processo de tomada de decisão e avaliação de contratos. Também, serão sugeridas algumas maneiras para incorporar essas métricas dentro de uma estrutura de tomada de decisão com respeito ao exercício de flexibilidades e avaliação de risco.

Para tomar decisões de alocação para uma carteira completa é necessário observar as restrições que são impostas pelas de regra de comercialização. Em particular, a regra de lastro de energia é função das energias de todos os contratos da carteira, inclusive os de venda, os quais também podem ter (e tendem a ter) flexibilidades que serão exercidas pela contraparte do contrato. Isso faz com que essa restrição seja não determinística, complicando de forma bastante grande o problema de maximização. De fato, essa restrição pode impactar de forma significativa o problema de maximização fazendo com que a solução ótima irrestrita seja bastante diferente da otimização restrita. Adicionalmente, em alguns casos de déficit no balanço, existe a possibilidade de que nenhuma solução seja encontrada sem implicar em penalidades regulatórias. No capítulo 7 alguns desses problemas serão tratados.

Observe que não é simples obter uma metodologia que seja suficientemente geral para cobrir todas as aplicações, pois as composições das carteiras de contratos diferem fortemente entre agentes. Dessa forma, é importante incorporar as características principais que estão presentes dentro de todas as carteiras, e dar diretrizes para que cada agente tenha condição de modificar os modelos de decisão, de acordo com o conteúdo de sua carteira. Nesta dissertação, as questões relacionadas com restrições impostas pelo ambiente de comercialização não serão tratadas formalmente.

6.4 Métricas de Risco e Retorno

Nas seções anteriores foram apresentadas as derivações matemáticas necessárias para realizar avaliação de risco de contratos já firmados e para obtenção de diretrizes de preços para novas propostas comerciais. Existe, entretanto, outra atribuição vinculada ao processo de comercialização. Essa atribuição está relacionada com a definição de estratégias de exercício de derivativos pertencentes à carteira.

Diferentemente do que é observado em muitos mercados financeiros, a maioria dos contratos comercializados no ACL prevê que as decisões relativas ao exercício das opções devem ser tomadas *ex-ante* à observação das variáveis de mercado. Especificamente no caso das flexibilidades de aumento e redução de volume anual ou mensal, o universo de decisões é bastante restrito, pois existem apenas três possibilidades: aumentar o montante, reduzir o montante ou mantê-lo como definido em contrato. Dessa forma, conhecendo-se a distribuição de probabilidade do preço subjacente ao derivativo e com base em algum critério de escolha racional, pode-se selecionar qual das três opções é a melhor. No caso das flexibilidades de sazonalização anual, por outro lado, existe um universo infinito de decisões que satisfazem as restrições contratuais do derivativo fazendo com que a escolha de uma decisão ótima seja uma tarefa um tanto quanto complexa.

Apesar de não haver uma maneira genérica suficiente para definir otimalidade em todos os contextos, muitos concordam que as decisões devem ser baseadas em alguma métrica que contemple a relação retorno/risco (Meucci, 2007), (Ambrosio, 2007) e (Bingham, 2007).

Como amplamente discutido em Meucci (2007), as métricas de avaliação devem ser selecionadas de acordo com o objetivo desejado. A dificuldade é que, naturalmente, os objetivos dependem da estratégia de cada agente específico e particularmente, de sua quantidade de aversão ao risco. Por conta disso, não é simples definir qual medida deve ser utilizada para nortear as decisões de exercício dos derivativos.

Por esse motivo, é importante estudar as principais medidas de risco e retorno e entender suas propriedades e armadilhas e, a partir disso, selecionar a mais adequada para cada aplicação específica.

Seja, por exemplo, uma decisão d_1 e denote por R_{d_1} o resultado financeiro de determinado contrato condicionada a essa decisão e por $F_{R_{d_1}}(x)$ sua distribuição acumulada. Suponha também que haja outra decisão d_2 de tal forma que R_{d_2} , os resultados financeiros condicionados à d_2 , tenha função de distribuição dada por $F_{R_{d_2}}(x)$.

Se $P(R_{d_1} - R_{d_2} \leq 0) = 0$ então a decisão d_1 é melhor quase certamente que a decisão d_2 . De fato, $P(R_{d_1} - R_{d_2} \leq 0) = 0$ é o mesmo que dizer que $R_{d_1} \geq R_{d_2}$, ou seja, para qualquer cenário de mercado, a decisão d_1 é superior a d_2 . Esse é o conceito de dominância estocástica forte e pode ser estendido para uma seqüência de v.a's como segue.

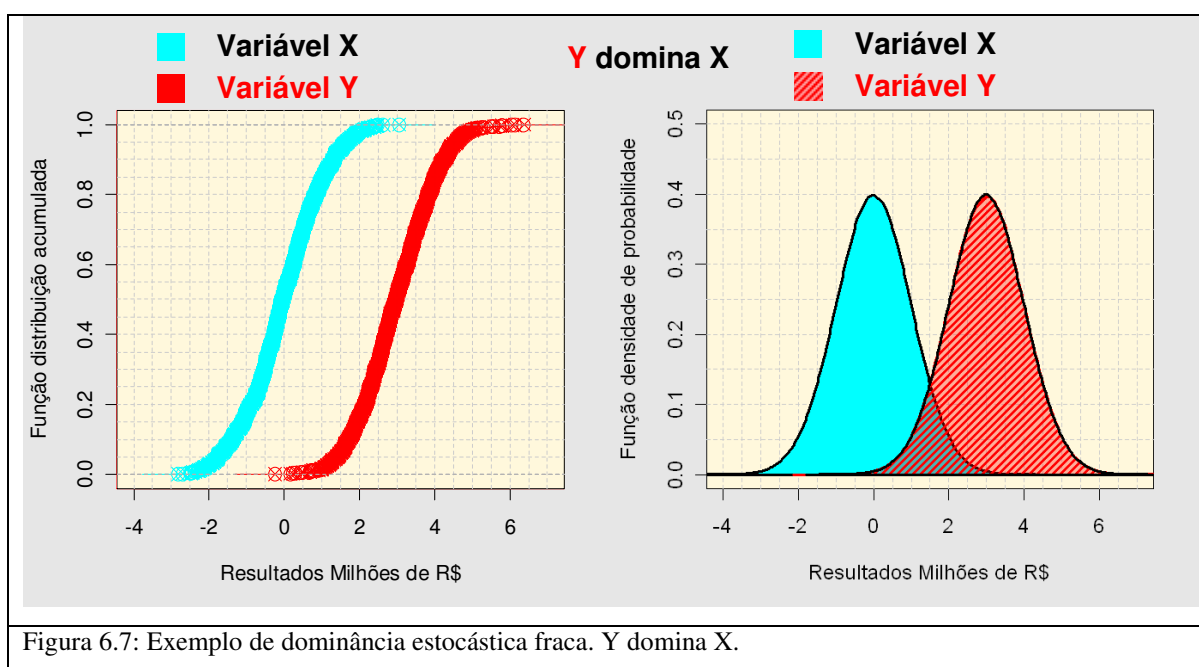
Definição 6.4.1 (Dominância estocástica forte): *Seja $X_1, X_2, \dots, X_t, \dots$ uma seqüência de variáveis aleatórias e uma v.a Y tal que $X_t \leq Y$ para qualquer $t \geq 1$. Então Y domina fortemente a seqüência $X_1, X_2, \dots, X_t, \dots$.*

Apesar de dominância forte raramente ser encontrada na prática este é o caso mais simples de decisão já que, se existe dominância forte, então existe uma decisão que é soberana sobre as outras, independentemente do cenário de mercado.

Existem ainda outros tipos de dominância como, por exemplo, dominância de primeira ordem ou dominância fraca. Seguindo a mesma notação, se existe dominância fraca de R_{d_1} com relação à R_{d_2} , então $F_{R_{d_1}}(x) \leq F_{R_{d_2}}(x)$ para qualquer x , ou seja, para um mesmo cenário de mercado, a decisão d_1 tem mais chance de ser melhor que a decisão d_2 , se o conceito de melhor é quanto maior melhor. Novamente, o conceito de dominância fraca pode ser estendido para uma seqüência de v.a's.

Definição 6.4.2 .(Dominância estocástica fraca): Seja uma seqüência de v.a's $X_1, X_2, \dots, X_t, \dots$ e uma v.a Y com funções distribuição acumuladas denotadas por, respectivamente, $F_{X_1}, F_{X_2}, \dots, F_{X_t}, \dots$ para qualquer $t \geq 1$ e F_Y . Então Y domina fracamente a seqüência $X_1, X_2, \dots, X_t, \dots$ se $F_Y(x) \leq F_{X_t}(x)$ para todo x e t .

Apesar de não ser tão comum, em aplicações práticas é possível encontrar dominância fraca, principalmente nos casos onde uma decisão está associada com uma translação na distribuição de probabilidade dos resultados quando comparada à outra decisão. Nesses casos, apesar de existir chance da decisão d_2 ser melhor que d_1 , em termos probabilísticos, a decisão d_1 ainda continua sendo a melhor. Uma ilustração do conceito de dominância fraca pode ser visto na figura 6.7.



Observe que, independente do valor no eixo das abscissas, a probabilidade da variável Y ser menor que esse valor é sempre menor que a probabilidade, calculada com o mesmo corte, sob a distribuição de X . Isso indica que existe mais chance de Y ter valores maiores que X . Analisando o gráfico à direita tem-se uma interpretação mais intuitiva de dominância estocástica. Nesse gráfico fica claro que essas duas variáveis estão transladadas

e que para qualquer corte na abscissa, a área para baixo do corte é maior para a distribuição de X que para a de Y. Entretanto, não é necessário existir translação para haver dominância estocástica fraca.

Note que dominância forte implica em dominância fraca, porém o inverso não é verdade no geral. De fato, o conceito de dominância estocástica pode ser estendido para ordens mais altas sugerindo que, uma forma intuitivamente adequada de tomar decisões seria buscar dominância estocástica em alguma ordem e escolher a decisão ótima como sendo aquela que apresenta desempenho superior às outras, sob esse critério.

Meucci (2007) alerta sobre algumas dificuldades que podem ser encontradas ao realizar tomadas de decisão baseadas em dominância estocástica na prática. Primeiro, ele argumenta que esse método perde a sua intuição para dominância estocástica em mais altas ordens. Em segundo lugar, em muitas aplicações, não é simples verificar se existe dominância estocástica entre decisões. Por último, e mais importante, não existe nenhum resultado que garanta a existência de dominância estocástica dentro de um conjunto de decisões.

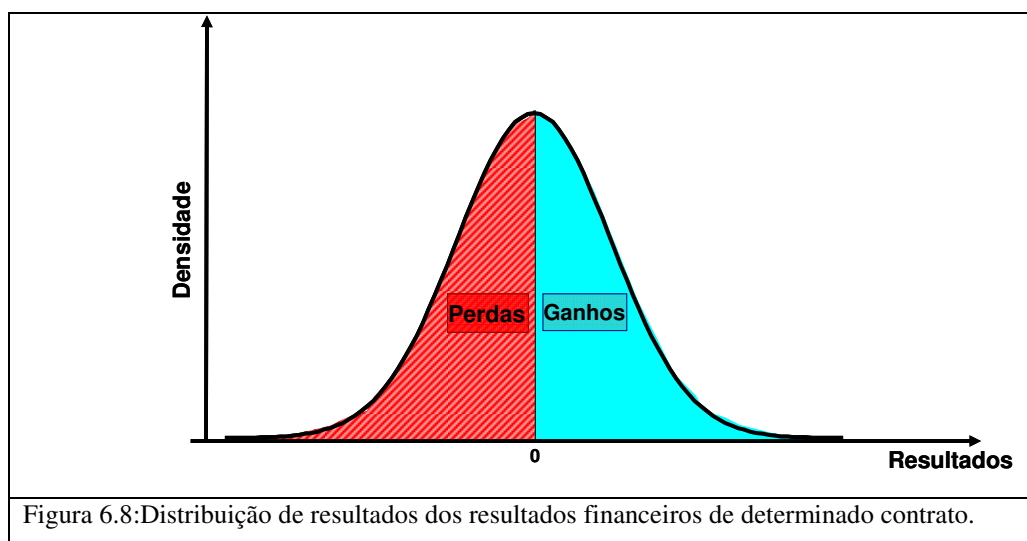
Segundo Meucci (2007), nos casos onde a dominância estocástica não é simples de ser verificada ou não existe nenhuma forma aparente de dominância, pode-se utilizar o conceito de Satisfação. A idéia por trás desse conceito é resumir a distribuição de probabilidade associada com uma decisão em uma métrica que represente o grau de satisfação de determinado agente com relação ao desempenho da decisão selecionada. O autor realiza uma discussão bastante detalhada sobre quais são as propriedades desejáveis dessas medidas e sugere algumas medidas para serem utilizadas no contexto de otimização de carteira.

Essa linha será, de certa forma, seguida na dissertação. São apresentadas métricas que resumam a distribuição de probabilidade dos resultados financeiros, associados com as decisões, tendo em mente o conceito de satisfação. Por exemplo, o valor esperado e o tão conhecido valor em risco são duas métricas relacionadas com esse conceito de satisfação, já que, quanto maior o valor esperado dos resultados maior o grau de satisfação com relação à decisão e semelhantemente, quanto menor o valor em risco (em valor absoluto), maior o

grau de satisfação do agente. Uma discussão bastante interessante e intuitiva sobre as principais métricas de risco utilizadas em situações práticas e suas armadilhas associadas é feita em Ambrosio (2007).

Para julgar se uma determinada métrica consegue capturar o risco da forma desejada é importante compreender o que ela mede e o que ela não mede na distribuição de probabilidades dos resultados financeiros.

Suponha que os resultados financeiros associados com determinado contrato tenham uma função densidade de probabilidade da forma apresentada na figura 6.8. Se o interesse for estudar o comportamento dos ganhos, as métricas deveriam estar preocupadas com a parte direita dessa distribuição de probabilidades (parte azul), enquanto que se o objetivo for se proteger de perdas, a atenção deveria estar voltada ao lado das perdas (parte vermelha hachurada). Se o objetivo for mensurar risco, informação sobre a dispersão dos resultados também deveria ser incorporada nos cálculos, e se o objetivo é entender o dilema entre risco e retorno, as métricas deveriam incorporar informação sobre a distribuição completa.



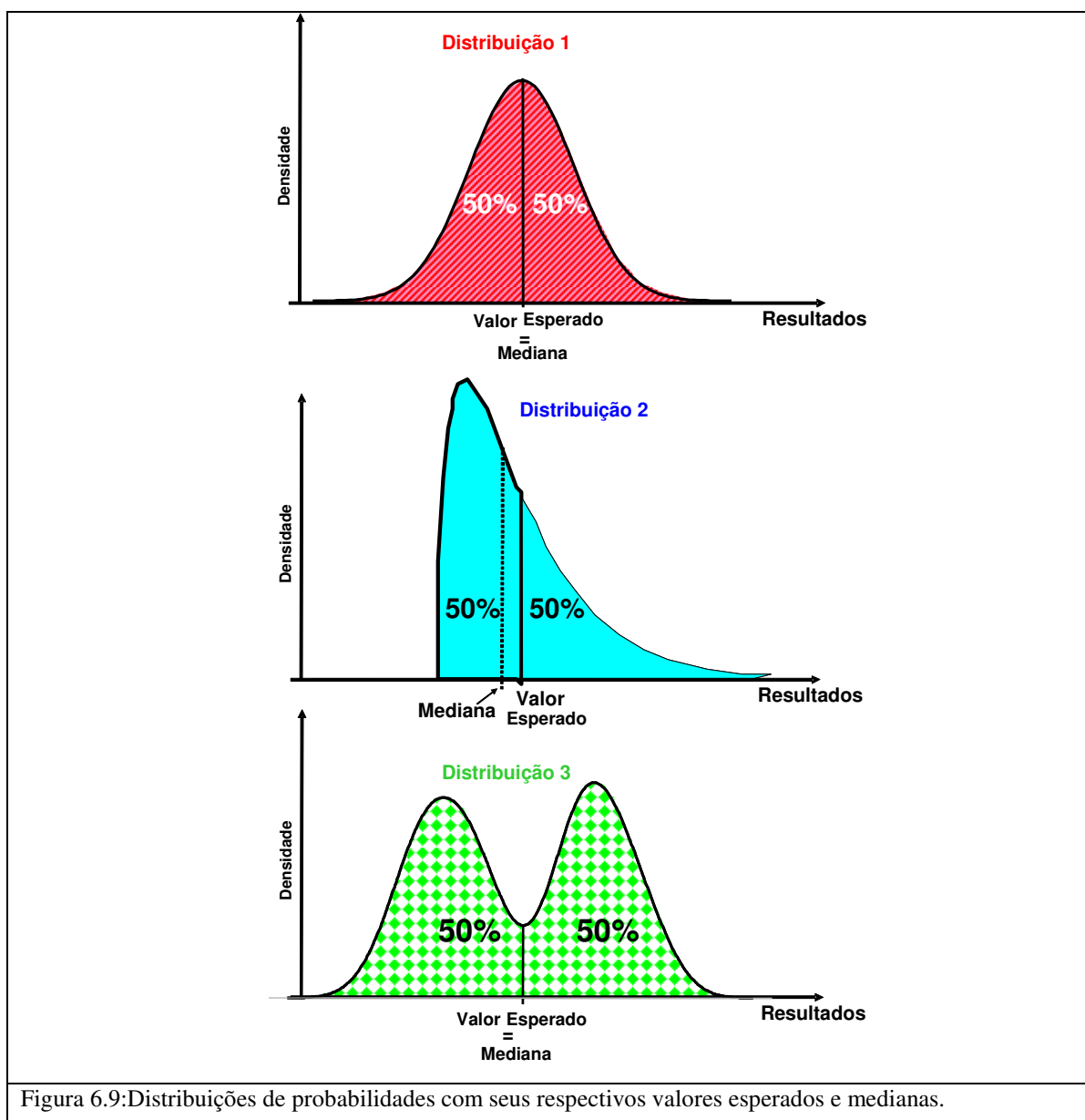
Como um exemplo, pode-se citar o valor esperado de uma variável aleatória. Essa métrica traz informação sobre o centro de massa da distribuição de probabilidade dos resultados e, portanto é uma métrica de posição. No entanto, ela não incorpora nenhuma informação sobre a dispersão de uma variável aleatória.

Assim, uma parte fundamental na utilização de métricas de avaliação é estudar suas propriedades e armadilhas tanto do ponto de vista matemático, quanto do ponto de vista prático para definir qual é o contexto em que uma determinada métrica é aplicável. Seja X o retorno do ativo ou da carteira de interesse

Valor Esperado: O valor esperado de uma variável aleatória X , com função distribuição acumulada de probabilidade $F_X(x)$, é definido como

$$E[X] = \int_{-\infty}^{\infty} x \cdot dF_X(x) \quad (6.4.1)$$

onde a integral anterior é a integral de *Lebesgue*. O valor esperado nem sempre é definido para todos os tipos de variáveis aleatórias. Nesse caso, essa métrica não deve ser utilizada. Na figura 6.9 são apresentadas algumas distribuições de probabilidades e seu valor esperado associado. Note que, para a distribuição de probabilidade 1, o valor esperado fornece informação sobre o centro da distribuição, sobre o valor mais provável da distribuição e sobre a mediana da distribuição, já que, em uma distribuição de probabilidades simétrica, essas métricas são equivalentes. Para a distribuição 2, o valor esperado dá uma idéia central da distribuição, porém ele não é equivalente ao valor mais provável da distribuição e nem à mediana. No caso da distribuição 3, que representa uma mistura de distribuições, o valor esperado se encontra em uma região de baixa probabilidade, porém ainda dá indicações sobre qual é o centro da distribuição separando os dois processos misturados. De fato, a definição do valor esperado informa que essa métrica é obtida como a magnitude média dos resultados financeiros, ponderados por sua probabilidade de ocorrência, o que implica que, quanto maior o valor esperado, maior tende ser os ganhos corrigidos por sua frequência de ocorrência. Similarmente, quanto mais à esquerda o valor esperado maiores tendem a ser as perdas corrigidas por sua frequência de ocorrência. Em algumas situações, o valor esperado pode incorporar informação sobre a região mais provável de acontecimento dos resultados e sobre sua mediana, porém, como enfatizado na discussão anterior, isso só ocorre em casos específicos.



Mediana: Essa métrica, assim como o valor esperado, traz informação sobre a posição dos resultados. Especificamente falando, ela define o ponto que separa a distribuição de probabilidade em duas partes, de forma a haver pelo menos 50% de chance dos resultados excederem ou serem iguais a mediana e pelo menos 50% de chance de serem inferiores ou iguais a essa métrica. Em termos formais, a mediana de uma v.a X é qualquer número que satisfaça

$$P(X \leq \text{mediana}(X)) \geq \frac{1}{2} \quad \text{e} \quad P(X \geq \text{mediana}(X)) \geq \frac{1}{2} \quad (6.4.2)$$

Note que a definição de mediana não implica que ela é única para uma distribuição de probabilidade. A mediana é uma métrica importante no contexto de avaliação de risco, pois indica onde está o resultado financeiro que representa a igualdade de chances de valores ocorrem acima ou abaixo dele. Adicionalmente, a diferença entre a mediana e a média dá indicação sobre a assimetria e o peso das caudas das distribuições, de forma a indicar se as perdas tendem a ser severas, ou se os ganhos tendem a ser demasiadamente atrativos. Na figura 6.9 pode-se visualizar a localização da mediana comparada a média para alguns tipos de distribuições de probabilidades. Note que para distribuições simétricas a mediana e a média coincidem, quando a média é definida e a mediana é única, e, conforme aumenta a assimetria da distribuição, maior tende a ser a diferença entre média e mediana.

Desvio Padrão: É uma das métricas mais importantes no contexto de avaliação de risco, pois mede, de forma bastante intuitiva, a quantidade de incerteza com relação ao valor médio da distribuição de probabilidade. O desvio padrão captura a incerteza ao medir quão dispersos os resultados são de seu valor médio em termos probabilísticos. Uma característica interessante do desvio padrão é que ele é definido na mesma unidade de medida dos resultados financeiros, o que permite uma comparação direta entre incerteza e esperança.

Em um contexto prático, o desvio padrão é utilizado de forma bastante simples: quanto menor o desvio padrão, menor é a volatilidade dos resultados e, portanto, menor o risco de haver perdas muito superiores à média. Adicionalmente, para algumas classes de distribuições de probabilidades, conhecer o valor esperado e o desvio padrão é suficiente para obter toda informação contida nessas distribuições. Em termos matemáticos, o desvio padrão é definido pela seguinte fórmula

$$DP[X] = \sqrt{E[(X - E[X])^2]} = \sqrt{\int_{-\infty}^{\infty} x^2 \cdot dF_X(x) - \left(\int_{-\infty}^{\infty} x \cdot dF_X(x)\right)^2} . \quad (6.4.3)$$

É apresentada na figura 6.10 uma ilustração do conceito de desvio padrão e como ele pode ser interpretado como medida de incerteza. Note que a distribuição de probabilidade com maior desvio padrão (igual a 3 no exemplo) é aquela que apresenta maior incerteza, pois os valores apresentam-se mais dispersos com relação à média.

Especificamente falando, dado que o valor médio das distribuições são iguais, a probabilidade dos resultados financeiros pertencerem ao intervalo $[-1, 1]$ é 0,68 na distribuição normal que tem desvio padrão igual a 1, ante os 0,26 da distribuição com desvio padrão igual a 3. Se um agente tivesse somente essa informação ele teria muito mais conhecimento sobre a distribuição que possui desvio padrão igual a 1 que nas outras, já que ele saberia que em, em média, 68% do tempo seus resultados financeiros pertenceriam ao intervalo $[-1, 1]$, enquanto que, na distribuição com maior desvio padrão ele saberia que essa faixa absorveria seus resultados em apenas 26% do tempo, em média. Note ainda que, desvio padrão pequeno não significa bom desempenho como ilustrado na figura 6.11. Claramente, a concentração de valores negativos na distribuição com menor desvio padrão é maior que nas outras duas, indicando que, apesar de haver menos incerteza na distribuição de probabilidade representada pela linha tracejada, existe uma chance maior de que os resultados gerados por essa distribuição de probabilidade sejam piores que os gerados pelas outras duas, em termos de grandes perdas.

Sharpe Ratio: Dado que o valor esperado traz informação sobre o desempenho dos resultados financeiros, de forma que quanto maior a média melhor o desempenho, e que o desvio padrão traz informação sobre incerteza dos resultados, de forma que quanto menor o desvio padrão mais informação se tem sobre a localização dos resultados financeiros, é natural construir métricas que sejam funções dessas duas medidas. O índice conhecido como *sharpe ratio*, é um caso particular dessas funções e visa medir a atratividade de um ativo através de uma comparação entre retorno e risco. Em termos matemáticos, o *sharpe ratio* é definido por

$$\frac{E[X]}{SD[X]}, \quad (6.4.4)$$

onde X é uma v.a. que representa o retorno de um ativo ou carteira.

Note que o *Sharpe Ratio* informa que, quanto maior a razão entre o valor esperado e o desvio padrão, melhor tende ser o desempenho dos resultados financeiros associados. Essa métrica pode ser usada, por exemplo, para classificar carteiras e é amplamente utilizada no mundo financeiro.

Apesar do *sharpe ratio* permitir padronizar o retorno esperado pelo risco assumido, viabilizando, assim, julgamento de decisões ou avaliação de desempenho, ele não consegue diferir volatilidade nos ganhos de volatilidade nas perdas e nem capturar o efeito de grandes perdas associadas com a cauda da distribuição de probabilidade.

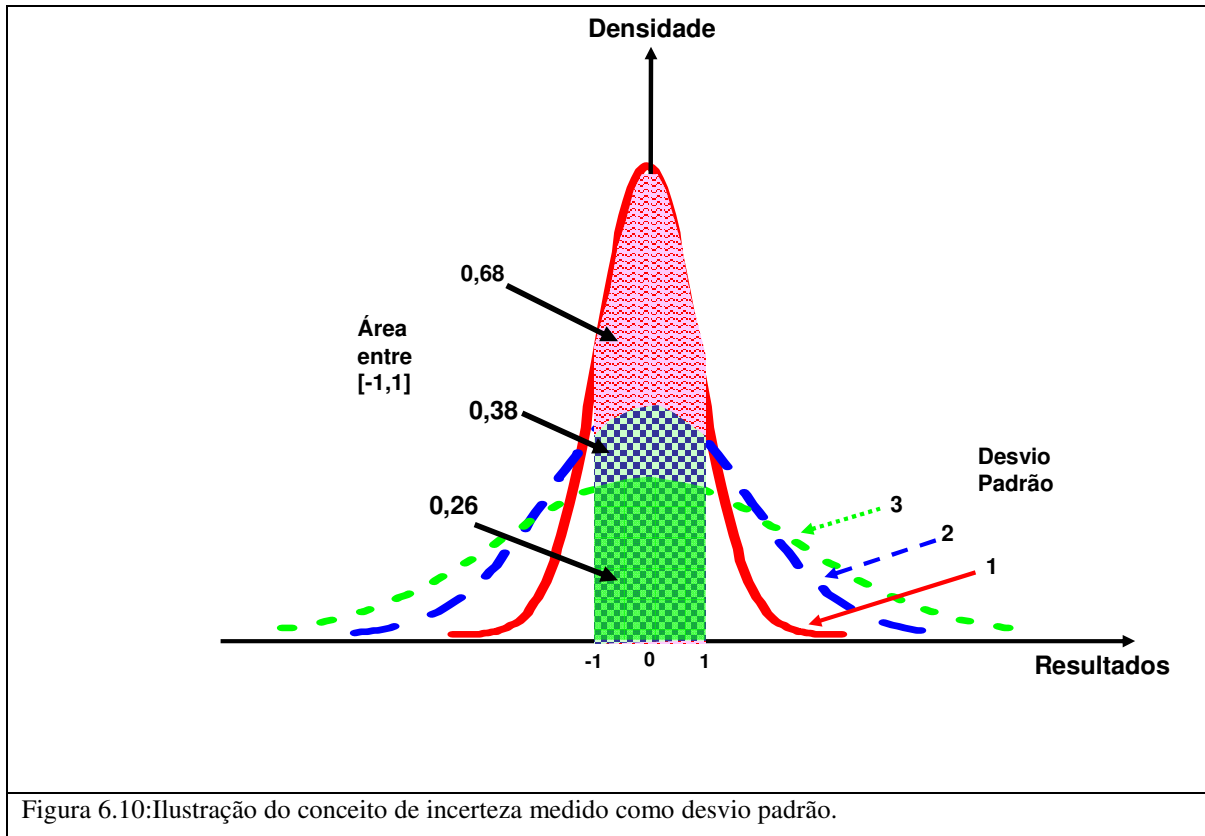
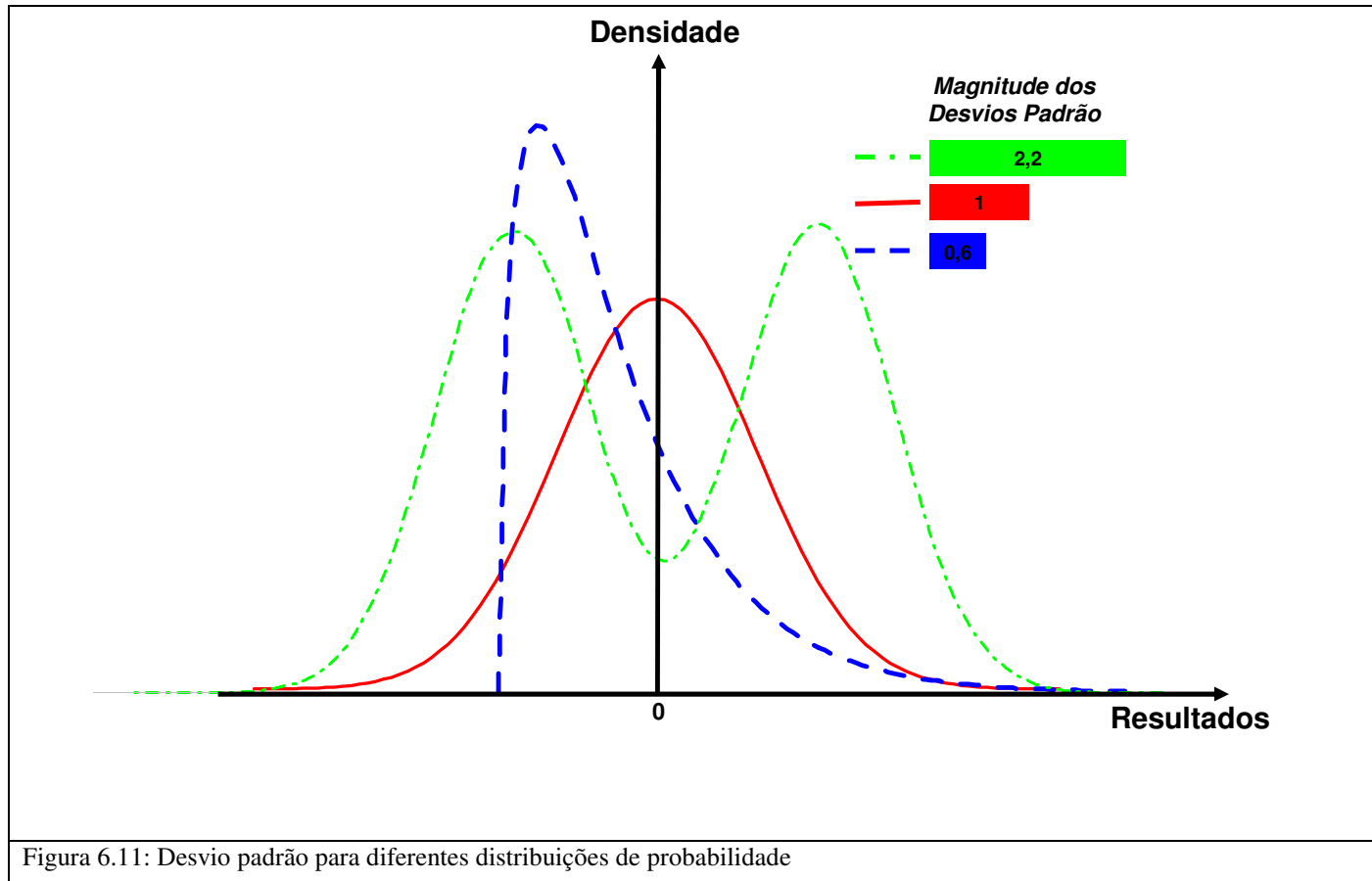


Figura 6.10: Ilustração do conceito de incerteza medido como desvio padrão.

Métricas baseadas em quantis: A função quantil de uma variável aleatória X com função distribuição acumulada de probabilidade $F_X(x)$ é definida como $Q_X(p) = F_X^{-1}(p)$. Nos casos onde a função inversa, $F_X^{-1}(p)$, não está definida, pode-se utilizar a função inversa generalizada denotada por $F_X^-(p)$, que é definida para qualquer função e para qualquer $0 \leq p \leq 1$.

A função quantil permite obter o valor de corte na distribuição de uma variável aleatória de tal forma que a probabilidade abaixo desse corte seja exatamente o argumento da função quantil.

Em aplicações, a função quantil é amplamente utilizada por conta da relação entre probabilidade de ocorrência de resultados, magnitude dos cortes e o conceito de risco e retorno. A seguir são apresentadas algumas métricas baseadas em quantis que são comumente utilizadas em aplicações.



Valor em Risco ($VaR_{\alpha\%}$): O conceito de risco está relacionado com incerteza no resultado financeiro e chances de perda. No entanto, a magnitude das perdas também é de bastante interesse, principalmente aquelas com maior impacto no resultado. Dessa forma, o valor em risco com $\frac{\alpha}{100}$ de significância, $VaR_{\alpha\%}$, é definido para uma v.a X , representando o resultado financeiro, como o maior valor que satisfaz,

$$P(X \leq VaR_{\alpha\%}) \leq \frac{\alpha}{100} . \quad (6.4.5)$$

Em geral, estamos interessados em $VaR_{\alpha\%}$ para valores de $\frac{\alpha}{100}$ pequenos.

No contexto de avaliação de risco o $VaR_{\alpha\%}$ é muito utilizado e pode fornecer informação importante sobre alocação de capital e decisões associadas com cobertura. Existem muitos trabalhos que discutem o tema em maiores detalhes. Para uma visão geral da métrica e os principais métodos de estimação veja, por exemplo, Meucci (2007).

A interpretação do $VaR_{\alpha\%}$ é bastante simples. Quanto maior a métrica, em termos absolutos, maior o risco que se está tomando, fixados o horizonte de tempo e o nível de significância. Desta forma, dado o horizonte de tempo e o nível de aversão ao risco, $\frac{\alpha}{100}$, o $VaR_{\alpha\%}$ indica que é esperado observar perdas superiores ao VaR apenas em $\alpha\%$ do tempo.

Embora a metodologia baseada em $VaR_{\alpha\%}$ seja uma maneira bastante intuitiva para medir risco, sua utilização em problemas práticos apresenta algumas dificuldades. Primeiro, apesar da simplicidade da métrica, não é fácil estimar o $VaR_{\alpha\%}$, pois é necessário que a distribuição de probabilidades dos resultados, particularmente na cauda inferior, seja bem estimada. Em muitos problemas, essa é uma tarefa desafiadora. Em segundo lugar, o valor em risco tem uma relação estrita com o horizonte de tempo de interesse e também com o nível de confiança utilizado. Nesse sentido é necessário definir previamente a escala de tempo em que se deseja medir risco e interpretar a métrica de acordo com essa definição.

Para a maioria das aplicações, o horizonte de tempo associado com risco é claro e está associado com a frequência com que são realizadas estratégias de cobertura ou decisões com relação à correção das posições da carteira. No entanto, é importante notar que o valor em risco é não linear, o que pode dificultar o processo de estimação, caso a escala de interesse das métricas de risco não seja a mesma que a escala da distribuição dos resultados financeiros. Por exemplo, se o interesse é relatar o valor em risco em escala anual é necessário, além de conhecer as distribuições dos resultados mensais, estimar também a estrutura de correlação temporal entre os meses.

Com relação ao nível de significância do valor em risco, esse depende fortemente do nível de aversão ao risco do agente. A significância representa a frequência de tempo com que se espera que ocorra um evento mais extremo que o valor em risco, ou seja, as grandes perdas. Por conta disso, quanto menor o valor de $\alpha\%$, menos frequentes e mais severas tendem a ser as perdas associadas com determinado nível. A utilização dessa métrica fica bastante interessante quando se vinculam decisões ao cálculo do valor em risco. Por exemplo, uma empresa pode definir que sua carteira de contratos deva ter $VaR_{5\%}$

anual menor que R\$ 500 milhões de reais. Dessa forma, a ocorrência de mudanças nas variáveis de mercado ou a entrada de novas operações na carteira podem mudar os níveis de risco das carteiras. O cálculo do $VaR_{5\%}$ a cada momento onde ocorrer essas mudanças vai indicar se ações devem ou não ser tomadas para ajustar os níveis de risco a patamares adequados.

