

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL DA
TESE DEFENDIDA POR *Laura Keiko Gunn*
..... E APROVADA
PELA COMISSÃO JULGADORA EM *29 / 07 / 2008*

Paulo de Barros Correia
.....
ORIENTADOR

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

**Precificação de contratos inflexíveis de energia elétrica:
rentabilidade e impacto de encargos e tributos**

Autor: Laura Keiko Gunn
Orientador: Dr. Paulo de Barros Correia

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS

Precificação de contratos inflexíveis de energia elétrica: rentabilidade e impacto de encargos e tributos

Autor: Laura Keiko Gunn
Orientador: Paulo de Barros Correia

Curso: Planejamento de Sistemas Energéticos

Dissertação de mestrado acadêmico apresentada à comissão de Pós Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Campinas, 2008
S.P. – Brasil

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

G956p Gunn, Laura Keiko
Precificação de contratos inflexíveis de energia elétrica: rentabilidade e impacto de encargos e tributos / Laura Keiko Gunn. --Campinas, SP: [s.n.], 2008.

Orientador: Paulo de Barros Correia
Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Imposto sobre energia elétrica. 2. Comercialização. 3. Energia elétrica – mercado – Brasil. 4. Contratos. 5. Risco. I. Correia, Paulo de Barros. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

Titulo em Inglês: Pricing electricity inflexible contracts: profitability and impact of charges and taxes

Palavras-chave em Inglês: Pricing, Charges and taxes, Consumers free, Lattice binomial, Contracts for electricity

Área de concentração:

Titulação: Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos

Banca examinadora: Rosângela Ballini, Luiz Godoy Peixoto Filho

Data da defesa: 29/07/2008

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Mecânica

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

Precificação de contratos inflexíveis de energia elétrica:
rentabilidade e impacto de encargos e tributos

Autor: Laura Keiko Gunn
Orientador: Dr. Paulo de Barros Correia



Prof. Dr. Paulo de Barros Correia, Presidente
FEM - UNICAMP



Profa. Dra. Rosângela Ballini
IE - UNICAMP



Prof. Dr. Luiz Godoy Peixoto Filho
UFPE

Campinas, 29 de Julho de 2008

Ao meu pai
Professor Philip Gunn (in memoriam)
Pelo exemplo de dedicação infindável em busca do conhecimento.

Agradecimentos

Primeiramente gostaria de agradecer ao meu orientador Paulo de Barros Correia por ter me ajudado a concretizar mais esta realização em minha vida. À minha família, Lisa, Marcelo, Gabriel, Telma e Lian por todo apoio emocional e afetivo, sem os quais nenhuma página deste documento seria escrita. Aos grandes amigos que fiz no mestrado Maiana, Fabiana, Viviane e Davi por toda a força e alegria. As minhas colegas de sala, Leticia, Daniela e Erika. Em especial agradeço ao Glauber por toda a paciência e prontidão em me ajudar sempre que precisei. E a todos os outros colegas do corredor. Aos professores do Planejamento Energético da Unicamp por todos os ensinamentos que obtive neste período de minha vida. E à todos os funcionários da Unicamp. Ao professor Sérgio Bajay pelas correções e sugestões assinaladas em meu exame de qualificação. Ao Departamento de Comercialização de Energia da Cia Energética de São Paulo (CESP) pelas discussões sobre o tema. À Capes, pelo apoio financeiro. Enfim, a todos que colaboraram direta ou indiretamente para a concretização deste projeto.

Resumo

Gunn, L. K. (2008). *Precificação de contratos de energia elétrica: rentabilidade e impacto de encargos e tributos* Dissertação de mestrado, Unicamp, Campinas - Brasil.

A precificação de contratos de energia elétrica no mercado brasileiro é um tema cuja dificuldade decorre principalmente por ser um mercado novo, sem um longo histórico de preços. Esta dissertação oferece uma contribuição situada em dois focos: a precificação de contratos de compra e venda de energia elétrica inflexíveis (opção e termo) no Ambiente de Contratação Livre e o impacto de encargos e tributos na rentabilidade destes contratos. Diferentes tipos de contratos têm sido utilizados no mercado livre de energia. Os contratos (termo e opção) inflexíveis foram selecionados por serem os mais frequentemente praticados no mercado. O modelo de latisse binomial é a principal ferramenta de precificação usada neste trabalho. Esta técnica é bastante conhecida no mercado financeiro para a precificação de contratos de opções. Aqui esta técnica será utilizada para calcular o valor esperado do Preço de Liquidação de Diferenças–PLD, valor esperado do Encargo de Serviço do Sistema–ESS, valor esperado de um contrato-a-termo e o valor esperado de um contrato de opção. No contexto deste trabalho, precificação compreende determinar medidas de benefício e risco unitário (R\$/MWh), pois as decisões de contratação são instruídas pelo preço da energia negociada (R\$/MWh), do que pelo volume financeiro total do contrato (R\$). Além da avaliação do benefício bruto, também é feita uma estimativa do impacto dos encargos e tributos sobre o contrato. Serão apresentados os principais tributos e encargos que incidem nas operações de compra e venda de energia. Dentre os encargos e tributos devidos pelos consumidores, o ESS será avaliado como um ativo de risco, devido à sua difícil previsão, pois é definido mensalmente pela CCEE e apresenta volatilidade considerável.

Palavras-chave: *precificação, encargos e tributos, consumidores livres, latisse binomial, contratos de energia elétrica*

Abstract

Gunn, L. K. (2007). *Pricing electricity inflexible contracts: profitability and impact of charges and taxes* Dissertação de mestrado, Unicamp, Campinas - Brasil.

This dissertation addresses the pricing of electrical energy contracts in the Brazilian market, a topic whose difficulty stems mainly because it is a very recent market without a long historic of prices. It offers a contribution situated in two points: the pricing of purchase and sell contracts of inflexible electrical energy (options and forwards) in the Free Hiring Environment; the impact of charges and taxes on the profitability of these contracts. Different types of contracts have been used in the free market of energy. The inflexible contracts (options and forwards) were selected because they are most often practiced in the market. The binomial lattice model is the main tool of pricing used in this work. This technique is well known in the financial market for the option contracts pricing. Here it will be used to calculate the expected value of Spot Price - PLD, expected value of the Service System Cost - ESS, the expected value of a forward contract and the expected value of an option contract. In this work context, pricing includes the determination of benefit measures and unit risk (R\$/MWh) because hiring decisions are instructed by the negotiated price of energy (R\$/MWh), than the total financial volume of the contract (R\$). In addition to the crude benefit evaluation, it is also made an estimation of charges and taxes impact on the contract. It will be presented the main taxes and charges that focus on purchase and sell of energy. Among the charges and taxes owed by consumers, the ESS will be evaluated as a risk asset because of its difficulty of prediction as it is set monthly by the CCEE and presents considerable volatility.

Key Words: *pricing, charges and taxes, consumers free, lattice binomial, contracts for electricity*

Sumário

1	Introdução	1
1.1	Contexto	1
1.2	Literatura especializada	2
1.3	Contribuição	3
1.4	Estrutura do trabalho	4
2	Modelo do setor elétrico brasileiro	6
2.1	Sistema elétrico	6
2.1.1	Despacho centralizado	9
2.2	Mercado de energia elétrica	11
2.2.1	Agentes do mercado	11
2.2.2	Ambientes de contratação	14
2.2.3	Liquidação financeira	18
2.2.4	Energia Assegurada	20
2.3	Comentários	21
3	Encargos e Tributos	22
3.1	Encargos Setoriais	24
3.1.1	RGR	24
3.1.2	CFURH	24
3.1.3	TFSEE	25
3.1.4	P&D e Eficiência Energética	25
3.1.5	PROINFA	26
3.1.6	CCC	26
3.1.7	CDE	27
3.1.8	Equivalente Hidráulico	27
3.1.9	ESS	28
3.2	Encargos de transporte	28
3.2.1	TUST	29
3.2.2	TUSD	31
3.2.3	Contribuição ao Operador Nacional do Sistema	32
3.2.4	Uso das instalações de conexão	33
3.2.5	Transporte da energia elétrica de Itaipu	33

3.2.6	Desconto nos encargos de transporte	33
3.3	Encargos emergenciais	34
3.3.1	RTE	34
3.4	Resumo de encargos do setor elétrico	35
3.5	Tributos	35
3.5.1	Tributos federais	35
3.5.2	Tributos estaduais	37
3.6	Resumo de tributos da geração	39
3.7	Carga tributária na geração	39
3.8	Carga tributária consumidor livre	42
3.8.1	Consumidor livre conectado à Rede Básica	43
3.9	Comentários	43
4	Ambiente de contratação livre	45
4.1	Contratos típicos	47
4.2	Contrato-a-termo	48
4.2.1	Características gerais	48
4.2.2	Parâmetros do contrato	49
4.3	Contrato-a-termo flexível	50
4.3.1	Características gerais	50
4.3.2	Parâmetros fixados	51
4.4	Contrato de opção	52
4.4.1	Características gerais	52
4.4.2	O valor de uma opção	53
4.5	Contrato de opção flexível	56
4.5.1	Características gerais	56
4.6	Comentários	57
5	Risco e retorno	58
5.1	Retorno esperado	58
5.2	Risco	60
5.2.1	Tipos de risco	60
5.2.2	Risco no mercado elétrico	61
5.2.3	Medidas de risco	64
5.3	Comentários	70
6	Latisse binomial	71
6.1	Valor esperado do PLD	71
6.1.1	Receita esperada ao PLD	80
6.1.2	Risco ao PLD	83
6.2	Precificação de contrato-a-termo	87
6.2.1	Equivalência: $ACL \times spot$	88
6.2.2	Equivalência: $ACL \times (spot + ACR)$	89

6.3	Precificação de contratos de opção	92
6.4	Valor esperado do ESS	95
7	Estudos de casos	97
7.1	Contrato à termo inflexível	97
7.2	Contratos de opção	101
7.2.1	Precificação de opção de compra	101
7.2.2	Precificação de opção de venda	105
7.3	Análise de risco dos contratos	107
7.4	Carga tributária dos contratos de energia elétrica	109
7.4.1	Carga tributária: vendedor	109
7.4.2	Carga tributária: comprador	111
8	Conclusões	114
	Referências Bibliográficas	118
A		121
A.1	Latisses semanais	121
A.2	Histórico do PLD	123