O $VaR_{\alpha\%}$ apresenta outras limitações, que devem ser compreendidas, para que sua utilização seja feita de maneira correta. O valor em risco é apenas um corte na distribuição dos resultados financeiros e isso faz com que ele seja cego com relação a perdas mais extremas que ele. De fato, o valor em risco representa a melhor perda das piores perdas, onde o conceito de pior está relacionado com o nível de confiança associado com a métrica. Em segundo lugar, e mais importante, se os resultados financeiros forem modelados incorretamente, VaR não captura corretamente o efeito de diversificação da carteira. Isso acontece principalmente quando as distribuições de probabilidades das variáveis subjacentes têm caudas pesadas, como é comumente observado no setor de energia. Pode-se mostrar, veja, por exemplo, Ibragimov (2005), que o valor em risco não satisfaz a propriedade de sub aditividade²⁰ para distribuições de probabilidades com caudas pesadas, indicando que essa medida perde sua coerência nesses casos.

Por outro lado, em muitas aplicações o valor em risco apresenta bom desempenho e fornece uma informação suficiente sobre o risco da carteira. Note também que esse conceito pode ser estendido para o outro lado da distribuição de probabilidade. De fato, o espelho do valor em risco, $Ganho_{100-\alpha\%}$, que representa o ganho com determinada probabilidade associada, tem algum espaço nas aplicações, porém não possui a mesma intuição apresentada pelo $VaR_{\alpha\%}$. Em alguns contextos, a comparação entre o $VaR_{\alpha\%}$ e seu espelho, para diversos níveis de significância, pode dar indicações sobre atratividade de determinada decisão.

Para ilustrar a utilização do $VaR_{\alpha\%}$ para realizar análise de risco, observe a figura 6.12 que apresenta o valor em risco 5% para três distribuições de probabilidade sobrepostas. Note que, em valores absolutos, $R_3 < R_2 < R_1$ indicando que as perdas extremas (relacionadas com a cauda da distribuição) tendem ser mais severas para o resultado financeiro gerado pela distribuição bimodal (curva com linha e ponto). Para a distribuição de probabilidade representada pela linha tracejada as perdas estão limitadas, o

que reduz o risco quando comparado às outras distribuições. Importante notar que, para outros níveis de confiança, a maior concentração de resultados negativos na distribuição com linha tracejada indica que perdas menos severas tendem a ser mais freqüentes. O valor em risco não consegue capturar essa característica.

Métricas baseadas em esperanças condicionais: Existe uma outra classe de medidas de risco e retorno que são construídas a partir de esperanças condicionais sobre a distribuição de probabilidades dos resultados financeiros. O objetivo por detrás dessas métricas é capturar parcelas do risco que não estão incorporadas no valor em risco ou outras métricas de posição. De fato, elas visam capturar excessos de ganho ou perda a partir de determinado limiar.

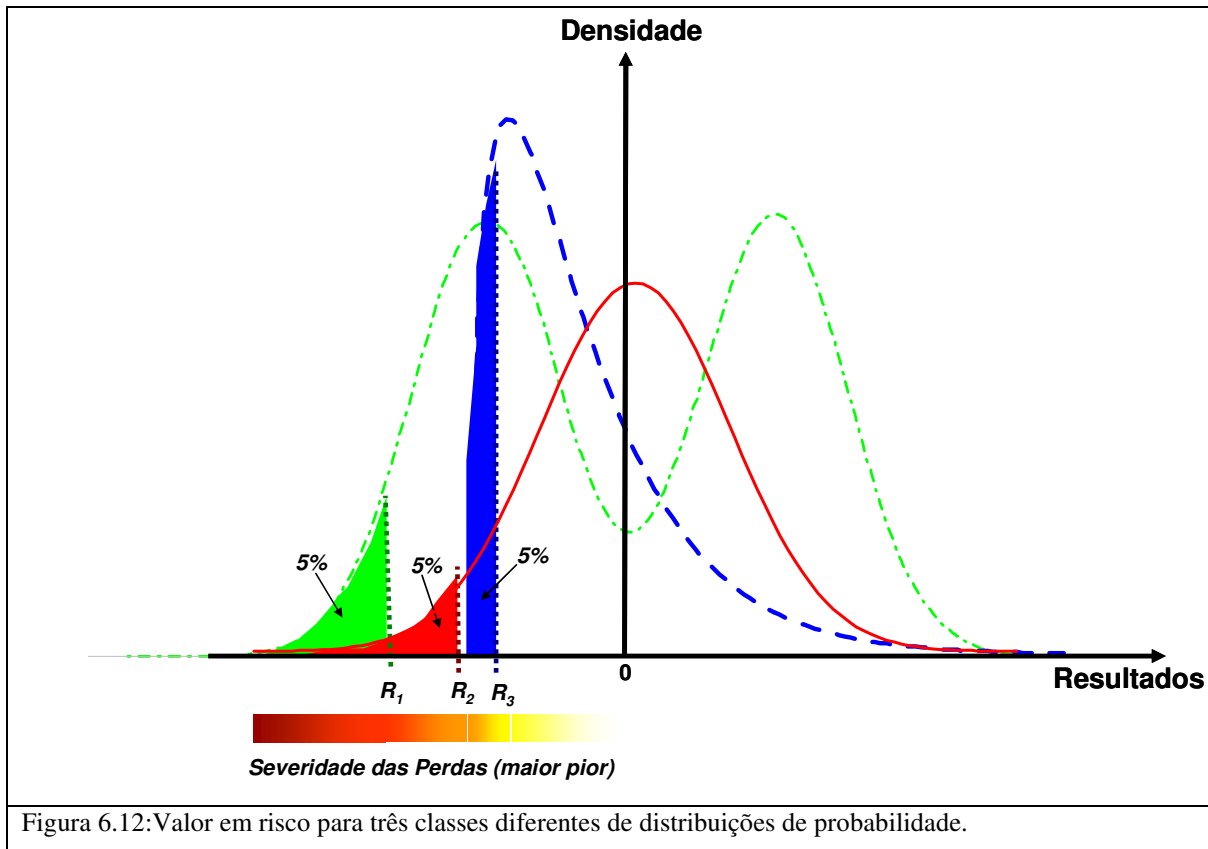
Para uma variável aleatória X com função distribuição acumulada de probabilidade $F_X(x)$, essas métricas são definidas como funções de

$$excesso_{perdas}(u) = \frac{E[X|X < u] = \int_{-\infty}^u x \cdot dF_X(x)}{P(X < u)} \quad (6.4.6)$$

$$\text{e } excesso_{ganhos}(u) = \frac{E[X|X > u] = \int_u^{\infty} x \cdot dF_X(x)}{P(X \geq u)} \quad (6.4.7).$$

Primeiro, note que $E[X] = E[X|X < u] \cdot P(X < u) + E[X|X \geq u] \cdot P(X \geq u)$ para qualquer valor de u . Escolhendo corretamente os valores de u essas funções de excesso podem ter interpretação relacionada a risco ou retorno.

Por exemplo, o ganho médio e a perda média, que são definidos fixando $u = 0$ nas equações 6.4.6 e 6.4.7, trazem informação sobre a magnitude média dos ganhos e das perdas. Essa métrica dá indicação da localização geral das perdas e dos ganhos, informando, em termos médios, quanto que se espera perder (ganhar) nos casos onde haverá perdas (ganhos) maiores que um certo limiar u .



A razão entre essas duas medidas fornece uma indicação da atratividade da operação, pois, no caso onde essa razão é maior que 1 (em valor absoluto), espera-se que os ganhos sejam em média maiores que as perdas. Por outro lado, quanto menor a métrica (em valor absoluto) menos atrativa tende ser a operação, já que as perdas tendem a se sobrepor sobre os ganhos. Essa razão, no entanto, não considera a probabilidade de haver perdas ou ganhos. Para incorporar essa característica, essa métrica pode ser modificada da seguinte maneira

$$\Psi^{u=0}(X) = \frac{E[X|X > 0] \cdot P(X > 0)}{-E[X|X \leq 0] \cdot P(X \leq 0)} = \frac{E[\max(X, 0)]}{-E[\min(X, 0)]} \quad (6.4.8)$$

Note que essa métrica visa comparar as duas parcelas da distribuição dos resultados financeiros: a que se refere às perdas e a que representa os ganhos. A idéia é resumir uma distribuição de probabilidade dentro de uma medida que captura a severidade e frequência dos ganhos de forma comparativa à das perdas. Uma ilustração desse conceito pode ser visto na figura 6.13, que apresenta o ganho médio, perda média e a métrica de atratividade apresentada na fórmula acima para três tipos de distribuição de probabilidades.

Note a dificuldade de tomar decisão sobre qual é a “melhor distribuição”. Nas três distribuições a média dos resultados é igual a zero e a métrica de atratividade é igual a 1. Também, nas duas primeiras distribuições as perdas médias são iguais, enquanto que o ganho médio da distribuição 2 é maior que a distribuição 1. Porém, ponderando-se esses valores por suas respectivas probabilidades de ocorrência, probabilidades de perdas e de ganho, e tomando a razão entre eles tem-se exatamente o mesmo valor, 1. Para distribuições simétricas em torno de zero, a métrica de atratividade dada pela equação 6.4.8 é sempre igual a 1. Os exemplos anteriores mostram que, com base em apenas um critério de decisão não é simples selecionar qual das três distribuições é melhor, justamente porque o conceito de melhor depende muito do objetivo específico do estudo.

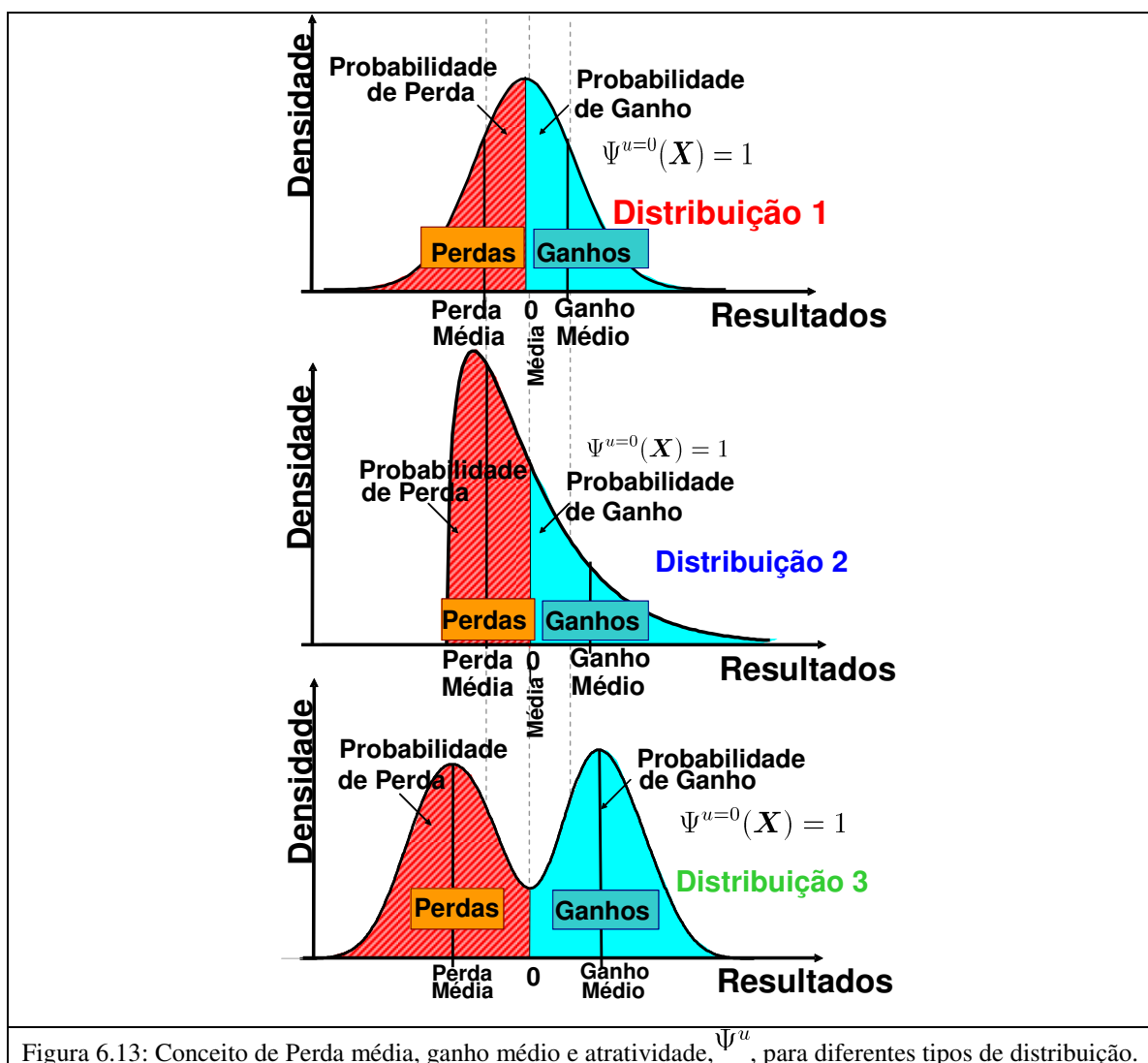
Existe, no entanto, muitas outras métricas de retorno/risco, que podem ser criadas comparando-se estatísticas das distribuições dos excessos de uma determinada variável aleatória, as quais podem ter boas propriedades. No caso particular da métrica representada pela equação 6.4.8, uma possível deficiência é que ela não captura o efeito de grandes perdas vis a vis grandes ganhos.

Escolhendo-se os valores limares como sendo, respectivamente o $VaR_{\alpha\%}$ e o $Ganho_{(1-\alpha)\%}$ tem-se

$$excesso_{perdas}(VaR_{\alpha\%}) = \mathbf{E} [X | X < VaR_{\alpha\%}] \quad (6.4.9)$$

$$e \quad excesso_{ganhos}(Ganho_{(1-\alpha)\%}) = \mathbf{E} [X | X > Ganho_{(1-\alpha)\%}] \quad (6.4.10)$$

A métrica 6.4.9 é conhecida na literatura como (*Expected Shortfall*) ou (*Condicional VaR*), veja Meucci (2007) e Ambrosio (2007), e tem sido extensivamente utilizada por conta de suas boas propriedades, entre elas, o fato que ela pode ser escrita como restrição linear em modelos de otimização que consideram critérios de retorno/risco. Além disso, ela permite quantificar a magnitude das perdas menos frequentes de forma a permitir planejamento e alocação de capital para cobrir esses eventos extremos. Novamente, a razão entre as duas métricas permite comparar se as perdas com grande magnitude e baixa frequência tendem a ser maiores, em média, aos grandes ganhos que eventualmente se possa ter. Dessa forma, pode-se decidir aceitar uma quantidade maior de risco em troca de uma chance de obtenção de retornos elevados.



6.5 Avaliação de Risco e Decisões de Exercício

As métricas apresentadas na seção anterior permitem, dentro de um contexto bastante geral, capturar e resumir o perfil do risco associado com resultados financeiros. Também, algumas das medidas discutidas apresentam uma forma bastante simples de comparar risco e retorno, permitindo o julgamento de decisões e acompanhamento de carteiras.

No entanto, dentro de um processo de avaliação de contratos, a definição e entendimento das métricas de risco é apenas um primeiro passo. Existem outras fases não menos importantes, que estão relacionadas com a forma com que o risco será reportado e a tradução do risco em estratégias de mercado de forma a otimizar resultado e cobrir posições expostas.

Nesse sentido, é importante entender as suposições que estão por detrás dos cálculos e as condições de mercado presente e futura no momento em que uma decisão está sendo tomada. Pensando nas características do mercado de energia elétrica brasileiro, a falta de bolsas, onde se possam negociar produtos padronizados, e a liquidez limitada, restringem a construção de estratégias de cobertura. Por conta disso, muitas posições assumidas no mercado acabam tornando-se perpétuas dentro das carteiras de contratos. Pior ainda, mudanças bruscas em cenários de mercado e a conseqüente inversão de fluxos de caixas compõem, de certa forma, a regra nos mercados de energia.

Essa preocupação certamente está presente no momento em que são tomadas as decisões referentes aos processos de compra e venda de energia elétrica, principalmente dentro do ACL. Assim, é natural que muitas decisões sejam tomadas de forma conservadora visando manter os níveis de risco dentro de uma faixa gerenciável.

Em termos práticos, isso significa que as decisões não são realizadas puramente através de “gatilhos” acionados com métricas de risco eleitas como representativas do cenário de risco. Ao contrário, existe também um componente bastante significativo resultante da estratégia adotada pelo agente e da adição de fatores fundamentalistas que são, no geral, exógenos aos modelos. Isso implica que métricas de risco são muito mais utilizadas para orientar decisões, que para condicioná-las.

Embora os processos de avaliação de risco e tomada de decisões não possam ser realizados apenas de forma quantitativa, mas foge ao escopo da dissertação definir critérios exteriores aos modelos para orientar a tomada de decisão. Porém, pode-se especificar um conjunto de diretivas quantitativas que auxilie a representação do cenário de risco de mercado. Uma das formas de construir essas diretivas é reportar risco utilizando a tabela 6.3.

		Descrição do Fator de Risco						
		Período	Ano1					
		Métricas	Mês 1	...	Mês m	Ano 1	...	Ano P
R\$ Milhões	VaR 5%							
	Ganho 95%							
	Média							
	Mediana							
	Desvio Padrão							
	Perda Média							
	VaR Condicional							
	Prob. Perda							
	Atratividade*							

Tabela 6.3: Tabela padrão para reportar avaliação de risco. * Atratividade é a métrica representada pela fórmula 6.4.8.

No entanto, para avaliar decisões de exercício não é suficiente visualizar métricas de risco da distribuição dos resultados financeiros, pois, como visto nas formulações matemáticas, a informação sobre exercício de derivativos está na distribuição dos preços subjacentes ao instrumento. O problema é que, para alguns derivativos, como por exemplo as flexibilidades de sazonalização, os preços subjacentes mudam de acordo com as decisões de exercício. Por conta disso, diretrizes para avaliação de decisões referentes à exercícios de derivativos serão discutidos de forma separada para cada tipo de flexibilidade.

6.5.1 Decisões de Exercício para Flexibilidades de Aumento e Redução

Seguindo a mesma ordem apresentada nesta dissertação, inicia-se com as flexibilidades de aumento e redução anual.

As equações 6.3.3.2 e 6.3.3.5 definem $\bar{S}_{c,p}$, o preço subjacente de exercício dos derivativos. Dessa forma, pode-se definir algum critério de exercício para os derivativos de aumento e redução anual a partir da distribuição de probabilidade de $\bar{S}_{c,p}$. Note que se fossem utilizados os mesmos critérios aplicados no momento de derivar os preços de equilíbrio do contrato (desigualdades 6.3.3.2 e 6.3.3.5), então se $E[\bar{S}_{c,p}] > k_{c_p}$ a flexibilidade de aumento de montante seria acionada e, se $E[\bar{S}_{c,p}] < k_{c_p}$, os montantes anuais seriam reduzidos. O problema de utilizar esse tipo de regra é que ela prevê exercício de um dos dois derivativos em 100% dos cenários de mercado, já que $P(\bar{S}_{c,p} = k_{c_p}) = 0$.

No entanto, na prática, existe uma faixa em que a decisão é neutra, ou seja, opta-se por não modificar os montantes inicialmente contratados. Devido a vários motivos, entre eles, por questões práticas procura-se manter o mínimo de modificações possíveis, de forma que são preferíveis pequenas perdas a ter que modificar montantes para ter pequenos ganhos.

Também, nem sempre a decisão tomada é aquela que apresenta maiores chances de ganho já que existe um risco máximo que agentes desejam assumir.

Uma das maneiras de representar essa lógica é incorporar um conjunto de condições que limitem o risco em valores absolutos e representem a atratividade relativa de uma decisão com relação à outra.

Primeiro, note que se uma decisão é atrativa então a área dos ganhos deveria pelo menos ser maior que a das perdas. Dessa forma pode-se escrever a restrição de atratividade de um agente utilizando a métrica associada com a equação 6.4.8.

Assim, o cenário de mercado favorece o exercício da flexibilidade de aumento anual se, para um valor $\lambda > 1$ definido,

$$\Psi^{k_{c,p}}(\bar{S}_{c,p}) = \frac{E[\bar{S}_{c,p} | \bar{S}_{c,p} > k_{c,p}] \cdot P(\bar{S}_{c,p} > k_{c,p})}{E[\bar{S}_{c,p} | \bar{S}_{c,p} \leq k_{c,p}] \cdot P(\bar{S}_{c,p} \leq k_{c,p})} > \lambda, \quad (6.5.1.1)$$

ou o cenário de mercado favorece o exercício da flexibilidade de redução anual se

$$\Psi^{k_{c,p}}(\bar{S}_{c,p}) = \frac{E[\bar{S}_{c,p} | \bar{S}_{c,p} > k_{c,p}] \cdot P(\bar{S}_{c,p} > k_{c,p})}{E[\bar{S}_{c,p} | \bar{S}_{c,p} \leq k_{c,p}] \cdot P(\bar{S}_{c,p} \leq k_{c,p})} < \frac{1}{\lambda} \quad (6.5.1.2)$$

e escolhe-se por não tomar decisão alguma caso

$$\frac{1}{\lambda} < \Psi^{k_{c,p}}(\bar{S}_{c,p}) < \lambda. \quad (6.5.1.3)$$

O caso onde ocorre maior incerteza na decisão é aquele onde o preço de exercício está centrado no preço de contrato, já que neste caso os preços de mercado tendem a ter grande probabilidade de caminharem tanto para a esquerda quanto para a direita desse valor. Dessa forma, pode-se construir uma faixa de valores de mais ou menos dois desvios padrão, centrados no preço de contrato.

Suponha que a desigualdade 6.5.1.1 é atendida, ou seja, a métrica de atratividade é maior que λ , indicando que o exercício da flexibilidade de aumento anual é uma boa opção. Nesse caso, o risco é que haja uma queda brusca do preço subjacente com relação ao preço de contrato, o que poderia trazer grandes perdas. Uma maneira de verificar se esse risco encontra-se dentro de níveis adequados é utilizar a lógica descrita a seguir.

Os limites de risco referentes ao exercício da flexibilidade de aumento anual se encontram em níveis suportáveis, isto é, se

$$\left| VaR_{2,5\%}(\bar{S}_{c,p} - k_{c,p}) \right| \leq 2 \cdot DP[\bar{S}_{c,p}]$$

No caso onde existe indício de que a decisão mais sábia é reduzir os montantes anuais, ou seja, a desigualdade 6.5.1.3 é atendida, o risco é que haja uma subida brusca dos preços, convertendo-se em perdas. Dessa forma, pode-se verificar se os níveis de risco estão dentro dos níveis suportáveis analisando se

$$\left| VaR_{2,5\%}(\bar{S}_{c,p} - k_{c,p}) \right| \leq 2 \cdot DP[\bar{S}_{c,p}]$$

Note que o conjunto de condições para essas restrições podem ser generalizadas da seguinte forma

1. Se $\Psi^{k_{c,p}}(\bar{S}_{c,p}) > \lambda$ e $\left| VaR_{2,5\%}(\bar{S}_{c,p} - k_{c,p}) \right| \leq \psi \cdot DP[\bar{S}_{c,p}]$ então exerce a opção de aumento anual para $\psi > 0$ e $\lambda > 1$. (6.5.1.4)

2. Se $\Psi^{k_{c,p}}(\bar{S}_{c,p}) < \frac{1}{\lambda}$ e $\left| VaR_{2,5\%}(k_{c,p} - \bar{S}_{c,p}) \right| \leq \psi \cdot DP[\bar{S}_{c,p}]$ então exerce a opção de redução anual para $\psi > 0$ e $\lambda > 1$. (6.5.1.5)

3. Caso contrário não é tomado nenhuma decisão.

Mesmo depois da tomada uma decisão ainda é importante executar uma avaliação de risco, por exemplo utilizando a tabela 6.3 para verificar se a decisão atende também a outros critérios. Adicionalmente, não existe garantias que esses critérios são ótimos em nenhum sentido e, como discutido anteriormente, fatores exógenos devem ser incluídos para orientar decisões de exercício.

Para o caso das flexibilidades de aumento e redução mensais, como visto na seção 6.3.3.2, o preço subjacente ao contrato é dado por $S_{c,t,p}^*$ e, dessa forma, pode-se adaptar as condições para exercício de flexibilidades definidas em escala anual de forma trivial para o contexto de flexibilidades exercidas em escalas mensais.

No caso de contratos com flexibilidades de aumento e redução em escalas anuais e mensais, como estudado na seção 6.3.3.3, os preços subjacentes às flexibilidades se

mantêm os mesmos permitindo também a utilização da metodologia descrita nesta subseção para contratos contendo essas flexibilidades combinadas.

6.5.2 Decisões de Exercício para Flexibilidades de Take-or-Pay

Para as flexibilidades de *Take-or-Pay*, diferentemente do que ocorre com as flexibilidades de aumento e redução cuja lógica de exercício é baseada puramente em preços de mercado, existe um processo de consumo por trás das decisões. Dessa forma, em muitos casos onde, baseado apenas em preços de mercado, seria vantajoso consumir mais ou menos do que os níveis contratados, o agente pode não conseguir otimizar o resultado, mesmo conhecendo os preços de mercado, devido à eventuais restrições de consumo. No entanto, para aqueles agentes que possuem flexibilidade suficiente em seu processo produtivo para otimizar seu resultado baseado em preços, pode-se utilizar a mesma lógica discutida na seção 6.5.1, a qual foi aplicada a flexibilidades de aumento e redução.

No entanto, dado que é necessário certo esforço para realizar mudanças em processos produtivos, agentes com contratos contendo flexibilidades de *Take-or-Pay* tendem a exigir maior atratividade para tomar decisões de aumentar ou reduzir seu consumo. Este fato pode ser incorporado nas decisões fixando-se um valor suficiente alto para λ .

O complicador relacionado com flexibilidades de *Take-or-Pay* está associado com o tratamento dos preços subjacentes, pois é necessário considerar também a distribuição de probabilidade conjunta entre preços e consumo. Utilizando a mesma lógica aplicada às seções 6.3.3.1, 6.3.3.2 e 6.3.3.3 para derivar os preços subjacentes a flexibilidades de aumento e redução pode-se, com base na equação 6.3.4.1, derivar o preço subjacente a flexibilidade de *Take-or-Pay*.

A avaliação de flexibilidades de *Take-or-Pay* como sendo flexibilidades de aumento e redução acarreta em super estimação no valor dessa flexibilidade. É necessário conhecer o processo produtivo por detrás do contrato com *Take-or-Pay* para poder capturar o efeito agregado desses derivativos. Essas análises serão apresentadas na seção

7.3 onde é realizada a implementação da metodologia apresentada nesse capítulo para um contrato contendo *Take-or-Pay*.

6.5.3 Decisões de Exercício para Flexibilidades de Sazonalização

Como discutido em detalhes nas seções 6.3.5 e 6.2.2.3, flexibilidades de sazonalização podem ser convertidas em *Swing Options*, que são derivativos essencialmente diferentes daqueles discutidos nas duas subseções anteriores. Por conta disso, é esperado que a lógica de exercício de flexibilidades de sazonalização não seja igual àquela utilizada para tratar problemas de decisão com relação a flexibilidades de aumento e redução ou *Take-or-Pay*.

A complicação adicional advinda de contratos com sazonalização é que o universo de decisões de alocação de energia é não enumerável, diferentemente do que ocorre com as flexibilidades de aumento e redução, onde apenas existe possibilidade de aumentar, reduzir ou manter os montantes inicialmente contratados. Adicionalmente, a sazonalização de energia pode ser definida como um problema de otimização estocástica, dificultando a modelagem.

A boa notícia é que, conhecendo-se a série de preços de mercado para um determinado ano, existe sempre uma decisão ótima. No entanto, como para as outras flexibilidades, a decisão de alocação de energia deve ser tomada *ex-ante* a realização dos preços.

O que realmente interessa no problema de alocação de energia associada com a flexibilidade de sazonalização é o perfil dos preços dentro de um ano e a regra de reajuste contratual. Assim, o nível dos preços é secundário nessa decisão. No entanto, a magnitude dos ganhos e das perdas, naturalmente, é dado pela média dos preços anuais.

No caso de flexibilidades de sazonalização, se nenhuma decisão for tomada, tem-se que a energia contratada em cada mês dentro do período de sazonalização será constante já que nenhuma alocação foi realizada. Como os preços de mercado são desconhecidos *ex-ante*, o resultado financeiro relacionado a cada decisão possui uma distribuição de probabilidade associada ao cenário de preços de mercado.

Também, qualquer outra decisão de alocação escolhida leva a uma distribuição de probabilidade diferente para os resultados financeiros. Assim, para comparar o desempenho das decisões de alocações de energia basta comparar as distribuições de probabilidades associadas com cada decisão, sob alguma medida de desempenho.

Como a decisão natural seria manter os montantes mensais constantes dentro de um ano, pode-se definir essa decisão como referência. Desta forma, outra decisão deveria ser adotada apenas se a distribuição de probabilidade dos resultados financeiros associado à nova decisão levar a um desempenho superior que a decisão de não alocar energia dentro do ano, sob alguma medida de escolha.

Uma decisão é considerada boa se ela for atrativa, segundo a fórmula 6.4.8, e os níveis de risco se encontrarem em patamares gerenciáveis. Para atender a essas restrições podem-se utilizar as métricas de risco discutidas na seção 6.4. A modelagem da restrição de atratividade mínima de uma decisão já foi apresentada em detalhes na seção 6.5.1, para as flexibilidades de aumento e redução. Uma abordagem semelhante pode ser utilizada no contexto de flexibilidades de sazonalização. Defina

$$R_{c,p}^{E,S^{12},D_0} = \sum_{t=1}^m (S_{t,p} - K_{c,t,p}) \cdot \gamma_{c,t,p},$$

o resultado financeiro associado a decisão de não alocar energia dentro do ano, ou seja, fixando $as_{c,t,p}^{12} = 0$ e $rs_{c,t,p}^{12} = 0$ para todo t na equação 6.3.5.1. Seja também $R_{c,p}^{E,S^{12},D_n}$, o resultado financeiro associado a uma decisão D_n , ou seja, fixando valores $as_{c,t,p}^{12,D_n}$ e $rs_{c,t,p}^{12,D_n}$ de forma a atender às restrições de sazonalização dado pelo problema de otimização descrito nas equações 6.3.5.1-6.3.5.6. Assim, dado um cenário de preços de mercado, os resultados financeiros denotados por $R_{c,p}^{E,S^{12},D_0}$ e $R_{c,p}^{E,S^{12},D_n}$ são variáveis aleatórias e, portanto, $R_{c,p}^{E,S^{12},D_n-D_0} = R_{c,p}^{E,S^{12},D_n} - R_{c,p}^{E,S^{12},D_0}$ é também uma variável aleatória com alguma distribuição de probabilidade associada.

Para verificar se uma dada decisão D_n de sazonalização é melhor que a de não sazonalizar a energia, basta estudar a distribuição de probabilidades de $R_{c,p}^{E,S^{12},D_n-D_0}$. Caso essa distribuição esteja muito concentrada em valores negativos então a decisão D_n tende a apresentar um desempenho inferior à decisão de não sazonalizar. Caso contrário, a decisão de alocação D_n é melhor que não sazonalizar. O conceito de melhor pode ser representado utilizando uma restrição de atratividade da forma

$$\Psi^0(R_{c,p}^{E,S^{12},D_n-D_0}) = \frac{E \left[R_{c,p}^{E,S^{12},D_n-D_0} | R_{c,p}^{E,S^{12},D_n-D_0} > 0 \right] \cdot P \left(R_{c,p}^{E,S^{12},D_n-D_0} > 0 \right)}{E \left[R_{c,p}^{E,S^{12},D_n-D_0} | R_{c,p}^{E,S^{12},D_n-D_0} \leq 0 \right] \cdot P \left(R_{c,p}^{E,S^{12},D_n-D_0} \leq 0 \right)} > \lambda \quad (6.5.3.1)$$

onde $\lambda > 1$ indica que a decisão é atrativa, ou seja, opta-se por escolher a decisão de alocação D_n caso a desigualdade acima seja satisfeita.

Sob a ótica do risco, pode-se verificar se as perdas extremas associadas com a decisão D_n tendem a ser menores que as associadas com a decisão D_0 . Isso pode ser feito utilizando métricas baseadas em excesso como segue. Se a desigualdade

$$E \left[R_{c,p}^{E,S^{12},D_0} | R_{c,p}^{E,S^{12},D_0} < VaR_{\alpha\%} \left(R_{c,p}^{E,S^{12},D_0} \right) \right] < E \left[R_{c,p}^{E,S^{12},D_n} | R_{c,p}^{E,S^{12},D_n} < VaR_{\alpha\%} \left(R_{c,p}^{E,S^{12},D_n} \right) \right] \quad (6.5.3.2)$$

for satisfeita, então o risco associado com a decisão D_n tende a ser menos severo, em média, que o risco embutido na decisão de não sazonalizar. Desta forma, considera-se uma decisão D_n superior à decisão D_0 se as desigualdades dadas por 6.5.3.1 e 6.5.3.2 forem satisfeitas.

Porém, pode haver ocasiões onde, segundo os critérios estabelecidos, existam mais de uma decisão superior à D_0 . Nesses casos, seleciona-se a decisão que apresentar a maior atratividade, ou seja, para duas decisões D_1 e D_2 que satisfazem 6.5.3.1 e 6.5.3.2 opta-se por selecionar a decisão D_1 se $\Psi^0(R_{c,p}^{E,S^{12},D_1}) > \Psi^0(R_{c,p}^{E,S^{12},D_2})$ e seleciona-se a decisão D_2 , caso contrário.

Portanto, dado um conjunto de decisões, pode-se, através das desigualdades 6.5.3.1 e 6.5.3.2, decidir se existe alguma decisão superior à decisão de não sazonalizar e, em casos onde houver mais de uma decisão que seja superior a D_0 , selecionar aquela com maior atratividade.

No entanto, existem ainda algumas questões que não foram tratadas. Primeiro, não é trivial definir decisões de alocação que satisfaçam os critérios de sazonalização. Em segundo lugar, dado que o conjunto de decisões é não enumerável, mesmo que haja algumas que sejam superiores à decisão D_0 não existe nenhuma garantia que ela seja a melhor de todas.

Para tentar resolver essas duas questões conjuntamente pode-se aplicar a seguinte lógica. Dada uma série de preços de mercado dentro do período de sazonalização pode-se

resolver, para cada série de preços, o problema de otimização descrito pelas equações 6.3.5.1-6.3.5.6 e obter as decisões ótimas associadas com cada série de preços. Dessa forma, caso os preços de mercados dentro do período de sazonalização sejam exatamente a série utilizada para calcular a decisão tem-se garantia que a decisão escolhida foi a ótima para esse caso.

Portanto, uma das maneiras de construir um conjunto de decisões é definir séries de preços de mercado e obter a decisão ótima para cada série. Assim, conhecendo-se a distribuição de probabilidade conjunta dos preços de mercado dentro do período de sazonalização pode-se simular um número suficientemente grande de séries de preços e obter, para cada simulação, a decisão ótima para cada série. Denote por $S_{1,p}^s, \dots, S_{m,p}^s$ a s -ésima série de preços *Spot* simuladas para o período de sazonalização p , de tamanho m meses. Assim, para cada simulação $s = 1, \dots, B$ onde B é o número de simulações tem-se uma série de decisão D_s que é ótima para a s -ésima série de preços simulada.

Escolhe-se a decisão ótima para o problema de sazonalização, D^* , como a decisão que satisfaz

$$D^* = \max_{D_s} \left(\Psi^0(R_{c,p}^{E,S^{12},D_s}) \right) \text{ e } \Psi^0(R_{c,p}^{E,S^{12},D^*-D_0}) > \lambda \text{ e } \\ s = 1, \dots, B \\ E \left[R_{c,p}^{E,S^{12},D_0} | R_{c,p}^{E,S^{12},D_0} < VaR_{\alpha\%} \left(R_{c,p}^{E,S^{12},D_0} \right) \right] < E \left[R_{c,p}^{E,S^{12},D^*} | R_{c,p}^{E,S^{12},D^*} < VaR_{\alpha\%} \left(R_{c,p}^{E,S^{12},D^*} \right) \right].$$

Se não houver nenhuma decisão D^* que satisfaça essas condições, então opta-se por não sazonalizar, ou seja, seleciona-se D_0 .

O quanto maior o número B de simulações, maior a chance de encontrar uma decisão que seja próxima da ótima para o cenário de preços de mercado atual. Essa lógica está associada com o conceito de pseudo-ótimo e pode ser aplicado nesse problema caso tenha-se disponíveis séries de preços que representem a distribuição de probabilidade dos preços no período de interesse. Infelizmente não temos uma forma de garantir que estamos próximos do ótimo.

6.6 Comentários Finais

Neste capítulo foi apresentado um fluxo geral para avaliação de contratos contendo flexibilidades contratuais o qual contempla desde a conversão de blocos de flexibilidades em derivativos, até a descrição de procedimentos de avaliação, derivação de preços de equilíbrio e exercício dessas flexibilidades. Também foi feita a derivação matemática dos resultados financeiros dos contratos contendo as principais flexibilidades encontradas no mercado de energia elétrico nacional e o tratamento estatístico desses resultados.

O arcabouço apresentado neste capítulo permite a implementação de um processo completo de comercialização dentro do ACL, fornecendo diretrizes para precificação de contratos, realizando avaliação de operações observando critérios de risco, retorno e atratividade dos instrumentos e, em um contexto bastante geral, orientando exercício desses derivativos.

No capítulo seguinte será ilustrado como pode ser realizada a implementação do fluxo construído nesse capítulo para os tipos de contratos estudados. Assim como ocorre em outros mercados, não existe uma maneira que seja soberana para avaliação de carteiras. Alguns dos procedimentos sugeridos nesta seção têm sido utilizados em aplicações práticas com resultados empíricos bastante satisfatórios. Para estender alguns conceitos e generalizar as derivações apresentadas são necessárias pesquisas adicionais.

7 APLICAÇÃO

7.1 *Conjunto de Dados, Premissas e Ferramenta Computacional*

7.1.1 Preços

Como argumentado no capítulo 4, o processo de formação de preços no mercado à vista é baseado em modelos computacionais que utilizam como entrada a configuração atual do sistema e a prospecção futura de algumas variáveis, como os níveis de armazenamento, a afluência e o mercado de consumo. Como foi visto, uma entrada relacionada com preços em horizontes de projeção de curto prazo são as previsões de afluência. Isso implica que no curto prazo as saídas dos modelos formadores de preços são condicionadas, de alguma maneira, pelo estado atual de armazenamento do sistema, de forma que quando o armazenamento atual é baixo os preços tendem a ser altos, e quando os níveis dos reservatórios são elevados, então os preços têm um viés de baixa.

Esse efeito, que é observado nos preços do mercado à vista, traz complicadores à avaliação de derivativos, já que as decisões para esses tipos de contratos, principalmente com relação a exercício e precificação, são decisões de longo prazo e não deveriam ser baseadas somente em tendências de curto prazo, que podem não persistir.

O problema é que a falta de liquidez do mercado e a inexistência de mercados formais de derivativos em energia dificultam a construção de uma curva de preços futuros que represente os preços de equilíbrio de longo prazo. Adicionalmente, o custo marginal de expansão (CME), amplamente utilizado para indicação de preços de longo prazo, não incorpora informação sobre os *Spreads* de compra e venda que, por sua vez, são funções de diversas variáveis de mercado, inclusive liquidez e assimetria de informação.

Além do mais, independentemente de ser a melhor abordagem, os preços de liquidação de sobras e déficits (PLD) são formados pelos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP e, portanto, os procedimentos de avaliação devem levar em consideração as saídas desses modelos. Para poder utilizar as saídas desses modelos como

uma boa referência para os preços futuros, é necessário calibrar as entradas desses modelos de maneira a refletir o cenário futuro do sistema.

Para horizontes de tempo maiores, o importante é estimar com qualidade o balanço sistêmico, já que essa variável tem relação com o nível de preços de longo prazo.

Em outras palavras, para que o processo de avaliação de carteiras apresente resultados que sejam aderentes à lógica do mercado, é necessário um grande investimento analítico para calibrar as premissas que alimentam os modelos formadores de preços.

Outra opção é tentar aproximar o sistema de formação de preços do mercado brasileiro de energia por modelos estatísticos que tendem a ser mais simples e fáceis de lidar na fase de implementação das análises. O problema é que, como foi discutido em maiores detalhes no capítulo 4, além de haver um histórico restrito para estimar os parâmetros do modelo, comumente são feitas muitas suposições que acabam fazendo com que esses modelos se distanciem da realidade.

Existe ainda uma terceira alternativa que seria uma mistura entre as duas últimas, ou seja, utilizar as saídas do modelo NEWAVE como base para calibração de modelos estatísticos. Essa abordagem faria com que os modelos respondessem não só aos movimentos ocorridos no passado, mas também às informações que o NEWAVE está projetando em seu horizonte de otimização, podendo ser uma boa alternativa para eliminar um pouco da tendência hidrológica do modelo.

No entanto, o objetivo desta dissertação não é apresentar modelos para preços de mercado. Existem uma gama bastante ampla de trabalhos que discutem o tema com profundidade bem maior, veja seção 4.4 para uma revisão desses modelos.

Têm-se basicamente dois desafios no momento em que se decide adotar premissas de preços para validação de modelos. Primeiramente, é importante que os resultados sejam comparáveis dentro do ambiente de mercado e, para isso, devem-se utilizar premissas de preços que sejam de caráter público. O segundo desafio está relacionado com a exatidão dos resultados a qual, como discutido amplamente na dissertação, está fortemente relacionada com a estratégia de cada agente dentro do ambiente de mercado.

Por conta disso, serão utilizados para implementação das metodologias propostas no capítulo 6 os DECKS do NEWAVE publicados mensalmente no site da CCEE (<http://www.ccee.org.br>). Apesar de haver fortes motivos para acreditar que existe um

grande viés nas diretrizes de preços futuros que são fornecidas pelo modelo NEWAVE, vide capítulo 4 para uma discussão sobre os problemas apresentados na formulação do modelo NEWAVE, a utilização de suas saídas permite que os resultados sejam replicáveis. O DECK de preços disponibilizado pela CCEE reflete a melhor estimativa do ONS sobre a configuração do sistema do lado da oferta, considerando também as disponibilidades de intercâmbio, os níveis de afluência observados e a previsão de mercado consumidor elaborada pela EPE.

Independentemente das premissas de preços adotadas, os estudos que serão apresentados no restante do capítulo ainda estão alinhados com os objetivos da dissertação, já que o aprendizado importante está relacionado com o conceito por trás da transformação de um cenário de mercado em métricas que orientem decisões.

Também, caso haja um cenário de preços mais realista, é simples substituí-lo dentro dos modelos sem modificar a estrutura do processo de avaliação, já que os preços de mercado são incorporados através de simulações. Além disso, dada a volatilidade dos preços experimentada no mercado brasileiro de energia, é pouco provável que os números absolutos apresentados abaixo sejam de uso prático para horizontes de tempo grandes.

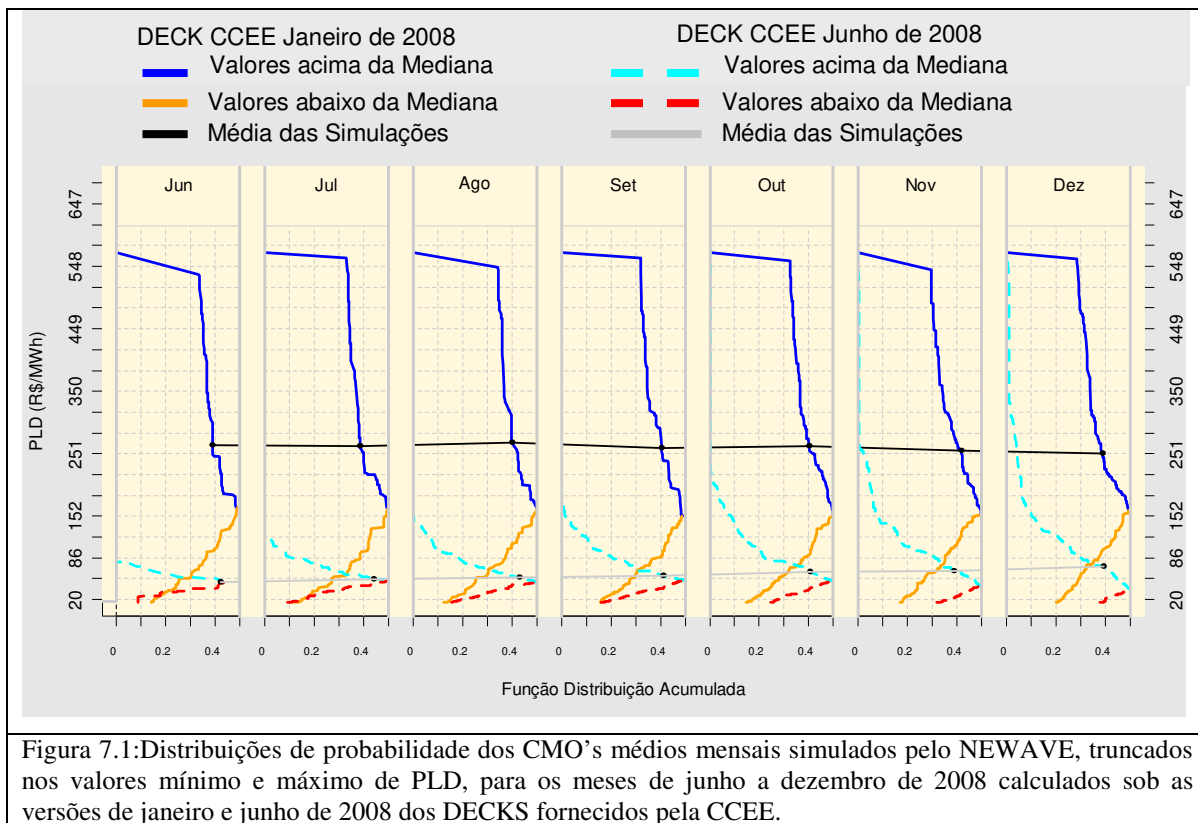
Por esse motivo, as análises serão baseadas em duas versões de DECKS do NEWAVE referente a janeiro e junho de 2008, respectivamente.

No início do ano de 2008 houve um atraso do período chuvoso do submercado Sudeste/Centro Oeste acarretando em uma subida brusca de preços que foi projetada, segundo o DECK de janeiro de 2008 sob a visão da CCEE, para o restante do ano de 2008 e início do ano de 2009.

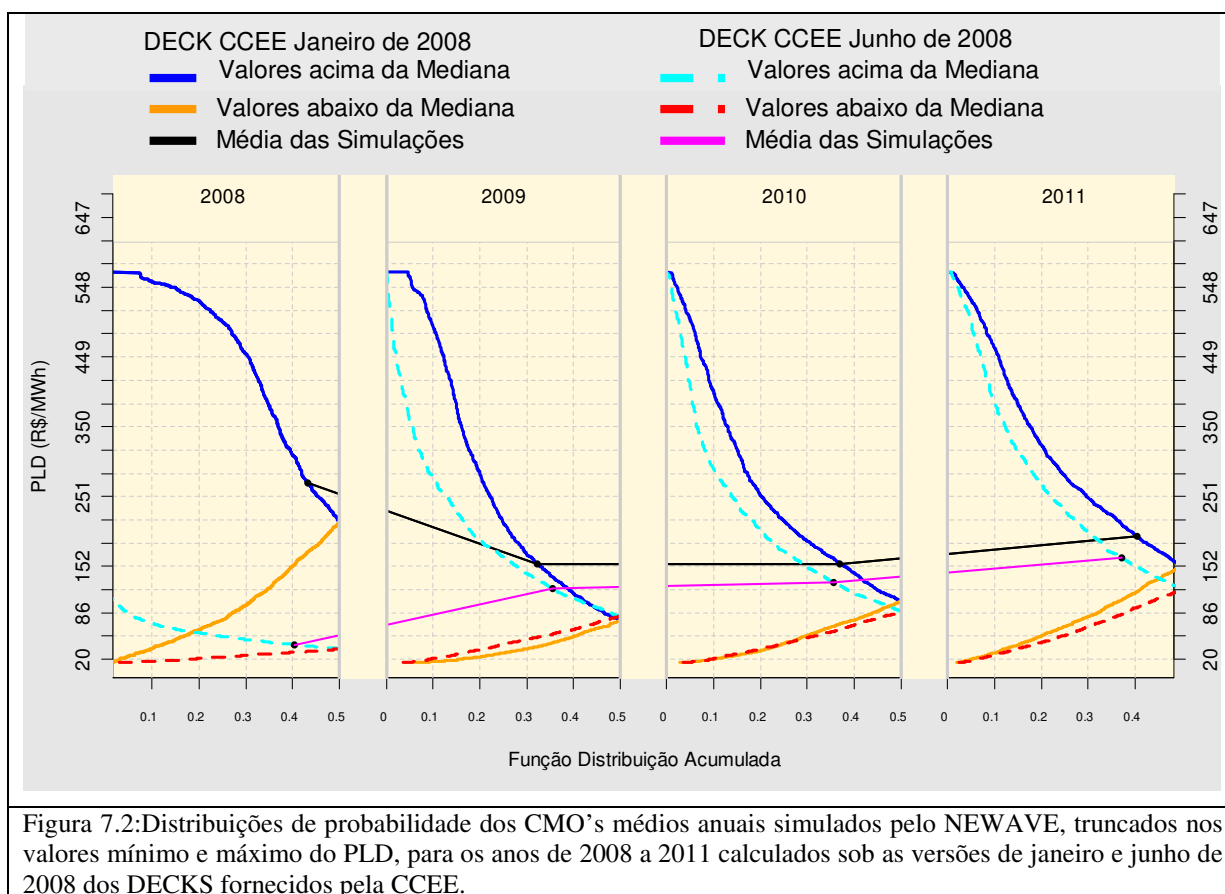
Por outro lado, o DECK de junho 2008 já reflete toda a afluência que foi verificada no sistema indicando preços muito menores. Dessa forma, executando análises sob essas duas visões pode-se entender o desafio de avaliar contratos com derivativos embutidos no mercado de energia brasileiro. Um comparativo das séries simuladas de preços médios mensais e anuais fornecidos pelo NEWAVE, para as versões de DECK CCEE referentes a janeiro e junho de 2008, é apresentado nas figuras 7.1 e 7.2. Maiores detalhes sobre esse tipo de gráfico são dados no Apêndice II.

Observe a diferença entre os PLD médios das simulações calculadas sob as duas versões dos DECKS. Em janeiro de 2008, o NEWAVE visualizava um PLD médio acima

de R\$ 250,00/MWh para os meses de junho à dezembro. Após verificar a afluência no sistema, esse patamar caiu para cerca de R\$ 60,00/MWh. Adicionalmente, sob a versão de janeiro, a probabilidade dos preços de mercado serem abaixo de R\$ 60,00/MWh gira em torno de 0,3. Essas probabilidades calculadas utilizando o DECK de junho é maior que 0,5. Também a probabilidade de que os preços sejam maiores a R\$ 150,00/MWh sob o DECK de junho é próxima a zero, enquanto que sob o DECK de janeiro ela é aproximadamente 0,5.



Analisando-se os indicadores de preços médios anuais fornecidos pelo NEWAVE, figura 7.2, nota-se claramente o que é conhecido no jargão do setor como “Efeito da Tendência Hidrológica” apresentada pelo modelo: preços médios de 2008 altíssimos sob a visão do DECK de janeiro, e relativamente baixos quando calculados utilizando o DECK de junho. Essa tendência ainda persiste no ano de 2009, porém, a partir de 2010 existe uma aproximação maior entre as distribuições de probabilidades, com níveis de preços nesses anos da ordem de R\$ 170,00/MWh.



Como os principais dados de entrada dos modelos de avaliação de contratos são preços de mercado, é esperado que a tendência hidrológica apresentada pelo modelo NEWAVE se reflita também nos derivativos presentes nos contratos.

7.1.2 Contratos

7.1.2.1 Contratos com Flexibilidade de Aumento e Redução

Aa tabela 7.1 apresenta uma carteira composta por três contratos bilaterais de energia, onde os contratos chamados de Contrato A e Contrato B são de compra e o contrato denominado Contrato C é de venda. As características comuns entre esses três contratos são a presença de flexibilidades de aumento e redução anual, com mesmo período de vigência, o de 2009 a 2011. Também, esses contratos foram firmados em 2007.

Tabela 7.1: Carteira de contratos com flexibilidade de aumento e redução anual.

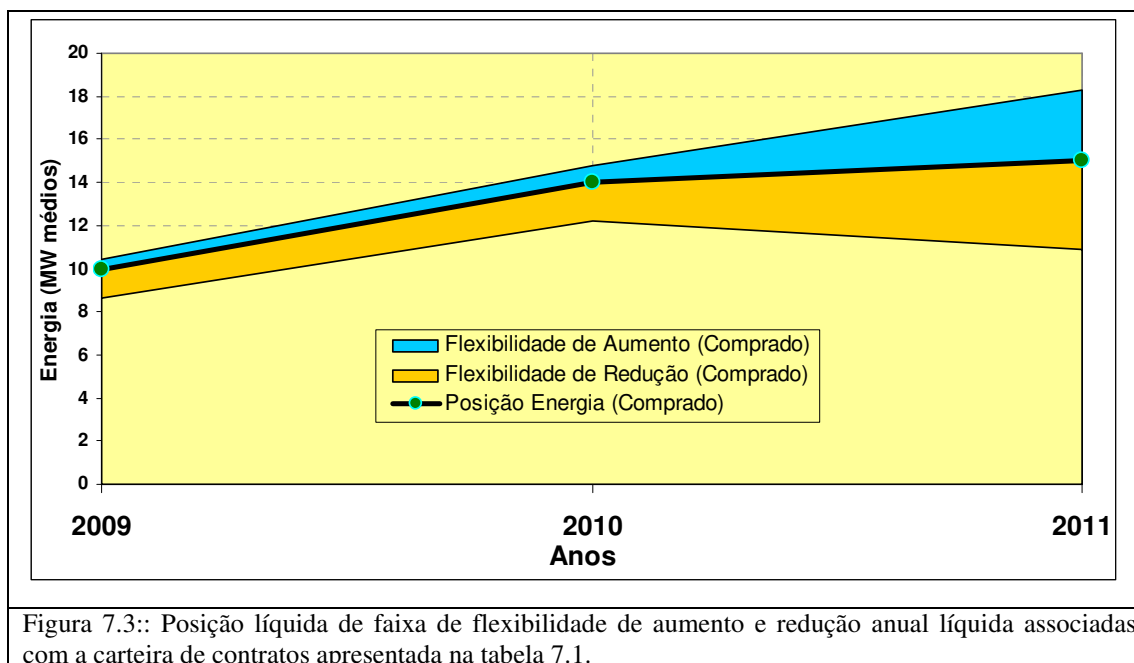
Carteira de Contratos com Flexibilidade de Aumento e Redução Anual									
	Contrato A (Compra)			Contrato B (Compra)			Contrato C (Venda)		
	2009	2010	2011	2009	2010	2011	2009	2010	2011
Preços do Contrato (R\$/MWh)	145	148	157	162	164	169	185	182	178
Energia (MW médios)	12	16	22	8	8	8	10	10	15
Aumento Anual (%)	10	10	15	15	15	15	20	20	10
Redução Anual(%)	10	10	20	15	15	15	10	10	10
Reajuste (IGP-M)	Agosto- Base Ago/2007			Janeiro- Base Jan/2008			Outubro- Base Out/2007		
Pré-aviso de correção de montante anual até 30/nov de cada ano - Contratos assinados em abril de 2007									
Submercado de Entrega SE/CO									

O primeiro contrato tem preços médios de R\$ 150,00/MWh, o segundo de R\$ 165,00/MWh e o terceiro de R\$ 181,67/MWh. O Contrato B possui flexibilidade de aumento e redução simétrica em torno da quantidade base durante todo o período, enquanto nos outros dois contratos existe alteração da flexibilidade no ano de 2011. Apesar do índice de reajuste dos preços dos contratos ser o IGP-M, os reajustes de preços não ocorrem no mesmo mês. Por último, a entrega da energia, para questões de liquidação, ocorre no centro de gravidade do submercado Sudeste/Centro Oeste em todos os contratos. Algumas métricas resumo da carteira são apresentadas na tabela 7.2 e a posição de energia com as respectivas faixas de flexibilidades são mostradas na figura 7.3.

Tabela 7.2: Informações agregadas de preços, energias e flexibilidades da carteira apresentada na tabela 7.1.

Flexibilidade de Aumento e Redução Anual			
	CARTEIRA LÍQUIDA		
	2009	2010	2011
Preços Médios (R\$/MWh)	163	162	166
Energia (MW médios)	10	14	15
Limite Superior MW médios	10,4	14,8	18,3
Limite Inferior MW médios	8,6	12,2	10,9

O agente está comprado tanto na posição líquida em energia, quanto na posição líquida de flexibilidade, ou seja, comprou mais flexibilidade que vendeu. Também, a carteira apresenta um aumento da faixa de flexibilidade no tempo e as opções de redução de montante da carteira são maiores, em termos absolutos, que as suas de aumento.

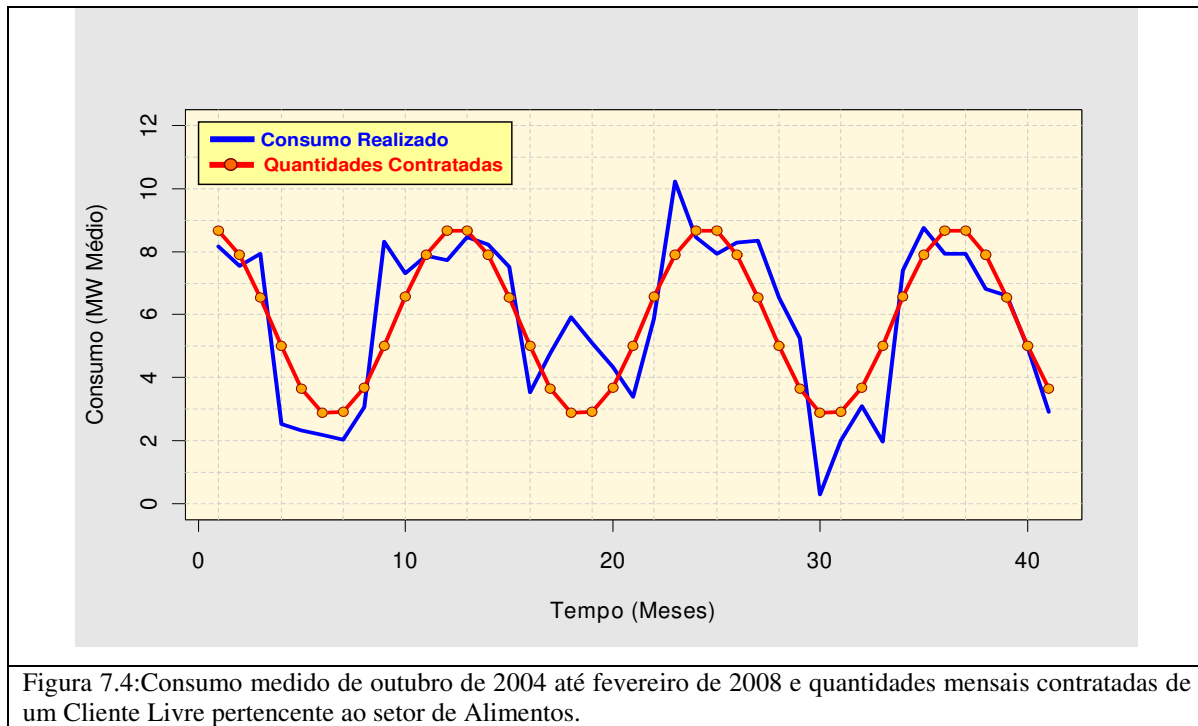


7.1.2.2 Contratos com Flexibilidade de *Take-or-Pay*

Como discutido na seção 6.2.2.2 que trata de contratos com *Take-or-Pay*, a implementação de procedimentos para avaliação de contratos contendo esse tipo de flexibilidade depende não só de variáveis de mercado, como preços e taxas de descontos, mas também do processo produtivo do agente. Esse fato dificulta substancialmente o problema de avaliação de contratos com *Take-or-Pay*, principalmente para carteiras com muitos contratos, já que terão que ser modeladas as distribuições de probabilidade do consumo de cada Cliente Livre associados com cada um desses contratos, se possível, de maneira conjunta.

Para ilustrar o procedimento de avaliação de contratos com *Take-or-Pay* suponha o processo de consumo representado na figura 7.4.

Nessa figura, a linha cheia está associada com os dados de consumo mensal de um Cliente Livre pertencente ao setor de Alimentos e Bebidas medido de outubro de 2004 até fevereiro de 2008.



A série de consumo do Cliente Livre apresenta um padrão sazonal estável com algumas oscilações em torno desse nível, e que o nível de consumo aparenta ser o mesmo durante o período. Uma maneira de capturar o nível do consumo desse cliente é ajustar um modelo de regressão utilizando como variáveis explicativas alguns termos da série harmônica com período de doze meses:

$$\text{Consumo}_t = \alpha + \beta_1 \cdot \text{seno}\left(2 \cdot \pi \cdot \frac{t}{12}\right) + \beta_2 \cdot \text{coseno}\left(2 \cdot \pi \cdot \frac{t}{12}\right) + e_t \quad (7.1.2)$$

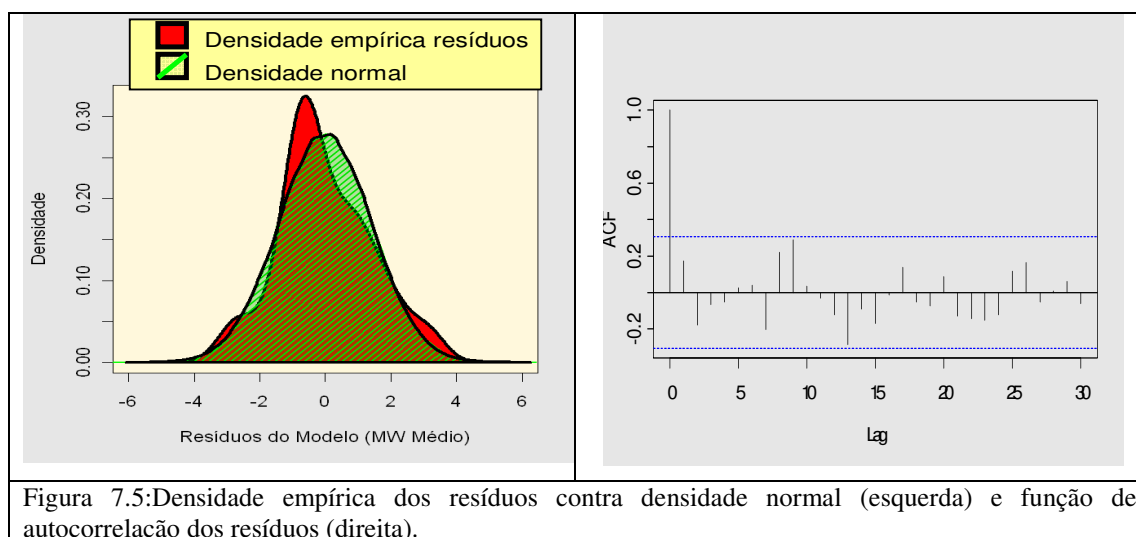
onde os e_t são independentes e identicamente distribuídos com distribuição $N(0, \sigma^2)$.

Tabela 7.3: Estatísticas do ajuste de regressão para o consumo do Cliente Livre.

Parâmetro	Estimativa	Erro Padrão	p-valor	
α	5,78	0,23	< 2e-16	***
β_1	0,76	0,32	2,28E-02	*
β_2	2,88	0,33	1,04E-10	***
Erro padrão resíduos = 1,46 MW médios $R^2 = 66,98\%$				
Estatística F(2,38) = 41,57 - p-valor associado = 2.709e-10				
Kolmogorov-Smirnov (Normalidade Resíduos) -p-valor 0.2292				
Jarque-Bera (Normalidade Resíduos) - p-valor 0.7821				

As estimativas de MQO (Mínimos quadrados ordinários) dos parâmetros e as principais medidas de diagnósticos dos ajustes podem ser vistas na tabela 7.3. Outras análises complementares dos resíduos são apresentadas na figura 7.5.

Supondo que o contrato do Cliente Livre tenha as quantidades, preços e flexibilidades resumidas na tabela 7.4 pode-se utilizar o modelo 7.1.2 para avaliar se os limites de *Take-or-Pay* são suficientes para absorver uma parcela da oscilação desse processo produtivo.

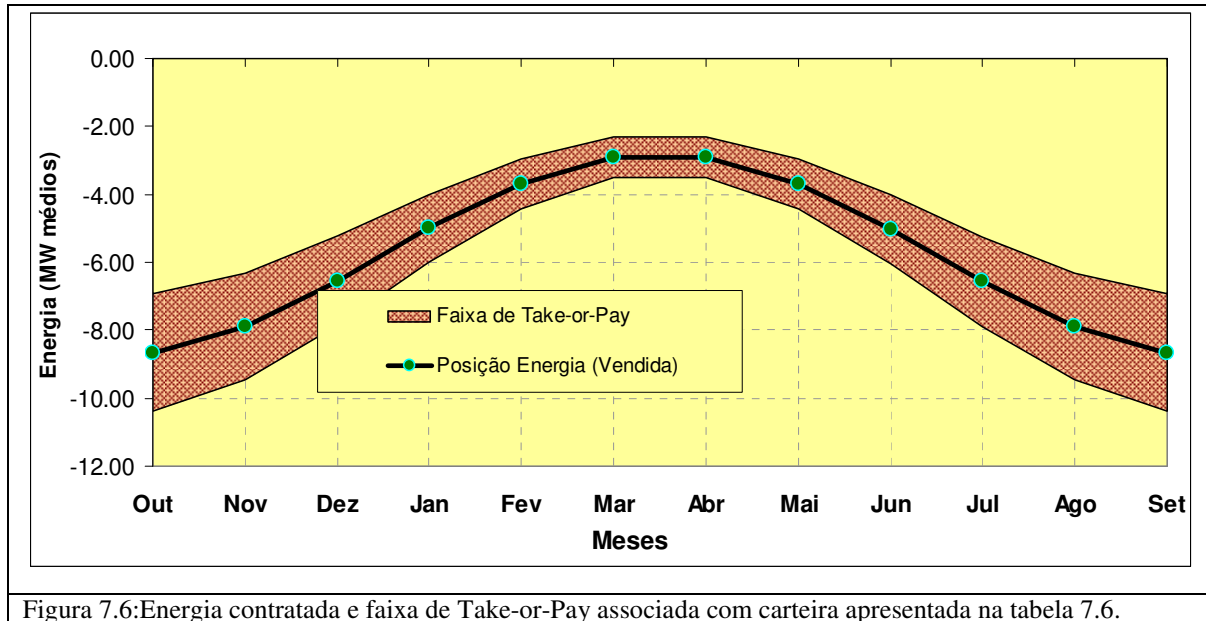


A figura 7.6 apresenta a quantidade contratada e a faixa de *Take-or-Pay* associada com o contrato apresentado na tabela 7.4. Utilizando o modelo representado pela equação 7.1.2 calculou-se a probabilidade de o consumo do Cliente Livre pertencer à faixa de *Take-or-Pay* contratada pelo Cliente Livre ($\pm 20\%$ das quantidades contratadas).

Tabela 7.4: Carteira de contratos com Take-or-Pay.												
Carteira de Contratos com Take-or-Pay Mensal												
Contrato D (Venda) - Cliente Livre - Setor Atividade = Alimentos - Industrial												
2009	Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set
Preços do Contrato (R\$/MWh)	168	168	168	146	146	146	146	146	146	146	146	146
Energia (MW médios)	8,66	7,88	6,55	5,01	3,67	2,91	2,91	3,69	5,02	6,56	7,90	8,66
TOP Máximo (%)	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
TOP Mínimo (%)	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Reajuste (IGP-M)	Janeiro- Base Jan/2008											
Submercado de Entrega SE/CO												

Essas probabilidades são apresentadas na tabela 7.5. Note que a probabilidade do consumo pertencer à faixa de *Take-or-Pay* é maior nos meses onde as quantidades contratadas são maiores. Esse fato é devido ao modelo estimado que supõe que o erro

aleatório tem variância constante no tempo. Assim, para meses onde a faixa de Take-or-Pay é maior em valores absolutos, meses com quantidades contratadas maiores, é esperado que se tenha probabilidades maiores do consumo pertencer a essa faixa.



As probabilidades do consumo pertencer à faixa de *Take-or-Pay* são sempre maiores que 0,25, fazendo com que pelo menos um quarto da oscilação do processo produtivo seja capturada pelo *Take-or-Pay* contratado. Essas probabilidades poderiam servir como justificativa para a contratação da faixa de *Take-or-Pay* já que uma parcela do risco de oscilação de preços é absorvida pela inclusão desses limites.

Tabela 7.5: Probabilidade mensal de consumo pertencer à faixa de *Take-or-Pay* contratada.

Probabilidades calculadas com base no modelo 7.2.1												
2009	Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set
Probabilidade	0,88	0,52	0,47	0,43	0,34	0,27	0,28	0,31	0,45	0,57	0,64	0,69

7.1.2.3 Contratos com Flexibilidade de Sazonalização

Na tabela 7.6 são apresentados contratos com flexibilidade de sazonalização anual. Nessa carteira existem três contratos, firmados em 2007, com opção de sazonalização nos anos de 2009, 2010 e 2011. Desses três contratos dois são de venda e um de compra. A regra de reajuste prevê que os preços de contratos devem ser

atualizados pelo *IGP-M*, mas o mês base de reajuste não é o mesmo para todos os contratos. A entrega de energia para questões de liquidação financeira é o centro de gravidade do submercado Sudeste/Centro oeste.

Na tabela 7.7 têm-se algumas estatísticas resumo dessa carteira de contratos, e na figura 7.7, a posição de energia e a faixa de sazonalização associada. A posição final dessa carteira de energia é comprada tanto em sazonalização, quanto em energia de base, porém existe uma redução da posição líquida do agente no último ano. E os preços médios dos contratos estão em torno de R\$ 145,00/MWh em 2010 e R\$ 160,00/MWh nos outros anos.

Tabela 7.6: Carteira de contratos com flexibilidade de sazonalização.

Carteira de Contratos com Flexibilidade de Sazonalização									
Preços do Contrato (R\$/MWh)	Contrato E (Compra)			Contrato F (Venda)			Contrato G (Venda)		
	2009	2010	2011	2009	2010	2011	2009	2010	2011
	140	152	158	150	175	180	151	158	155
Energia (MW médios)	20	20	20	4	6	6	7	3	8
Limite Superior Sazonalização (%)	20	20	20	30	30	30	15	15	15
Limite inferior Sazonalização (%)	20	20	20	35	35	35	10	10	10
Reajuste (IGP-M)	Janeiro- Base Jan/2008			Outubro- Base Out/2007			Janeiro- Base Jan/2008		
A sazonalização deve ser declarada até 1/Nov de cada ano									
Submercado de Entrega SE/CO									

Tabela 7.7: Carteira de contratos com flexibilidade de sazonalização.

Flexibilidade de Aumento e Redução Anual			
CARTEIRA LÍQUIDA			
	2009	2010	2011
Preços Médios (R\$/MWh)	144	157	161
Energia (MW médios)	9	11	6
Limite Superior MW médios	10,75	12,75	7
Limite Inferior MW médios	7,1	9,4	4,9

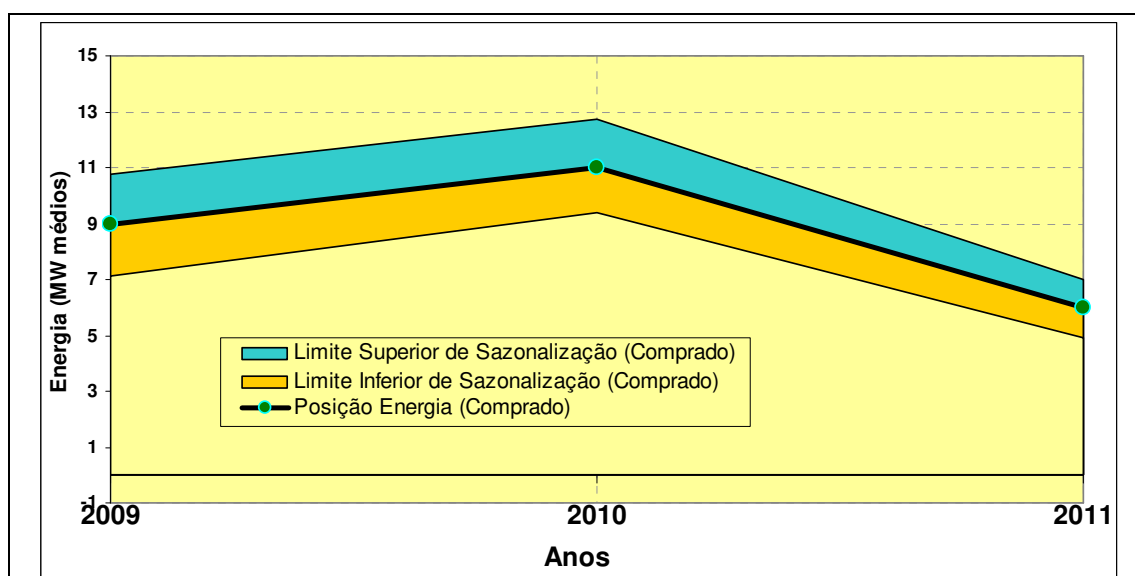


Figura 7.7: Posição líquida da carteira de sazonalização e os limites líquido de flexibilidades associadas.

7.1.3 Outros Dados e Premissas

Para compor os índices de reajustes dos contratos é utilizada a série do *IGP-M* de Janeiro de 2005 até Abril de 2008, figura 7.8. As projeções desse índice para períodos posteriores são realizadas através de um modelo autoregressivo de ordem 1 ajustado para a variação do *IGP-M* mensal. Os gráficos da variação mensal do *IGP-M* no período considerado e sua função de autocorrelação são apresentados na figura 7.9.