Lista de Figuras

2.1	Mapa do sistema interligado	7
2.2	Matriz de energia elétrica	8
2.3	Capacidade instalada por tipos de central	8
2.4	Cascata de usinas	10
2.5	Composição do mercado	14
2.6	Mercado brasileiro de energia elétrica	15
2.7	Processo de comercialização de energia	19
2.8	Mecanismo de realocação de energia	21
3.1	Tarifas de uso e encargos de conexão	29
3.2	Classificação das instalações de transmissão	30
4.1	Valores médios do PLD por submercado	46
4.2	Contrato-a-termo	49
4.3	Contrato-a-termo flexível	51
4.4	Valor de uma opção na data de vencimento	55
5.1	Histórico do ESS no Sudeste	64
5.2	Fronteira de eficiência	66
5.3	Value at Risk	68
5.4	Condiciona Value at Risk	69
6.1	Lattice binominal: <i>forward</i>	72
6.2	Lattice binominal: <i>backward</i>	73
6.3	Histórico de preços e lattices futura	74
6.4	<i>VaR</i> e <i>CVaR</i> na lattice binomial	84
6.5	Venda de energia pelo gerador	87
6.6	Lattice binominal: termo	88
6.7	Equivalência: <i>spot</i> + ACR \rightarrow termo	90
6.8	Precificação de contrato à termo inflexível	91
6.9	Equivalência: <i>spot</i> + ACR \rightarrow <i>call</i>	92
6.10	Valor da opção de compra	94
7.1	Benefício do vendedor em 2008	110
7.2	Impacto da carga tributária sobre o preço da energia	111

7.3	Impacto da carga tributária na compra de energia	112
7.4	Impacto da carga tributária sobre a compra da energia	113

Lista de Tabelas

2.1	Planejamento da operação energética	11
2.2	Composição do mercado	14
3.1	Carga tributária setor elétrico (2005)	22
3.2	Tarifa de uso do sistema de distribuição	32
3.3	Resumo dos encargos do setor elétrico	35
3.4	Resumo dos tributos de geração	39
3.5	Preço da energia	40
3.6	Cálculo da TUST geração	41
3.7	Cálculo da TUST-G geração	42
3.8	Desembolso com energia	43
6.1	PLD médio 2008	75
6.2	PLD médio 2010	76
6.3	Parâmetros das latisses do PLD 2008	77
6.4	Parâmetros das latisses do PLD 2010	77
6.5	Trajectoria do preço do PLD	78
6.6	Trajectoria do preço do PLD	79
6.9	Valor esperado do PLD 2008	80
6.7	Valor esperado do PLD para Janeiro de 2008	81
6.8	Valor esperado do PLD para Janeiro de 2008	82
6.10	Valor esperado do PLD 2010	83
6.11	Análise de risco em Janeiro de 2008	86
6.12	Parâmetros da latisse do ESS	95
6.13	Trajectoria do preço do ESS	96
6.14	Valor esperado do ESS	96
7.3	Valor do contrato-a-termo 2008	98
7.1	Valor do contrato-a-termo para Janeiro de 2008	99
7.2	Valor do contrato-a-termo para Janeiro de 2008	100
7.4	Valor do contrato-a-termo 2010	101
7.7	Valor da <i>call</i> para 2008	102
7.5	Valor da <i>call</i> para Janeiro de 2008 ($K = 250$)	103
7.6	Valor da <i>call</i> para Janeiro de 2008 ($K = 250$)	104

7.8	Valor da <i>call</i> para 2010	105
7.9	Valor da <i>put</i> para 2008	106
7.10	Valor da <i>put</i> para 2010	107
7.11	Risco em 2008	108
7.12	Risco em 2010	109
A.1	Trajectoria do preço do PLD em Janeiro de 2008	121
A.2	Valor esperado do PLD para Janeiro de 2008	121
A.3	Valor esperado do PLD para 2008	122
A.4	Valor esperado do PLD para 2010	122
A.5	Histórico do PLD em 2008	123

Lista de Siglas

ACL	Ambiente de Contratação Livre.
ACR	Ambiente de Contratação Regulada.
Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica.
CCC	Conta Consumo de Combustíveis Fósseis.
CCD	Contrato de conexão ao sistema de distribuição.
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.
CCT	Contrato de conexão ao sistema de transmissão.
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético.
CFURH	Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos.
CMO	Custos marginais de operação.
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social.
CSLL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido.
CUSD	Contrato de uso do sistema de distribuição.
CUST	Contrato de uso do sistema de transmissão.
CVAR	Valor ao risco condicional.
DIT's	Demais instalações de transmissão.
ESS	Encargos de Serviços do Sistema.
GSFj	Fator de ajuste de energia assegurada.
ICMS	Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias.
IPTU	Imposto Predial e Territorial Urbano.
IRPJ	Imposto de Renda Pessoa Jurídica.
MME	Ministério das Minas e Energia.
MRE	Mecanismo de realocação de energia.
MW	Megawatt.
MWh	Megawatt-hora.
ONS	Operador Nacional do sistema.
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento.
PCHs	Pequenas centrais hidrelétricas
PIB	Produto Interno Bruto.
PIS	Programa de Integração Social.
PLD	Preço de liquidação das diferenças.
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica.

RAP	Receitas Anuais Permitidas.
RAR	Receita ao risco.
RB	Rede básica.
REH	Resolução Homologatória.
RGR	Reserva Global de Reversão.
ROL	Receita Operacional Líquida.
RTE	Recomposição Tarifária Extraordinária.
SIN	Sistema Interligado Nacional.
TAR	Tarifa Atualizada de Referência.
TE	Tarifa de Energia Elétrica.
TEH	Tarifa de Energia Hidráulica Equivalente.
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica.
TIR	Taxa Interna de Retorno.
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição.
TUSDg	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição Geradores.
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão.
TUST-FR	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão da Fronteira.
TUST-RB	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão da Rede Básica.
UBP	Uso de Bem Público.
VAR	Valor ao risco.
VPL	Valor Presente Líquido.
VR	Valor Anual de Referência.

Lista de Variáveis

Δt	Intervalo de discretização do contrato	
ν	Taxa de crescimento esperada (PLD ou ESS)	
σ	Volatilidade (PLD ou ESS)	
u	Taxa de subida (PLD ou ESS)	
d	Taxa de descida (PLD ou ESS)	
p	Probabilidade de subida (PLD ou ESS)	
$1 - p$	Probabilidade de descida (PLD ou ESS)	
q	Probabilidade de subida (opção)	
$1 - q$	Probabilidade de descida (opção)	
B	Benefício unitário do contrato-a-termo	
B_t^n	Benefício unitário do contrato-a-termo para o estado n do estágio t	
C_t^n	Valor unitário da opção de compra para o estado n do estágio t	
C	Valor unitário da opção	
P_t^n	Valor unitário da opção de venda para o estado n do estágio t	II
P	Valor unitário da opção de venda	
K	Preço unitário do termo ou de exercício da opção	
E	Energia negociada	
E_A	Energia assegurada	
E_G	Energia gerada	
E_L	Energia negociada no ACL	
E_R	Energia negociada no ACR	
E_S	Energia negociada ao PLD	
L	Preço do ACL	
R	Preço do ACR	
S	Preço do <i>spot</i>	
S_t^n	Preço <i>spot</i> para o estado n do estágio t	
ET_G	Encargos e tributos devidos pela geração	
ET_T	Encargos setoriais devidos na forma de tarifa	

X_t	Carga do contrato no intervalo t
X_{min}	Carga mínima do contrato
X_{max}	Carga máxima do contrato
X_L	Carga negociada no ACL
X_S	Carga negociada ao PLD
f	Taxa de retorno livre de risco
F	Retorno livre de risco
n	Índice do estado da latisse binomial
t	Índice do estágio da latisse binomial
T	Horizonte de contratação

Capítulo 1

Introdução

1.1 Contexto

Na última década o Setor Elétrico brasileiro passou por inúmeras mudanças institucionais e legais. Uma delas ocorreu no processo de comercialização de energia, com a criação do consumidor livre, que são geralmente as grandes empresas. Este tipo de consumidor pode escolher o seu fornecedor de energia, não necessitando comprar a energia de seu distribuidor local.

Desde sua criação até hoje, aconteceram várias mudanças sobre quais agentes poderiam participar do mercado livre. Atualmente, o mercado livre está limitado as operações de compra e venda de energia entre os agentes de geração, comercialização, importação e clientes livres. No mercado livre as relações comerciais podem ser livremente negociadas, mas devem estar consolidadas em contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica, e registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

O antigo sistema representava um exemplo clássico de monopólio natural, onde uma única empresa produz, distribui e comercializa toda a energia elétrica a ser consumida por uma sociedade. De uma estrutura rígida comercial, onde os contratos eram praticamente de adesão, migrou-se para um ambiente onde a competição e a flexibilidade imperam [Carneiro, 2001]. Neste ambiente, as decisões de investimento são tomadas pelo maior retorno financeiro

possível e pela utilização de contratos mais adequados.

Este trabalho procura estudar alguns tipos de derivativos utilizados em energia elétrica e compreender os aspectos tributários que incidem nas operações de compra e venda de energia. Um derivativo é um contrato que pode propiciar ao seu detentor proteção contra possibilidades de perdas ou especulações sobre a volatilidade do mercado. Tentar compreender os derivativos físicos e financeiros dentro do Setor Elétrico brasileiro é um dos desafios desse trabalho, pois o mercado elétrico brasileiro possui regras e características bem distintas de outros mercados.

Procurou-se estudar o impacto dos encargos e tributos na rentabilidade de contratos de energia elétrica, tendo em vista, que não se é possível visualizar retorno financeiro sem considerá-los. O peso que ambos exercem dentro de um contrato afetam significativamente os fluxos de caixa dos empreendimentos em energia elétrica, bem como o fluxo de caixa de qualquer grande consumidor de energia.

1.2 Literatura especializada

A teoria geral de precificação de derivativos foi bem estudada e compreendida no mercado financeiro, baseando-se nos trabalhos de Samuelson [1965], Black and Scholes [1973], Merton [1973], e outros. A grande novidade apresentada por Black and Scholes [1973] e Merton [1973] foi a idéia de criar um portfólio e eliminar o risco do mesmo, fazendo com que a sua remuneração fosse idêntica à taxa livre de risco. Desta forma, criou-se a condição de não arbitragem e esta condição é conhecida como o Teorema Fundamental de Finanças.

Os avanços na teoria financeira também foram aplicados na precificação de derivativos de *commodities*. Harrison and Kreps [1979] apresentou um sistema unificado para a dinâmica dos preços dos ativos, construindo a partir do trabalho de Ross [1978]. As especificidades da precificação de derivativos de *commodity* foram esclarecidas pelo trabalho de Brennan and Schwartz [1985]. Para o estado atual da dinâmica dos preços dos ativos e derivados, podem ser citados os trabalhos de Luenberger [1998], Duffie [1996] e Hull [1998].

A precificação de derivativos de eletricidade também têm sido estudada por diferentes

autores. Várias pesquisas aproximam o problema de precificação à um ponto de vista estatístico. Foco foi dado ao modelamento do processo do preço *spot* de eletricidade pelo modelo padrão de Black and Scholes [1973], onde não se demonstrou adequado para o mercado de eletricidade.

Pesquisas importantes em precificação de derivativos de eletricidade são baseadas em modelos de equilíbrio competitivo para o mercado da eletricidade. Preços de eletricidade são obtidos a partir de modelos para geração de custo marginal de eletricidade e expectativa de consumo. O primeiro estudo de precificação de um contrato à termo em mercados competitivos foi de Kaye et al. [1990]. Eydeland and Geman [1999] fornecem um modelo baseado em produção para a precificação de um contrato à termo. Questões de precificação de instrumentos financeiros foram utilizados em relação à concepção de mercados desregulamentados nos modelos propostos por Gedra [1994], Ghosh and Ramesh [1997] e Lowrey [1997].

Trabalhos com abordagens estatísticas utilizando fórmulas para precificação da energia, onde preços são estimados através de dados do mercado. Várias possibilidades para o preço *spot* são estudados nos trabalhos de Pilipovic [1997] e Deng [2000]. Uma discussão geral sobre o preço de *commodity* é encontrado no trabalho de Schwartz [1997].

Um estudo de encargos e tributos do setor elétrico brasileiro pode ser encontrado no trabalho de Carneiro [2001], que focou-se na incidência tributária nos contratos de comercialização de energia. Porém, como o estudo tributário está em constante transformação, as Leis, Decretos e Resoluções que regem o Setor Elétrico deve ser consultada junto à Agência Nacional de Energia Elétrica. As regras de comercialização estão disponíveis na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (www.ccee.org.br).

1.3 Contribuição

Considerando as dificuldades para precificação de contratos de energia elétrica no mercado brasileiro, principalmente por ser um mercado muito recente, sem muito histórico de preços, esta dissertação oferece uma contribuição situada em dois focos: a precificação de contratos de compra e venda de energia elétrica inflexíveis (termo e opção) no Ambiente de Contratação

Livre e o impacto de encargos e tributos na rentabilidade destes contratos.

Diferentes tipos de contratos têm sido utilizados no mercado livre de energia. Os contratos (termo e opção) inflexíveis foram selecionados por serem frequentemente praticados no mercado.

O modelo de lattice binomial [Luenberger, 1998] é a principal ferramenta de precificação usada neste trabalho. Esta técnica é bastante conhecida no mercado financeiro para a precificação de contratos de opções. Aqui ela será utilizada para calcular o valor esperado do Preço de Liquidação de Diferenças-PLD, valor esperado do Encargo de Serviço do Sistema-ESS, valor esperado de um contrato-a-termo e o valor esperado de um contrato de opção.

No contexto deste trabalho, precificação compreende determinar medidas de benefício e risco unitário (R\$/MWh), pois as decisões de contratação são instruídas pelo preço da energia negociada (R\$/MWh), do que pelo volume financeiro total do contrato (R\$).

Além da avaliação do benefício bruto, também é feita uma estimativa do impacto dos encargos e tributos sobre o contrato. Serão apresentados os principais tributos e encargos que incidem nas operações de compra e venda de energia. Dentre os encargos e tributos devidos pelos consumidores, o ESS será avaliado como um ativo de risco, devido à sua difícil previsão, pois é definido mensalmente pela CCEE e apresenta volatilidade considerável.

1.4 Estrutura do trabalho

Esta dissertação é composta de 8 capítulos. O Capítulo 2 descreve o modelo do setor elétrico atual, em termos físico e mercadológico. Em termos físicos é descrita a divisão do suprimento de energia elétrica, como é composta a matriz de energia elétrica brasileira e o funcionamento do despacho. Sobre o mercado são apresentados os principais agentes e o processo de comercialização de energia.

O Capítulo 3 apresenta os encargos setoriais e os principais tributos que incidem em um contrato de energia elétrica. O objetivo deste capítulo é mostrar o peso da carga tributária dentro do preço da energia e a despesa que um consumidor livre terá com a carga tributária depois que adquirir um contrato de compra de energia.

O Capítulo 4 aborda os principais contratos utilizados no mercado livre de energia e apresenta suas principais características. São apresentados os seguintes tipos de contrato: Contrato à termo, Contrato à termo flexível, Contrato de opções e Contrato de opções flexíveis.

No Capítulo 5 se apresentam algumas medidas de retorno e risco, tipos de riscos e riscos específicos do mercado elétrico. O capítulo 6 apresenta um modelo de precificação de derivativos, que são as latisses binomiais. Este modelo é utilizado para calcular algumas variáveis estocásticas, tais como o PLD e o ESS. Também é demonstrado a utilização deste modelo para a precificação de contrato à termo e contrato de opções.

O Capítulo 7 apresenta alguns estudos de casos: Precificação de contrato à termo inflexível, precificação de opções de compra e venda e o impacto de tributos e encargos em contratos de compra e venda de energia elétrica. Finalmente, no Capítulo 8 são apresentadas as conclusões e recomendações do trabalho.

Capítulo 2

Modelo do setor elétrico brasileiro

2.1 Sistema elétrico

O suprimento de energia elétrica no Brasil é dividido em geração e transporte, que inclui transmissão e distribuição. A geração é responsável pela produção de energia elétrica por meio de diversas tecnologias e fontes primárias. O transporte de energia elétrica é dividido em transmissão e distribuição, podendo estas áreas serem conectadas através de sistemas de subtransmissão.

O Sistema Elétrico Nacional é composto pelo Sistema Interligado Nacional – SIN e pelos sistemas isolados. O SIN é um conjunto de subestações e linhas de transmissão utilizado para o transporte de grandes blocos de energia elétrica e para a otimização do sistema interligado. A Figura 2.1 ilustra de forma simplificada a integração entre os sistemas de produção e transmissão para o suprimento do mercado consumidor. O SIN é subdividido em subsistemas ¹ Norte, Nordeste, Sudeste e Sul, cujas fronteiras são definidas em função da presença e duração de restrições relevantes de transmissão.

O parque gerador nacional é constituído, predominantemente, de centrais hidrelétricas de grande e médio porte, instaladas em diversas localidades do território nacional. Por outro lado, existe uma concentração de demanda em localidades industrializadas onde não se con-

¹Estas subdivisões também são chamados de submercados, e cada submercado possui preços de curto prazo de energia diferenciados

centram as centrais geradoras. Estas características são imperativas para a implantação de um sistema de transmissão de longa distância. Com o objetivo de ampliar a confiabilidade, otimizar os recursos energéticos e homogeneizar mercados foi criado o SIN, o qual é responsável por mais de 95 % do fornecimento nacional.

Os sistemas isolados são responsáveis pelo suprimento de áreas de difícil acesso, localizados principalmente no Norte do País. Esses sistemas são predominantemente térmicos e cobrem quase 50 % do território nacional, mas atendem apenas a cerca de 5 % da demanda da energia elétrica utilizada no País.

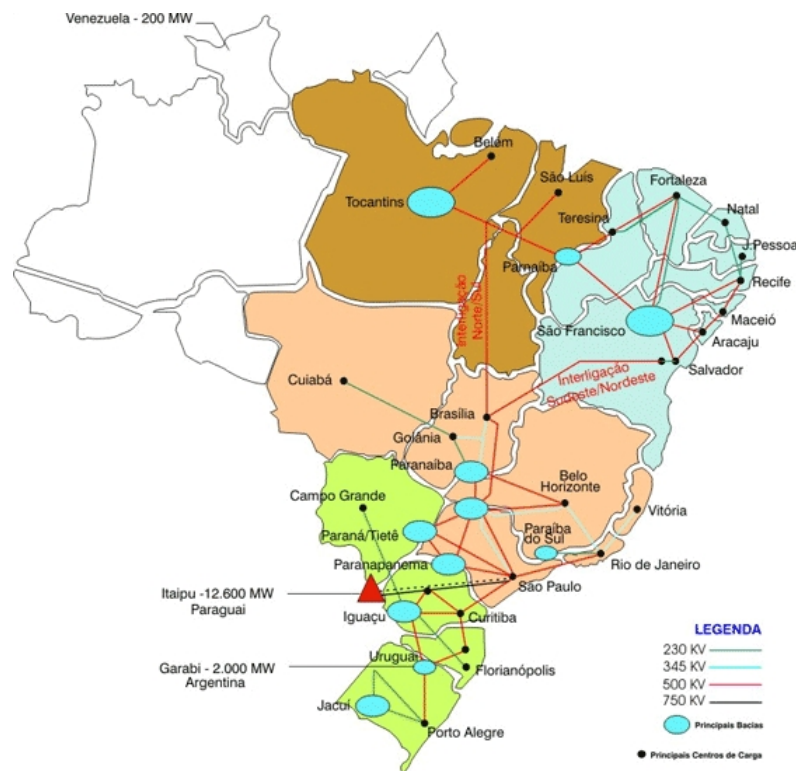


Figura 2.1: Mapa do sistema interligado

Fonte: www.ons.com.br, acesso em 05/02/2008.

No Brasil, a matriz de energia elétrica é predominantemente de origem hidráulica, conforme mostrado na Figura 2.2, estando os locais produtores em regiões quase sempre distantes dos centros consumidores. Com isso são necessárias grandes extensões de linhas de

transmissão e instalações para repartir e distribuir a energia nos centros de consumo².