Observe que enquanto a série de *IGP-M* é claramente não estacionária, a variação mensal da série parece atender aos requisitos de estacionaridade exigidos pelos modelos autoregressivos. De fato, como pode ser visto nas figura 7.9, 7.10 e 7.11 o modelo autoregressivo de ordem 1 parece ser capaz de capturar o padrão temporal do índice. A estimativa do parâmetro autoregressivo é significativo e o teste de normalidade de Jarque-Bera indica que os resíduos são aproximadamente normalmente distribuídos. Adicionalmente, as estatísticas de diagnóstico apresentadas na figura 7.11 indicam que o ajuste atende as suposições teóricas do modelo autoregressivo, ou seja, resíduos comportam-se como ruídos brancos.

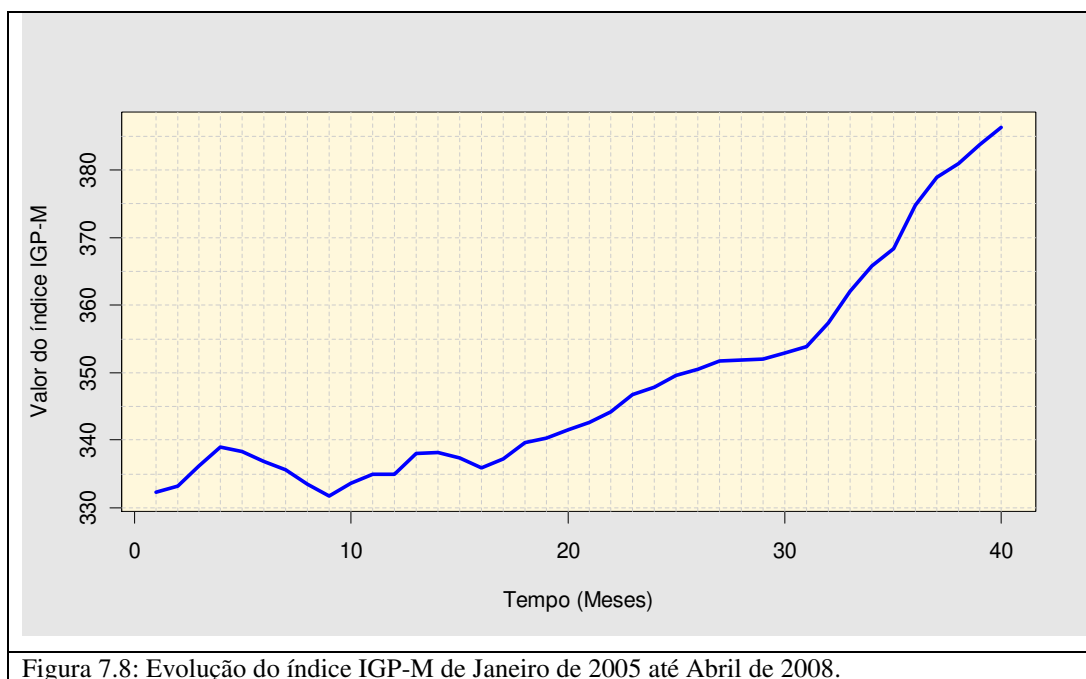


Figura 7.8: Evolução do índice IGP-M de Janeiro de 2005 até Abril de 2008.

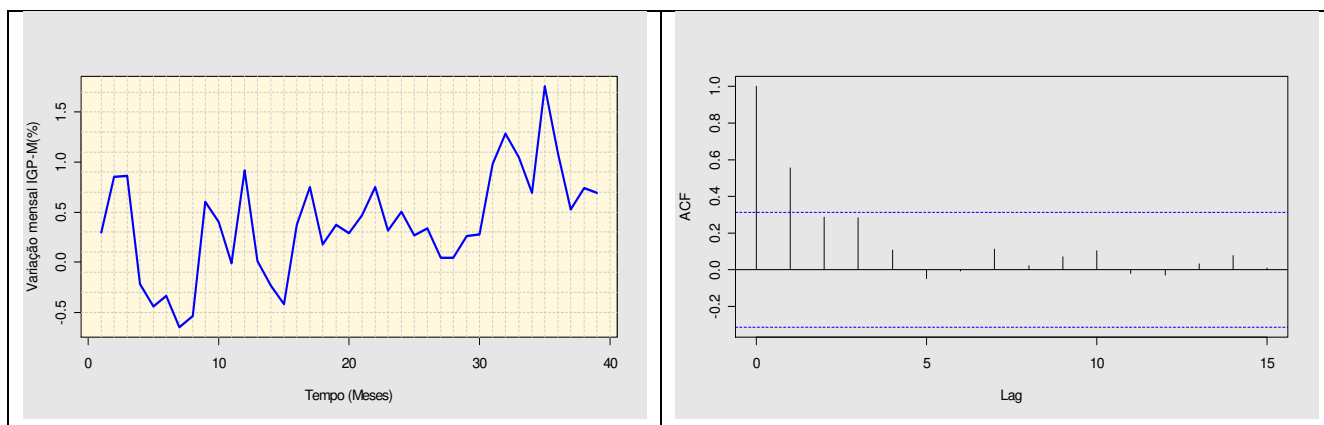


Figura 7.9: Variação mensal do IGP-M de Janeiro de 2005 à Abril de 2008 (esquerda) e sua função de autocorrelação associada (direita).

Formulação do Modelo autoregressivo: $\Delta_{IGMP_t} - \alpha = \phi_1 \cdot (\Delta_{IGMP_{t-1}} - \alpha) + e_t$ $\Delta_{IGMP_t} = \frac{IGMP_t - IGMP_{t-1}}{IGMP_{t-1}}$

Parâmetro	Estimativa	Erro Padrão
α	0.39%	0.15%
ϕ_1	0.55	0.13
Erro padrão resíduos = 1.87e-05 AIC = -307.56		
Jarque-Bera (Normalidade Resíduos) - p-valor 0.4948		

Figura 7.10: Estimativas e estatísticas de diagnóstico do modelo autoregressivo de ordem 1 estimado para a variação do IGP-M de janeiro de 2005 até abril de 2008.

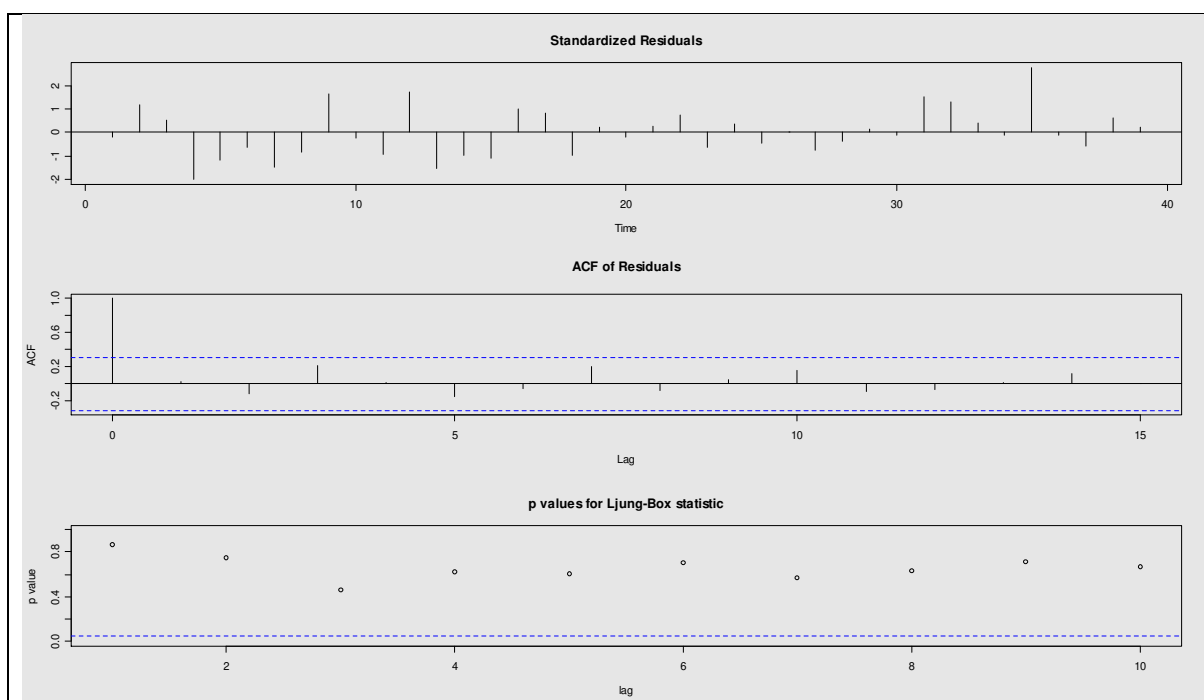


Figura 7.11:: Gráficos de diagnóstico dos resíduos do modelo autoregressivo de ordem 1 estimado para a série de variação do IGP-M.

Com relação à taxa de desconto que é utilizada para levar fluxos de caixa para o mesmo ponto no tempo é adotado o valor de 11% a.a. em todo o período de análise. Esse valor foi escolhido de forma arbitrária simplesmente para realizar os cálculos de acordo com as formulações derivadas no capítulo 6. Caso haja necessidade de aumentar a acurácia dos resultados pode-se utilizar alguma metodologia para construir uma curva de juros a termo.

Por último, todos os fluxos de caixa e, conseqüentemente, os preços do contrato foram trazidos até junho de 2008. Dessa forma, um preço de R\$ 250,00 para Janeiro de 2009 significa que, sob a visão de junho de 2008, os preços para janeiro de 2009 são de R\$ 250,00.

7.1.4 Implementação e Ferramenta Computacional

Todas as análises estatísticas realizadas ao longo da dissertação foram executadas no software estatístico R (www.r-project.org). Esse software é Freeware, possui licença pública e tem código aberto. Ele possui um arcabouço estatístico muito poderoso, o qual contempla desde as metodologias clássicas de análise até as técnicas mais atuais, as quais têm sido propostas para solucionar problemas das mais diferentes naturezas. O ferramental computacional é altamente eficiente e dinâmico permitindo que extensões possam ser realizadas com esforço relativamente baixo.

No entanto, não existem modelos prontos para avaliarem derivativos como os apresentados nesta dissertação. Por isso, foram escritos algoritmos, utilizando a linguagem R, de forma a cobrir todas as derivações realizadas ao longo do capítulo 6. Maiores informações sobre o software R pode ser encontradas no site <http://www.r-project.org/>.

Observe que as formulações apresentadas no capítulo 6 dependem basicamente dos processos de consumo e preços de mercado. Para não ter que modelar explicitamente essas variáveis, o que faria com que fossem adicionadas muitas restrições aos modelos de forma a inviabilizar o seu uso prático, a valoração das quantidades são realizadas com base em métodos de Monte-Carlo, vide, por exemplo, Kaminski (1999). Desta forma, as

entradas dos modelos são basicamente séries simuladas de preços, consumo e de outras variáveis de entrada, como o IGP-M, e, com base nessas séries utiliza-se as fórmulas do capítulo 6 para construir a distribuição de Monte Carlo dos resultados financeiros. Essa distribuição de probabilidade serve de base para o cálculo de todas as métricas que serão apresentadas nas próximas seções.

7.2 Flexibilidade de Aumento e Redução

Dado que a implementação dos procedimentos de avaliação de contratos contendo flexibilidades de aumentos e reduções de montantes contratuais são semelhantes para todas as escalas de tempo onde são definidas essas opções, as aplicações para essa classe de flexibilidades serão realizadas com base nas opções de correção de montantes anuais. No entanto, com as formulações derivadas no decorrer da seção 6.3.3, é possível estender as análises para outras escalas de aplicação de forma simples.

Assim, a carteira de contratos base de avaliação será aquela apresentada na tabela 7.1, a qual contém apenas contratos com flexibilidade de aumento e redução de montantes anuais. Para cada contrato, foi implementado o fluxo de avaliação de operações descrito no início do capítulo 6 (seção 6.1). O resultado dos dois primeiros passos desse fluxo é simplesmente a construção da tabela 7.1, onde é feito o desmembramento dos contratos em blocos de flexibilidades contratuais.

O terceiro estágio desse fluxo está relacionado com a modelagem dos preços subjacentes aos derivativos. Como esses preços são função basicamente dos preços do mercado à vista e da regra de reajuste, esse tratamento é feito baseado nas premissas adotadas nas seções 7.1.1 e 7.1.3.

Para cada contrato pertencente à carteira e cada ano onde o contrato é vigente foram estimados os preços de equilíbrio, os quais foram desdobrados em preços referentes aos blocos de energia de base e prêmios das opções de aumento e redução anual. A separação dos componentes foi realizada através da diferença entre os preços de equilíbrio do contrato com flexibilidades, e os preços dos contratos sem flexibilidade,

mantendo os outros termos e condições fixos. Esses valores podem ser encontrados na tabela 7.8.

Tabela 7.8: Preços contratuais e preços de Equilíbrio para contratos com flexibilidade de aumento e redução de montantes anuais calculados sob as visões de janeiro e junho de 2008 dos DECKS do NEWAVE.

Preços de Equilíbrio (R\$/MWh)										
		Visão DECK de Janeiro/2008			Visão DECK de Junho/2008			Preços Contratuais		
		2009	2010	2011	2009	2010	2011	2009	2010	2011
Contrato A (Compra)	Preço energia firme	171	165	211	129	139	179	145	148	157
	Prêmio Flexibilidade	23	20	33	15	17	29			
	Preço Total Contrato	194	185	244	144	156	208			
Contrato B (Compra)	Preço energia firme	178	171	207	134	144	175	162	164	169
	Prêmio Flexibilidade	22	18	19	14	14	16			
	Preço Total Contrato	200	189	226	148	158	191			
Contrato C (Venda)	Preço energia firme	171	164	194	128	138	164	185	182	178
	Prêmio Flexibilidade	20	16	12	12	13	10			
	Preço Total Contrato	191	180	206	140	151	174			

As estimativas dos preços de equilíbrio e dos prêmios devido a inclusão de derivativos foram realizadas com base nos DECKs de janeiro e junho de 2008, para cada um dos três contratos da carteira. As principais conclusões que podem ser extraídas dessa tabela são:

- Os preços de equilíbrio diferem substancialmente dependendo da visão do DECK de NEWAVE utilizado para o cálculo.
- Os prêmios estimados representam cerca de 10% do preço de equilíbrio do contrato sem flexibilidade, independentemente do DECK e do ano de avaliação, níveis considerados normais dentro do mercado de energia brasileiro.
- Para os anos de 2009 e 2010 os preços nominais encontram-se relativamente próximos aos preços de equilíbrio. No ano de 2011 os preços de equilíbrio indicam que os contratos de compra (A e B) estão sub precificados.
- Os preços dos contratos de compra (A e B) são menores que o preço do contrato de venda (C) para todos os anos.

Não é simples verificar se os preços de equilíbrio e os prêmios estimados estão em linha com o que tem sido comercializado no mercado, principalmente, porque não existem curvas de preços disponíveis para esses. No entanto, as estimativas dos preços de equilíbrio, obtidas através dos modelos derivados no capítulo 6, estão representado bem as características esperadas, ou seja, aumento dos preços de equilíbrio quando ocorre crescimento nos preços de mercado, e prêmios maiores para as flexibilidades quando se tem maior volatilidade no cenário de preços.

Conforme discutido na seção 7.1.1, as visões de preços selecionadas para as análises são extremas (cenário muito úmido em junho de 2008 e cenário muito seco em janeiro de 2008) e podem não refletir o nível real dos preços de mercado. Adicionalmente, o *Spread* exigido pelos agentes para assumirem determinada posição no mercado não é capturado pelas saídas do NEWAVE enfatizando a complexidade do problema de precificação de contratos.

Calibrando-se as entradas do modelo NEWAVE com valores mais realistas e incorporando, de forma exógena ao modelo, a dinâmica dos *Spreads* que são função da liquidez e dos níveis de aversão ao risco de cada agente particular, é possível obter expectativas de preços futuros mais consistentes com a realidade do mercado. Esses estudos fogem ao escopo desta dissertação.

Os preços de equilíbrio não devem ser utilizados para precificar contratos, entretanto, o cálculo desses valores para diferentes cenários de preços permite medir a sensibilidade da carteira com relação a mudanças em variáveis do mercado, e valorar preços de derivativos embutidos nos contratos para cada cenário de interesse.

Em ambientes com liquidez os preços de equilíbrio, somados aos *spreads*, podem ser utilizados para marcar carteiras ao mercado de maneira a sugerir correções na posição em energia dos agentes. A marcação ao mercado nesses casos é calculada como a diferença entre os preços de equilíbrio e os preços contratuais. Em cenários de baixa liquidez ainda é possível realizar marcação ao mercado, porém nesses casos nem sempre é possível efetuar ajustes na carteira para adequar os níveis de risco.

Os preços de equilíbrio indicam se a marcação ao mercado das operações é positiva ou negativa, no entanto, ele não contém informação sobre o risco da operação. Por isso, com base nas métricas apresentadas na seção 6.4 foram construídos os quadros resumidos na tabela 7.9. Essas métricas foram estimadas utilizando as visões de DECKS do NEWAVE de janeiro e junho de 2008.

Tabela 7.9: Métricas de risco para cada contrato individual (três primeiros quadros) e para a carteira líquida (último quadro), calculada utilizando as visões de DECKs do NEWAVE de janeiro e junho de 2008.

CONTRATO A							
DECK NEWAVE		Jan 2008			Jun 2008		
Anos		2009	2010	2011	2009	2010	2011
R\$ Milhões	VaR 5%	-12,12	-14,62	-16,82	-11,93	-14,67	-16,74
	Ganho 95%	42,14	42,22	56,35	22,96	31,83	48,72
	Média	1,58	0,88	5,99	-2,28	-1,98	1,63
	Mediana	-6,69	-5,42	-1,76	-6,14	-7,10	-5,45
	Desvio Padrão	17,34	16,94	22,35	10,80	14,22	19,68
	Perda Média	-8,63	-9,60	-10,25	-7,84	-9,35	-10,11
	VaR Condicional (5%)	-12,31	-15,14	-17,69	-12,19	-15,15	-17,59
	Prob. Perda	0,68	0,63	0,54	0,72	0,71	0,64
	Atratividade*	1,27	1,15	2,09	0,59	0,70	1,25

CONTRATO B							
DECK NEWAVE		Jan 2008			Jun 2008		
Anos		2009	2010	2011	2009	2010	2011
R\$ Milhões	VaR 5%	-8,10	-7,28	-6,61	-8,00	-7,30	-6,60
	Ganho 95%	28,62	21,57	20,28	15,25	16,12	17,46
	Média	0,99	0,37	1,92	-1,71	-1,08	0,32
	Mediana	-4,65	-2,93	-0,82	-4,29	-3,73	-2,21
	Desvio Padrão	11,76	8,59	8,22	7,23	7,17	7,25
	Perda Média	-5,78	-4,76	-4,01	-5,31	-4,69	-3,99
	VaR Condicional (5%)	-8,25	-7,52	-6,98	-8,17	-7,54	-6,94
	Prob. Perda	0,69	0,64	0,55	0,73	0,72	0,65
	Atratividade*	1,25	1,12	1,88	0,56	0,68	1,12

CONTRATO C							
DECK NEWAVE		Jan 2008			Jun 2008		
Anos		2009	2010	2011	2009	2010	2011
R\$ Milhões	VaR 5%	-34,59	-26,15	-34,78	-17,21	-19,14	-30,17
	Ganho 95%	12,89	11,24	14,41	12,69	11,26	14,43
	Média	1,13	1,34	-1,56	4,61	3,20	1,36
	Mediana	8,24	5,45	2,91	7,85	6,49	5,72
	Desvio Padrão	15,11	11,04	14,98	9,23	9,21	13,26
	Perda Média	-20,46	-12,60	-15,88	-10,69	-10,81	-14,58
	VaR Condicional (5%)	-35,08	-29,31	-37,78	-24,40	-25,48	-35,86
	Prob. Perda	0,28	0,30	0,42	0,20	0,23	0,32
	Atratividade*	1,20	1,35	0,77	3,16	2,29	1,29

CARTEIRA DE CONTRATOS							
DECK NEWAVE		Jan 2008			Jun 2008		
Anos		2009	2010	2011	2009	2010	2011
R\$ Milhões	VaR 5%	-7,35	-10,67	-8,95	-7,25	-10,72	-8,90
	Ganho 95%	36,20	37,78	41,87	20,96	28,96	36,47
	Média	3,71	2,59	6,35	0,62	0,14	3,31
	Mediana	-3,05	-2,88	0,34	-2,64	-4,29	-1,94
	Desvio Padrão	13,99	14,49	15,59	8,81	12,19	13,69
	Perda Média	-5,18	-7,01	-5,43	-4,51	-6,70	-5,26
	VaR Condicional (5%)	-7,49	-11,08	-9,47	-7,40	-11,10	-9,40
	Prob. Perda	0,61	0,58	0,49	0,64	0,67	0,59
	Atratividade*	2,17	1,64	3,39	1,21	1,03	2,06

Para os contratos de compra (Contrato A e Contrato B) o risco está relacionado com a queda dos preços subjacentes, pois, nesses casos, é mais vantajoso comprar energia no mercado à vista. Pode-se mitigar parte desse efeito exercendo as flexibilidades contidas nos contratos. No caso do Contrato C, de venda, o risco está associado com aumento de preços já que, neste caso seria mais vantajoso liquidar a energia aos preços do mercado à vista que ao preço definido em contrato.

Para a carteira líquida (último quadro da tabela 7.9), o risco é função da composição da carteira, ou seja, da diferença entre os preços dos contratos de compra e venda, dos montantes que estão expostos à variação dos preços de mercado e das quantidades associadas com as flexibilidades contratuais.

Analisando a tabela 7.9 pode-se concluir que:

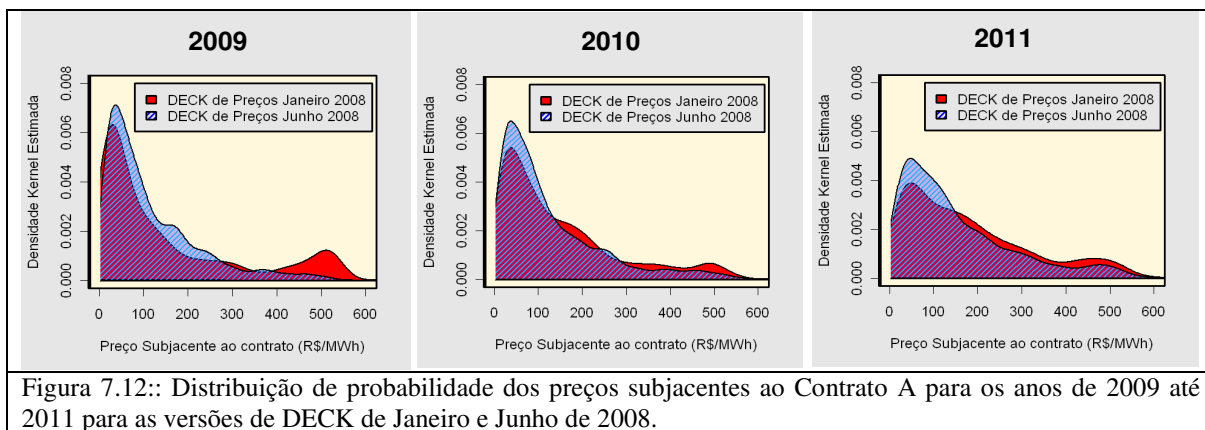
- Para os contratos de compra (A e B) as probabilidades de perdas giram em torno de 0,7 independentemente do cenário de preços utilizado para o cálculo.
- Para o contrato C essas probabilidades são menores que 0,35 na maioria dos cenários.
- A atratividade dos contratos A e B variam substancialmente de acordo com os cenários de preços, representando o fenômeno observado nos preços de equilíbrio.
- A atratividade do contrato C, de venda, é no geral, maior que a dos contratos A e B, já que o contrato C tem preços nominais maiores.
- É esperado que o contrato de venda tenha melhor desempenho que os de compra, no entanto, o *VaR* 5% desse contrato é cerca de 4 vezes maior que os de compra.
- Grande incerteza é esperada nos resultados, já que o desvio padrão é maior que a média, mediana e perda média, na maioria dos cenários.
- O risco da carteira líquida é devido à posição comprada do agente (quantidades compradas superiores às vendidas). No entanto, o desempenho dessa carteira é superior ao dos contratos de compra, devido ao efeito do contrato de venda, com preços nominais superiores.
- O resultado esperado é positivo em todos os anos, entretanto, as chances de perda são maiores que 50% em quase todos os cenários.

▪ A atratividade da carteira líquida é maior que 2 na maioria dos casos, indicando que a área dos ganhos deve ser duas vezes maior que a das perdas na maioria dos casos.

Para a carteira de contratos avaliada nesta subseção, a relação observada entre as métricas de risco das operações individuais contra as da carteira agregada permitem entender o conceito de cobertura. Quando são estudadas as métricas de risco para os contratos A e B individualmente, observa-se a magnitude das perdas sobrepondo-se sobre a dos ganhos, indicando que essa pode não ser uma boa operação. No entanto, essas transações quando combinadas ao contrato C, trazem um benefício para a carteira global aumentando a atratividade da carteira e reduzindo algumas métricas de risco.

Note que a operação de venda tem o objetivo de reduzir a posição em energia comprada do agente e, como nesse caso, o preço do contrato de venda é superior ao dos contratos de compra (mesmo em termos relativos, já que as flexibilidades não são as mesmas para todos os contratos), essa operação também ajuda a mitigar uma parcela do risco de variação de preços travando uma margem na receita.

Uma questão adicional é que o resultado financeiro dos contratos depende das decisões de exercício, que por sua vez são função dos preços subjacentes aos contratos. Na figura 7.12 são mostradas as distribuições de probabilidade empírica dos preços subjacentes ao Contrato A para os anos de 2009 até 2011, sob as visões dos DECKs de janeiro e junho de 2008. Essas distribuições são bastante similares para os contratos B e C.



É observada forte assimetria nessas distribuições, havendo chances significativas de ocorrência de preços subjacentes elevados, principalmente sob a visão do DECK de janeiro de 2008. Apesar de existir grande concentração de preços abaixo de R\$ 100,00/MWh, a probabilidade de se observar valores acima dessa quantidade é alta.

Segundo a metodologia apresentada na seção 6.5, as decisões de exercício podem ser extraídas estudando as distribuições de probabilidade das diferenças entre os preços subjacentes e os preços dos contratos. Métricas calculadas utilizando essas distribuições dão indicação se deverá ser exercida a opção de aumento, redução ou nenhuma das opções de correção de montantes contratuais.

Para selecionar uma decisão de exercício pode-se fixar $\lambda = 1,5$ e $\psi = 2,5$ nas condições 6.5.1.4 e 6.5.1.5. O parâmetro $\lambda = 1,5$ indica que a decisão de aumentar os montantes anuais será escolhida caso a área onde os preços subjacentes são superiores aos preços de contrato seja pelo menos 1,5 vezes maior que a área onde eles são inferiores aos preços de contrato. A lógica é análoga para o exercício das opções de redução.

O parâmetro $\psi = 2,5$ define um limite para os *Quantis* 2,5% e 97,5% de 2,5 desvios-padrão, ou seja, não existe exercício da opção quando o *Quantil* 2,5% (em valor absoluto) ou o *Quantil* 97,5% é maior que 2,5 desvios-padrão. Dado que a distribuição dos preços subjacentes é muito diferente da distribuição normal, já que ela é extremamente assimétrica e possui caudas pesadas, a utilização de $\psi = 2$ não é apropriada, pois desestimularia a decisão de redução de montantes, quando o valor máximo dos preços é distante da massa de dados. Isso ocorre porque, sob essas condições, o critério de risco limitado não é atendido para as opções de redução quando ψ é pequeno.

As métricas associadas com essas distribuições de probabilidade são apresentadas nos quadros contidos na tabela 7.10. A observação dessas métricas informa que:

- Em média, existe expectativa de que os preços subjacentes excedam os preços de contratos. Nos anos de 2009 e 2010 há mais de 50% de chance dos preços de contratos serem superiores aos preços subjacentes.

Tabela 7.10: Métricas de risco associadas com exercício de flexibilidades contratuais. Avaliações feitas sobre as distribuições de probabilidades das diferenças entre preços subjacentes e os preços de contrato para os anos de 2009 até 2011. Decisão calculada para $\lambda = 1,5$ e $\psi = 2,5$. A métrica de atratividade é descrita nas equações 6.5.1.4 e 6.5.1.5 para as opções de aumento e redução, respectivamente.

CONTRATO A							
DECK NEWAVE		Jan 2008			Jun 2008		
Anos		2009	2010	2011	2009	2010	2011
R\$/MWh	Quantil 2,5%	-131	-134	-142	-131	-134	-142
	Quantil 97,5%	382	347	353	266	308	331
	Média	3	-3	21	-31	-25	-7
	Mediana	-73	-49	-15	-67	-65	-45
	Desvio Padrão	162	134	141	103	113	126
	E[S_barra>k]	-94	-87	-85	-85	-85	-84
	E[S_barra<k]	203	138	143	104	122	132
	E[S_barra<Quantil 95%]	-94	-87	-85	-85	-85	-84
	E[S_barra<Quantil 5%]	-131	-134	-143	-131	-134	-143
	P(S_barra < k)	0,68	0,63	0,54	0,72	0,71	0,64
-2,5*DP < Quantil 2,5%-k		Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
2,5*DP > Quantil 97,5%-k		Sim	Não	Sim	Não	Não	Não
Atratividade*		1,04	0,94	1,46	0,49	0,58	0,88
Exercer Aumento		Não	Não	Não	Não	Não	Não
Exercer Redução		Não	Não	Não	Não	Não	Não

CONTRATO B							
DECK NEWAVE		Jan 2008			Jun 2008		
Anos		2009	2010	2011	2009	2010	2011
R\$/MWh	Quantil 2,5%	-147	-149	-153	-147	-149	-153
	Quantil 97,5%	399	363	372	274	319	348
	Média	-5	-10	20	-41	-34	-10
	Mediana	-85	-59	-19	-79	-75	-51
	Desvio Padrão	172	142	150	110	120	134
	E[S_barra>k]	-106	-97	-91	-97	-95	-91
	E[S_barra<k]	217	146	152	107	128	140
	E[S_barra<Quantil 95%]	-106	-97	-91	-97	-95	-91
	E[S_barra<Quantil 5%]	-147	-149	-154	-147	-149	-154
	P(S_barra < k)	0,69	0,64	0,55	0,73	0,72	0,65
-2,5*DP < Quantil 2,5%-k		Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
2,5*DP > Quantil 97,5%-k		Sim	Não	Sim	Sim	Não	Não
Atratividade*		0,93	0,83	1,39	0,41	0,51	0,84
Exercer Aumento		Não	Não	Não	Não	Não	Não
Exercer Redução		Não	Não	Não	Sim	Não	Não

CONTRATO C							
DECK NEWAVE		Jan 2008			Jun 2008		
Anos		2009	2010	2011	2009	2010	2011
R\$/MWh	Quantil 2,5%	-171	-167	-163	-170	-167	-163
	Quantil 97,5%	355	325	344	237	284	321
	Média	-34	-34	4	-69	-56	-24
	Mediana	-111	-81	-33	-105	-97	-64
	Desvio Padrão	166	137	145	106	116	129
	E[S_barra>k]	-125	-109	-97	-112	-110	-98
	E[S_barra<k]	205	141	144	107	121	133
	E[S_barra<Quantil 95%]	-125	-109	-97	-112	-110	-98
	E[S_barra<Quantil 5%]	-171	-168	-164	-171	-168	-164
	P(S_barra < k)	0,72	0,70	0,58	0,80	0,77	0,68
-2,5*DP < Quantil 2,5%-k		Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
2,5*DP > Quantil 97,5%-k		Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Atratividade*		0,63	0,56	1,07	0,24	0,33	0,64
Exercer Aumento		Não	Não	Não	Não	Não	Não
Exercer Redução		Sim	Sim	Não	Sim	Sim	Sim

- As decisões de exercício serão avaliadas fixando $\lambda = 1,5$ e $\psi = 2,5$ nas condições 6.5.1.4 e 6.5.1.5.
- Para os contratos A e B (de compra), sob os critérios adotados, a decisão de manter os montantes fixos é escolhido, independentemente dos cenários de preços. Isso é devido aos preços desses contratos estarem próximos à média dos preços subjacentes às opções.
- Para o contrato C, de venda, as métricas estimadas favorecem a decisão de redução de montante contratual para quase todos os cenários de preços. Essa decisão é selecionada porque os preços subjacentes tendem a ser menores que os preços de contratos.

Na prática, a seleção de critérios de decisão deve ser realizada com base em diversos cenários de preços, pois assim é possível estudar o impacto da movimentação de preços nas decisões de exercício.

Observe que o processo de avaliação de uma carteira com flexibilidades de aumento e redução é finalizado com a seleção de decisões de exercício. Entretanto, as saídas desse processo podem servir como subsídio para a definição de estratégias comerciais, fornecendo indicação para ações que visam adequar os níveis de risco e retorno aos patamares requeridos pelo agente. Essas ações geralmente estão relacionadas com alterações no balanço de energia, e geralmente tem o intuito de evitar eventuais penalidades por falta de lastro de energia.

Para implementar essas estratégias de mercado, comercializadores de energia necessitam ter disponíveis curvas de preços para diferentes combinações de flexibilidades contratuais. No caso específico dos contratos com flexibilidades de aumento e redução, essas informações podem ser condensadas em quadros como os apresentados na tabela 7.11.

Os valores apresentados nessa tabela definem os preços de equilíbrio derivados com base nas formulações realizadas na seção 6.3.3.1. Dessa forma, esses preços não refletem aqueles praticados no mercado, já que, como amplamente discutido nesta dissertação, os DECKs de preços não incorporam informação sobre liquidez de mercado e estratégias comerciais de cada agente específico.

Tabela 7.11: Preço de um contrato padrão contendo apenas energia de base (R\$/MWh) para os anos de 2009, 2010 e 2011 e multiplicadores (sobre esse preço) para diversas combinações de flexibilidades de aumento e redução de montante anual de energia. Cálculos para as visões de Janeiro (esquerdo) e Junho (direito) de 2008 dos DECKs do NEWAVE. Contratos padrão são definidos como aqueles que contém 1 MW médio para cada mês contratual, reajuste ocorrendo em agosto de cada ano.