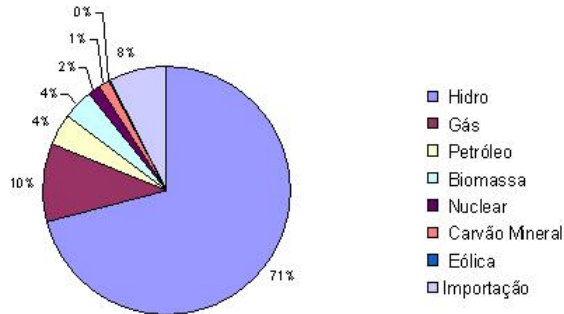


Figura 2.2: Matriz de energia elétrica

Fonte: Banco de Informações de Geração – BIG

O Brasil possui atualmente cerca de 1.700 empreendimentos em operação, com uma potência instalada de aproximadamente 100.500 MW. A Figura 2.3 ilustra os empreendimentos em operação no País. Na legenda, “Outras” referem-se a Centrais Geradoras Eolielétricas, que respondem por 0,25 % do total, e Centrais Geradoras Solar Fotovoltaica, que possui apenas um empreendimento no País e uma geração inexpressiva, na ordem de 20 kW de potência.

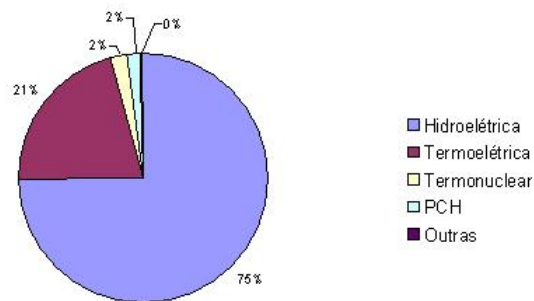


Figura 2.3: Capacidade instalada por tipos de central

Fonte: Banco de Informações de Geração – BIG

²Estes dados foram extraídos do Banco de Informação de Geração da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (www.aneel.gov.br consultado em 27/02/2008)

A transmissão está associada ao transporte de blocos significativos de energia a distâncias razoavelmente longas. Ela liga as grandes usinas de geração às áreas de grande consumo. Em geral, além das distribuidoras, apenas poucos consumidores com um alto consumo de energia elétrica são conectados diretamente às redes de transmissão. O nível de tensão de transmissão depende do país, mas normalmente fica estabelecido entre 220–765 kV. A subtransmissão é algo intermediário entre transmissão e distribuição, e seu nível usual de tensão está entre 35–160 kV. Finalmente, a distribuição alimenta diretamente os consumidores residenciais, comerciais, públicos e industriais de médio porte. As tensões de distribuição estão situadas entre 4–35 kV, para a média tensão e, em algumas centenas de volts para a baixa tensão, entre 110–440 V.

2.1.1 Despacho centralizado

No Brasil, o despacho das usinas geradoras de eletricidade ocorre de maneira centralizada, sendo o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS responsável pela realização deste despacho, que tem por objetivo reduzir o custo de geração sem comprometer as condições de operação futura de curto e longo prazo. O ONS, criado em 1998, é uma entidade de direito privado e sem fins lucrativos, que opera sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel.

O ONS é responsável pela administração dos serviços de transmissão, pela operação do sistema interligado nacional e pela ampliação da Rede Básica. Na administração dos serviços de transmissão é responsável pela garantia de livre acesso dos serviços de transmissão de energia elétrica, devendo também efetuar a apuração mensal dos serviços e encargos de transmissão, que envolve, basicamente, os cálculos dos valores mensais das receitas dos prestadores do serviço de transmissão (Agentes de Transmissão e ONS) e dos encargos de uso do sistema de transmissão, a serem cobrados de cada usuário.

O ONS decide quanto ao despacho de cada usina geradora do SIN, garantindo a coordenação operacional do sistema, que precisa considerar a existência de várias usinas hidroelétricas em cascata, com diferentes proprietários, e que a geração de uma usina afeta

as operações das demais, conforme ilustrado na Figura 2.4. No caso destas usinas, o ótimo individual não necessariamente corresponde ao ótimo conjunto.

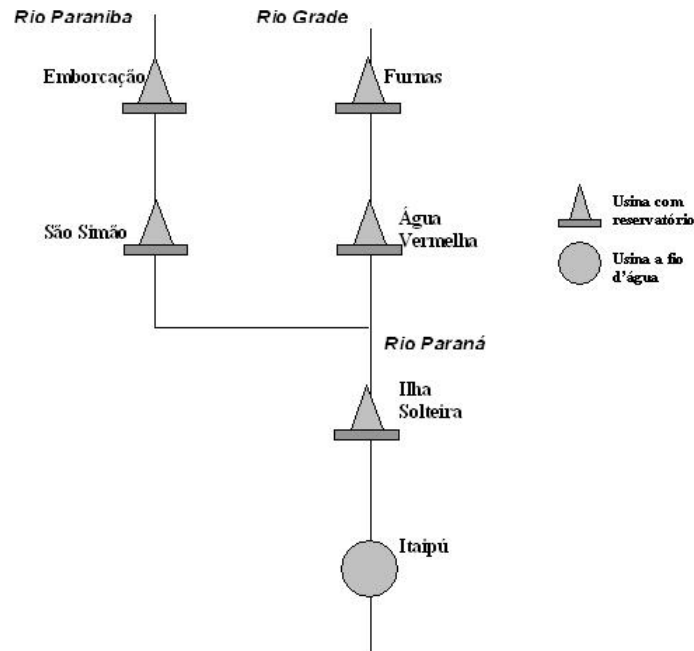


Figura 2.4: Cascata de usinas

Fonte: Manual da empresa Hydrolab, 02/2006

Para o planejamento da operação energética, o ONS utiliza alguns modelos matemáticos, tais como Newave e Decomp, como mostra a Tabela 2.1. O modelo Dessen ainda está em desenvolvimento e, portanto, ainda não é utilizado. Estes modelos processam informações sobre as condições hidrológicas, a demanda de energia, os preços de combustível, o custo de déficit, a entrada de novos projetos e a disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão e, com isso, obtém o despacho ótimo da geração para o período em estudo, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada submercado. Como resultado desse processo são obtidos os Custos Marginais de Operação – CMO para o período estudado, para cada patamar de carga e para cada submercado.

Tabela 2.1: Planejamento da operação energética

ESTUDOS	MODELOS
MÉDIO PRAZO	
Horizonte: 5 anos	NEWAVE
Discretização: mensal	
CURTO PRAZO	
Horizonte: Até 12 meses	DECOMP
Discretização: mensal	
CURTÍSSIMO PRAZO	
Horizonte: Até 1 SEMANA	DESSEM
Discretização: 1/2 hora	

Fonte: www.ons.org.br, acesso em 17/07/2007.

2.2 Mercado de energia elétrica

2.2.1 Agentes do mercado

Os principais agentes do mercado de energia elétrica brasileiro são: Geradores, Transmissores, Distribuidores, Comercializadores, Consumidores cativos e livres, cujos papéis no atual modelo do setor elétrico brasileiro são comentados a seguir.

Geradores

A atividade de geração engloba a produção de energia elétrica por meio da operação de usinas hidroelétricas, térmicas e fontes alternativas. Segundo o destino da energia, o empreendimento de geração pode ser classificado como produção de energia elétrica destinada ao atendimento do serviço público de distribuição, autoprodução de energia e produção independente de energia [ANEEL, 2005]. Geradores de serviço público de distribuição são concessionárias estatais. A característica destas empresas é que elas prestam contas ao Poder Concedente e são passíveis de fiscalização. Produtor independente de energia é a pessoa jurídica ou consórcio de empresas que podem receber concessão ou autorização para produzir energia elétrica e comercializá-la com distribuidoras ou diretamente com consumidores livres, por sua conta e risco. Autoprodutor é o agente que produz energia para o

consumo próprio, podendo, com prévia autorização, comercializar o excedente.

Transmissores

As empresas de transmissão desempenham suas atividades como prestadoras de serviço público. Suas receitas são predefinidas mediante contrato de concessão e esta é dada para cada nova instalação agregada ao sistema. A atividade é não-competitiva e regulada. Este segmento é responsável por transportar ou transferir energia elétrica em bloco entre pontos de oferta e demanda nos quais é transformada para ser entregue pelas linhas do sistema de distribuição até os consumidores. As instalações de transmissão podem ser classificadas dentre aquelas que se destinam à formação da Rede Básica do SIN ou como “Demais Instalações de Transmissão – DITs” que são as de âmbito próprio da concessionária de distribuição e as de interesse exclusivo das centrais de geração. O acesso e a conexão aos sistemas de transmissão e distribuição do país é livre e depende de pagamento de encargos definidos pela Aneel. As linhas de transmissão da Rede Básica funcionam com regras operativas definidas pelo ONS, de forma a assegurar a otimização dos recursos eletroenergéticos existentes ou futuros.

Distribuidores

Distribuidor é o agente titular de concessão para prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica. Esse segmento engloba as atividades de entrega de energia elétrica para usuários finais a tensões relativamente baixas e a comercialização da energia para consumidores cativos. Cada concessionária possui uma área geográfica de concessão e é obrigada a atender todos os consumidores desta região, excluindo-se os consumidores livres, possuindo desta forma o monopólio para operação, manutenção e expansão dessa rede naquela região, permitindo acesso dos interessados a estas e a comercialização de energia elétrica no mercado cativo. As empresas de distribuição devem contabilizar em separado as atividades de distribuição e de comercialização.

Comercializadores

São empresas que podem comprar energia e vendê-la para clientes livres, empresas de distribuição e leilões de energia existente ou de ajustes. Além disso, podem realizar operações de importação e exportação de energia elétrica. Estas empresas não detêm ativos físicos (redes, geradores e etc), mas compram a energia de empresas de geração e a revendem.

Consumidores: cativo e livre

Consumidor cativo é aquele que adquire energia da concessionária de distribuição cuja rede esteja conectado e que paga uma tarifa regulada. As tarifas de energia elétrica estão estruturadas em dois grandes grupos de consumidores: GRUPO A e GRUPO B. As tarifas de GRUPO A são para consumidores atendidos pela rede de alta tensão e recebem denominações seguidas de números e/ou letras conforme o nível de tensão. Estas tarifas são construídas em três modalidades de fornecimento: convencional, hora-sazonal azul e hora-sazonal verde. Estas modalidades de tarifas são caracterizadas por diferentes valores aplicados conforme as horas de utilização do dia e dos períodos do ano, de modo a racionalizar energia nos horários de pico e nas épocas secas. As tarifas do GRUPO B são para consumidores atendidos em tensão inferior a 2,3kV e suas denominações são seguidas de número conforme a classe que pertencem. As classes são: residencial, residencial baixa renda, rural, outras classes (industrial, comercial, serviços e outras) e iluminação pública. Estas tarifas são estabelecidas somente sobre o consumo de energia.

Consumidores livres são normalmente as grandes empresas, com carga igual ou superior a 3000 kW em qualquer segmento hora-sazonal, e que são atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, ou em qualquer nível de tensão no caso de consumidores ligados após Julho de 1995, e que tenham exercido a opção de compra de energia elétrica no ACL. Também é consumidor livre especial aquele com demanda maior que 500 kW atendidos em qualquer tensão, mas seu leque de escolha está restrito à energia oriunda das chamadas fontes incentivadas. Consumidor potencialmente livre é aquele que possui as condições necessárias para ser cliente livre, mas por opção é atendido de forma regulada.

Atualmente o mercado livre responde por 28,06 % de toda a energia comercializada no SIN, conforme ilustra a Figura 2.5. Considerou-se no consumo do mercado livre: Consumidor Livre, Autoprodutor, Produtor Independente e Livre-Cativo (Chesf, Furnas e Eletronorte). Dentre a energia comercializada no mercado livre, os Consumidores livres e Especiais representam 63 % desse mercado. A Tabela 2.2 demonstra a composição de mercado por consumo.

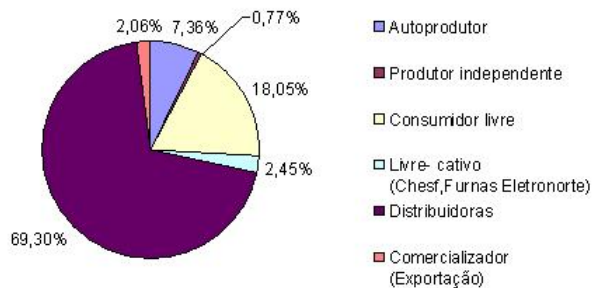


Figura 2.5: Composição do mercado

Fonte: CCEE [2007].

Tabela 2.2: Composição do mercado

CLASSE	CONSUMO (MW médio)
Autoprodutor	3.590
Produtor independente	376
Consumidor livre	8.801
Livre-cativo (Chesf, Furnas Eletronorte)	1.194
Distribuidoras	33.785
Comercializador (Exportação)	1.003
Mercado total	48.749

Fonte: CCEE [2007].

2.2.2 Ambientes de contratação

O mercado de energia elétrica brasileiro é dividido entre três ambientes: Ambiente de Contratação Regulada – ACR, Ambiente de Contratação Livre – ACL e o Ambiente de curto

prazo. O ACR tem a finalidade de atender os consumidores cativos, por meio da intermediação das concessionárias de distribuição. O ACL atende os consumidores livres e empresas comercializadoras de energia. A principal diferença entre estes dois mercados é que no ACR a energia é comprada pelas distribuidoras por meio de leilões públicos e, em seguida, entregue aos consumidores cativos, enquanto no ACL os contratos realizados são acordos bilaterais negociados independentes e sem padronização. O mercado de curto prazo apenas liquida a diferença entre o contratado (*ex-ante*) e o demandado (*ex-post*) entre vendedores e compradores. A Figura 2.6 ilustra o funcionamento do mercado.

As regras gerais de comercialização dos contratos de energia elétrica são definidas pela Lei nº 10.848 (2004) e regulamentadas pelo Decreto nº 5.163 (2004).

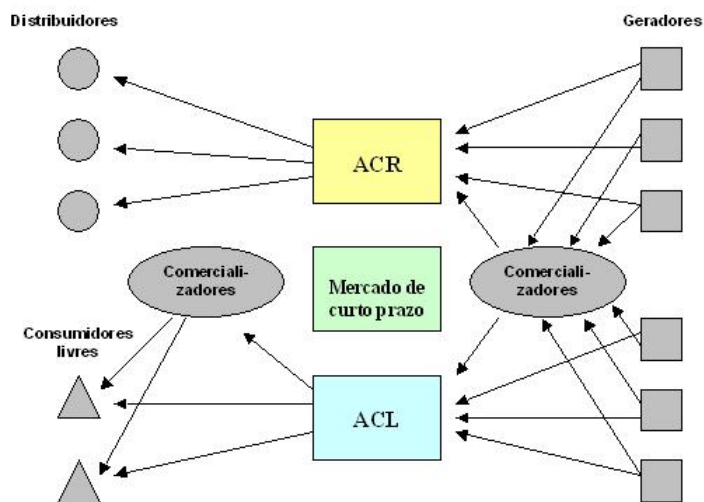


Figura 2.6: Mercado brasileiro de energia elétrica

Fonte: Tese de doutorado de Fernando Colli Munhoz, 02/08.

Ambiente de Contratação Regulada

No ACR, as distribuidoras são obrigadas a adquirir energia por meio de leilões públicos. Antes dessa lei, as distribuidoras podiam comprar livremente a energia a ser revendida, com limite de preço fixado pela ANEEL.

Sobre o mecanismo de leilão, este é um procedimento de alocação, baseado em lances financeiros e tendo regras pré-definidas. Os leilões de energia quando possuem regras bem

definidas podem introduzir a competição de mercado de modo a incentivar a entrada de novos agentes, aproximar os preços de venda dos custos de produção e impedir ou dificultar ações colusivas onde as empresas se unam para combinarem o preço de venda ao invés de tentarem competir entre si.

Cabe lembrar que muitos países os utilizaram como mecanismos de comercialização no setor elétrico e nem sempre esta escolha trouxe uma competição eficaz. Dentre as principais lições aprendidas com experiências fracassadas destacam-se a necessidade de comercialização de energia em prazos longos e a escolha de tipos de leilão que impeçam as geradoras de exercer poder de mercado estabelecendo preços abusivos [Carneiro, 2006]. Por isso o papel dos reguladores e das instituições governamentais é fundamental na escolha do tipo de leilão e na definição das regras.

No caso brasileiro ocorreram diferentes tipos de leilão: Leilão de Energia Velha, que é energia oriunda de empreendimentos existentes, Leilão de Energia Nova, que é a energia oriunda de novos empreendimentos e Leilão de Energia de Ajuste, que serve para ajustar as quantidades de oferta e demanda após os leilões de Energia Velha e Nova.

Segundo as normas atuais do setor elétrico brasileiro, as distribuidoras de energia elétrica do SIN, por meio dos leilões, devem comprar de maneira centralizada a energia suficiente para garantir o atendimento à totalidade de seu mercado no ACR, para os próximos cinco anos. No caso do ACL, os agentes de geração e empresas comercializadoras também necessitam declarar a parcela de energia que será destinada a este mercado. Estas declarações permitem estabelecer o acréscimo da demanda de energia elétrica no longo prazo, que devem ser atendidas pelos novos empreendimentos de geração.

Os novos empreendimentos de geração são leiloados com o critério de menor tarifa sendo este utilizado para definir os vencedores dos leilões. Isto é, ganha a concessão da usina aquele gerador que se propor a vender energia pelo menor preço. Esta medida visa à modicidade tarifária, já que estes consumidores cativos não possuem poder de barganha, nem participação direta na compra de sua própria energia. Por isso a escolha da forma de comercialização é fundamental para impedir o exercício do poder de mercado das geradoras e possibilitar o atendimento de toda a demanda.

Posteriormente, o consumidor cativo compra energia de sua distribuidora local e paga por meio da conta recebida de sua empresa distribuidora, um valor correspondente à quantidade de energia elétrica consumida multiplicada por um valor unitário denominado tarifa. Cada distribuidora possui uma área de concessão e as tarifas são distintas em cada Estado. Isto porque cada Estado possui características diferentes tal como número de consumidores, quilômetros de rede, custo da energia comprada, tributos estaduais, etc. O valor das tarifas são definidos pela ANEEL, e é composto pela valor da geração de energia, que é a receita da distribuidora, custo do transporte, encargos e tributos.

Na conta de energia que o consumidor cativo recebe está demonstrado a composição da tarifa entre: valor pago pela energia elétrica consumida, valor pago pelo uso do sistema de distribuição e transmissão, encargos e tributos. Esta medida visa demonstrar ao consumidor potencialmente livre o seu real dispêndio com o custo da energia, para que ele possa avaliar a oportunidade de se tornar um consumidor livre.

Ambiente de Contratação Livre

No ACL os consumidores livres podem comprar energia de geradoras (produtores independentes e concessionárias) ou comercializadoras de energia. O principal objetivo do Governo ao criar o consumidor livre foi incentivar a competitividade das empresas do setor e com isso permitir a modicidade tarifária. O antigo sistema representava um exemplo clássico de monopólio natural, onde uma única empresa produz, distribui e comercializa toda a energia elétrica a ser consumida por uma sociedade. Atualmente, com a inserção de várias empresas comercializando o mesmo produto, os consumidores livres têm a opção de escolher o seu fornecedor em função do preço, do serviço prestado e da qualidade de atendimento.

Com isso estes consumidores podem negociar livremente um conjunto de variáveis contratuais, como prazo contratual, preços, variação do preço ao longo do tempo e serviços associados à comercialização. Ao participar do mercado livre o consumidor assume responsabilidades em relação a sua exposição aos preços da energia, podendo desta forma obter preços melhores aos praticados no mercado cativo, mas também está exposto a riscos.

Ao optar por ser um cliente livre, este consumidor necessita firmar contratos de compra de

energia para o atendimento de 100 % de seu consumo verificado de energia. Essa verificação é realizada mensalmente, com base nos dados de consumo verificado e contratos de compra dos últimos 12 meses. Se isto não ocorrer, ele terá que pagar a energia sob o preço de curto prazo (PLD) o que implicará no pagamento de penalidades por insuficiência de cobertura consumo. Na valoração dessa penalidade é utilizado o Valor Anual de Referência – VR.

Os clientes livres possuem livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, mediante o ressarcimento do custo de transporte envolvido. Para isso, este consumidor deverá firmar os seguintes contratos para acessar a rede:

- Conexão ao sistema elétrico de transmissão (CCT) ou de distribuição (CCD).
- Uso do sistema de transmissão (CUST) ou de distribuição (CUSD).

Desta forma, o consumidor livre possui diversas contas que, somadas, totalizam o custo de energia consumida. Porém, este consumidor possui influência para negociar apenas o preço da eletricidade que consome.