VISÃO DECK DE JANEIRO DE 2008												
2009	Flexibilidade de Aumento Anual (%)	Flexibilidade de Redução Anual (%)										
			Firme	10	20	30	40	50	60	70	80	90
		Firme	148*	1,05	1,10	1,16	1,24	1,34	1,46	1,63	1,87	2,30
		10	1,04	1,09	1,14	1,21	1,29	1,39	1,51	1,69	1,93	2,36
		20	1,08	1,13	1,19	1,26	1,34	1,44	1,57	1,74	1,99	2,41
		30	1,11	1,17	1,23	1,30	1,39	1,49	1,61	1,78	2,03	2,45
		40	1,16	1,21	1,27	1,34	1,43	1,53	1,66	1,83	2,08	2,49
		50	1,19	1,24	1,30	1,38	1,46	1,57	1,70	1,87	2,12	2,53
		60	1,22	1,28	1,34	1,41	1,50	1,61	1,74	1,91	2,16	2,57
		70	1,25	1,31	1,37	1,45	1,53	1,64	1,78	1,95	2,20	2,60
80	1,28	1,34	1,41	1,48	1,57	1,68	1,81	1,99	2,24	2,63		
90	1,31	1,36	1,43	1,51	1,60	1,71	1,84	2,02	2,27	2,66		
100	1,34	1,40	1,46	1,54	1,63	1,74	1,87	2,05	2,30	2,68		

VISÃO DECK DE JUNHO DE 2008												
2009	Flexibilidade de Aumento Anual (%)	Flexibilidade de Redução Anual (%)										
			Firme	10	20	30	40	50	60	70	80	90
		Firme	114*	1,04	1,08	1,12	1,18	1,26	1,35	1,47	1,67	2,02
		10	1,03	1,07	1,11	1,17	1,23	1,30	1,39	1,52	1,71	2,06
		20	1,06	1,10	1,15	1,20	1,26	1,33	1,43	1,56	1,75	2,11
		30	1,09	1,13	1,18	1,23	1,29	1,37	1,46	1,60	1,80	2,16
		40	1,12	1,16	1,20	1,26	1,32	1,40	1,50	1,63	1,83	2,19
		50	1,15	1,18	1,24	1,29	1,35	1,43	1,53	1,67	1,87	2,23
		60	1,17	1,21	1,26	1,32	1,38	1,46	1,56	1,70	1,90	2,26
		70	1,19	1,24	1,28	1,34	1,40	1,48	1,59	1,73	1,93	2,30
80	1,22	1,26	1,31	1,37	1,43	1,51	1,61	1,75	1,96	2,33		
90	1,24	1,28	1,33	1,39	1,46	1,54	1,64	1,78	1,99	2,36		
100	1,26	1,31	1,35	1,41	1,47	1,56	1,67	1,81	2,02	2,39		

VISÃO DECK DE JANEIRO DE 2010												
2010	Flexibilidade de Aumento Anual (%)	Flexibilidade de Redução Anual (%)										
			Firme	10	20	30	40	50	60	70	80	90
		Firme	145*	1,03	1,08	1,13	1,19	1,27	1,37	1,50	1,70	2,05
		10	1,03	1,07	1,12	1,17	1,23	1,31	1,41	1,54	1,74	2,10
		20	1,06	1,10	1,15	1,21	1,27	1,34	1,45	1,59	1,79	2,14
		30	1,10	1,14	1,19	1,23	1,30	1,38	1,48	1,62	1,83	2,19
		40	1,12	1,17	1,21	1,27	1,34	1,41	1,52	1,66	1,87	2,22
		50	1,15	1,19	1,24	1,30	1,37	1,45	1,55	1,70	1,90	2,26
		60	1,18	1,22	1,27	1,32	1,39	1,48	1,59	1,72	1,94	2,29
		70	1,20	1,25	1,30	1,35	1,42	1,50	1,61	1,76	1,97	2,32
80	1,23	1,27	1,32	1,38	1,45	1,53	1,64	1,79	2,00	2,35		
90	1,25	1,29	1,34	1,40	1,47	1,56	1,67	1,81	2,03	2,37		
100	1,27	1,32	1,37	1,43	1,50	1,59	1,70	1,84	2,05	2,40		

VISÃO DECK DE JUNHO DE 2010												
2010	Flexibilidade de Aumento Anual (%)	Flexibilidade de Redução Anual (%)										
			Firme	10	20	30	40	50	60	70	80	90
		Firme	122*	1,04	1,08	1,13	1,20	1,27	1,37	1,50	1,70	2,06
		10	1,03	1,07	1,12	1,17	1,24	1,31	1,41	1,54	1,75	2,11
		20	1,07	1,11	1,16	1,20	1,27	1,35	1,45	1,58	1,79	2,16
		30	1,10	1,14	1,19	1,24	1,30	1,39	1,48	1,62	1,83	2,20
		40	1,12	1,17	1,21	1,27	1,34	1,42	1,52	1,66	1,87	2,24
		50	1,16	1,20	1,25	1,30	1,37	1,45	1,56	1,70	1,90	2,28
		60	1,18	1,22	1,27	1,33	1,39	1,48	1,58	1,73	1,93	2,32
		70	1,20	1,25	1,30	1,35	1,43	1,51	1,61	1,76	1,97	2,35
80	1,23	1,27	1,32	1,38	1,45	1,53	1,64	1,79	2,00	2,39		
90	1,25	1,30	1,34	1,40	1,48	1,56	1,67	1,81	2,02	2,42		
100	1,27	1,32	1,37	1,43	1,50	1,58	1,70	1,84	2,06	2,45		

VISÃO DECK DE JANEIRO DE 2011												
2011	Flexibilidade de Aumento Anual (%)	Flexibilidade de Redução Anual (%)										
			Firme	10	20	30	40	50	60	70	80	90
		Firme	178*	1,03	1,07	1,12	1,17	1,24	1,32	1,43	1,58	1,86
		10	1,03	1,06	1,10	1,15	1,20	1,27	1,35	1,46	1,62	1,90
		20	1,06	1,10	1,13	1,18	1,24	1,30	1,39	1,49	1,66	1,93
		30	1,08	1,12	1,16	1,21	1,26	1,33	1,42	1,53	1,69	1,97
		40	1,11	1,15	1,19	1,24	1,29	1,36	1,44	1,56	1,72	1,99
		50	1,13	1,17	1,21	1,26	1,32	1,39	1,47	1,58	1,75	2,02
		60	1,16	1,19	1,24	1,29	1,34	1,41	1,49	1,61	1,77	2,04
		70	1,18	1,21	1,26	1,31	1,37	1,43	1,52	1,63	1,80	2,07
80	1,20	1,24	1,28	1,33	1,39	1,46	1,54	1,66	1,82	2,09		
90	1,22	1,25	1,30	1,35	1,40	1,48	1,56	1,68	1,84	2,11		
100	1,24	1,28	1,32	1,37	1,43	1,49	1,58	1,70	1,86	2,12		

VISÃO DECK DE JUNHO DE 2011												
2011	Flexibilidade de Aumento Anual (%)	Flexibilidade de Redução Anual (%)										
			Firme	10	20	30	40	50	60	70	80	90
		Firme	150*	1,03	1,07	1,12	1,18	1,25	1,33	1,45	1,63	1,94
		10	1,03	1,07	1,11	1,16	1,21	1,29	1,37	1,49	1,67	1,98
		20	1,06	1,10	1,14	1,19	1,25	1,32	1,41	1,53	1,71	2,02
		30	1,09	1,13	1,17	1,22	1,28	1,35	1,44	1,57	1,75	2,06
		40	1,11	1,15	1,20	1,25	1,31	1,38	1,47	1,60	1,78	2,09
		50	1,14	1,18	1,22	1,27	1,33	1,41	1,50	1,63	1,81	2,13
		60	1,17	1,20	1,25	1,30	1,36	1,43	1,53	1,65	1,84	2,15
		70	1,19	1,23	1,27	1,32	1,39	1,46	1,55	1,68	1,87	2,19
80	1,21	1,25	1,29	1,35	1,41	1,49	1,58	1,71	1,89	2,21		
90	1,23	1,27	1,31	1,37	1,43	1,51	1,61	1,73	1,91	2,23		
100	1,25	1,29	1,33	1,39	1,45	1,53	1,63	1,75	1,94	2,26		

* Preço de contrato de energia firme (em R\$/MWh)

* Preço de contrato de energia firme (em R\$/MWh)

* Preço de contrato de energia firme (em R\$/MWh)

* Preço de contrato de energia firme (em R\$/MWh)

Ao invés, a utilização da tabela 7.11 é mais apropriada para tornar operações comparáveis e para introduzir o conceito de que os preços contratuais aumentam conforme cresce a quantidade de flexibilidade. Adicionalmente, pode-se utilizar a grade de valores para verificar consistência dos resultados, pois é esperado observar uma estabilidade no incremento percentual do prêmio em função do aumento dos limites de flexibilidades.

A tabela 7.11 dá indicação de qual seria o preço de um contrato com flexibilidade de aumento e redução, como um multiplicador do preço de um contrato com energia de base, baseado em determinado cenário de preços e para diferentes combinações de flexibilidades contratuais.

Por exemplo, para o ano de 2010, sob a visão de preços de janeiro de 2008 (painel central do lado esquerdo), o preço de equilíbrio de um contrato padrão contendo apenas energia de base é de R\$ 145,00/MWh. Sob esse cenário, a tabela informa que o preço contratual deveria ser incrementado em 15%, ou seja, multiplicado por 1,15, para adicionar uma flexibilidade de aumento de 20% e de redução de 20%. Sob a visão do DECK de Junho, a qual indica um preço de equilíbrio de R\$ 122,00/MWh para um contrato contendo apenas energia de base vigente no ano de 2010, a inclusão da mesma faixa de flexibilidade resultaria em um aumento de preços de 16% (multiplicador 1,16).

Caso só a flexibilidade de aumento de 20% seja requerida, o preço deveria ser incrementado em 8%, sob a visão do DECK de junho. Para um contrato contendo somente energia de base com opção de redução de montante de 20% o preço deveria sofrer um incremento de 7%.

Os multiplicadores dos quadros da esquerda (tabela 7.11) são semelhantes aos dos quadros da direita (tabela 7.11) indicando que as estimativas dos prêmios das flexibilidades são consistentes. Essas tabelas deveriam ser construídas para cada mudança nos cenários de mercado e deveriam ser utilizadas apenas para fornecer uma sensibilidade inicial de preços de produtos. No entanto, elas podem ser utilizadas para validar modelos para cálculo de prêmios de derivativos, como os apresentados na dissertação. Isso pode ser feito verificando se os resultados dos modelos são coerentes com o que é observado no mercado.

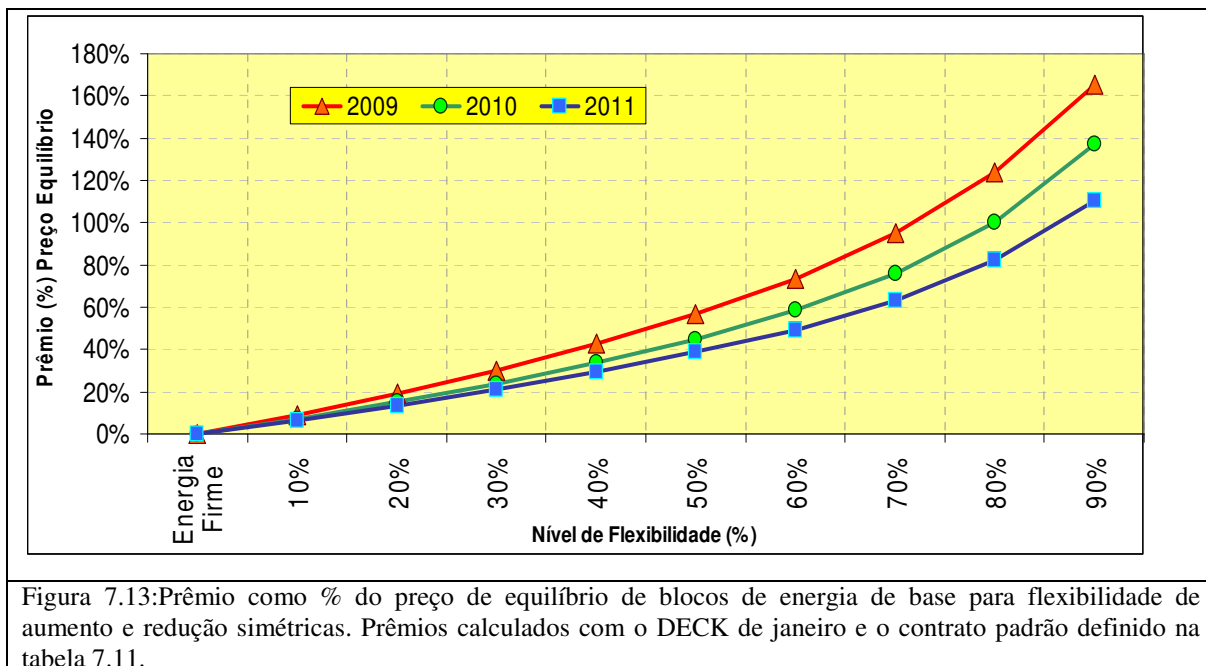
Primeiro, é importante saber interpretar os números da tabela 7.11. Com um multiplicador e o preço da energia de base pode-se formar o preço de contrato para determinada combinação de flexibilidade, como explicado nos parágrafos anteriores.

No entanto, como pode ser visto nas fórmulas derivadas na seção 6.3.3, o preço de exercício de um derivativo é o próprio preço do contrato sem reajustes (desigualdades 6.3.3.2 e 6.3.3.5). Assim, fixando o preço nominal como o preço de equilíbrio do contrato sem flexibilidades, aumentar esse preço significa aumentar o preço de exercício e, portanto, diminuir a chance de exercício das flexibilidades de aumento, pois a chance do preço

subjacente ultrapassar o preço nominal diminui quando o preço nominal aumenta. Para as opções de redução ocorre o contrário. A subida dos preços nominais aumenta a chance de exercício dessas flexibilidades.

Os modelos, no entanto, não são inconsistentes, pois os prêmios dessas flexibilidades, que são sempre positivos, já estão embutidos no preço de equilíbrio dos contratos. Esse mecanismo é diferente do que ocorre com as opções europeias, por exemplo, onde os prêmios são pagos de antemão, não estando embutidos nos preços de exercício da opção.

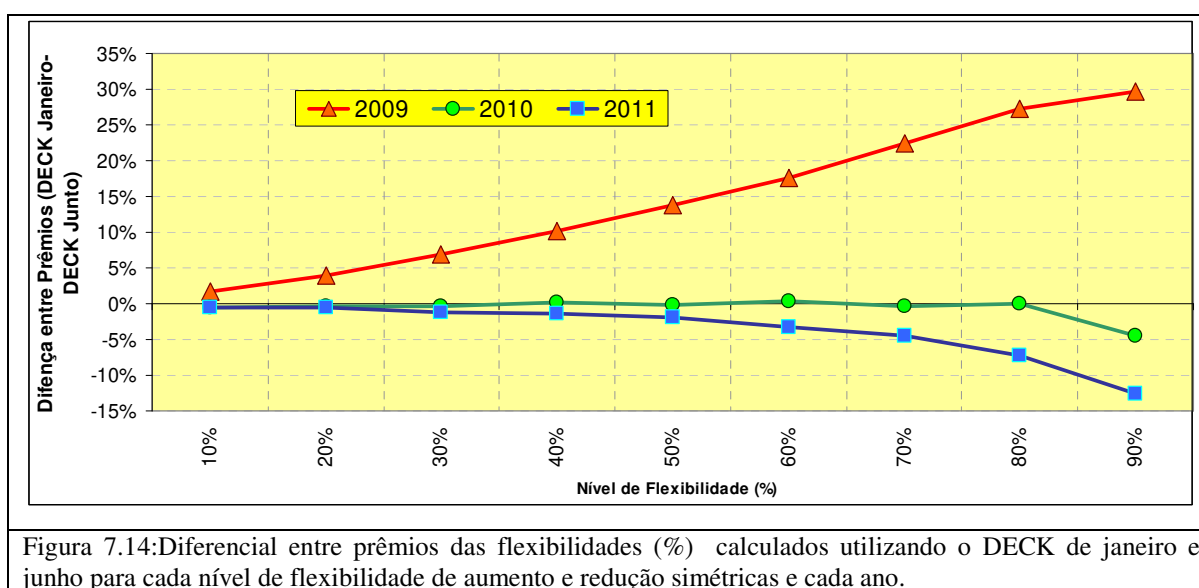
Suponha, por exemplo, uma opção europeia com preço de exercício de R\$100,00/MWh e prêmio, pago *ex-ante*, de R\$ 2,00/MWh. Em termos informais, a diferença entre os derivativos do mercado de energia brasileiro e dos mercados financeiros é que, para o mercado de energia brasileiro, o prêmio está embutido no preço de contrato que é o próprio preço de exercício, ou seja, o preço de exercício seria R\$ 102,00/MWh sem prêmio pago *ex-ante*. Esse cálculo é meramente ilustrativo já que essas quantidades não poderiam ser somadas dessa forma (preços e prêmios), pois além de encontrar-se em momentos distintos no tempo, a soma também modifica os montantes de energia nominal do contrato, não relacionados com a flexibilidade. A formulação apresentada no decorrer do capítulo 6, para os derivativos de energia do Brasil, resolvem esse problema de avaliação de contratos contendo derivativos que possuem prêmios embutidos nos preços dos contratos.



Outra característica que deve ser estudada para verificar se os modelos estão adequados é o crescimento do prêmio como função das flexibilidades contratuais.

Na figura 7.13 são apresentados os prêmios das flexibilidades como percentuais dos preços de equilíbrio de contratos padrão contendo apenas energia de base, para as flexibilidade de aumento e redução simétricas, nos anos de 2009, 2010 e 2011 calculados com base no DECK de janeiro de 2008. O crescimento exponencial do prêmio como função da faixa de flexibilidade reflete o aumento do valor agregado gerado pela inclusão de flexibilidades maiores em contratos e está condizente com as características empíricas. O risco tomado pela contraparte por assumir um contrato com muita flexibilidade cresce, de fato, exponencialmente com a faixa de flexibilidade, já que o prêmio é embutido no preço do contrato, aumentando o benefício relativo em caso de exercício correto do derivativo.

A figura 7.14 contém as diferenças entre os prêmios calculados com base no cenário de preços de janeiro de 2008 versus o de junho de 2008. Excetuando-se a ano de 2009, onde existe grande diferenças entre os cenários de preços por conta do efeito do estado de armazenamento inicial incorporada no modelo NEWAVE, os prêmios calculados sob os dois cenários são próximos para a maioria dos níveis de flexibilidades considerados. Essa análise subsidia a consistência dos resultados, indicando que os modelos, e conseqüentemente os prêmios, estão respondendo de maneira correta a mudanças nos cenários de mercado.



Para finalizar as análises de validação dos modelos é apresentado um novo cenário que permite entender melhor o que representam os prêmios. Neste cenário, os preços mensais são independentes e identicamente distribuídos (i.i.d), com distribuição normal. A média é fixada em R\$ 100,00/MWh e desvio padrão de R\$ 30,00/MWh. Os prêmios das flexibilidades de aumento e redução anual, calculados sob esse cenário, são apresentados na tabela 7.12.

A tabela 7.12 é importante por dois motivos. Primeiro, os prêmios apresentados nessa tabela foram calculados utilizando distribuições, as quais possuem propriedades conhecidas e, portanto, são mais simples de serem interpretadas.

Tabela 7.12: Preço de um contrato padrão contendo apenas energia de base (R\$/MWh) e multiplicadores (sobre esse preço) para diversas combinações de flexibilidades de aumento e redução de montante anual de energia. Cálculos supondo os preços mensais i.i.d com distribuição normal. Contratos padrão são definidos como aqueles que contém 1 MW médio para cada mês contratual, sem reajuste, e taxa de deconto fixada como zero.

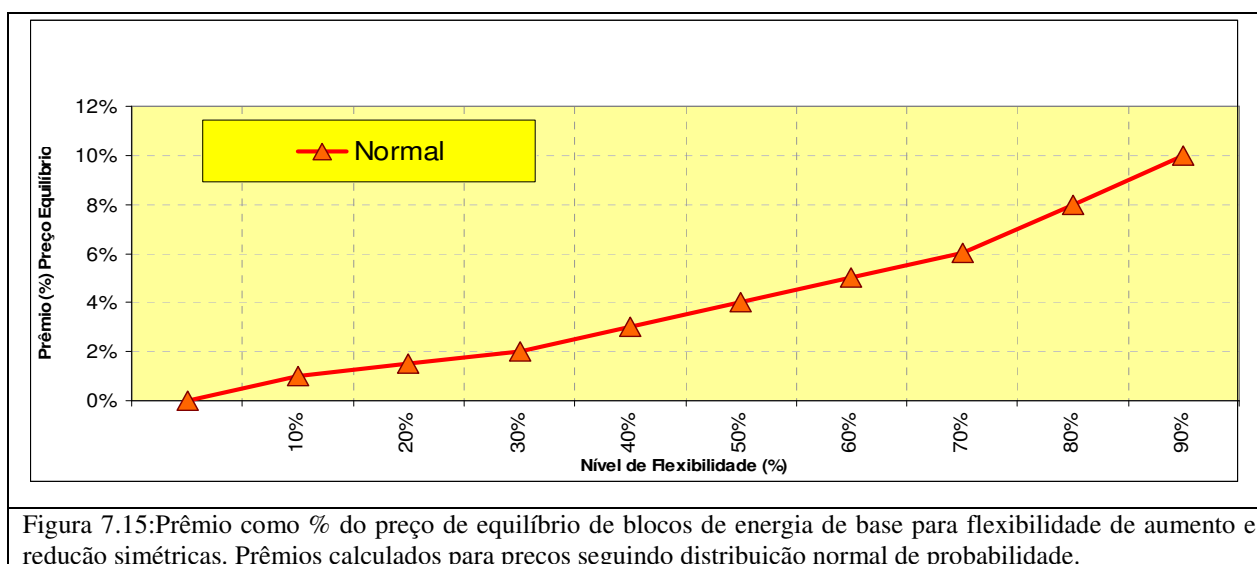
DISTRIBUIÇÃO NORMAL *											
		Flexibilidade de Redução Anual (%)									
		Firme	10	20	30	40	50	60	70	80	90
	Firme	100	1,01	1,01	1,01	1,02	1,03	1,03	1,04	1,06	1,08
Flexibilidade de Aumento Anual (%)	10	1,01	1,01	1,01	1,02	1,03	1,04	1,04	1,05	1,06	1,08
	20	1,01	1,01	1,02	1,02	1,03	1,03	1,04	1,05	1,06	1,09
	30	1,01	1,01	1,02	1,02	1,03	1,04	1,04	1,05	1,07	1,09
	40	1,01	1,02	1,02	1,03	1,03	1,04	1,05	1,06	1,07	1,09
	50	1,02	1,02	1,02	1,03	1,03	1,04	1,05	1,06	1,07	1,09
	60	1,02	1,02	1,03	1,03	1,04	1,04	1,05	1,06	1,07	1,10
	70	1,02	1,02	1,03	1,03	1,04	1,04	1,05	1,06	1,08	1,10
	80	1,02	1,03	1,03	1,03	1,04	1,05	1,05	1,06	1,08	1,10
	90	1,02	1,03	1,03	1,04	1,04	1,05	1,06	1,07	1,08	1,10
	100	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,05	1,06	1,07	1,08	1,10
média = 100 e desvio padrão = 30											

Note que o preço de equilíbrio, conforme esperado, é a média da distribuição normal. Observe também que os valores que compõem a tabela 7.12 refletem as características discutidas anteriormente, ou seja, os multiplicadores das opções de aumento são menores que as da opção de redução, por conta dos prêmios estarem embutidos nos preços nominais do contrato. Assim, um contrato com flexibilidade de aumento de 40% custará R\$ 101,00/MWh e ocorrerá aumento de montante caso os preços excedam esse valor. No caso de um contrato com flexibilidade de redução de 40% o preço segundo a tabela é de R\$ 102,00/MWh e a opção deverá ser exercida sempre que o preço subjacente

se encontrar abaixo de R\$ 102,00MWh. Observe que, por construção, mesmo tendo preços nominais diferentes, esses contratos apresentam resultado esperado igual a zero.

O crescimento dos prêmios do contrato como função da faixa de flexibilidade, para as premissas de simulação apresentadas na tabela 7.12, é apresentado na figura 7.15. Note que o crescimento do prêmio como função da faixa de flexibilidade é menos acentuado que o visto na aplicação real, por conta da distribuição dos preços de mercado, no entanto, ele também é exponencial.

Os resultados vistos nesta subseção, não tem o intuito de estipular preços para contratos para comercialização no ACL. Ao invés, as análises feitas permitem generalizar o conceito de comercialização de energia adicionando elementos de gestão de risco e teoria das decisões. Foi apresentado, para uma carteira condizente com os problemas práticos, como implementar e analisar a metodologia discutida no capítulo 6, tanto para contratos já firmados, como para novas propostas comerciais que possam vir a compor a carteira.



Não existem mudanças significativas na utilização desse processo para carteiras de contratos maiores. No entanto, a modelagem matemática dos resultados financeiros de contratos mais complexos pode demandar um maior esforço acadêmico. Algumas diferenças podem surgir na interpretação de algumas inter-relações entre flexibilidades. Esses problemas são específicos de cada carteira e não serão tratados de forma explícita nesta dissertação.

Também, a implementação do processo de avaliação de contratos é bastante similar para contratos contendo flexibilidades de aumento e redução de montantes contratuais definidas em outras escalas de aplicação. Essa semelhança facilita a automação desse processo já que as mudanças são basicamente por conta de alterações nos preços subjacentes.

As análises de validação indicam que os modelos apresentados nesta dissertação, para avaliação de contratos contendo flexibilidades de aumento e redução, contém as características empíricas esperadas, estimando prêmios de maneira correta e representando a lógica econômica do derivativo, conforme especificado em contrato.

7.3 Flexibilidades do tipo Take-or-Pay

O procedimento de avaliação de contratos contendo flexibilidades do tipo *Take-or-Pay* possui algumas características que não estão presentes no processo de avaliação das outras flexibilidades. Essas atividades adicionais estão relacionadas com a modelagem e consideração do processo de consumo dos Clientes Livres dentro dos modelos de avaliação de derivativos, pois, como demonstrado na seção 6.3.4, os resultados financeiros de contratos com *Take-or-Pay* dependem da distribuição conjunta de consumo e preços de mercado. Por exemplo, na estimação dos preços de equilíbrio desses contratos é necessário conhecer a correlação linear dessas variáveis.

A modelagem da estrutura de dependência entre as variáveis envolvidas é necessária porque o conhecimento das distribuições marginais de consumo e preços não traz informação suficiente para resolver o problema de avaliação de contratos que possuem *Take-or-Pay*. Especificamente, é importante conseguir modelar e simular distribuições de probabilidades conjuntas entre preços e consumo.

Uma maneira de estimar distribuições conjuntas de variáveis aleatórias é utilizando a teoria de cópulas, vide Nelsen (1998). Um resultado central dessa literatura é o teorema de *Sklar* que garante que dada uma distribuição conjunta multivariada associada a um vetor aleatório, sempre existe uma função de acoplamento de tal forma que a cópula aplicada às distribuições marginais dos elementos do vetor, gere a

distribuição conjunta de interesse. Esse teorema também afirma que a recíproca é verdadeira, ou seja, uma função de acoplamento aplicada às distribuições marginais de um vetor aleatório é uma distribuição de probabilidade conjunta multivariada.

Enquanto esse teorema assegura que as cópulas são funções que podem ser utilizadas para replicar o comportamento das distribuições conjuntas, ele não fornece nenhum resultado para obtenção de cópulas ou estimação de seus parâmetros.

Na prática, o que se faz é estudar a estrutura de dependência das variáveis aleatórias de interesse e, com base nessa informação, utilizar a cópula que melhor capture essa estrutura.

Para os propósitos desta dissertação é assumido que a estrutura de dependência entre preços e consumo é linear com correlação constante no tempo. Essa suposição não é simples de ser validada por conta da pouca disponibilidade dos dados e também pela complexidade e heterogeneidade dos processos envolvidos nesse cálculo.

A premissa de estrutura de dependência linear entre as variáveis é equivalente a afirmar que a distribuição conjunta entre preços e consumo pode ser modelada por uma cópula gaussiana onde os elementos fora da diagonal principal da matriz de variância e covariância são as covariâncias entre as distribuições marginais.

Existe, no entanto, alguns complicadores adicionais que são dados pela forma com que são tratados os preços e o consumo no momento da implementação. No caso dos cenários de preços, seguindo a mesma linha das seções anteriores, são utilizadas as simulações fornecidas pelo modelo computacional NEWAVE.

Esse modelo fornece duas mil séries de CMO's com sessenta meses de projeção cada. Esses valores podem ser truncados em limites máximos e mínimos para que dessa forma ele seja um *proxy* do *PLD* (preços spot). Maiores detalhes sobre o NEWAVE e suas saídas foram apresentados no capítulo 5.

Como esse modelo incorpora em suas saídas uma estrutura de dependência temporal entre os preços mensais que não é simples de ser capturada, é necessário utilizar as próprias séries simuladas como entradas para os modelos de avaliação.

Dessa forma, para que preços e consumo sejam tratados conjuntamente, é necessário simular uma série de consumo, que também possui uma estrutura temporal, condicionada a série de preços já simulada. Assim, embora seja utilizada a cópula

gaussiana, como as distribuições marginais não são gaussianas, os resultados não serão uma distribuição normal multivariada.

No caso da cópula gaussiana essa é uma tarefa relativamente simples já que sua fórmula corresponde à da distribuição normal multivariada. Como uma das propriedades da distribuição normal multivariada é que sua distribuição condicional também tem distribuição normal multivariada, pode-se, condicionado a uma série de preços, sortear de forma pareada uma série de consumo.

Outra maneira de contornar esse problema é utilizar a metodologia geral de simulação de cópulas, vide Nelsen (1998).

Importante notar que, independente da abordagem selecionada, é necessário estimar qual a correlação entre o processo de consumo e o de preços. Para isso é importante observar algumas características do modelo aplicado para modelagem do processo de consumo apresentado na equação 7.1.2.

O modelo 7.1.2 escreve o consumo como uma função somente do tempo t . Assim, pode-se escrever o consumo como sendo $Consumo_t = \mu_t + e_t$, onde $\mu_t = \alpha + \beta_1 \cdot \text{seno}(2 \cdot \pi \cdot \frac{t}{12}) + \beta_2 \cdot \text{cosseno}(2 \cdot \pi \cdot \frac{t}{12})$, e $e_t \sim N(\mu, \sigma^2)$.

Como μ_t não é função de nenhuma variável aleatória, ou seja, μ_t é uma constante, para cada tempo t , as covariâncias entre os processos de preços e consumo podem ser escritas como $Cov_t(Consumo_t, S_t) = Cov_t(\mu_t + e_t, S_t)$.

Utilizando as propriedades da covariância, já que μ_t é uma constante no tempo t , tem-se $Cov_t(\mu_t + e_t, S_t) = Cov_t(e_t, S_t)$. Assim, pela suposição que consumo e preços possuem correlação constantes no tempo, $Cov_t(e_t, S_t) = Cov(e_t, S_t) = \rho$.

Com base nessa informação, pode-se estimar ρ através da correlação amostral entre os resíduos do ajuste do consumo, feito na seção 7.1.2.2, e o PLD realizado, no mesmo período. A figura 7.16 apresenta o gráfico de dispersão dessas duas quantidades e sua correlação amostral associada.

Observe que a correlação entre os processos de preços e de consumo é negativa e da ordem de -0,15. Analisando a fórmula 6.3.4.5, que dá indicativos para os cálculos do preço de equilíbrio de um contrato contendo *Take-or-Pay*, conclui-se que essa correlação negativa é equivalente a afirmar que o preço de equilíbrio de um contrato contendo apenas energia de base deveria ser maior do que se fosse incluído *Take-or-Pay* já que, da

forma como foi construído o Bloco de Energia de Base para esse contrato específico, $E[V_{c,t,p}] = 0$. Na prática, como na fase de implementação as simulações podem não manter exatamente a mesma estrutura de correlação esperada (fato que é devido às séries de preços serem truncadas em valores mínimos e máximos) essa regra de preços pode não ser seguida à risca.

Utilizando a correlação estimada de -0,15 pode-se recorrer a metodologia geral de cópulas para sortear séries de consumo correlacionadas com as séries de preços.

O primeiro passo é simular as séries de consumo e preços isoladamente. Os preços são simulados através do modelo NEWAVE, enquanto que o consumo pode ser facilmente simulado através da equação 7.1.2, já que os erros são não correlacionados e possuem distribuição normal com média zero e desvio padrão igual a 1,46 MW médios (erro padrão apresentado na tabela 7. 3).

Depois de obtidas as distribuições marginais envolvidas, são utilizadas cópulas gaussianas para correlacionar as séries de preços com as de consumo.

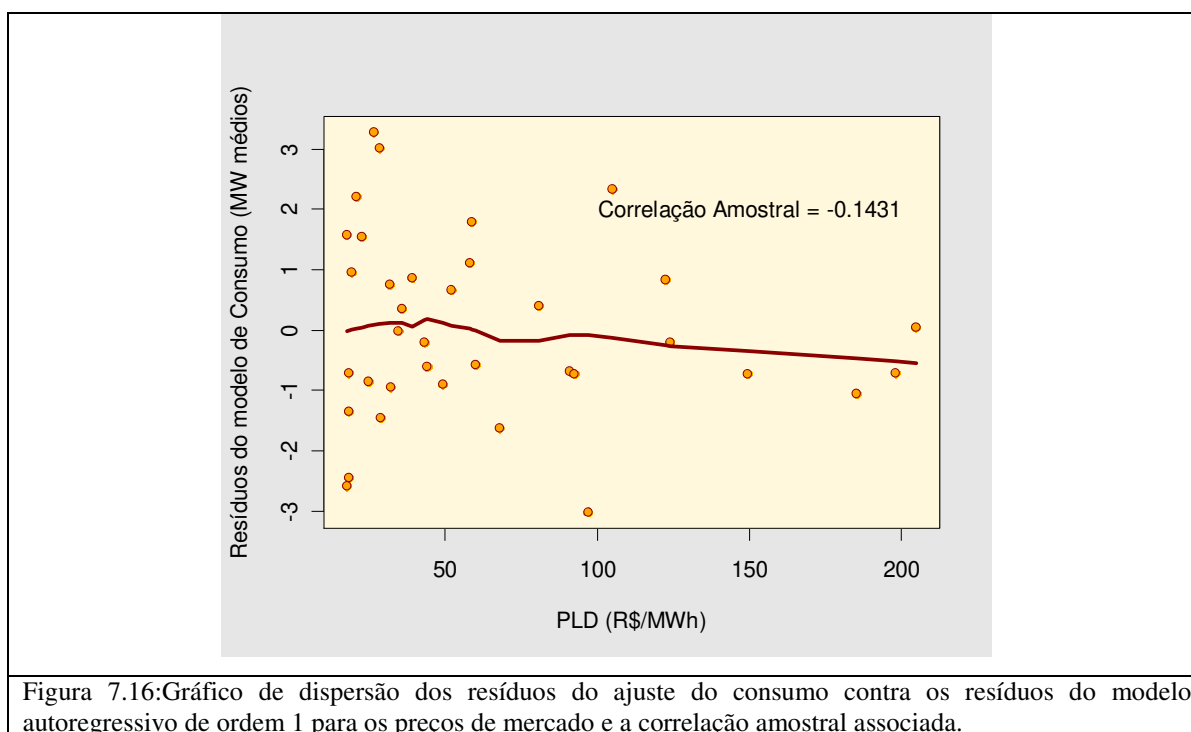


Figura 7.16: Gráfico de dispersão dos resíduos do ajuste do consumo contra os resíduos do modelo autoregressivo de ordem 1 para os preços de mercado e a correlação amostral associada.

Na figura 7.17 são apresentadas as distribuições de probabilidades empíricas das séries de consumo simuladas, de forma conjunta com preços, para os meses de vigência do contrato. Uma descrição mais detalhada sobre esse tipo de gráfico é apresentada no

Apêndice II. Observe que as quantidades contratadas são próximas às medianas das distribuições de probabilidade.

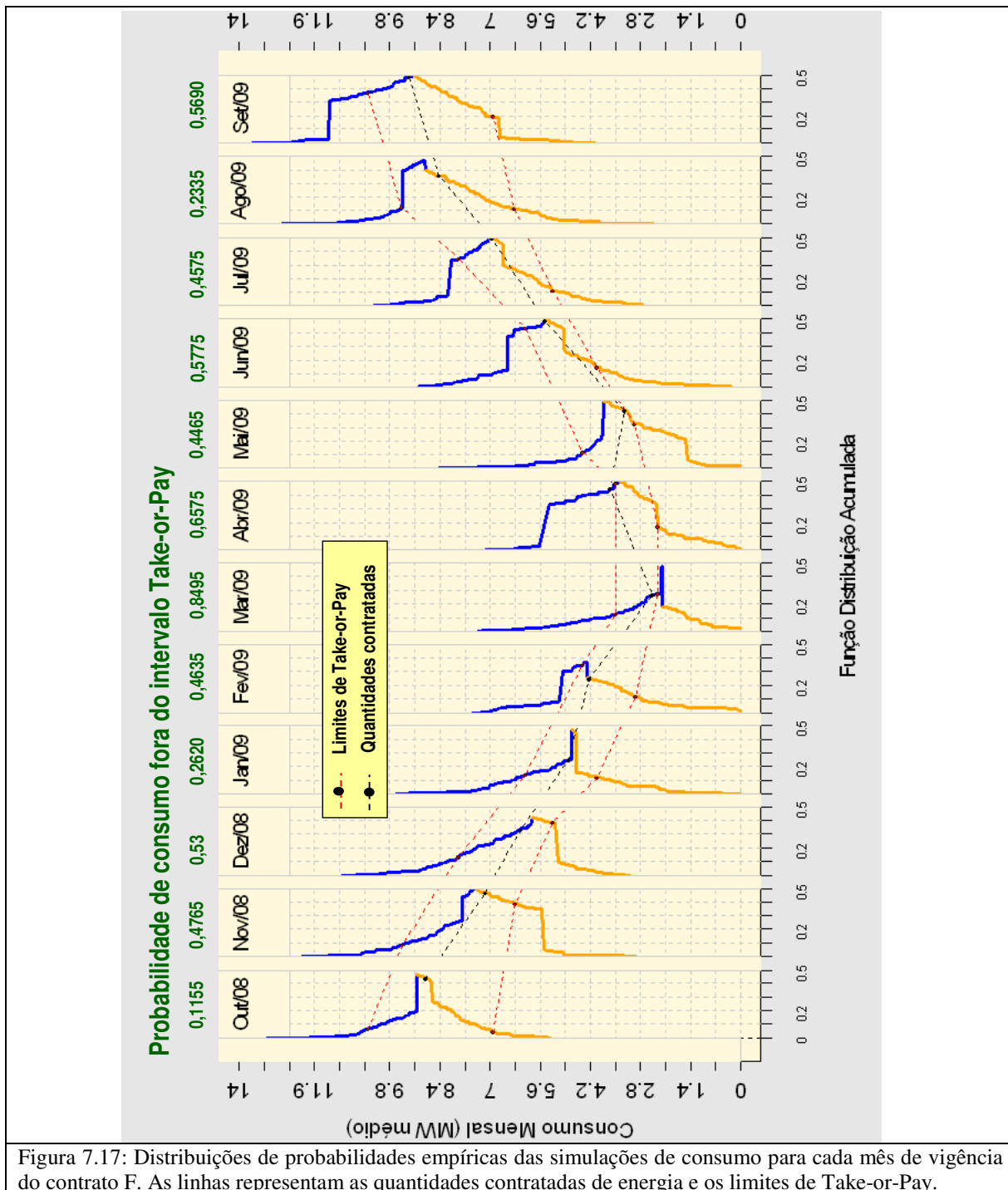


Figura 7.17: Distribuições de probabilidades empíricas das simulações de consumo para cada mês de vigência do contrato F. As linhas representam as quantidades contratadas de energia e os limites de Take-or-Pay.

Como pode ser visto no topo da figura, a frequência de simulações dentro da faixa de *Take-or-Pay* não é constante ao longo dos meses. Essa característica é uma consequência da maneira como foi definida a faixa de *Take-or-Pay* para o Contrato D.