2.2.3 Liquidação financeira

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE é responsável pelo registro e contabilização dos contratos de energia elétrica. É uma associação civil integrada pelos agentes das categorias de Geração, de Distribuição e de Comercialização. Através da contabilização e compensação em tempo real das transações, ela fornece o preço semanal de curto prazo da energia (*spot*) denominado de Preço de Liquidação das Diferenças – PLD. Este preço é valorado por R\$/MWh, por patamar de carga e submercado.

Assim, se um agente utilizou determinada quantidade de energia do sistema, mas seu contrato de compra de energia previa uma quantidade inferior a utilizada, este agente pagará este débito ao PLD. O oposto também pode ocorrer de modo que se este agente utilizou menos energia do que seu contrato previa, ele receberá ao preço do PLD o crédito da energia que permaneceu no sistema. A Figura 2.7 ilustra este processo.

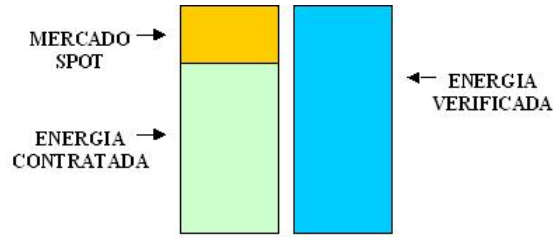


Figura 2.7: Processo de comercialização de energia

Fonte: www.ccee.org.br, acesso em 27/02/2008.

Desta forma, o PLD é utilizado para valorar a energia não-contratada entre os agentes da CCEE (sobras ou diferenças) no mercado de curto prazo. Os créditos e os débitos decorrentes dessa contratação são liquidados entre os agentes de forma centralizada na CCEE.

A formação do PLD se faz pela utilização dos dados considerados pelo ONS para a otimização da operação do SIN, o Custo Marginal de Operação – CMO. Porém o PLD difere do CMO, pois o PLD é limitado por valores mínimo e máximo vigentes para cada período de apuração e para cada submercado, considerando apenas restrições elétricas entre submercados e a operação de unidades geradoras em fase comercial. Assim, o PLD é dado por:

$$PLD = \begin{cases} PLD_{min}, & \text{se } CMO < PLD_{min}; \\ CMO, & \text{se } PLD_{min} \leq CMO \leq PLD_{max}; \\ PLD_{max}, & \text{se } CMO > PLD_{max}. \end{cases}$$

Assim, o preço *spot* de energia no Brasil, não é definido apenas pelo mercado e suas condições de oferta e procura. Ele inclui outras variáveis, tais como o nível de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas, a evolução prevista da demanda de energia e a disponibilidade atual e futura de usinas e linhas de transmissão de energia elétrica.

2.2.4 Energia Assegurada

Decorrente da alternativa pelo despacho centralizado no SIN, algumas regras de comercialização de energia foram estabelecidas para não lesar os agentes do setor. Como um agente de geração não determina o montante de energia que irá gerar, é determinado para cada usina uma quantidade de energia assegurada.

Resumidamente, a energia assegurada de um empreendimento é calculada pelo MME e leva em conta a expectativa de geração da usina, simulando a ocorrência de cada uma das milhares possibilidades de seqüência de vazões em um histórico de vazões calculados desde 1931, admitindo um risco de não atendimento da carga de 5 %. Portanto, a determinação da energia assegurada independe da geração real do empreendimento, mas sim, está associada às condições de longo prazo que a usina pode fornecer ao sistema. A energia assegurada tem grande importância comercial, pois é a energia máxima que um empreendedor pode vender no mercado de energia elétrica. A diferença entre a energia assegurada e a quantidade de energia contratada constitui o lastro de venda do gerador para novos contratos.

O Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, que tem como objetivo assegurar que todas as usinas participantes do MRE recebam seus níveis de Energia Assegurada independentemente de seus níveis reais de produção de energia, desde que a geração total do MRE não esteja abaixo do total da Energia Assegurada do Sistema. Em outras palavras, o MRE realoca a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram além de suas Energias Asseguradas para aqueles que geraram abaixo. A Figura 2.8 ilustra este processo.

Quando o sistema todo produz mais que sua Energia Assegurada total, cada usina fica com uma quota da sobra do sistema, que é chamada de energia secundária. E então cada gerador pode vender esta energia no mercado *spot*. Porém, quando a geração total do MRE está abaixo do total da Energia Assegurada do Sistema, cada gerador terá a sua Energia Assegurada ajustada a níveis mais baixos pelo Fator de Ajuste de Energia Assegurada – *GSFj*.

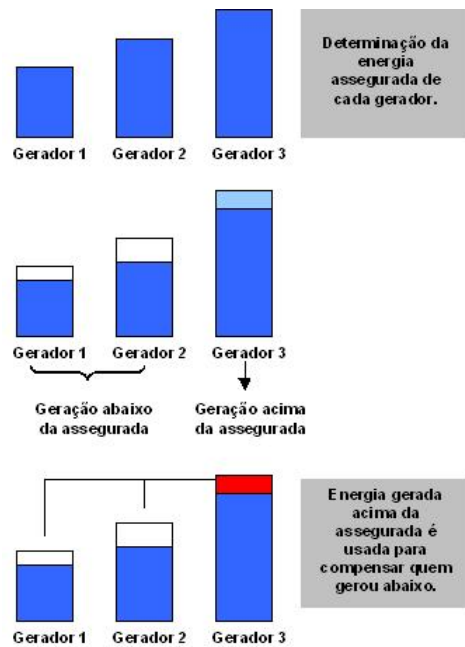


Figura 2.8: Mecanismo de realocação de energia

Fonte: Adaptada de Guia do cliente livre; Duke Energy.

2.3 Comentários

No ACL os agentes possuem um prazo que vai do 7º ao 10º dia útil para ajustar os dados de seus contratos na CCEE. Deste modo, se um agente utilizou determinada quantidade de energia do sistema, mas seu contrato de compra de energia previa uma quantidade inferior a utilizada, ele ainda terá este período para adquirir energia de algum fornecedor e não se expor ao pagamento de seu débito ao PLD. Este tipo de negociação é bastante freqüente no ACL e os preços negociados nestes ajustes também podem ser considerados como preços de curto prazo da energia, mas não são considerados neste trabalho.

Capítulo 3

Encargos e Tributos

Em um estudo realizado pela empresa de auditoria Pricewaterhousecoopers [2006], a carga tributária percentual relativa ao faturamento do setor elétrico no ano de 2005 foi de aproximadamente 43,71 % da receita bruta, conforme mostra a Tabela 3.1. Este estudo foi realizado com empresas de geração, transmissão e distribuição.

Tabela 3.1: Carga tributária setor elétrico (2005)

Setoriais (%)	9,38
Federais (%)	12,67
Estaduais (%)	19,67
Municipais (%)	0,09
Trabalhistas (%)	1,90
Total (%)	43,71
Receita Bruta (R\$ bilhões)	80,50
Tributos e encargos (R\$ bilhões)	35,20

Fonte: PricewaterhouseCoopers, 2006.

Diante deste estudo, conclui-se que a carga tributária do setor não é desprezível, e que não é possível precificar um contrato de energia sem considerar o impacto dos encargos e tributos no preço da energia. Porém, como nem todos os encargos e tributos apresentam uma alíquota fixa à ser aplicada sobre o preço da energia, um maior detalhamento será dado.

Este Capítulo descreverá os principais encargos e tributos do setor elétrico, e os principais tributos devidos por uma empresa de geração, para posteriormente traçar uma estimativa da

carga tributária que incide na atividade de geração da energia. Espera-se com isso, encontrar o preço final pelo qual a energia deve ser comercializada.

Por outro lado, o consumidor livre, quando efetua sua compra de energia, também necessita recolher encargos e tributos. Procurou-se estimar a carga tributária que incide sobre o consumidor final, para que este possua uma estimativa destas despesas no seu planejamento financeiro.

Encargos podem ser definidos como despesas, responsabilidades, deveres e impostos. Os encargos são divididos neste Capítulo em encargos setoriais, encargos de transporte¹ e encargos emergenciais. Tributo é a obrigação imposta aos indivíduos e pessoas jurídicas de recolher valores ao Estado. Neste Capítulo eles estão divididos em federais e estaduais.

Os encargos setoriais são definidos em leis, têm destinação específica e resultante de políticas de Governo para o setor elétrico nacional. Os encargos de transporte têm como finalidade cobrir o custo do transporte de energia elétrica. Os encargos emergenciais, são encargos temporários, que foram criados para suprir necessidades específicas do setor elétrico, após o período de racionamento ocorridos nos anos de 2001 e 2002.

Os encargos sociais, que são todas as despesas que as empresas efetuam, compulsoriamente ou não, em benefício de seus empregados e familiares, direta e/ou indiretamente, incluindo aquelas que se destinam ao financiamento da seguridade social de responsabilidade do Poder Público e as demais contribuições sociais, foram deixados de fora deste trabalho, pois o peso deles no preço da energia, pode diferir muito dentre a política (nº de funcionários) de cada empresa.

Uma maior ênfase foi dada aos encargos específicos do setor elétrico. Sobre a carga tributária que incide sobre a atividade de geração, procurou-se demonstrá-la de maneira breve, pois estas também podem diferir muito conforme o tamanho da empresa e a situação tributária (lucro real ou presumido).

¹A definição de encargo aqui empregada é a de despesa. Muitas vezes encargos são definidos como obrigações impostas de se recolher valores ao Estado. O custo incorrido pela utilização dos Sistemas de transmissão e distribuição são também definidos como *tarifas*, pois está diretamente ligado a um serviço prestado ao agente.

3.1 Encargos Setoriais

Os principais encargos setoriais do setor elétrico brasileiro são apresentados a seguir.

3.1.1 RGR

A Reserva Global de Reversão – RGR foi instituída pelo Decreto nº 41019/57 com a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria dos serviços públicos de energia elétrica. A Lei nº 9648/98 prevê que as quotas anuais de RGR serão incorporadas no custo do serviço das empresas concessionárias até o ano de 2002. A Lei nº 10.438/02, prorroga sua cobrança até 2010.

O valor deste encargo corresponde a 2,5 % dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade e limitado a 3 % de sua receita anual. Este encargo é devido apenas aos concessionários e permissionários, não atingindo, o PIE nem o agente comercializador. Por incidir sobre as concessionárias de distribuição, o valor da RGR a ser recolhido pelas distribuidoras estará embutido nos valores das tarifas de uso da distribuição a serem pagas pelos acessantes do sistema elétrico da concessionária, conforme metodologia adotada pela ANEEL para a determinação dessas tarifas.

3.1.2 CFURH

A Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH foi instituída pela Lei nº 7.990/89. Este encargo representa um percentual que as concessionárias e empresas autorizadas a produzir energia por geração hidrelétrica pagam pela utilização de recursos hídricos. A ANEEL gerencia a arrecadação e a distribuição dos recursos entre os beneficiários: Estados, Municípios e órgãos da administração direta da União. Atualmente, 45 % se destinam ao Estado, 45 % aos Municípios, 4,4 % ao Ministério do Meio Ambiente, 3,6 % ao Ministério de Minas e Energia e 2 % ao Ministério de Ciência e Tecnologia.

Geradoras caracterizadas como Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), são dispensadas do pagamento da Compensação Financeira.

As concessionárias pagam 6,75 % do valor da energia produzida a título de Compensação Financeira. O total a ser pago é calculado segundo uma fórmula padrão:

$$CFURH = 6,75 \% \times EG \times TAR.$$

onde:

EG Energia Gerada

TAR Tarifa Atualizada de Referência

Para o ano de 2007, a TAR foi definida em 57,63 R\$/MWh (Resolução Aneel nº 404/06).

3.1.3 TFSEE

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE foi criada, pela Lei nº 9427/96, com a finalidade de constituir a receita da ANEEL para cobertura das suas despesas administrativas e operacionais. A TFSEE equivale a 0,5 % do benefício econômico anual auferido pela concessionária e é fixada anualmente pela ANEEL e paga mensalmente, em duodécimos, por todos os agentes que atuam na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

3.1.4 P&D e Eficiência Energética

A Lei nº 9.991/00, dispõe sobre realização de investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento e em Eficiência Energética por parte de todas as empresas do setor elétrico, excluindo-se, por isenção, as empresas que geram energia exclusivamente a partir de pequenas centrais hidroelétricas, biomassa, co-geração qualificada, usinas eólicas ou solares.

As concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica devem aplicar, anualmente, no mínimo 0,50 % da Receita Operacional Líquida – ROL em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,50 % em programas de Eficiência Energética e as concessionárias e autorizadas do serviço público de geração, os produtores independentes e as concessionárias de transmissão ficam obrigadas a aplicar, anualmente, no mínimo de 1 % da ROL em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico. A Resolução Aneel nº 185/01,

definiu a forma de obtenção da ROL utilizada como base de cálculo dos valores à serem aplicados.

3.1.5 PROINFA

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA foi instituído através da Lei nº 10438/02 e regulamentado pelo Decreto nº 4541/02, com nova redação dada pelo Decreto nº 5025/04. O objetivo do programa é o de diversificar a matriz energética nacional, aumentando a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos, concebidos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, no SIN. Aos produtores é garantida a venda da energia para a Eletrobrás. O preço dessa energia e os custos administrativos incorridos nessas contratações compõe este encargo, que é pago por todos os consumidores finais de energia elétrica, proporcionalmente ao consumo individual verificado.

Os procedimentos para o rateio do custo do PROINFA estão estabelecidos na Resolução Aneel nº 127/04 e a definição das respectivas quotas de energia elétrica, no Decreto nº 5025/04. Para o ano de 2008, a tarifa de PROINFA está definida na Resolução homologatória Aneel nº 567/07.

3.1.6 CCC

A Conta Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC foi instituída através da Lei nº 5899/73 e regulamentada pelo Decreto nº 73102/73. Este encargo arrecada recursos junto às concessionárias de energia elétrica do SIN, para financiar o óleo diesel da geração termelétrica das áreas isoladas, não atendidas pelo serviço de eletrificação; concentrada sobretudo na Região Norte do País. Anteriormente este benefício era estendido para a geração termelétrica nos sistemas elétricos interligados, porém, foi extinto em 1º de janeiro de 2006, através da Lei nº 9648/98 e a Resolução Aneel nº 261. Para os sistemas isolados, a Lei nº 10438/02 manteve até 2018 este benefício.

3.1.7 CDE

A Conta de Desenvolvimento Energético – CDE foi instituída pela Lei nº 10.438/02, com a finalidade de prover recursos para:

- Desenvolvimento energético dos Estados;
- Competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral, nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados;
- Promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional.

Os recursos são provenientes de:

- Pagamentos anuais realizados a título de Uso de bem público – UBP, estabelecidos nas concessões de geração;
- Multas aplicadas pela ANEEL;
- Pagamentos de cotas anuais por parte de todos os agentes que comercializem energia elétrica com o consumidor final no SIN.

Este encargo terá a duração de 25 anos, sendo extinto em 2027.

3.1.8 Equivalente Hidráulico

A Tarifa de Energia Hidráulica Equivalente – TEH foi instituída através da Lei nº 8631/93. Ela é utilizada para compra de parte do combustível utilizado na geração de energia elétrica de usinas térmicas dos Sistemas Isolados. Ela reflete o valor da energia produzida por usinas hidrelétricas que poderia substituir a energia de termelétricas, caso os Sistemas Isolados fossem interligados às demais regiões do País por linhas de transmissão.

Este encargo é pago pelas concessionárias que tem geração térmica e que pertencem ao Sistema Isolado e repassado às tarifas dos consumidores atendidos nos Sistemas Isolados. A parte do custo de aquisição de combustíveis para geração de energia por térmicas dos

Sistemas Isolados não garantida pela TEH é coberta pela CCC. O valor da TEH para o ano de 2007 é R\$ 55,46 por MWh, segundo a Resolução Aneel nº 241/06.

3.1.9 ESS

Com base no que dispõe o art.18 do Decreto nº 2655/98, a ANEEL homologou as regras de mercado relativas aos Encargos de Serviços do Sistema – ESS, através da Resolução Aneel nº 290/00. O ESS representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do sistema para o atendimento do consumo em cada submercado. Este custo é contabilizado pela CCEE mensalmente e é devido pelos agentes da categoria de consumo aos agentes de geração que prestarem serviços não remunerados pelo PLD.

O ESS é composto por encargo de serviços de restrição de transmissão e encargo de serviços ancilares. O encargo de serviços ancilares é calculado através da soma do pagamento pelo uso de combustível gasto em reserva de prontidão, investimentos para prestação de serviços ancilares e o custo de operação como compensador síncrono, conforme Resoluções Aneel nº 265/2003 e 688/2003. A maior parte desse encargo refere-se ao pagamento para geradores que receberam ordem de despacho do ONS, para atendimento a restrições de transmissão.

3.2 Encargos de transporte

A Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD têm como finalidade cobrir o custo do transporte de energia elétrica. Elas englobam os investimentos feitos pelas concessionárias para a construção dessas redes (tarifa-fio), mas também são a fonte de arrecadação de alguns encargos já citados neste Capítulo.

A Figura 3.1 mostra a quais tipos de tarifas-fio e encargos de conexão estão submetidos os acessantes, com base no ambiente que se conectam: Rede Básica e âmbito da distribuição. São representados os geradores despachados de forma centralizada (Gc), e os de forma não-centralizada (Gd) pelo ONS, o consumidor livre (CL), a distribuidora (D) e a transmissora

(RB ou DIT). A título de simplificação, o encargo decorrente da TUST RB é mostrado como se fosse pago pelo ONS.

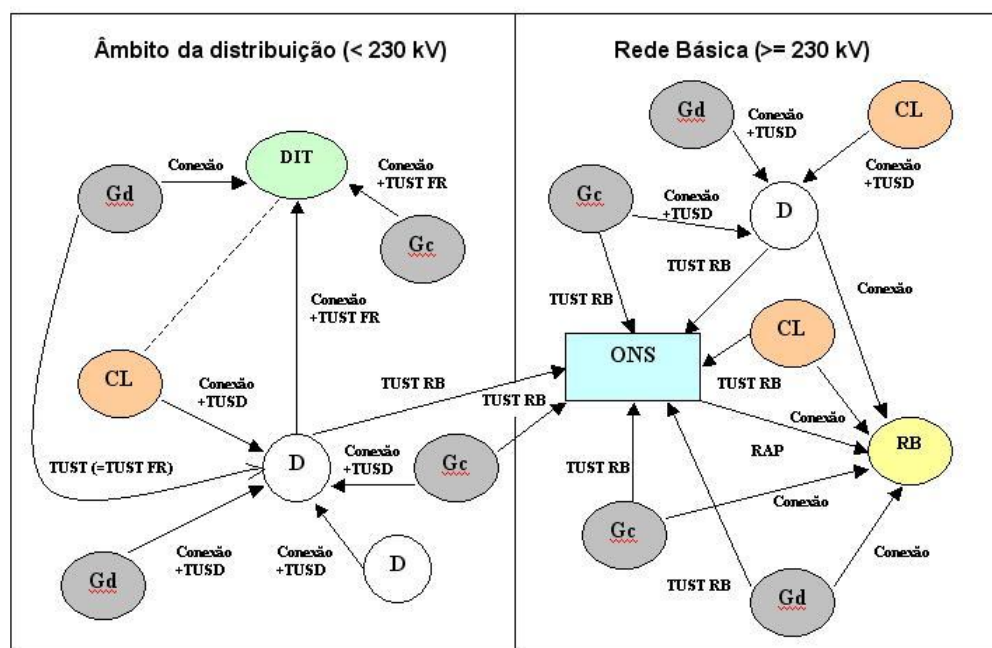


Figura 3.1: Tarifas de uso e encargos de conexão

Fonte: Cadernos temáticos Aneel, 2005

3.2.1 TUST

Este encargo refere-se aos valores pagos pelas empresas de geração, distribuição e pelos consumidores pelo acesso à Rede Básica de transmissão do sistema interligado. A TUST é a fonte de receita das empresas de transmissão que compõe a Rede Básica.

A operação e administração da Rede Básica é atribuição do ONS e é ele que cobra estes encargos dos usuários, com base em medições mensais de demanda de potência efetuado por estes, multiplicados por tarifa específica estabelecida pela Aneel.

Esta tarifa específica é calculada com a metodologia nodal, que dá um sinal econômico locacional, conforme dispõe a Resolução Aneel nº 281/99. As tarifas são reajustadas anualmente na mesma data em que ocorrem os reajustes das Receitas Anuais Permitidas – RAP das concessionárias de transmissão. Esse período tarifário inicia em 1º de julho do ano de

publicação das tarifas até 30 de junho do ano subsequente.