Como essa faixa representa um percentual da energia base, é esperado que, em meses onde a quantidade contratada é menor, exista menos chance do consumo cair dentro da faixa, dado que o desvio padrão do consumo, usado nas simulações, é constante durante todo o ano.

As simulações conjuntas de consumo e preços são o insumo necessário para alimentar os modelos de avaliação derivados no capítulo 6. Por exemplo, os preços de equilíbrio estimados para o Contrato D, sob as visões de preços advindas do NEWAVE para os meses de janeiro e junho de 2008, são apresentados na tabela 7.13.

Tabela 7.13: Preços de Equilíbrio do Contrato F contendo Take-or-Pay apresentado na tabela 7.5.

		Preços de Equilíbrio (R\$/MWh)					
		Janeiro/2008		Visão DECK de Junho/2008		Preços Contratuais	
		Out-Dez/08	Jan-Set/09	Out-Dez/08	Jan-Set/09	Out-Dez/08	Jan-Set/09
Contrato D (Venda)	Preço energia firme	262	160	67	120		
	Prêmio Flexibilidade	-10	-8	-2	-3		
	Preço Total Contrato	252	152	65	117	168	146

Analisando a tabela vê-se que:

- O preço de equilíbrio calculado de Out-Dez/2008 é cerca de R\$ 100,00/MWh maior que o mesmo preço calculado de Jan-Set/2009, sob a visão do cenário de preços de janeiro.
- Para o DECK de junho de 2008 uma relação oposta é encontrada, ou seja, o preço de equilíbrio de Out-Dez/2008 é quase a metade do preço de equilíbrio estimado para Jan-Set/2009.
- Os preços nominais do contrato se encontram entre os preços de equilíbrio estimados utilizando o DECK de janeiro e os preços estimados com o DECK de junho.
- Os prêmios estimados para o *Take-or-Pay* são negativos, indicando que esse contrato deveria custar menos que um contrato contendo apenas energia de base. Esse resultado é esperado, dado que a correlação estimada entre o processo de consumo e preço é de -0,15, fazendo com que o vendedor do contrato espere capturar um benefício financeiro por aplicar os limites de *Take-or-Pay* no consumo do comprador.
- Os prêmios percentuais, ou seja, a razão entre o valor do prêmio (apresentado na tabela 7.14) e o preço de equilíbrio do contrato sem flexibilidade, variam em torno de -3% (DECK de junho de 2008) e -4% (DECK de janeiro). Essas quantidades

representam os descontos que devem ser dados ao Cliente Livre analisado, para adicionar o *Take-or-Pay* no contrato.

Em suma, as estimativas apresentadas na tabela 7.13 capturam o efeito de tendência hidrológica refletido nos cenários utilizados pelo NEWAVE. A divergência de valores, causada por conta dessa tendência, enfatiza a necessidade de escolher um cenário de preços confiável, principalmente para estimativa de preços de contrato em horizontes próximos, como é o caso do contrato D.

Caso a correlação entre o consumo e preço fosse positiva, o prêmio seria positivo e deveria ser cobrado um valor por incorporar *Take-or-Pay* no contrato sem flexibilidade.

A análise dos preços de equilíbrio e dos prêmios do contrato indica apenas se os preços nominais de um contrato estão em linha com os preços de mercado, dado um cenário de preços simulados. No entanto, para avaliar se contratos tendem a ter bom ou mal desempenho, é importante estudar mais métricas relacionadas com a distribuição de probabilidade dos resultados financeiros.

Na tabela 7.14 é apresentada a tabela de avaliação padrão para os dois cenários de preços de mercado considerados. A análise dessas métricas informa que:

- As métricas de risco são muito maiores que as de retorno para os cálculos baseados no DECK de janeiro de 2008, principalmente no primeiro ano.
- Sob a visão de junho de 2008, a atratividade do contrato é alta, refletindo o cenário de preços baixos contido nesse cenário de preços.
- As probabilidades de perda são muito baixas, principalmente no primeiro ano, quando vistas sob a visão do DECK de junho. Sob o DECK de janeiro as chances de perda são maiores que 50% nos primeiros três meses do contrato.
- Os desvios-padrão são maiores que a média e a mediana em quase todos os cenários, indicando alta incerteza nos resultados.
- No ano de 2009, o *VaR 5%* é maior que o *Ganho 95%* nos dois cenários,

Tabela 7.14: Métricas de risco e retorno para contrato D estimadas sob as visões do DECK de preços de janeiro e junho de 2008.

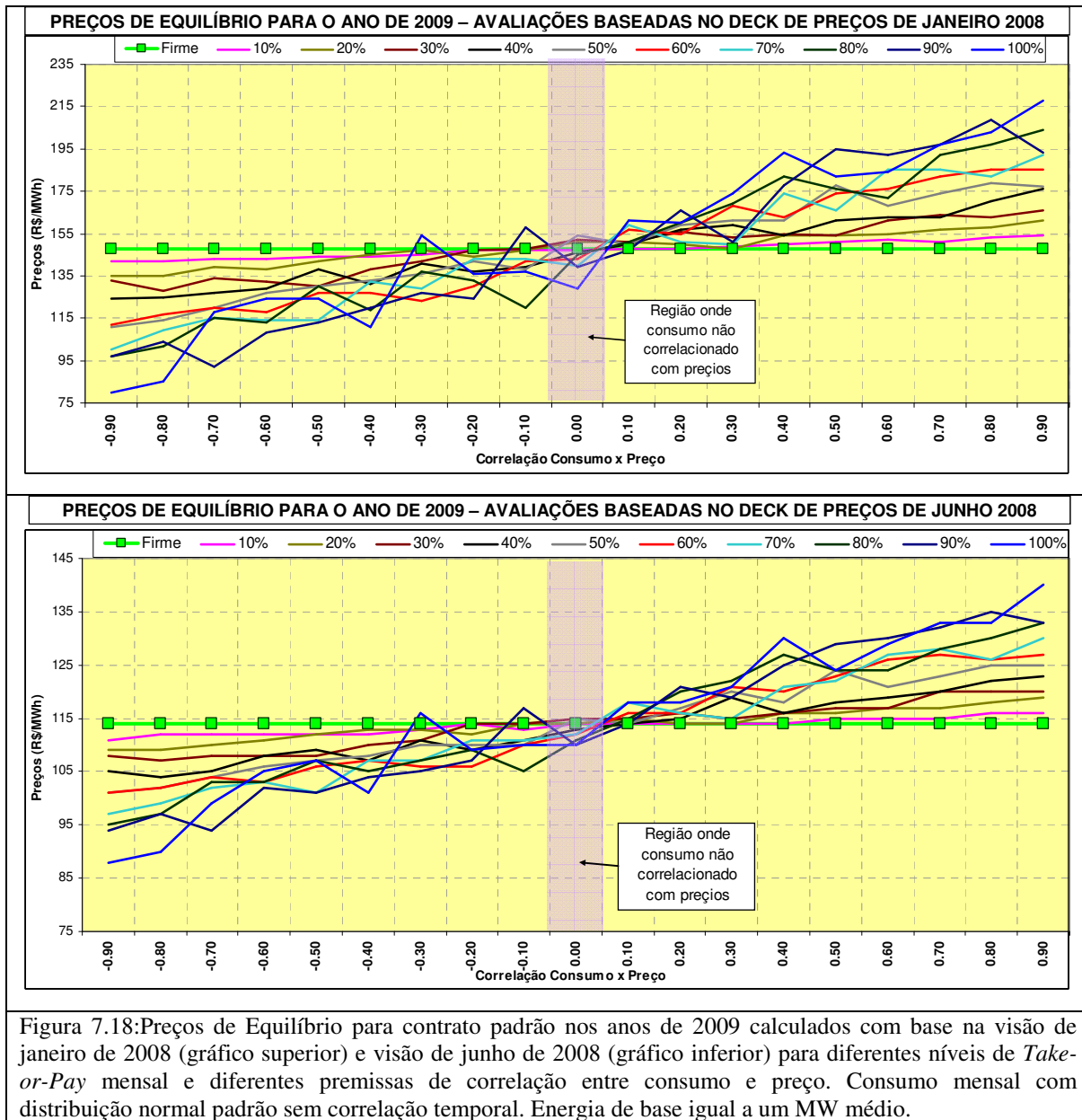
CONTRATO D					
DECK NEWAVE		Jan 2008		Jun 2008	
Anos		Out/08-Dez/08	Jan/09-Set/09	Out/08-Dez/08	Jan/09-Set/09
R\$ Milhões	VaR 5%	-5,83	-12,12	-0,32	-6,60
	Ganho 95%	2,39	4,63	2,58	4,27
	Média	-1,32	-0,18	1,59	0,82
	Mediana	-0,21	2,19	1,86	1,95
	Desvio Padrão	3,34	5,49	0,95	3,47
	Perda Média	-4,19	-6,59	-0,96	-3,57
	VaR Condicional (5%)	-6,16	-12,23	-1,24	-9,51
Prob. Perda		0,51	0,34	0,07	0,29
Atratividade*		0,39	0,92	25,82	1,79

Note que o exercício dessa flexibilidade não pode ser realizado com base em lógica racional de mercado por conta de restrições de processo produtivo. Por isso, o valor agregado de uma flexibilidade de aumento e redução de montante mensal deve ser maior ou igual que para um contrato contendo flexibilidade de *Take-or-Pay* se forem mantidos os mesmos cenários de mercado.

Para melhorar o entendimento do efeito causado pela interação entre os processos de preços de mercado e consumo no preço de equilíbrio de contratos com *Take-or-Pay* mensal, são apresentados, na figura 7.18, as curvas de preços de equilíbrio, para 2009, calculados sob as visões do DECK de janeiro e junho de 2008, contra as correlações entre consumos mensais e preços.

Supõe-se, para esses cálculos, que o processo de consumo mensal do Cliente tem distribuição normal padrão sem correlação temporal. A energia base do contrato é de 1 MW médio durante o período de 2009 a 2011.

Note que quanto menor a correlação menor tende ser o preço. O oposto também é verdade, incrementar a correlação entre os processos de consumo e preços, tende aumentar o preço de equilíbrio do contrato. De fato, analisando as equações derivadas na seção 6.3.4, vê-se que essa condição está implícita na fórmula de cálculo dos preços de equilíbrio.



Existe, no entanto, momentos em que essa condição não é atendida. Essas pequenas quebras podem ser atribuídas ao modelo de simulação conjunta de consumo contra preços. Conforme já discutido, as distribuições marginais dos preços são truncadas em valores mínimos e máximos, fazendo com que exista uma tendência de que a correlação mensal entre preços e consumo não seja sempre mantida, o que faz com que a frequência de eventos extremos que deveriam ser observados não seja mantida. Uma alternativa seria aumentar o número de simulações. No entanto, essa solução apresenta restrições porque o cálculo desses preços de equilíbrio é computacionalmente intensivo.

Uma característica interessante é que o preço de equilíbrio de contratos sem flexibilidades tende a ser próximo ao de contratos, os quais tem por detrás um processo produtivo não correlacionado com o processo de preços de mercado, independente do nível de *Take-or-Pay*. Também, se o processo produtivo tem correlação negativa com os preços do mercado à vista, é esperado que o contrato sem *Take-or-Pay* tenha mais valor que o contrato com *Take-or-Pay*.

Outra conclusão que pode ser extraída da figura 7.18 é que os preços de equilíbrio de contratos com *Take-or-Pay* são mais sensíveis a mudanças na correlação dos processos de preços de mercado com consumo, que em mudanças na faixa de *Take-or-Pay*. Assim, um contrato com maior flexibilidade de *Take-or-Pay* não necessariamente terá um aumento significativo em seu valor, porque é a correlação entre preços e consumo que domina os preços.

Para verificar essas inter-relações são ajustados polinômios para as curvas dos prêmios contra a correlação do consumo e preço. As curvas ajustadas são apresentadas na figuras 7.19. Os ajustes indicaram que polinômios de quarto grau são suficientes para capturar a não-linearidade da relação entre correlação e prêmios dos contratos.

Com base nessas curvas fica mais fácil visualizar algumas características da relação entre os preços de equilíbrios e a correlação entre consumo e preços. Primeiramente, como o ajuste do polinômio de quarto grau foi significativo estatisticamente, a relação entre essas quantidades é não-linear. Adicionalmente, o preço de equilíbrio não é simétrico com relação à correlação, de forma que os prêmios tendem a ser 5% maiores (em valores absolutos) para uma correlação entre consumo e preços negativa que o observado para uma correlação positiva de mesma magnitude.

Essa propriedade enfatiza a importância de mensurar corretamente a estrutura de dependência entre as distribuições de consumo mensais e os preços de mercado, já que é essa relação quem define o nível dos preços de equilíbrio, para essa classe de contratos.

Uma questão que não foi abordada de forma explícita nesta subseção é a dificuldade de implementar o processo de avaliação apresentado para carteiras com muitos contratos. Existe um esforço relativamente grande que deve ser despendido na modelagem de processos de consumo. Por conta disso, muitas vezes, é preferível utilizar modelos

simples, com poucos parâmetros, para que dessa forma seja possível mensurar quão bom são os modelos e interpretar se as relações causa-efeito são, de fato, justificáveis.

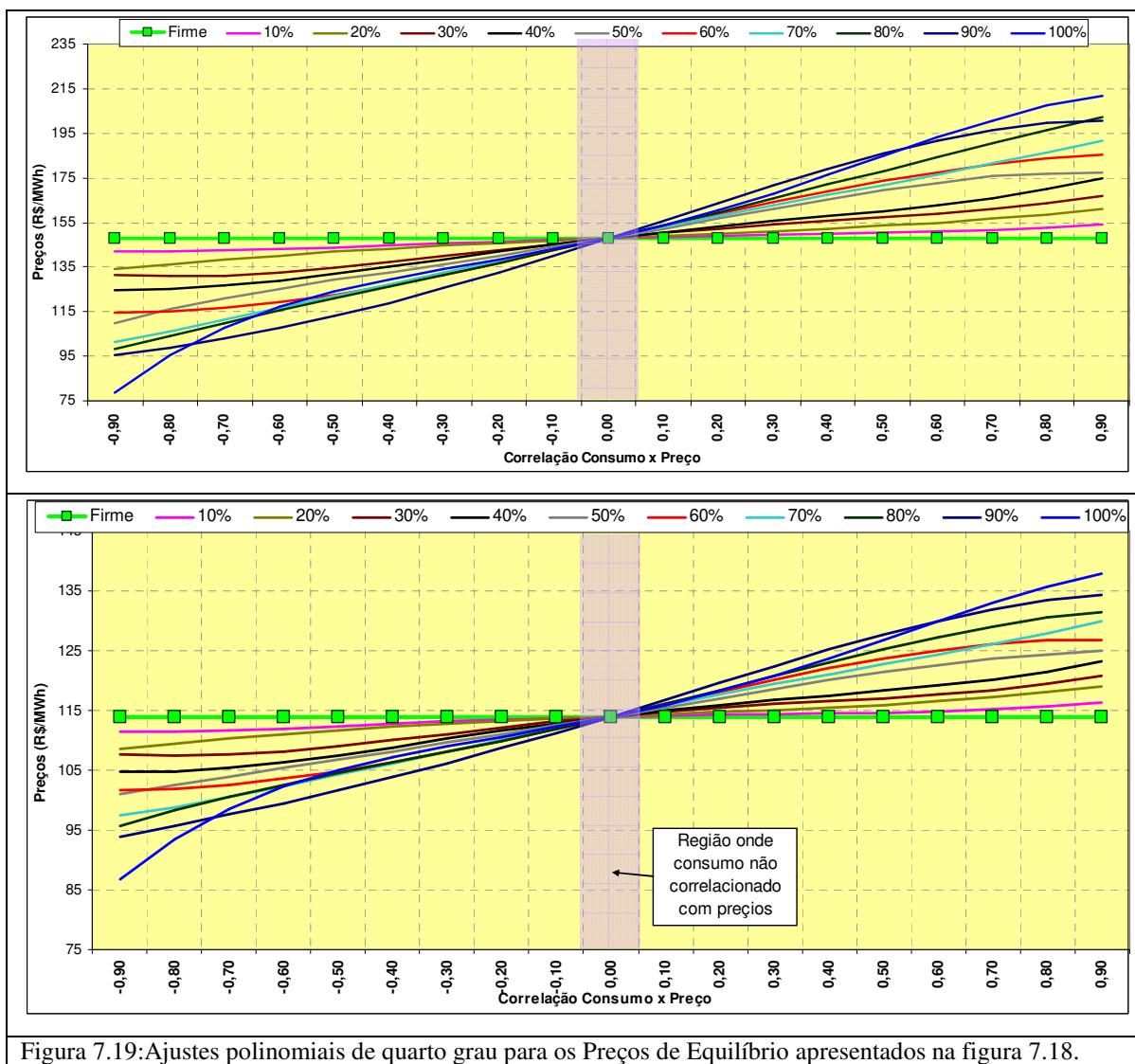


Figura 7.19: Ajustes polinomiais de quarto grau para os Preços de Equilíbrio apresentados na figura 7.18.

O que pode ser feito é construir carteiras de possíveis modelos e, sob alguns critérios de seleção, escolher qual o mais apropriado para a aplicação específica. Dessa forma, tem-se a possibilidade de automatizar uma parte do processo de avaliação de carteiras e fazer com que haja menos subjetividade na construção de modelos para processo de consumo.

De fato, avaliar contratos que dependem tanto de processos produtivos quanto preços de mercado é uma tarefa consideravelmente complexa. Particularmente, do ponto de

vista dos Clientes Livres, existem muitas outras variáveis que devem ser consideradas para quantificar risco. Essas variáveis estão relacionadas com o conceito de custo de oportunidade desses agentes e com o risco de exposição aos mercados de curto prazo.

Adicionalmente, a assimetria de informação que é visualizada no mercado de energia brasileiro dificulta substancialmente as questões relacionadas com descoberta de preços e, conseqüentemente, simulações fidedignas de processos que os envolvem. Dessa forma, enquanto as derivações representam de forma realista o mecanismo dos derivativos embutidos em contratos, a implementação do processo de avaliação é uma tarefa que exige maior esforço por conta principalmente de indisponibilidade de informação. Por outro lado, as análises realizadas nesta subseção permitem entender as dificuldades que devem ser contornadas no momento de avaliar contratos de Clientes Livres contendo *Take-or-Pay*.

Os resultados apresentados, os quais não podem ser estendidos para outros Clientes Livres que possuam processos produtivos diferentes do avaliado nesta subseção, indicam como implementar gestão de risco em contratos contendo *Take-or-Pay*. Os modelos de avaliação parecem representar corretamente características desse tipo de contrato. Análises empíricas, não apresentadas, indicam que os resultados estão condizentes com o que tem sido observado no mercado, no entanto, dados sobre preços de contratos e curvas de preços desses instrumentos são necessários para realizar uma análise formal sobre desempenho dos modelos.

7.4 Flexibilidades do tipo Sazonalização Anual

A última das flexibilidades contratuais estudadas na dissertação é a chamada Sazonalização Anual. Como apresentado no decorrer do capítulo 6, essa flexibilidade dá o direito, a uma das contrapartes do contrato, de alocar mensalmente o montante anual de energia contratado dentro de uma faixa especificada em contrato.

Para ilustrar o processo de avaliação desses contratos utiliza-se a carteira apresentada na tabela 7.6, na seção 7.1.

Com base na metodologia apresentada na seção 6.3.5 foram estimados os preços de equilíbrio para cada contrato pertencente a essa carteira. Esses valores foram desmembrados nos componentes associados com a energia de base da carteira e o prêmio da sazonalização. Esses preços são apresentados na tabela 7.15.

Preços de Equilíbrio (R\$/MWh)										
		Janeiro/2008			Junho/2008			Preços Contratuais		
		2009	2010	2011	2009	2010	2011	2009	2010	2011
Contrato E (Compra)	Preço energia firme	156	153	188	120	130	159			
	Prêmio Flexibilidade	9	8	9	8	8	9			
	Preço Total Contrato	165	161	197	128	138	168	140	152	158
Contrato F (Venda)	Preço energia firme	151	148	182	116	125	154			
	Prêmio Flexibilidade	13	12	14	13	13	13			
	Preço Total Contrato	164	160	196	129	138	167	150	175	180
Contrato G (Venda)	Preço energia firme	156	153	188	120	130	159			
	Prêmio Flexibilidade	6	5	5	5	4	5			
	Preço Total Contrato	162	158	193	125	134	164	151	158	155

Analisando a tabela vê-se que:

- O prêmio associado com a sazonalização é maior no contrato F, pois esse possui a maior faixa de sazonalização.
- Para quase todos os anos, os preços nominais se encontram entre os preços de equilíbrio calculados sob o DECK do mês de junho e de janeiro, sugerindo que esse nível de preços está condizente com a expectativa futura indicada pelo NEWAVE.
- Calculando-se a razão entre o prêmio do derivativo e a amplitude da faixa de sazonalização observa-se valores entre R\$ 0,20 a R\$ 0,25 por percentual de sazonalização, indicando que o preço de contrato pode conter um peso significativo da componente de sazonalização, caso a faixa da flexibilidade seja ampla.
- Os prêmios, em valores absolutos, são relativamente uniformes entre os DECK's utilizados na análise. Isso indica que o perfil dos preços intra-ano tende a ser semelhante entre DECK's.
- Os prêmios representam cerca de 5,5%, 8,5% e 3,5% dos preços totais de equilíbrio dos contratos E, F e G, respectivamente.

A avaliação dos preços de equilíbrio dos contratos é importante para direcionar estratégias comerciais e para estudar a composição da carteira, no entanto, ele não fornece uma visão completa da exposição de agentes por conta do cenário de preços de mercado. Portanto, são apresentadas na tabela 7.16 as métricas de avaliação padrão para cada contrato individual e para a carteira completa. Essa tabela mostra que:

- A atratividade do contrato E é maior que nos contratos F e G sob o cenário de preços dado pelo DECK de janeiro.
- Sob o cenário de preços de junho acontece o inverso, ou seja, a atratividade é menor no contrato E e maior nos contratos F e G.
- Esse efeito do DECK é causado principalmente pelo nível dos preços em cada um dos cenários de preços, e não pelo efeito da sazonalização.
- Nesses casos onde existe grande incerteza sobre a direção dos preços é sempre uma boa prática trabalhar com carteiras balanceadas. Por conta disso a métrica de atratividade da carteira agregada é superior a 1 em todos os anos e cenários.
- As médias são positivas em todos os cenários para a carteira agregada, no entanto, as probabilidades de perdas são maiores que 0,50 na maioria dos cenários.
- De fato a carteira possui um risco menor (VaR 5%) que os contratos individuais, enfatizando o efeito de combinação dos derivativos.
- Essas características indicam que a combinação de diferentes contratos pode aumentar as chances de ganho e garantir desempenho das carteiras, reduzindo o impacto direcional dos cenários de preços.

Com base nas métricas de avaliação calculadas, pode-se tomar decisões de incorporar ou descartar transações com o objetivo de melhorar o desempenho dessa carteira de contratos. É importante realizar o acompanhamento dessas métricas a cada mudança no cenário de mercado, pois o risco de uma carteira é dinâmico no tempo e correções devem ser feitas para ajustar os níveis de acordo com os patamares desejados.

Para finalizar o fluxo de avaliação de um contrato de sazonalização é necessário discutir decisões de exercício relacionadas com os contratos que possuem essa classe de flexibilidades. Para tomar essas decisões é necessário implementar a metodologia introduzida na seção 6.5.3.

Tabela 7.16: Métricas de risco calculadas para os contratos individuais e para a carteira agregada que foi apresentada na tabela 7.6. Estimativas feitas com base nas visões de preços de janeiro e junho de 2008.

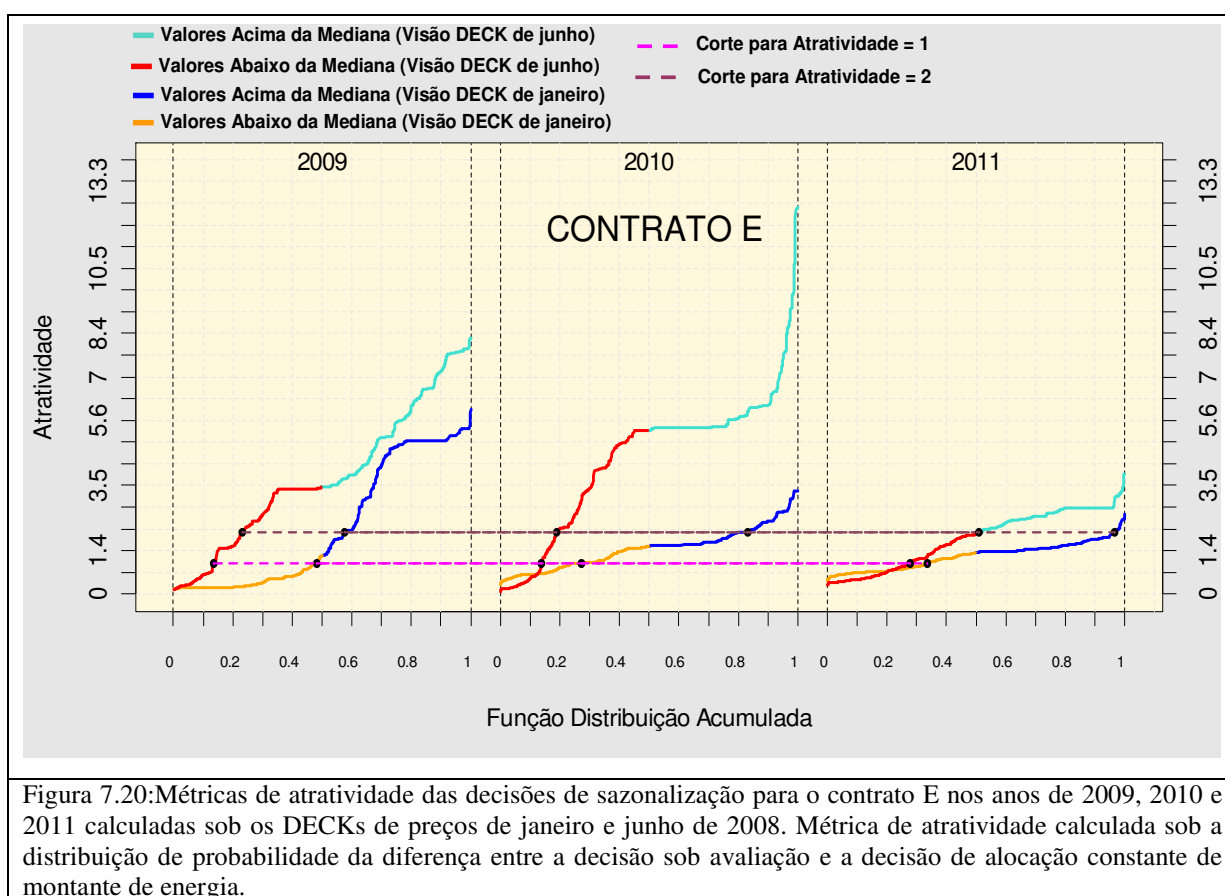
CONTRATO E (COMPRA)							
DECK NEWAVE		Jan 2008			Jun 2008		
Anos		2009	2010	2011	2009	2010	2011
R\$ Milhões	VaR 5%	-20,11	-19,48	-17,76	-19,80	-19,52	-17,77
	Ganho 95%	66,23	50,77	46,60	39,28	39,86	41,22
	Média	4,02	1,33	5,07	-1,88	-2,06	1,26
	Mediana	-8,83	-5,69	0,37	-7,89	-7,97	-3,85
	Desvio Padrão	28,23	20,93	19,67	18,21	17,80	17,61
	Perda Média	-14,19	-12,52	-10,67	-12,31	-11,99	-10,23
	VaR Condicional (5%)	-20,49	-20,16	-18,86	-20,28	-20,21	-18,72
	Prob. Perda	0,63	0,60	0,49	0,67	0,68	0,61
	Atratividade*	1,45	1,18	1,96	0,77	0,75	1,20

CONTRATO F (VENDA)							
DECK NEWAVE		Jan 2008			Jun 2008		
Anos		2009	2010	2011	2009	2010	2011
R\$ Milhões	VaR 5%	-12,83	-14,53	-13,14	-7,90	-11,27	-11,85
	Ganho 95%	4,50	7,09	6,40	4,42	7,08	6,37
	Média	-0,47	0,65	-0,63	0,71	1,66	0,52
	Mediana	2,12	2,73	0,75	1,91	3,44	2,03
	Desvio Padrão	5,73	6,38	5,97	3,72	5,45	5,36
	Perda Média	-7,08	-6,53	-6,08	-3,78	-5,69	-5,54
	VaR Condicional (5%)	-12,96	-15,48	-13,97	-10,18	-13,98	-13,44
	Prob. Perda	0,35	0,35	0,45	0,32	0,28	0,35
	Atratividade*	0,81	1,28	0,77	1,60	2,06	1,27

CONTRATO G (VENDA)							
DECK NEWAVE		Jan 2008			Jun 2008		
Anos		2009	2010	2011	2009	2010	2011
R\$ Milhões	VaR 5%	-22,49	-7,35	-18,62	-12,89	-5,66	-16,58
	Ganho 95%	7,68	3,06	6,97	7,57	3,08	6,97
	Média	-0,61	0,00	-2,00	1,46	0,51	-0,48
	Mediana	3,84	1,05	-0,06	3,55	1,39	1,57
	Desvio Padrão	9,78	3,10	7,81	6,28	2,64	6,98
	Perda Média	-12,12	-3,20	-8,13	-6,50	-2,83	-7,44
	VaR Condicional (5%)	-22,81	-8,06	-19,96	-17,04	-7,18	-19,09
	Prob. Perda	0,34	0,38	0,50	0,30	0,30	0,40
	Atratividade*	0,85	1,00	0,51	1,75	1,60	0,84

CARTEIRA DE CONTRATOS							
DECK NEWAVE		Jan 2008			Jun 2008		
Anos		2009	2010	2011	2009	2010	2011
R\$ Milhões	VaR 5%	-7,93	-9,34	-4,41	-7,81	-9,39	-4,40
	Ganho 95%	30,94	28,91	14,94	18,85	22,84	13,35
	Média	2,94	1,98	2,44	0,29	0,11	1,29
	Mediana	-2,87	-1,89	0,97	-2,40	-3,15	-0,22
	Desvio Padrão	12,72	11,44	5,90	8,21	9,72	5,28
	Perda Média	-5,54	-5,91	-2,71	-4,71	-5,72	-2,56
	VaR Condicional (5%)	-8,11	-9,69	-4,71	-8,01	-9,72	-4,67
	Prob. Perda	0,60	0,57	0,43	0,63	0,64	0,52
	Atratividade*	1,09	1,03	2,12	1,10	1,03	1,97

Em termos sucintos, a melhor decisão de sazonalização é aquela que apresenta maior atratividade e desempenho superior à decisão de referência, a qual é definida como a decisão de alocação constante de energia nos meses do ano. Assim, calculando-se a métrica de atratividade com base na distribuição dos resultados financeiros associados com a diferença entre a decisão sob avaliação e a decisão de alocação constante pode-se estudar se existe, e qual é, a decisão que apresenta melhor desempenho que a decisão de alocação constante. Por isso, são apresentadas na figura 7.20 as funções de distribuição acumuladas associadas com essas métricas de atratividade para o contrato E nos anos de 2009 a 2011 e cenários de preços de janeiro e junho de 2008. Essa figura é semelhante para os outros contratos.



Note que caso uma decisão apresente atratividade menor que a decisão de alocação constante ela tem métrica de atratividade com valores no intervalo $[0, 1)$. Se

uma decisão apresenta atratividade melhor que a decisão de referência, então ela possui métrica de atratividade maior que 1.

Como apresentado na figura, sob o cenário de junho, mais de 80% das decisões são superiores à alocação constante de energia nos anos de 2009 e 2010. No ano de 2011 existem cerca de 65% de decisões que são mais atrativas que a alocação constante de energia. Observando as decisões mais atrativas sob a visão do DECK de janeiro, mais da metade das decisões apresentam desempenho superior ao da decisão de alocação constante de energia.

Como existem decisões superiores à alocação constante de energia é necessário descobrir qual dessas decisões é que apresenta a maior atratividade.

Foram utilizadas 2000 séries de preços de mercado, para cada DECK de preços do NEWAVE, e cada uma resultou em uma decisão de alocação. Desse universo de decisões, as que possuem as maiores atratividades, para cada contrato e cada ano, são apresentadas na tabela 7.17. Nessa tabela as células com fontes enfatizadas contêm valores onde a alocação de energia mensal está abaixo da quantidade nominal do contrato. As outras células contêm os valores onde a alocação mensal está acima da quantidade nominal do contrato.

Observe que existe uma tendência de que as quantidades alocadas sejam maiores que as quantidades nominais nos meses pertencentes ao segundo quarto do ano. Essa tendência é esperada já que, historicamente os preços do segundo quarto do ano são superiores ao preço médio do ano. No entanto, em cenários de preços onde são esperados valores maiores nos primeiros meses do ano, o modelo alocou energia de maneira diferente, como é o caso da alocação realizada para o ano de 2009, sob o DECK de janeiro de 2008. Essas análises dão subsídios aos modelos indicando que as decisões estão sendo selecionadas de maneira correta.

No entanto, as decisões ótimas não são uniformes entre anos e entre DECKs, ou seja, não existe uma regra simples para definir as decisões atrativas. Adicionalmente, os limites de sazonalização dos contratos fazem com que as decisões não sejam as mesmas para todos os contratos.

Tabela 7.17: Decisões de alocação com maiores atratividades, para cada contrato e cada ano, calculadas sob as visões do DECK de preços de janeiro e junho de 2008. Decisões apresentadas como percentual da decisão de alocação constante (100% significa decisão constante).

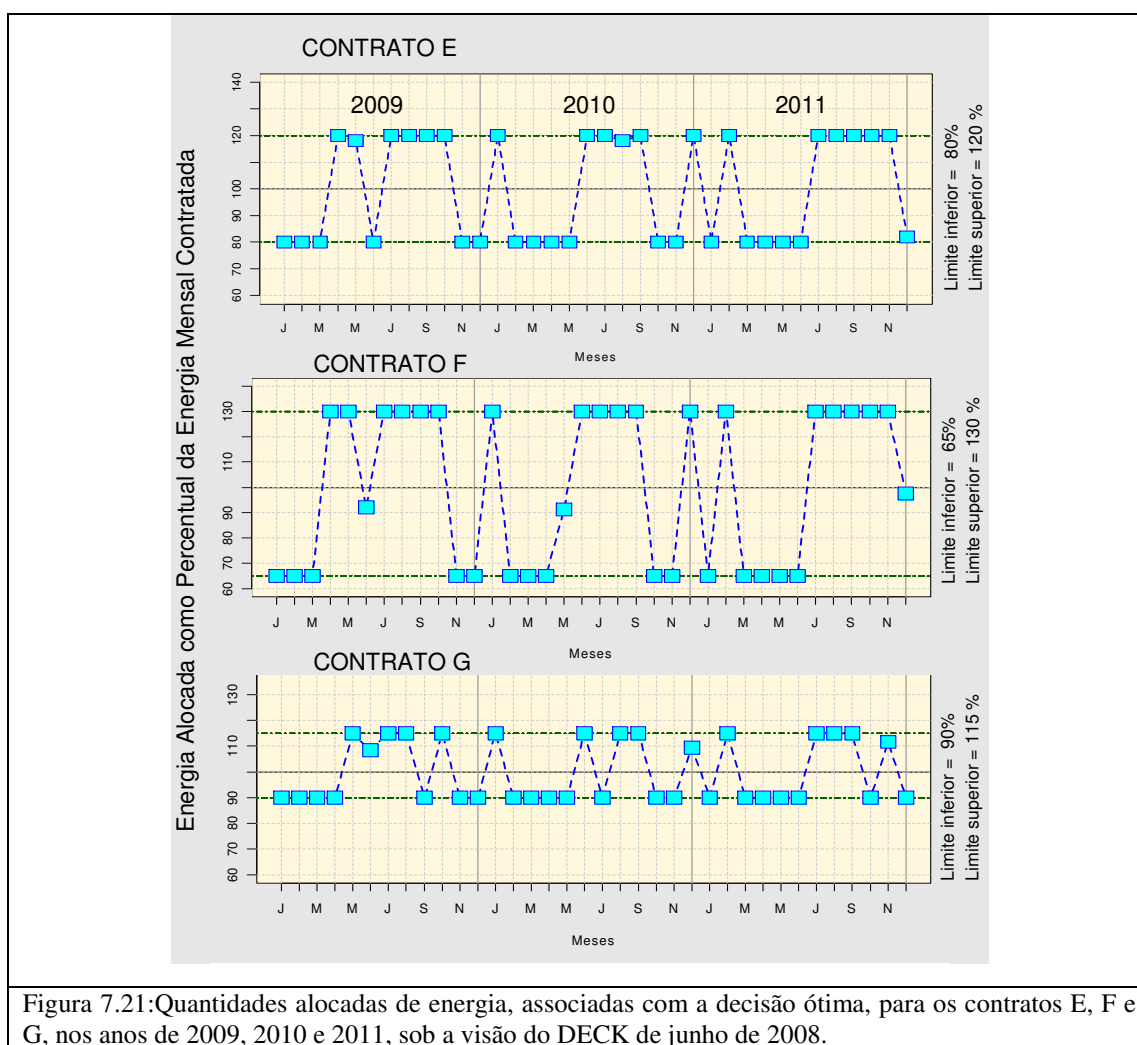
CONTRATO E (COMPRA)						
	Visão Janeiro			Visão Junho		
	2009	2010	2011	2009	2010	2011
Janeiro	120	80	80	80	120	80
Fevereiro	120	80	80	80	80	120
Março	80	80	120	80	80	80
Abril	120	120	80	120	80	80
Maio	120	80	80	118,06	80	80
Junho	80	119,33	120	80	120	80
Julho	120	120	120	120	120	120
Agosto	120	120	120	120	118,06	120
Setembro	80,67	120	119,33	120	120	120
Outubro	80	120	80	120	80	120
Novembro	80	80	120	80	80	120
Dezembro	80	80	80	80	120	81,94

CONTRATO F (VENDA)						
	Visão Janeiro			Visão Junho		
	2009	2010	2011	2009	2010	2011
Janeiro	130	93,39	65	65	130	65
Fevereiro	130	65	94,11	65	65	130
Março	65	65	130	65	65	130
Abril	130	130	65	130	65	65
Maio	130	65	65	130	91,29	65
Junho	96,50	130	130	92,17	130	65
Julho	130	130	130	130	130	97,58
Agosto	65	65	130	130	130	130
Setembro	65	130	130	130	130	130
Outubro	65	130	130	130	65	130
Novembro	65	65	65	65	65	130
Dezembro	130	130	65	65	130	65

CONTRATO G (VENDA)						
	Visão Janeiro			Visão Junho		
	2009	2010	2011	2009	2010	2011
Janeiro	115	90	90	90	115	90
Fevereiro	90	90	90	90	90	115
Março	108,55	90	115	90	90	90
Abril	115	115	90	90	90	90
Maio	115	90	90	115	90	90
Junho	90	115	115	108	115	90
Julho	115	110	115	115	90	115
Agosto	90	90	90	115	115	115
Setembro	90	115	109,17	90	115	115
Outubro	90	115	115	115	90	90
Novembro	90	90	90	90	90	111,67
Dezembro	90	90	90	90	109,35	90

Note que as alocações de energia convergem para os limites superiores e inferiores e a restrição de manutenção do montante anual faz com que haja alguns valores fora dos limites de sazonalização.

Para entender melhor o efeito dos limites de sazonalização nas decisões de alocação pode-se observar a figura 7.21 que apresenta a decisão escolhida para os contratos E, F e G, em cada um dos três anos, sob a visão do cenário de preços de junho de 2008.



Note que quanto menor a faixa de sazonalização, mais próximos aos limites de sazonalização tendem a ficar as alocações de energia. Isso é devido às restrições do

modelo de otimização, principalmente aquela que obriga o montante sazonalizado ser igual ao montante contratado para cada ano. Conforme aumenta a faixa de sazonalização, o modelo tem mais liberdade para alocar energia o que faz com que possam ocorrer mudanças no perfil de alocação. No entanto, comparando-se os três gráficos da figura 7.21 tem-se basicamente o mesmo perfil.

Para complementar a análise das decisões de sazonalização é necessário calcular as métricas de avaliação associadas com essas decisões. Essas métricas são apresentadas na tabela 7.18.

A atratividade dessas alocações são muito superiores a 1, indicando que essas decisões devem apresentar desempenho bastante superior à decisão de alocação constante do montante anual. As probabilidades de perda são menores que 0,30 em muitos cenários e a média é positiva, indicando que é esperado um ganho devido à alocação quando comparado à alocação de energia constante dentro do ano.

As métricas contidas na tabela 7.18 indicam basicamente que, mesmo existindo decisões com atratividade muito superiores a decisão de alocação constante, elas possuem um risco associado que é devido ao perfil dos preços se comportarem de forma adversa. No entanto, o fato da atratividade das decisões serem muito maiores que 1 indicam que essas eventuais perdas, corrigidas por suas probabilidades de ocorrência, são muito menores que os potenciais ganhos que estão relacionados com essas decisões.

Observe que a decisão escolhida é ótima sob as séries avaliadas (2000 nesse caso), mas não existe garantia da otimalidade dessas decisões. Por conta disso, é necessário recorrer a uma forma de mensurar qual a chance de que existam decisões melhores que a escolhida.

Uma das maneiras de fazer isso é recorrer à teoria de valores extremos (TVE), a qual permite estimar probabilidades de eventos com baixa frequência de ocorrência, ou não observados no histórico. A TVE (Embrechts et al, 1997), apresenta uma teoria bem estruturada para se estimar a forma da cauda da distribuição dos máximos de uma sequência de variáveis aleatórias.

Calcular a probabilidade de que exista uma decisão melhor que a escolhida é o mesmo que estimar a probabilidade de que a atratividade máxima, em uma amostra de

tamanho 2000, seja maior que a atratividade máxima observada na simulação base das análises.

Tabela 7.18: Métricas de avaliação associadas com as decisões ótimas de sazonalização, para cada contrato e cada ano. Métricas calculadas sob as visões dos DECKS de janeiro e junho de 2008.

CONTRATO E							
DECK NEWAVE		Jan 2008			Jun 2008		
Anos		2009	2010	2011	2009	2010	2011
R\$/MWh	Quantil 2,5%	-0,82	-1,09	-0,57	-0,69	-0,34	-0,87
	Quantil 97,5%	2,87	1,99	0,99	2,06	1,40	1,54
	Média	0,47	0,28	0,12	0,48	0,37	0,28
	Mediana	0,15	0,18	0,07	0,37	0,32	0,22
	Desvio Padrão	0,94	0,70	0,37	0,71	0,43	0,57
	E[R_otimo - R_flat > 0]	-0,27	-0,41	-0,21	-0,33	-0,23	-0,34
	E[R_otimo - R_flat < 0]	0,88	0,58	0,32	0,69	0,46	0,52
	E[R_otimo - R_flat < Quantil 5%]	-0,27	-0,41	-0,21	-0,33	-0,23	-0,34
	E[R_otimo - R_flat < Quantil 2,5%]	-1,41	-1,53	-0,78	-1,14	-0,64	-1,12
	P(R_otimo - R_flat < 0)	0,35	0,30	0,37	0,20	0,14	0,28
Métrica de Decisão 2*		Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Atratividade		5,96	3,33	2,57	8,24	12,48	3,87

$$\text{Métrica decisão 2} = E \left[R_{c,p}^{E,S^{12},D_0} | R_{c,p}^{E,S^{12},D_0} < VaR_{\alpha\%} \left(R_{c,p}^{E,S^{12},D_0} \right) \right] < E \left[R_{c,p}^{E,S^{12},D^*} | R_{c,p}^{E,S^{12},D^*} < VaR_{\alpha\%} \left(R_{c,p}^{E,S^{12},D^*} \right) \right]$$

* Todas as Métricas foram calculadas com base na distribuição de probabilidade dos resultados financeiros associados com a diferença entre a decisão de sazonalização definida como ótima e a decisão de sazonalização flat.

CONTRATO F							
DECK NEWAVE		Jan 2008			Jun 2008		
Anos		2009	2010	2011	2009	2010	2011
R\$/MWh	Quantil 2,5%	-0,21	-0,35	-0,42	-0,24	-0,19	-0,28
	Quantil 97,5%	0,94	0,83	0,66	0,69	0,68	0,57
	Média	0,13	0,12	0,09	0,16	0,18	0,10
	Mediana	0,05	0,06	0,05	0,13	0,15	0,06
	Desvio Padrão	0,27	0,28	0,26	0,23	0,21	0,20
	E[R_otimo - R_flat > 0]	-0,07	-0,14	-0,15	-0,12	-0,11	-0,11
	E[R_otimo - R_flat < 0]	0,24	0,23	0,22	0,23	0,22	0,19
	E[R_otimo - R_flat < Quantil 5%]	-0,07	-0,14	-0,15	-0,12	-0,11	-0,11
	E[R_otimo - R_flat < Quantil 2,5%]	-0,33	-0,56	-0,51	-0,40	-0,31	-0,38
	P(R_otimo - R_flat < 0)	0,36	0,30	0,37	0,18	0,13	0,31
Métrica de Decisão 2*		Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Atratividade		5,78	3,72	2,62	8,54	13,87	3,92

$$\text{Métrica decisão 2} = E \left[R_{c,p}^{E,S^{12},D_0} | R_{c,p}^{E,S^{12},D_0} < VaR_{\alpha\%} \left(R_{c,p}^{E,S^{12},D_0} \right) \right] < E \left[R_{c,p}^{E,S^{12},D^*} | R_{c,p}^{E,S^{12},D^*} < VaR_{\alpha\%} \left(R_{c,p}^{E,S^{12},D^*} \right) \right]$$

* Todas as Métricas foram calculadas com base na distribuição de probabilidade dos resultados financeiros associados com a diferença entre a decisão de sazonalização definida como ótima e a decisão de sazonalização flat.

CONTRATO G							
DECK NEWAVE		Jan 2008			Jun 2008		
Anos		2009	2010	2011	2009	2010	2011
R\$/MWh	Quantil 2,5%	-0,19	-0,07	-0,16	-0,15	-0,03	-0,13
	Quantil 97,5%	0,76	0,14	0,28	0,40	0,10	0,28
	Média	0,11	0,02	0,04	0,09	0,03	0,05
	Mediana	0,04	0,01	0,02	0,08	0,02	0,04
	Desvio Padrão	0,23	0,05	0,11	0,14	0,03	0,10
	E[R_otimo - R_flat > 0]	-0,06	-0,03	-0,06	-0,07	-0,02	-0,06
	E[R_otimo - R_flat < 0]	0,22	0,04	0,09	0,13	0,03	0,09
	E[R_otimo - R_flat < Quantil 5%]	-0,06	-0,03	-0,06	-0,07	-0,02	-0,06
	E[R_otimo - R_flat < Quantil 2,5%]	-0,28	-0,11	-0,21	-0,24	-0,05	-0,18
	P(R_otimo - R_flat < 0)	0,39	0,28	0,36	0,19	0,17	0,28
Métrica de Decisão 2*		Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Atratividade		5,61	3,82	2,71	8,11	10,71	4,20

$$\text{Métrica decisão 2} = E \left[R_{c,p}^{E,S^{12},D_0} | R_{c,p}^{E,S^{12},D_0} < VaR_{\alpha\%} \left(R_{c,p}^{E,S^{12},D_0} \right) \right] < E \left[R_{c,p}^{E,S^{12},D^*} | R_{c,p}^{E,S^{12},D^*} < VaR_{\alpha\%} \left(R_{c,p}^{E,S^{12},D^*} \right) \right]$$

* Todas as Métricas foram calculadas com base na distribuição de probabilidade dos resultados financeiros associados com a diferença entre a decisão de sazonalização definida como ótima e a decisão de sazonalização flat.

Pode-se mostrar, vide Embrechts et al (1997), que a distribuição dos excessos além de um determinado limiar tem Distribuição Generalizada de Pareto (GPD). Assim, a partir da estimação de GPD's para as distribuições de probabilidades das atratividades relacionadas com as decisões de sazonalização é possível calcular as probabilidades de que haja uma decisão melhor que a adotada. Se essa probabilidade for muito elevada, então existe um número significativo de decisões que são melhores que a decisão adotada. Caso contrário, tem-se evidência para acreditar que a decisão escolhida está dentro do conjunto das melhores decisões que poderiam ser adotadas.

Para cada contrato e cada ano onde é tomada uma decisão de sazonalização, utiliza-se as 100 maiores atratividades (5%) para se estimar as GPD's. A partir dessas distribuições estimadas são calculadas probabilidades de que a atratividade máxima exceda a atratividade associada com a decisão de sazonalização escolhida. Esses valores são apresentados na tabela 7.19.

Tabela 7.19: Probabilidade de que a atratividade máxima exceda a atratividade máxima observada. Probabilidades calculadas sob as GPD estimadas.							
	Ano	DECK de Janeiro de 2008			DECK de Junho de 2008		
		2009	2010	2011	2009	2010	2011
Contrato E	Atratividade Máxima Observada	5,96	3,33	2,57	8,24	12,48	3,87
	Chance de Excedência	0,28%	0,12%	0,94%	1,22%	0,00%	0,79%
	Média da GPD	5,26	2,95	2,06	7,84	9,13	3,24
Contrato F	Atratividade Máxima Observada	5,78	3,72	2,62	8,54	13,87	3,92
	Chance de Excedência	0,91%	0,07%	2,12%	*	0,41%	0,00%
	Média da GPD	5,13	2,95	2,11		9,88	3,20
Contrato G	Atratividade Máxima Observada	5,61	3,82	2,71	8,11	10,71	4,20
	Chance de Excedência	0,46%	0,50%	4,22%	0,00%	4,54%	0,43%
	Média da GPD	5,12	2,89	2,05	7,45	7,22	7,22
* Probabilidade não pode ser estimada pois o ajuste não foi satisfatório							

As probabilidades de excedência são, muitas vezes, inferiores à 1% indicando que existe pouca chance de que hajam decisões melhores que a adotada. Adicionalmente, a média das GPD's estimadas são inferiores que a atratividade máxima observada na amostra indicando que as decisões são, de fato, melhores que a grande maioria das decisões possíveis.

Observe que o processo de sazonalização de energia é função da aversão ao risco dos agentes e de quanta exposição eles são esperados suportarem dentro dos ambientes de mercados.

Na prática, a definição de uma escolha de sazonalização é função de outros fatores que não foram considerados nos modelos de forma explícita. O primeiro fator é o atendimento da regra de lastro da carteira, que pode mudar a decisão ótima de sazonalização no caso de carteiras balanceadas. A outra é função de estratégias comerciais que não são simples de serem incorporadas dentro dos modelos de decisão.

Uma forma simples de contornar esses problemas é derivar as soluções irrestritas, que são as saídas dos modelos apresentados nesta dissertação e corrigir essas soluções para incorporarem esses fatores exógenos. Após isso, pode-se calcular as métricas de avaliação e medir qual foi a perda por alterar as soluções irrestritas para incorporarem outras restrições presentes no processo de comercialização.

8 CONCLUSÕES, CONTRIBUIÇÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS.

8.1 Conclusões

Esta dissertação trata de temas que são de grande relevância no contexto atual do mercado de energia brasileiro. Dado o estreitamento do balanço sistêmico e a subida dos preços por conta da forma com que vem sendo feita a expansão do sistema, a gestão eficiente dos processos relacionados com compra e venda de energia tem se tornado ao mesmo tempo um diferencial competitivo e uma característica vital para a manutenção da saúde das empresas do setor.

No entanto, os processos de compra e venda de energia são funções de uma série de atividades que vão desde o mapeamento dos riscos a que se tem exposição, até o cálculo de métricas que orientam decisões comerciais.

A abordagem apresentada neste trabalho resume o processo de comercialização de energia no ACL dentro de seis passos principais:

1. Entendimento e desmembramento dos contratos em blocos.
2. Classificação dos blocos desmembrados em portfólios específicos.
3. Modelagem dos preços subjacentes envolvidos e suas premissas.
4. Aplicação de modelos para carteiras específicas de derivativos.
5. Cálculo de medidas de risco e métricas de desempenho da carteira.
6. Acompanhamento de desempenho das carteiras, detecção de estratégias de cobertura e decisões de exercício.

As duas primeiras atividades descritas nesses fluxos têm forte relação com a teoria de derivativos. Foi visto que, como comumente observado em mercados de balcão, muitos contratos celebrados dentro do ACL são não padronizados e possuem termos e condições que podem ser tratados como instrumentos derivativos de preços de mercado. Por conta disso, foi realizada no capítulo 5 uma discussão detalhada sobre a teoria de derivativos e a

estrutura dos mercados onde esses instrumentos são transacionados. No capítulo 6 foi ensinado como desmembrar os contratos do ACL em blocos de flexibilidades e depois convertê-los em derivativos que podem ser modelados matematicamente. Foi concluído basicamente que

- Contratos contendo apenas energia de base têm estrutura semelhante a *Swaps*.
- Flexibilidades de aumento e redução de montantes devem ser modeladas como *Swaptions*.
- Flexibilidades do tipo *Take-or-Pay* são *Swaptions* com a diferença que o gatilho de exercício é função do processo produtivo do Cliente Livre.
- Flexibilidades de Sazonalização podem ser tratadas como *Swing Options*.

Com base na discussão realizada no capítulo 4 sobre preços de mercados, que está alinhada com o passo 3 do fluxo descrito acima, foi possível entender o processo de formação de preços de mercado e descobrir algumas diretivas que ditam a evolução dessa variável. Dessa forma é possível julgar quais premissas devem ser tratadas com maior cautela para que os resultados dos modelos sejam consistentes. Foi visto que

- Os PLD's semanais têm relação com a afluência defasada de uma semana.
- O PLD médio anual tem forte relação com o balanço sistêmico.

No capítulo 4 ainda foi feita uma discussão sobre a distinção entre o *PLD* e os preços de mercado presentes em contratos de curto e longo prazo. Foi visto que o *PLD* é derivado por modelos que visam minimizar o custo operativo do sistema e por isso não incorporam questões de mercado como o prêmio do risco. Dessa forma existe uma distorção entre os preços a que são liquidados as sobras e déficits e os preços que são praticados nos mercados de curto e longo prazo.

Com relação à modelagem de preços de mercado foi argumentado que modelos clássicos baseados em movimentos brownianos devem apresentar baixo desempenho no mercado de energia brasileiro, por conta de que as suposições teóricas dos modelos não são

atendidas para as séries históricas de preços de mercado. Por conta disso foi recomendado calibrar as entradas do modelo NEWAVE e utilizar os CMO advindos da otimização, com algum tratamento prévio, para obter indicação futura de preços. Outra alternativa é calibrar os parâmetros de modelos com as saídas do NEWAVE e utilizar esses modelos para simular preços de mercado.

A formulação dos modelos de avaliação de derivativos, que representa o passo 4 do fluxo, foi realizada no capítulo 6. Foram obtidos modelos de avaliação de contratos contendo apenas energia de base, contratos contendo flexibilidades de Aumento e Redução em escala mensal e anual, contratos contendo *Take-or-Pay* mensais e contratos contendo Sazonalização Anual. As principais conclusões foram

- As regras de reajuste dos contratos são importantes e, apesar de trazerem maior complexidade à modelagem dos resultados financeiros, devem ser incorporadas nos modelos para que os resultados sejam realistas.
- Opções de aumento e redução de montante tem um prêmio embutido que é função basicamente da probabilidade de exercício e da regra de reajuste dos contratos.
- O resultado financeiro formulado para as opções de aumento e redução apresentadas na dissertação pode ser interpretado como uma extensão do modelo de *Black & Scholes* (Black e Scholes, 1973), já que não realiza suposição sobre a distribuição dos preços.
- Os prêmios de contratos contendo flexibilidades de aumento e redução decaem de forma não linear conforme aumenta a escala de aplicação da opção (maior prêmio está associado com flexibilidade mensal, depois bimestral, etc).
- A variável que mais afeta o valor de contratos contendo flexibilidades de *Take-or-Pay* é a correlação entre o processo produtivo do Cliente Livre e os preços de mercado.

- A relação entre a correlação dos processos de consumo e preços são não-lineares e podem ser bem aproximadas por polinômios de quarto grau.
- Dessa forma, a avaliação de contratos contendo Take-or-Pay tem que ser feita de forma personalizada para cada Cliente Livre para evitar inconsistências.
- Tratar flexibilidades de *Take-or-Pay* como opções de aumento e redução de montantes superestima fortemente o prêmio desses contratos.
- O prêmio de contratos de sazonalização é função de uma otimização estocástica.
- Os valores de contratos contendo sazonalização é função principalmente da variabilidade da amplitude dos preços de mercado intra-ano, ao invés do nível desses preços.

No capítulo 6, conforme o passo 5 do fluxo, também foram introduzidas diversas métricas que podem ser utilizadas na avaliação de risco e desempenho de contratos. Foram discutidas as principais propriedades e armadilhas das métricas e recomendou-se que as seguintes métricas no processo de avaliação: VaR 5%, Ganho 95%, Média, Mediana, Desvio Padrão, VaR Condicional (5%), Probabilidade de Perda e Atratividade. Conclui-se que essas métricas dão uma visão completa do desempenho de operações e carteira, pois capturam diferentes características das distribuições de probabilidades dos resultados. De maneira particular

- O VaR 5% traz informação sobre a melhor perda das piores perdas e pode ser utilizada para alocar recursos para cobrir perdas atípicas.
- O Ganho 95% mede a magnitude de ganhos com baixa probabilidade de ocorrência.
- A Média e a Mediana dão indicações sobre a expectativa de desempenho dos contratos.

- O desvio padrão incorpora informação sobre a incerteza dos resultados.
- O VaR Condicional (5%) mede a magnitude média das perdas atípicas.
- A Probabilidade de Perda informa a frequência esperada das perdas.
- A Atratividade traz informação se os resultados financeiros são dominados pelos ganhos ou pelas perdas, ambos ponderados por suas chances de ocorrência.

Ao final do capítulo 6 foi feita uma discussão sobre o exercício dos derivativos modelados durante a dissertação, finalizando o fluxo apresentado. Conclui-se que a decisão de exercício deve considerar pelo menos dois critérios: desempenho superior a um desempenho de referência e risco limitado. Levando isso em consideração foi proposta uma estrutura para representar essa lógica.

Aplicação da metodologia foi realizada no capítulo 7 para as classes de derivativos apresentadas. Foram utilizadas carteiras de contratos com dados reais, as quais foram avaliadas sob dois cenários de preços de mercado para estudar a sensibilidade dos resultados a movimentos de variáveis de mercado e para averiguar a consistência dos modelos.

Para a carteira com contratos contendo flexibilidade de aumento e redução anual foi visto que:

- O prêmio do derivativo é componente importante dos preços de equilíbrio dos contratos representando mais de 10% do preço total do contrato em alguns casos (Tabela 7.8).
- Os resultados em termos absolutos variam substancialmente com as premissas de preços utilizadas, no entanto, em termos relativos os prêmios como valores dos contratos são uniformes indicando consistência dos modelos (Tabela 7.8 e Tabela 7.11).
- Os preços de equilíbrio obtidos estão consistentes com os preços nominais dos contratos indicando que, calibrando-se corretamente suas entradas, os modelos podem ser utilizados para precificação de operações (Tabela 7.8).
- Apesar das métricas de risco individuais apresentarem valores relativamente elevados, a avaliação da carteira de contratos mostrou que a combinação de contratos pode

ajudar a mitigar o risco reduzindo a exposição à variação de preços, independentemente da direção dos preços de mercado (Tabela 7.9).

- A estrutura de avaliação proposta permite a comparação de desempenho de carteiras, contratos individuais ou o cálculo do efeito marginal de determinado contrato na carteira.

- O prêmio dos derivativos não é simétrico com relação a faixa de flexibilidade (Tabela 7.11).

- Estudos de simulação indicaram que o prêmio da flexibilidade aumenta de forma exponencial com a amplitude da faixa de probabilidade (Figura 7.13 e Figura 7.15).

Para o contrato contendo flexibilidade de *Take-or-Pay* concluiu-se que:

- De acordo com o esperado, se a correlação entre consumo e preço é negativa, o prêmio do contrato de *Take-or-Pay* tende a ser negativo também.

- Vender contrato de *Take-or-Pay* é o mesmo que vender correlação entre consumo e preços.

- O efeito de *Take-or-Pay* pode ser significativo para um contrato, porém em termos relativos esse efeito é menor que o observado em um contrato de aumento e redução mensal.

- A avaliação de risco indicou que o desempenho do contrato considerado pode variar substancialmente de acordo com o cenário de preços considerado. Esse fato é devido ao nível dos preços de mercado em cada um dos cenários de preços e não do efeito do *Take-or-Pay*.

- Estudos de sensibilidade indicaram que o principal componente dos prêmios de contratos com *Take-or-Pay* é a correlação entre consumo e preços.

- A relação entre a correlação dos processos de consumo e preços e o preço de equilíbrio do contrato parece seguir um polinômio de quarto grau. No entanto, um maior número de simulações é necessário para descobrir se essa relação é verificada.

- Também os estudos de simulação indicaram que o preço de equilíbrio não é simétrico com relação à correlação, de forma que os prêmios tendem ser 5% maiores (em valores absolutos) para uma correlação entre consumo e preços negativa que o observado para uma correlação positiva de mesma magnitude.

- A faixa de *Take-or-Pay* tem influência no prêmio do contrato de *Take-or-Pay*, no entanto esse efeito é muito menor que a da correlação.

As análises realizadas para a carteira de sazonalização permitem concluir que:

- Para a carteira avaliada, a relação entre prêmio da sazonalização e amplitude da faixa é cerca de R\$ 0,20/MWh, ou seja para cada aumento de 1% na amplitude de sazonalização o preço do contrato deveria ser incrementado em cerca de R\$ 0,20/MWh.

- Mesmo que contratos individuais não apresentem bom desempenho, o efeito agregado de contratos pode ser benéfico para a carteira, aumentando seu desempenho.

- A estrutura proposta para seleção da decisão ótima tem probabilidade elevada de encontrar tal decisão, subsidiando a aplicabilidade dos modelos.

- Essas decisões podem ser até 14 vezes mais atrativa que a decisão de alocar energia constante dentro do ano.

- Para os cenários de preços considerados existe uma tendência de que a decisão de alocação ótima tenha energia acima da quantidade base do contrato no segundo quarto no ano.

8.2 Contribuições

As principais contribuições desta dissertação que geram valor agregado para o processo de comercialização de energia podem ser resumidas em:

- Proposição de um fluxo formal que trata as atividades embutidas no processo de gestão de contratos dentro do ACL.
- Tradução de flexibilidades contratuais em derivativos que de fato representem as características descritas nos termos e condições contratuais.
- Proposição e derivação de modelos estatísticos para avaliação de derivativos personalizados para o mercado de energia.
 - Consideração da regra de reajustes dos contratos nas avaliações.
 - Representação exata do mecanismo de exercício.
 - Modelagem conjunta de preços de mercado e processos produtivos.
 - Nenhuma suposição sobre a distribuição das variáveis envolvidas.
 - Soluções das equações realizadas por Métodos de simulação do tipo *Monte-Carlo*.
- Inserção de elementos da gestão de risco dentro do processo de comercialização:
 - Utilização de diversas métricas de risco na tomada de decisões.
 - Mensuração de efeito marginal de contratos e efeito composto das carteiras.
 - Consideração de métricas que incorporem a relação retorno/risco.
 - Conversão de cenários de avaliação em decisões comerciais.
- Proposição de decisões de exercício que levem em conta desempenho e risco limitado.

8.3 Sugestões de trabalhos futuros

Com base nas análises realizadas no decorrer do capítulo 6 e 7 existe evidência de que os modelos propostos para avaliação de derivativos apresentam bom desempenho representando a maioria das características esperadas por um modelo de avaliação.

Entretanto, existem algumas extensões que poderiam ser realizadas para que eles contemplassem algumas regras de comercialização que podem fazer com que haja mudanças nas decisões comerciais. Dentre essas extensões destacam-se:

- Avaliação conjunta de contratos incorporando a regra de lastro e penalidades.
- Consideração de efeito conjunto de diferentes classes de flexibilidades contratuais.
- Incorporação de risco de crédito e critérios que representem liquidez e aversão ao risco de agentes.
- Extensão dos modelos de avaliação para considerarem o efeito entre a curva *Forward*, os preços do mercado de curto prazo e o *PLD*.

Também, para fazer com que as saídas dos modelos apresentados sejam mais realistas é necessário dedicar atenção às suas premissas de entradas. Particularmente, as seguintes análises deveriam ser realizadas:

- Calibração dos dados de entrada do NEWAVE para refletirem características do mercado, e não apenas indicação oficial dos órgãos do governo.
- Busca de modelos paramétricos para preços de mercado de longo prazo que sejam mais robustos a mudanças nas diretivas de curto prazo.
- Modelagem de processos de consumo de forma semi-automática, reduzindo a subjetividade das análises.

Existem ainda outras linhas que precisam de maior quantidade de atenção. Dentre essas destacam-se:

- Extensão dos procedimentos de avaliação de riscos discutidos para incorporar restrições de liquidez e *spreads* de compra e venda de energia.
- Derivação de estratégias de cobertura e otimização de carteiras baseadas em métricas de retorno e risco.
- Extensão dos modelos discutidos para incorporar outros derivativos como paradas programadas, *Termination* e modulação horária de energia.
- Cálculo de métricas de sensibilidades das carteiras (as gregas) e derivação de estratégias comerciais baseadas nessas quantidades.

9 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

1. ABRACEEL (Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica). *Expansão para o Mercado Livre: Oportunidades para consumidores e investidores*. Rio de Janeiro, apresentação realizada no Fórum ABRACEEL – CanalEnergia, 2007.
2. AMBROSIO, J. F. *An evaluation of risk metrics*. Vanguard investment counseling & research, 2007.
3. ANDRADE, J. P.; SILVA, M. L. F. *Divergências e convergências sobre as crises cambiais*. In: LIMA, G. T., SICSÚ, J., PAULA, Luiz Fernando de. (Org.). *Macroeconomia moderna – Keynes e a economia contemporânea*. Rio de Janeiro: Editora Campus, 1999.
4. ARCHIBALD, Thomas. *Tension and potential from Ohm to Kirchhoff*. Centaurus, Vol. 31, Jul 1988, p. 141-163.
5. AZEVEDO, Adjarma. *Os novos rumos do setor elétrico brasileiro: Regras de comercialização e oportunidades*. São Paulo, apresentação realizada no 14º Fórum de debates projeto Brasil, 2005.
6. BENSON, K.; OLIVER, B. *Management motivation for using financial derivatives in Australia*. Australian journal of management, Vol 5, Dez 2004, p.225-242.
7. BINGHAM, R. *The integration of risk and return in practice: from ratemaking to ERM*. Ratemaking Seminar, Atlanta, março de 2007.
8. BLACK, F. SCHOLLES, M, *The pricing of options and corporate liabilities*. *Journal of Political Economy*. Vol. 81, 1973, p.637-654.
9. BRASIL, Presidência da República. *Brasil 1994 - 2002: A era do real*. Brasília: SECOM, IMAPES, 2002, p. 409-424.
10. CARVALHO, M. A. P.; ROSENBLATT J. *Modelo de simulação a subsistemas equivalentes*. IV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 1977.
11. CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). *Regras de Comercialização – Contabilização – Módulo 3 – Contratos*. Resolução normativa da ANEEL n. 293/2007 e despacho n. 812/2008.

12. CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) - 1. *Regras de Comercialização – Contabilização – Módulo 4 – Energias Asseguradas*. Resolução normativa da ANEEL n. 293/2007 e despacho n. 812/2008.
13. CHAO, Hung-po.; WILSON, Robert. *Design of wholesale electricity markets*. Stanford, Electric Power Research, 1999.
14. CHENEY, Margaret. *Tesla: man out of time*. [S.l.] : Touchstone, 2001.
15. COHEN, Bernard. *Benjamin Franklin's science*. Cambridge: Harvard University, 1990.
16. CORREIA, T. B; MELO, E.; COSTA, A. M.; SILVA, A. J. *Trajetória das reformas institucionais da indústria brasileira e novas perspectivas de mercado*. Brasília(DF), Revista Economia, Vol. 7, n.3, Set 2006, p.607-627.
17. DAVID, P. A. M-S. *Formação do preço, atração de investimentos e gerenciamento de risco no mercado brasileiro de energia elétrica*. Rio de Janeiro, Faculdade de Eng. Elétrica, Tese de doutorado, PUC-Rio, 2004.
18. DUARTE, V. S.; PENNA, D. D. J; MACEIRA, M. E. P; MORAIS, L. A. *Modelo estratégico de geração hidrotérmica a subsistemas equivalentes – Manual do usuário*. Projeto NEWAVE, 2007.
19. FARHI, Maryse. *O futuro no presente: Um estudo dos derivativos financeiros*. Campinas, 1998, Tese (Doutorado), Instituto de Economia, Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP.
20. EMBRECHTS, P.; KLÜPPELBERG, C; MIKOSCH, T. *Modelling extremal events for insurance and finance*. Berlin: Springer-Verlag, 1997.
21. FERDERER, J. P. *The rise of the over-the-counter market*. Economic History Association 66th Annual Meeting, Out 2006.
22. FERNANDES, F.; SANTOS, E. M. *Reflexões sobre a história da matriz energética brasileira e sua importância para a definição de novas estratégias para o gás*. In: Rio oil & gas expo and conference, IBP60504, 2004, Rio de Janeiro : Instituto brasileiro de Petróleo e Gás, 2004.
23. FIGLEWSKI, S; WANG, X. *Is the “Leverage Effect” a leverage effect ?*. Boston: Conference of derivatives securities, 2000.
24. FOLEY, D. K. *Financial fragility in developing economies*. New York: New School of Economics, Jun. 2000.

25. FRANCES, P. H. *Periodicity and stochastic trends in economic time series*. Londres, Oxford University Press, 1996.
26. FRENCH, M. K. *Why and When do Spot Prices of Crude Oil Revert to Future Price Levels ?*, Board of Governors of the Federal Reserve System (U.S.), 2005.
27. FUSARO, Peter C. *Energy risk management: hedging strategies and instruments for the international energy markets*. New York: McGraw-Hill, 1998.
28. GATTI, E. *Power Electronics Specialists Conference*. PESC apos 1996., 96 Record., 27th Annual IEEE, 1996, Vol. 1, Jun 1996, p. 23-27
29. GAUL, S. S; ALMEIDA, J. V. M. *Setor elétrico e risco regulatório*. São Paulo: Estudo Setorial, SR Rating, 2004.
30. GHIRARDI, A. G. *Aspectos regionais do racionamento de eletricidade*. Salvador : Bahia análise & dados, Vol. 11, n.4, Mar 2002, p.6-15
31. GIRON, A.; CORREA, E. *Global financial markets: Financial deregulation and crises*. International Social Science Journal, Jun 1999, p.1-10.
32. GOMES, L.L. *Avaliação de termelétricas no Brasil: Estudando o melhor momento de investimento por modelos de opções reais*. Rio de Janeiro. Tese de doutorado, PUC-Rio, 2002.
33. GOMES, L.L. *Valor adicionado aos Consumidores Livres de energia elétrica no Brasil por contratos flexíveis: Uma abordagem pela teoria de opções*. Enanpad, 2005
34. GUERREIRO, Amilcar. *Reestruturação do setor elétrico brasileiro: Desafios e Perspectivas*. Rio de Janeiro, apresentação realizada no seminário internacional de Reestruturação e regulação do setor de energia elétrica e gás natural, 2006.
35. GUTHRIDGE, Sue. *Thomas Edison: young inventor*. Aladdin, 1986 (Childhood of Famous Americans Series).
36. HARRISON, P. *The economic effects of innovation, regulation, and reputation on derivatives trading: Some historical analysis of early 18th century stock markets*. Federal Reserve Board, Fev de 2003.
37. HIRSH, Richard. *Regulation and technology in the electricity utility industry: A historical analysis of interdependence*. Regulation: Economic Theory and History, Ann Arbor, University of Michigan Press, 1991, p. 147-177.

38. HIRSH, Richard. *Power Loss: The Origins of Deregulation and Restructuring in the American Electric Utility System*. Cambridge: Cambridge Press, 1999.
39. HIRSH, Richard. *Emergence of electrical utilities in america*. In: Powering the past: a look back. Washington : Smithsonian, 2002. Disponível em: <http://americanhistory.si.edu/powering/> Acesso em 31 jan. 2008.
40. HULL J.C. *Introduction to Futures and Options Markets*, London: Prentice Hall, 1998.
41. IBRAGIMOV, R. *Portfolio diversification and value at risk under thick-tailedness*. Harvard University, Yale University, 2005.
42. IEMA, F.; SEGALLA, G. I. M.; SIMI, J. P.; BERTOLIN, J. B.; CASTRO, T. M. O. *A era das empresas públicas paulistas de energia elétrica*. Fundação Energia e Saneamento, 2006.
43. ISRAEL, P. B.; NIER, K.; CARLAT, L. *The papers of Thomas A. Edison: the wizard of Menlo Park*, The Johns Hopkins University, 1998.
44. JABUR, Maria A.. *Racionamento: do susto à consciência*. São Paulo: Terra das Artes, 2001.
45. JAMES, R. Barry. *Probabilidade– Um curso em nível intermediário*. Rio de Janeiro: IMPA, Ed. 2, 2002.
46. JOSKOW, P.; SCHMALENSEE, R. *Markets for power*. Cambridge: Cambridge Press, 1983.
47. KAMINSKI, Vincent. *Managing energy price risk*. London: Risk Books of Enron, 1999.
48. KANDEL, E. R.; SCHWARTZ, J. H.; JESSEL, T.M. *Principles of neural science*, 4th ed., New York: McGraw-Hill, 2000, p.6.
49. KLUGE, Tino. *Pricing Swing Options and other electricity derivatives*. Oxford, University of Oxford, Tese de doutorado, 2006.
50. LAMARÃO, Sérgio T. N. *A energia elétrica como campo de pesquisa historiográfica no Brasil*. América Latina em la historia económica: Brasil, julho, 1997.
51. LOIOLA, U. B. *Os instrumentos derivativos nos mercados futuros de energia elétrica*. Florianópolis, 2002. Dissertação (Mestrado) – Programa de pós-graduação em engenharia de produção, Universidade Federal de Santa Catarina.

52. LOURENZO, Helena C. *Eletricidade e desenvolvimento econômico no Brasil: Metodologia e fontes de pesquisa*. América Latina em la Historia Económica, Vol. 8, Jul 1997.
53. LOZARDO, U. B. *Derivativos no Brasil: fundamentos e práticas*. São Paulo: BM&F, 1998.
54. MACHADO, A. C. F. *A evolução do Mercado Livre de energia*. Rio de Janeiro, apresentação realizada no 4º ENASE (Encontro Nacional de Agentes do Setor Elétrico), 2007.
55. MARQUES, T.; CICOGNA, M.; SOARES, S. *Benefits of coordination in the operation of cascaded hydroelectric power systems*. European Power and Energy Systems, 442, 2004.
56. MAUAD, F. F. Q.; PREFEITO, L. F., B. *Aspectos jurídicos da privatização do setor elétrico brasileiro*. Lisboa, VII congresso da água, Março de 2004.
57. MAVROU, V. *Modeling the dynamics of electricity prices*. Universidade de Zurich, 2006.
58. MCDONALD, F. *Insull: the rise and fall of a billionaire utility Tycoon*. Beard Books, 2004.
59. MEDEIROS, L. *Previsão do preço Spot no mercado de energia elétrica*. Rio de Janeiro, 2003, Tese (Doutorado), PUC - Rio.
60. MEHL, E. L. M. *Circuitos Elétricos I*. Londrina, [s.d]. Notas de Aula – Departamento de Energia Elétrica, Universidade Federal do Paraná.
61. MEUCCI, A. *Risk and asset allocation*. New York:Springer, 2007.
62. MONTANO, P. F. *O uso de contratos derivativos como instrumentos de gestão de risco na indústria de energia elétrica*. Rio de Janeiro, 2004. Monografia (Bacharelado) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro.
63. MUNSON, Richard. *From edison to enron: the business of power and what it means for the Future of Electricity*. Westport: Grennwood, 2005.
64. NASCIMENTO, M. V. G. *Energia como fator competitivo para os grandes consumidores e consumidores livres*. Rio de Janeiro, apresentação realizada no 4º ENASE (Encontro Nacional de Agentes do Setor Elétrico), 2007.
65. NATENBERG, S. *Option volatility and pricing – Advanced trading and techniques*. New York: McGraw-Hill, Ed. 2, 1994.
66. NELSEN, R. *Introduction to Copulas*, Nova Iorque: Springer Verlag, 1998.

67. NYSTEDT, J. *Derivative market competition: OTC markets versus organized derivatives exchanges*. International Monetary Fund, Dez de 2004.
68. O'NEILL, J. J. *Prodigal Genius: the life of Nikola Tesla*. New York : Book Tree, 2007.
69. PEMBERTON JÚNIOR, Theodore O. *Modelando o preço spot de energia elétrica no Brasil: um modelo estocástico com reversão à média, mudança de regime markoviano e difusão com saltos*. São Paulo, 2006. Tese (Mestrado Profissional), Faculdade Ibmec de São Paulo.
70. PEREIRA, M.V.F. *Optimal Stochastic Operations of Large Hydroelectric Systems*. Electrical Power & Energy Systems, vol. 11, no. 3, 1989, p. 161- 169.
71. PILIPOVIC, Dragana. *Energy risk: valuing and managing energy derivatives*. New York: McGraw-Hill, 1998.
72. PINTO Jr., H. Q.; ALMEIDA, F. E.; BOMTEMPO, J. V.; IOOTTY, M.; BICALHO, R. G. *Economia da energia: Fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial*. Rio de Janeiro: ELSEVIER, 2007.
73. RAHI, R; ZIGRAND, J. *Strategic financial innovation in segmented markets*. Centre for economic Policy Research, n. 4176, 2004.
74. SHREVE, E. Steven. *Stochastic calculus for finance I – The Binomial Asset Pricing model*. New York: Springer, 2005.
75. SILVA, Sérgio. *Expansão cafeeira e origens da indústria no Brasil*. São Paulo: Alfa-Ômega, 1976.
76. SILVA, E. L. *Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica*. Porto Alegre: Sagra Luzatto, 2001.
77. SIQUEIRA, T. G. *Comparação entre programação dinâmica estocástica primal e dual no planejamento da operação energética*. Campinas, 2003, Dissertação (Mestrado), FEEC, Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP.
78. SMITH, T. Y. *Case study from Brazil's power market crisis*. Texas: Center for energy economics, 2003.
79. SOARES, S.; CARNEIRO, A.A. F. M. *Reservoir operation rules for hydroelectric power systems optimization*. IEEE, Vol. 2, 1993, p. 965-969.

80. SOUSA, R. L. *Modelagem estrutural aplicada a previsão do preço spot de energia elétrica do Brasil*. Rio de Janeiro, 2003. Tese (Mestrado) – Faculdade de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.
81. STABINS, Peter. *Ontario electricity trading: regulation and economics*. Toronto : Dydex Research and Capital, 2002. Disponível em: <http://www.stabins.ca/book.htm> Acesso em 31 jan. 2008.
82. SUTHERLAND, Ronald. *Estimating the benefits of restructuring electricity markets: An application to the PJM Region*. Center for the advancement of energy markets (CAEM), 2003, versão. 1.1.
83. SUZIGAN, Wilson. *A indústria brasileira*. São Paulo: Brasil, 1986.
84. TAHA, Hamdy A. *Operations Research: An Introduction*. Prentice Hall, 8th ed, 2007.
85. TERRY, L. A.; CEPEL, DENE/DPE/Eletróbrás; DEOP/DOS/Eletróbrás. *Modelo a sistema equivalente - Descrição geral*. relatório técnico, CEPEL-Eletróbrás, 1980.
86. TORRES, R. C. *Avaliação de portfolios de contratos de compra e venda de energia elétrica: Uma abordagem pela teoria de opções*. Rio de Janeiro, Dissertação (Mestrado) – Dep. de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2006.
87. TREVIÑO, Lourdes. *Development and volume growth of organized derivatives trade in emerging markets. Ensayos, Vol XXIV, n. 2, Nov 2005*, pp. 31-81.
88. TUFANO, Peter. *Financial innovation*. Boston: Capítulo do livro *The handbook of the economics of finance*, editado por George Constantinides, Milt Harris e René Stulz, 2002.
89. TYNDALL, John. *Faraday as a Discoverer*, [S.l]: Kessinger, 2004.
90. VANDOREN, Peter. *Making sense of electricity regulation*. Regulation, vol. 23, 3, [s.d], p 68-70.
91. VERSIANI, F. R.; BARROS, J. R. M. de. *Formação Econômica do Brasil*. São Paulo: Saraiva, 1977.
92. WASIK, J. F. *The merchant of power: Sam Insull, Thomas Edison, and the creation of the modern metropolis*. [s.l] : Palgrave Macmillan, 2006.
93. WATTS, D.; ARISTIA, R. *The electricity crises of California, Brazil and Chile: lessons to the Chilean market*. Power Engineering 2002 Large Engineering Systems Conference on, LESCOPE 02 vol , 2002, p. 7 - 12

94. WILLIAMS, P. L. *Ampère, André-Marie*. In: Dictionary of scientific biography 1, New York: Charles Scribner's Sons, 1970 139-147.
95. YENNE B.; GROSSER M. *100 inventions that shaped world history*. São Francisco: Bluewood Books, 1993.
96. ZANFELICE, Fábio R. *Estratégia de contratação ótima na comercialização de energia elétrica*. Campinas, 2007. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas.
97. ZEVALLOS, M. H. E. *Volatilidade nos modelos Arch e Variância Estocástica: Um estudo comparativo*. Campinas, Unicamp, Tese de mestrado, 1997.

10 APÊNDICES

10.1 *Apêndice I: Perfil da Indústria e estatísticas relacionadas com o setor de energia apuradas pelo censo de 1920.*

As análises apresentadas aqui são baseadas nos dados coletados pelo censo de 1920 ou pelo censo de 1907.

Fator	Inquérito Industrial de 1907	Recenseamento de 1920	Aumento	
			Absoluto	Relativo (%)
Número de Estabelecimentos	2.988	13.336	10.348	346%
Capital Empregado (\$)	580.691	1.815.156	1.234.465	213%
Força Motriz (H.P)	114.555	310.424	195.869	171%
Número de Operários	135.420	275.512	140.092	103%
Valor da Produção Anual (\$)	668.843	2.989.176	2.320.333	347%

Tabela 10.1: Resultados Gerais dos Inquéritos Industriais realizados no Brasil em 1907 e 1920

Observe que os números coletados pelo censo de 1920 refletem as características discutidas na seção 3.2.1. De maneira particular, a tabela 10.1 retrata a expansão da indústria que ocorreu nas primeiras décadas do século XX. Note que a força motriz cresceu 171% em 1920 com relação a 1907 indicando que a indústria nacional estava se equipando nesse período. Também, o aumento do número de operários e o crescimento de cerca de 350% no valor da produção industrial ajudam a suportar esse argumento.

Analisando a tabela 10.2 pode entender como foi o processo de industrialização brasileira. Durante as sete primeiras décadas século XIX o crescimento da indústria nacional foi abaixo de 2%. A partir de 1880 houve um aumento no número de indústrias sendo que o crescimento se manteve em cerca de 10% a cada 5 anos. Na segunda década do século XX houve um aumento significativo de cerca de 25 % no número de indústrias. Esse crescimento trouxe também um aumento na demanda por energia, particularmente eletricidade.

Observe que na apuração das indústrias realizadas em 1907, tabela 10.3, havia uma dominância das máquinas à vapor (73,2%) enquanto que as máquinas elétricas representava menos de 5% da potência utilizada na indústria.

Época de Fundação		Número de Estabelecimentos Industriais	Capital Empregado (\$)	Força Motriz (HP)	Número de Operários	Valor da Produção (\$)	Percentual com relação ao(à)	
							Capital Empregado	Produção Anual
Até De	1849	35	26,166	2,076	2,929	31,991.40	1.4%	1.1%
	1850 a 1854	16	2,758	154	1,177	10,141.40	0.2%	0.3%
	1855 a 1859	8	4,131	1,173	1,098	8,784.40	0.2%	0.3%
	1860 a 1864	20	7,180	689	775	9,058.40	0.4%	0.3%
	1865 a 1869	34	10,848	1,784	1,863	15,909.40	0.6%	0.5%
	1870 a 1874	62	41,312	7,129	6,019	59,380.40	2.3%	2.0%
	1875 a 1879	63	23,195	4,435	4,230	34,839.40	1.3%	1.2%
	1880 a 1884	150	58,369	12,865	11,715	89,866.40	3.2%	3.0%
	1885 a 1889	248	203,402	36,174	26,369	247,121.40	11.2%	8.3%
	1890 a 1894	452	213,715	33,684	31,123	278,578.40	11.8%	9.3%
	1895 a 1899	472	90,592	15,248	14,516	140,868.40	5.0%	4.7%
	1900 a 1904	1,080	109,633	19,201	19,170	208,954.00	6.0%	7.0%
	1905 a 1909	1,358	225,595	40,526	34,362	369,065.40	12.4%	12.3%
	1910 a 1914	3,135	335,443	62,454	51,992	646,532.40	18.5%	21.6%
	1915 a 1919	5,936	438,560	65,368	63,950	791,264.40	24.2%	26.5%
Sem informação		267	24,258	7,458	4,217	46,820.40	1.3%	1.6%
Total		13,336.00	1,815,156	310,424.00	275,512.00	2,989,176.00	100.0%	100.0%

Tabela 10.2: Estabelecimentos industriais segundo a época da fundação das empresas

A grande mudança no perfil das máquinas industriais nas duas primeiras décadas do século XX, tabela 10.4, fornece evidência a favor de que a expansão da indústria foi caracterizada pela substituição de máquinas a vapor por máquinas baseadas em motores elétricos. Esses motores, além de menores e mais silenciosos, permitiam um ganho de escala na indústria já que era possível expandir sua capacidade de produção sem excessivos investimentos adicionais.

Motores	Potência Motriz	
	Absoluto (HP)	% do Total
Máquinas à vapor	80.028	73,2%
Hidráulica	23.905	21,9%
Gás	517	0,5%
Eletricidade	4.687	4,3%
Querosene	147	0,1%
Animal		
Manual		
Outros e não determinadas		0,0%
Total	109.284	100%

Tabela 10.3: Potência Total das Empresas Fabris recenseadas em 1907

Motores	Potência Motriz	
	Absoluto (HP)	% do Total
Máquinas à vapor	112.221	36,2%
Motores de Combustão	16.563	5,3%
Rodas d'agua	8.432	2,7%
Turbinas Hidráulicas	23.938	7,7%
Motores Elétricos	146.670	47,2%
Outros Motores	2.600	0,8%
Total	310.424	100%

Tabela 10.4: Potência Total das Empresas Fabris recenseadas em 1920

Motores Elétricos					
Motores acionados por força alugada	3.045	12.665	146.670	87,8%	48
Força gerada nos próprios estabelecimentos	203	2.271	20.448	12,2%	101
Total	3.248	14.936	167.118	100,0%	149

Tabela 10.5: Natureza da eletricidade utilizada nos motores elétricos.

Menos de 15% da energia utilizada nos motores elétricos eram advindas de geradores próprios situados na empresas. Dado que a principal fonte de energia utilizada pela indústria era eletricidade, pode-se concluir que a expansão da indústria causou também uma expansão de setor de energia, pois caso contrário, o gargalo que seria criado pelo setor de eletricidade inviabilizaria o crescimento da indústria.

Nesse período, houve também uma migração da indústria para São Paulo como pode ser visto analisando as tabelas 10.6. Observe que segundo o censo de 1920, cerca de 30% da potência industrial nacional era paulista, ante os 16,7% de 1907. Os estados de Pernambuco e Rio de Janeiro tiveram uma redução da participação na indústria nacional nesse período.

Como pode ser observado na tabela 10.7, São Paulo, além de concentrar grande parte da indústria do país, tinha também a maior participação na geração de energia do país. Pouco menos que metade de toda geração de energia do país se localiza no estado de São Paulo, sendo mais de 90% dessa energia hidráulica. De fato, São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais concentravam cerca de 75% de toda geração de energia elétrica do país.

	Estado	1907		1920		Crescimento Percentual
		H.P	% Total	H.P	% Total	
São Paulo		18.301	16,7%	100.216	27,6%	448%
Distrito Federal		22.279	20,4%	69.703	19,2%	213%
Pernambuco		19.374	17,7%	33.820	9,3%	75%
Rio de Janeiro		15.494	14,2%	33.335	9,2%	115%
Rio Grande do Sul		5.796	5,3%	30.345	8,4%	424%
Minas Gerais		4.742	4,3%	24.170	6,7%	410%
Bahia		5.181	4,7%	14.712	4,0%	184%
Alagoas		3.180	2,9%	11.279	3,1%	255%
Paraná		2.912	2,7%	9.789	2,7%	236%
Santa Catarina		1.119	1,0%	8.052	2,2%	620%
Sergipe		2.085	1,9%	7.160	2,0%	243%
Maranhão		3.065	2,8%	4.148	1,1%	35%
Ceará		670	0,6%	3.026	0,8%	352%
Pará		1.748	1,6%	2.929	0,8%	68%
Paraíba		1.334	1,2%	2.854	0,8%	114%
Espírito Santo		45	0,0%	2.668	0,7%	5829%
Amazonas		259	0,2%	1.528	0,4%	490%
Piauí		200	0,2%	1.382	0,4%	591%
Rio Grande do Norte		270	0,2%	996	0,3%	269%
Mato Grosso		1.230	1,1%	983	0,3%	-20%
Goiás		-	0,0%	183	0,1%	0
Acre		-	0,0%	18	0,0%	0
Total		109.284	1	363.296	100,0%	232%

Tabela 10.6: Regiões do País com relação a utilização de potência motriz.

Estados e Distrito Federal	Número de Empresas Número de Usinas Geradoras de Eletricidade		Motores Térmicos (Máquinas a vapor e motores de combustão interna)			Motores Hidráulicos (Turbinas e Rodas d'água)			Total		
			Número de Instalações	Potência (H.P)	% Geração Térmica	Número de Instalações	Potência (H.P)	% Geração Hidráulica	Número de Instalações	Potência (H.P)	Contribuição do Estado para o país (%)
São Paulo	66	78	19	15.674	7%	65	195.494	93%	84	211.168	44,4%
Distrito Federal	1	1	1	30.000	100%				1	30.000	6,3%
Pernambuco	15	16	16	15.151	100%	1	45		17	15.196	3,2%
Rio de Janeiro	17	18	3	135	0%	15	82.845	100%	18	82.980	17,4%
Rio Grande do Sul	40	41	35	13.043	92%	7	1.204	8%	42	14.247	3,0%
Minas Gerais	72	91	2	1.480	3%	90	56.934	97%	92	58.414	12,3%
Bahia	8	8	5	7.467	31%	3	16.600	69%	8	24.067	5,1%
Alagoas	4	4	5	1.471	100%				5	1.471	0,3%
Paraná	20	20	13	5.178	77%	7	1.537	23%	20	6.715	1,4%
Santa Catarina	11	11	2	90	1%	9	7.581	99%	11	7.671	1,6%
Sergipe	6	6	6	629	100%				6	629	0,1%
Maranhão	2	2	3	335	100%				3	335	0,1%
Ceará	3	3	3	115	100%				3	115	0,0%
Pará	4	4	4	6.800	100%				4	6.800	1,4%
Paraíba	7	7	7	1.748	97%	1	50	3%	8	1.798	0,4%
Espírito Santo	11	11	1	100	1%	10	7.434	99%	11	7.534	1,6%
Amazonas	3	3	3	2.382	100%				3	2.382	0,5%
Piauí	2	2	2	760	100%				2	760	0,2%
Rio Grande do Norte	4	4	5	1.759	100%				5	1.759	0,4%
Mato Grosso	7	8	7	966	73%	1	350	27%	8	1.316	0,3%
Goiás	1	1	1	100	100%				1	100	0,0%
Acre	2	4	4	195	100%				4	195	0,0%
Total	306	343	147	105.578	22%	209	370.074	78%	356	475.652	100,0%

Tabela 10.7: Distribuição da geração de energia elétrica entre as regiões do país segundo o censo de 1920.

A tabela 10.8 traz informação sobre as fundações das usinas hidráulicas no Brasil e sua potência associada segundo o censo de 1920. Note que a expansão da geração de energia no Brasil iniciou-se cerca de 5 anos antes do crescimento da industrialização de forma que o setor energético, naquele momento, não representou nenhum gargalo no crescimento da indústria. De 1906 até 1920 foram instaladas cerca de 90% de toda o potencial de geração de energia da época. Essa expansão da geração permitiu que as indústrias se equipassem com máquinas baseadas em motores elétricos que eram mais eficientes que os baseados em energia a vapor.

Época de Fundação		Número de Usinas	Potência (HP)	% do Total
Até	1890	2	10.350	2,2%
De	1891 a 1895	2	3.705	0,8%
	1896 a 1900	6	3.386	0,7%
	1901 a 1905	17	43.337	9,1%
	1906 a 1910	60	143.123	30,1%
	1911 a 1915	104	192.679	40,5%
	1916 a 1920	152	79.072	16,6%
Total		343	475.652	100,0%

Tabela 10.8: Fundação das usinas e potência associada.

Grupo de Indústrias	Potência da Força Motriz (% do Total)							Motores acionados por força gerada na própria fábrica (% do Total)
	Total (HP)	Produção nas próprias fábricas					Eletricidade contratada com terceiros	
		Vapor	Combustão Interna	Rodas D'agua	Turbinas Hidrelétricas	Outros Motores		
Têxteis	140.117	28,4%	5,5%	0,3%	14,7%	1,6%	49,5%	7,7%
Couros, Peles e outros materias do reino animal	6.140	50,4%	12,1%	4,3%	2,1%	0,2%	31,0%	2,1%
Madeiras	30.645	56,8%	1,2%	10,4%	1,4%	0,0%	30,2%	3,5%
Metalúrgicas	8.421	25,2%	5,8%	2,0%	0,6%	0,0%	66,5%	2,2%
Cerâmicas	9.211	21,7%	4,2%	2,3%	0,1%	2,7%	69,1%	1,0%
Produtos químicos	19.290	36,1%	2,6%	0,8%	11,7%	0,0%	48,8%	7,5%
Alimentação	71.737	49,5%	5,1%	5,0%	0,7%	0,1%	39,6%	7,6%
Vestuário	7.409	19,5%	13,0%	0,7%	0,1%	0,0%	66,6%	1,6%
Mobiliário	5.560	27,1%	14,0%	0,9%	0,0%	0,0%	58,1%	13,3%
Edificação	2.937	29,5%	4,4%	1,3%	0,6%	0,0%	64,4%	3,8%
Construção de Aparelhos de Transporte	4.109	16,2%	15,9%	3,8%	0,0%	0,0%	64,2%	5,4%
Produção e Transmissão de forças físicas	4.518	18,6%	2,6%	2,4%	0,0%	0,0%	76,4%	1,2%
Indústrias relativas a ciências, letras e artes, indústrias de luxo	330	7,6%	10,6%	0,0%	0,0%	0,0%	81,8%	0,0%
Total	310.424	36,2%	5,3%	2,7%	7,7%	0,8%	47,2%	6,6%

Tabela 10.9: Distribuição de utilização de energia elétrica com relação ao ramo de atividade de indústria.

Com relação à demanda de energia elétrica, três setores se destacam por serem eletro intensivo. Como pode ser observado na tabela 10.9, cerca de 57% da energia utilizada no setor têxtil é elétrica. Esse setor é o que representa maior demanda por energia dentre os setores avaliados pelo censo.

Em segundo e terceiro lugar se encontram os setores relacionados com madeira e alimentação, respectivamente. A utilização de eletricidade na indústria de madeira é por volta de 34% enquanto que no setor de alimentos esse percentual é de 48%.

Em suma, houve uma grande expansão na indústria nacional nas duas primeiras décadas do século XX que foi viabilizada pelo crescimento da geração de energia elétrica dado pela implantação de usinas hidrelétricas. A expansão da indústria foi caracterizada pela substituição de máquinas a vapor por máquinas baseadas em motores elétricos o que impulsionou a demanda por eletricidade.

10.2 *Apêndice II: Visualização de Distribuições de probabilidade no tempo.*

Os resultados dos modelos de avaliação de derivativos apresentados nesta dissertação são função de muitos dados de entrada. Esses dados são basicamente séries simuladas de preços, consumo e índices de reajustes. Para entender se os resultados apresentados por esses modelos estão, de fato, consistentes com o que seria esperado, é preciso entender exatamente quais as características dos dados de entradas que estão sendo inseridos dentro deles.

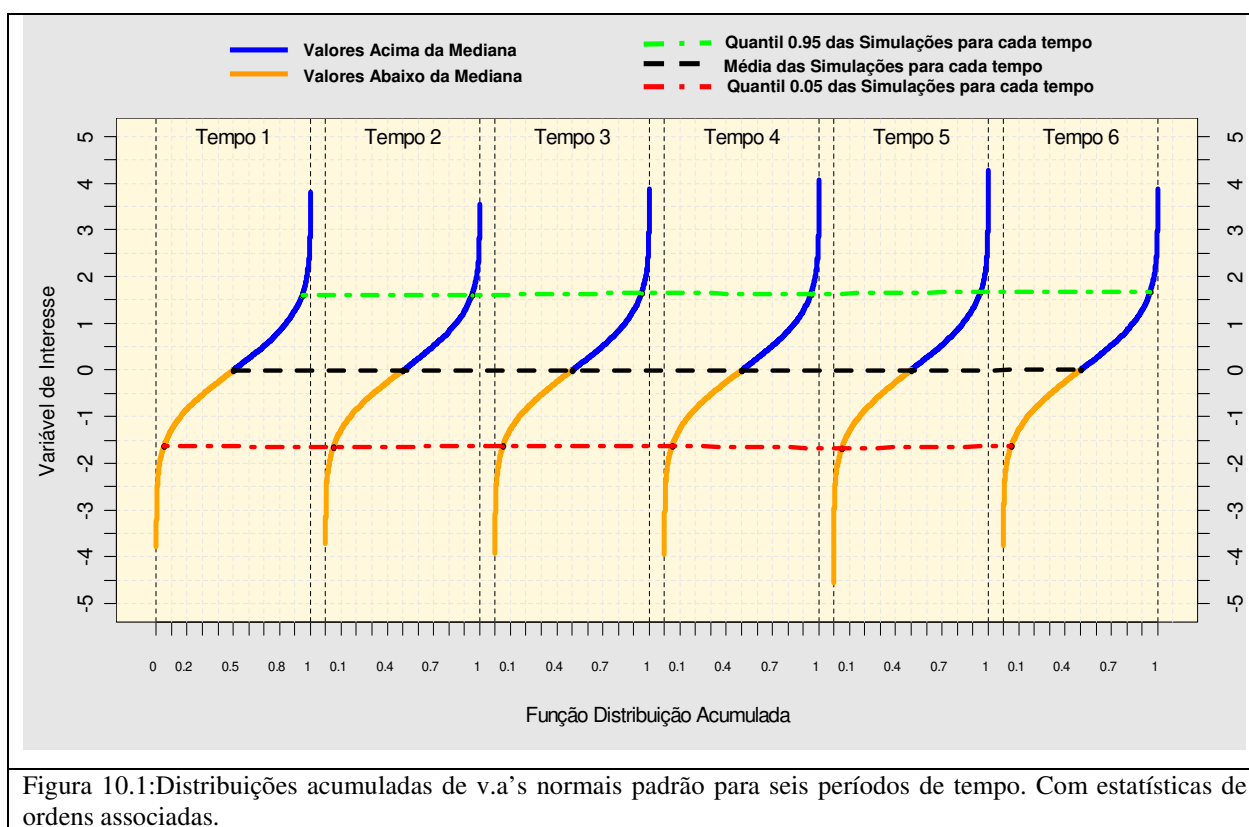
Como esses dados são basicamente variáveis aleatórias, estudar os dados é o mesmo que estudar as distribuições de probabilidades associadas com esses dados. No caso de séries simuladas, podem-se analisar as distribuições marginais empíricas resultantes das simulações.

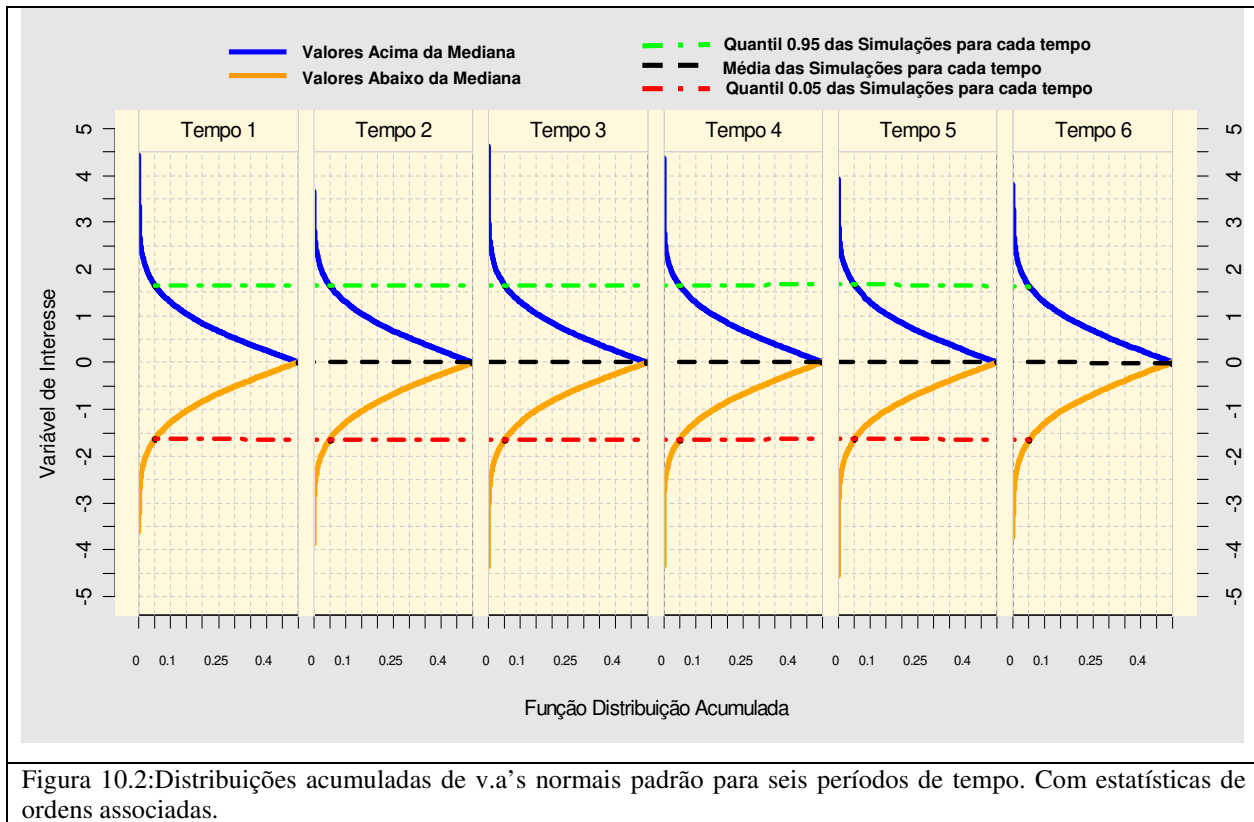
Dessa forma, é necessário recorrer a alguma técnica estatística que permita comparar distribuições de probabilidades no tempo de forma eficiente. Existem muitas

maneiras de comparar distribuições de probabilidade. Pode-se, por exemplo, sobrepor histogramas ou curvas de densidades estimadas, no entanto, fazendo isso se perde a interpretação temporal dos dados.

Uma alternativa é construir boxplots de cada uma das distribuições marginais dos dados e desenhá-los como função do tempo. Um gráfico desses traria informação sobre a evolução das distribuições no tempo, porém resumiria a distribuição de probabilidade a cinco estatísticas de ordem.

A maneira proposta nesta dissertação generaliza esse conceito desenhando as funções de distribuições completas das variáveis de interesse como função do tempo. Esse gráfico pode ser utilizado para construir intervalos de confiança de quaisquer níveis no tempo, e resumir qualquer outra estatística de ordem de interesse. Adicionalmente, pode-se comparar diferentes distribuições de probabilidades no mesmo período de tempo, diminuindo substancialmente o número de figuras necessárias para realizar essas atividades. Nesta dissertação foram apresentadas basicamente duas versões desses gráficos. Elas são desenhadas na figura 10.1 e 10.2.





As duas figuras trazem exatamente a mesma informação, no entanto, dependendo do objetivo da análise é mais simples interpretar uma, ou outra forma. Por exemplo, a versão do gráfico apresentada na figura 10.1 é muito boa para comparar distribuições de probabilidade de forma dinâmica, de maneira a comparar quantis e outras estatísticas relacionadas com as distribuições de probabilidades. A versão apresentada na figura 10.2 deveria ser utilizada quando existe interesse em observar a forma da distribuição de probabilidade, e construção de intervalos de confiança de quaisquer níveis.

Dessa forma, para que esses gráficos possam ser utilizados de forma correta é necessário entender quais são as informações contidas neles.

Na versão ilustrada na figura 10.1, para cada tempo ou variáveis de agregação onde são desenhadas as distribuições acumuladas, tem-se o valor da variável de interesse no eixo das ordenadas e, no eixo das abscissas as probabilidades acumuladas associadas com as distribuições de probabilidade. Assim, cortar verticalmente o gráfico é o mesmo que fixar uma probabilidade de ocorrência e descobrir o valor da variável de interesse associado

com esse valor, ou seja, a função quantil. Por outro lado, cortar horizontalmente o gráfico é equivalente a fixar um quantil e descobrir a probabilidade da variável aleatória ser menor ou igual que esse valor. Essa lógica é ilustrada no quadro da esquerda da figura 10.3.

O gráfico apresentado na figura 10.2 contém essencialmente a mesma informação, no entanto, existe uma pequena alteração na forma de se interpretar os valores. Primeiro, note que os valores no eixo das abscissas variam de 0 à 0,5, ao invés de 0 a 1. Isso é porque a linha inferior traz informação sobre a probabilidade da variável aleatória ser menor ou igual ao quantil avaliado, enquanto a linha superior representa a probabilidade da variável aleatórias ser maior ou igual ao quantil de interesse. O ponto onde ocorre essa mudança no cálculo é exatamente a mediana da distribuição, ou seja, o quantil 0,5. Essa modificação na forma de desenhar a distribuição de probabilidade facilita a construção de intervalos de confiança de forma rápida, permitindo a comparação entre quantis nas caudas esquerda e direita da distribuição de forma melhor que a figura 10.1. Assim, para cada probabilidade α no eixo das abscissas, um corte vertical no gráfico leva a um intervalo de confiança de tamanho 2α , como ilustrado no quadro da direita da figura 10.3.

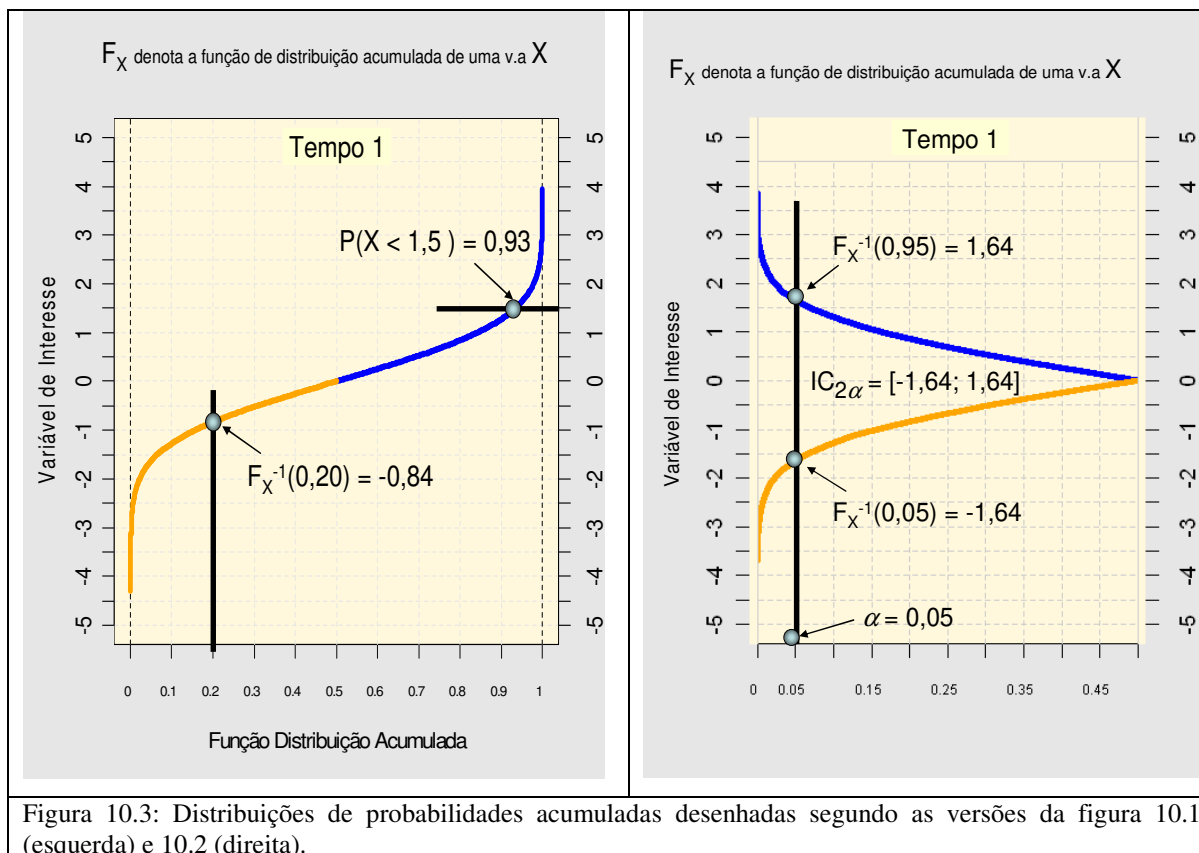


Figura 10.3: Distribuições de probabilidades acumuladas desenhadas segundo as versões da figura 10.1 (esquerda) e 10.2 (direita).

Note que nas figuras 10.1 e 10.2 existem algumas linhas adicionais e cores diferentes a partir de um certo ponto na distribuição de probabilidade. Esse é um recurso utilizado para enfatizar algumas estatísticas relacionadas com a distribuição de probabilidade de interesse. A cor da linha que representa a função de distribuição muda a partir da mediana da distribuição de probabilidade. As linhas horizontais cortam quantis determinados e podem ser escolhidas no momento de desenhar a figura de acordo com o interesse da análise.

Esses gráficos têm se apresentado como uma boa ferramenta exploratória para ajudar a explicar o comportamento de variáveis aleatórias que são indexadas ou agregadas segundo alguma quantidade. Adicionalmente, eles podem ser utilizados no contexto de inferência estatística, principalmente para construção de intervalos de confiança e realização de testes de hipóteses. Recomenda-se a utilização dessa ferramenta no caso onde pelo menos duas distribuições de probabilidades devem ser desenhadas. O poder de comparação da ferramenta cai conforme aumenta o número de distribuições. Por isso não é recomendado desenhar mais que 15 distribuições de probabilidades na mesma figura.