Conforme ilustra a Figura 3.2, a TUST passou a ter duas parcelas: a TUST-RB que refere-se às instalações de transmissão integrantes da Rede Básica com tensões iguais ou superiores a 230 kV, e é aplicável a todos os usuários do SIN e a TUST-FR que é aplicável à distribuidora que utilize transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário ou conectados às linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em tensão inferior a 230 kV, localizados ou não em subestações integrantes da Rede Básica.

Esta mesma Resolução, determinou que todos os barramentos de subestações com tensão inferior a 230 kV passaram a ser classificados como Demais Instalações de Transmissão – DIT, e devem ser considerados, para fins de acesso de geradores, importadores e/ou exportadores de energia e consumidores livres, como instalações de transmissão de âmbito da distribuição, mediante o pagamento de TUSD à distribuidora responsável pela área concessão em que se conectarem. Entretanto, para cálculo dessa TUSD, é necessário conhecer duas parcelas médias da TUST (Rede Básica e fronteira) aplicáveis a cada concessionária de distribuição, que constituem parte da tarifa final de uso de cada distribuidora, por nível de tensão. Essas médias estão dispostas no Anexo V da Resolução Aneel nº497/07.

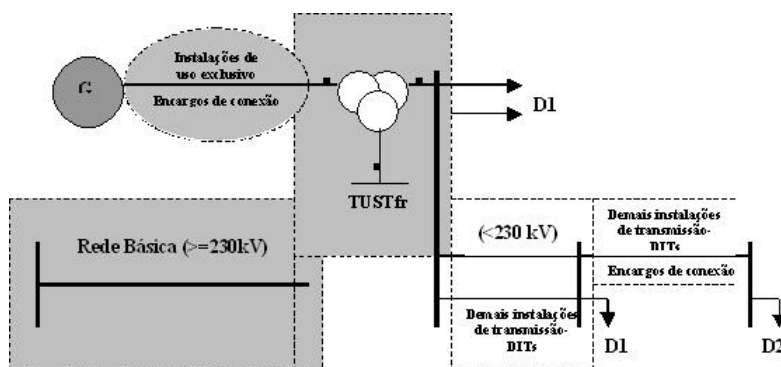


Figura 3.2: Classificação das instalações de transmissão

Fonte: Cadernos temáticos Aneel, 2005

Já os consumidores livres e autoprodutores com unidade de consumo diretamente conectada à Rede Básica, possuem uma tarifa individualizada, a TUST-RB associada ao ponto de conexão do acessante. Estas tarifas incorporam, ainda, três encargos setoriais em R\$/MWh: a CCC, a CDE, e o PROINFA. As tarifas aplicáveis aos consumidores livres conectados diretamente à Rede Básica de transmissão estão dispostas no Anexo II da REH nº 497/2007.

A receita da TUST-RB é composta da RAP a ser paga às concessionárias de transmissão, de parte do orçamento do ONS, de uma Parcela de Ajuste, correspondente às diferenças de arrecadação do período anterior e de uma previsão de receita para pagamento de instalações de transmissão que irão entrar em operação ao longo do período considerado.

Os geradores conectados às DITs compartilhadas e Rede Básica de Fronteira estão passíveis de pagamento da TUSDg.

As tarifas nodais, para o período de 01/07/2007 à 30/06/2008, aplicáveis às centrais geradoras, aos importadores e/ou exportadores de energia e às distribuidoras podem ser encontradas nos anexos I, III e IV da Resolução Aneel nº 497/07.

3.2.2 TUSD

A Resolução ANEEL nº 286/99, definiu a metodologia e estabeleceu os valores das TUSD's. Desde então outras Resoluções e Decretos alteraram as regras e a metodologia de cálculo da TUSD. A Resolução normativa ANEEL nº 166/05, estabelece as disposições consolidadas relativas ao cálculo da TUSD e da Tarifa de Energia Elétrica – TE.

Trata-se de encargo devido pelas empresas de geração e pelos consumidores que se utilizam da rede de energia elétrica de uma empresa de distribuição para transportar a energia que vendem e consomem, respectivamente. Caso uma distribuidora acesse o sistema de distribuição de outra distribuidora este encargo também será devido. A Tabela 3.2 mostra a composição da TUSD, em sua parcela fio e encargo.

Tabela 3.2: Tarifa de uso do sistema de distribuição

TUSD fio A Serviço de transmissão	TUSD fio B Serviço de distribuição	TUSD Encargos do serviço de distribuição	TUSD Perdas técnicas	TUSD Perdas não técnicas	TUSD CCC	TUSD CDE	TUSD PROINFA
Parcela Fio		Parcela encargo					
TUST RB ou TUST FR paga	Remuneração	RGR TFSEE	Perdas técnicas	Perdas não técnicas	CCC (S/SE/CO)	CDE (S/SE/CO)	PROINFA
Encargos de conexão	Depreciação	P&D e eficiência			CCC (N/NE)	CDE (N/NE)	
Perdas elétricas	O & M	Contribuição ONS			CCC (isolado)		

Fonte: Dados extraídos da Resolução Aneel nº 166, de 10/10/2005

Esta tarifa é definida pela Aneel, com base no Programa TARDIST, para cada distribuidora. A TUSDfio tem valores únicos para cada subgrupo de tensão da distribuidora e ainda possui uma sinalização diferente para os postos tarifários ponta e fora de ponta. No caso de geradores conectados às instalações de distribuição, é considerada a menor dessas tarifas.

3.2.3 Contribuição ao Operador Nacional do Sistema

Este encargo trata-se do ressarcimento de parte dos custos de administração e operação do ONS. Ele é devido por todas as empresas de geração, transmissão, distribuição, consumidores livres e cativos.

O ONS teve suas atribuições ratificadas pelo Decreto nº 5.081/04. Anualmente, o ONS submete à aprovação da ANEEL seu orçamento e os valores das contribuições mensais de seus associados. Os recursos do ONS advém de:

1. Receita decorrente de parcela dos encargos de uso do sistema de transmissão, definida pela ANEEL;
2. Contribuição dos membros associados, proporcional ao número de votos na Assembléia-Geral;
3. Outras fontes que venham a ser aprovadas pela ANEEL;

A Resolução Aneel Nº 772/06 aprova o orçamento econômico do ONS para o exercício de 2007 e primeiro semestre de 2008.

3.2.4 Uso das instalações de conexão

Este encargo refere-se ao pagamento das distribuidoras pelo uso das instalações de conexão não integrantes da Rede Básica de propriedade das transmissoras. Para as instalações mais recentes, são estabelecidos Contratos de conexão entre as distribuidoras e as transmissoras. Os valores desse encargo são estabelecidos pela Aneel e têm reajuste anual juntamente com as tarifas de fornecimento das distribuidoras de energia elétrica.

3.2.5 Transporte da energia elétrica de Itaipu

A Lei nº 5899/73, estabelece a obrigatoriedade, para as concessionárias distribuidoras localizadas nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, de adquirirem quotas-parte da energia elétrica destinada ao Brasil provenientes da UHE Itaipu Binacional. Este encargo refere-se ao custo de transporte desta energia adquirida. Este encargo é calculado através da multiplicação do montante de demanda de potência (MW) adquirida pela tarifa de transporte de Itaipu fixada pela Aneel, em R\$/MW. As distribuidoras detentoras das quotas partes de Itaipu pagam também pelos encargos de uso da Rede Básica atribuídos à Itaipu Binacional, de forma proporcional às suas quotas.

A Resolução ANEEL nº 497/07 fixa em R\$3012,28 /MW o valor da tarifa mensal de transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional, a ser aplicada aos contratantes daquela energia para o ano de 2007.

3.2.6 Desconto nos encargos de transporte

Apartir da Resolução Aneel nº 077/04, as pequenas centrais hidrelétricas - PCHs e os empreendimentos de geração que têm como base fontes alternativas de energia (solar, biomassa, eólica e co-geração qualificada) possuem desconto de 50 % nas tarifas dos sistemas de transmissão e distribuição. Este desconto incide apenas sobre a parcela “fio” das tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição, permanecendo a tarifa encargo inalterada.

Os consumidores que comercializarem energia com estas usinas, também têm direito a este desconto. Aqui surge o segundo grupo de consumidores livres, que são aqueles consumidores

(Grupo A4 ou superior) com demanda igual ou superior a 500 kW ou Consumidores (Grupo A4 ou superior) reunidos em comunhões de interesse de fato ou de direito, com demanda total igual ou superior a 500 kW. Este grupo de consumidores, passa também à ser considerado livre, nestas condições.

3.3 Encargos emergenciais

3.3.1 RTE

A Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE foi criada pela Lei nº 10438/02 visando restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro das empresas geradoras e distribuidoras após o período de racionamento de energia ocorrido em 2001 e 2002. Depois do período de racionamento o consumo de energia continuou inalterado, ocorrendo um excesso de oferta de energia que resultou em uma baixa dos preços de curto prazo, lesando as empresas do setor. A RTE é um encargo temporário que vigorará pelo período necessário ao restabelecimento deste equilíbrio. Ele é um encargo devido por todos os consumidores finais de energia.

A referida Lei estabeleceu os seguintes percentuais mínimos de incidência:

1. até 2,9 % (dois vírgula nove por cento), para os consumidores integrantes das classes residencial, rural e iluminação pública;
2. 7,9 % para as demais classes, excluídos os consumidores de baixa renda.

Porém, este encargo tem sido cobrado apenas dos consumidores cativos que compram energia das distribuidoras e tem previsão de encerramento para o ano de 2008. Entretanto, a associação brasileira dos distribuidores de energia elétrica conseguiu na Justiça Federal uma liminar ampliando a cobrança para consumidores livres e especiais. A ação ainda tramita na justiça [Canazio, 2008].

3.4 Resumo de encargos do setor elétrico

Tabela 3.3: Resumo dos encargos do setor elétrico

Encargos setoriais	
RGR	2,5 % investimentos ativos imobilizados ou 3 % da receita anual (o que for menor)
COFURH	6,75 % \times energia gerada no mês \times tarifa atualizada de referência – TAR. Para o ano de 2007, a TAR é R\$57,63 MWh
TFSEE	0,5 % da receita anual
P&D e Eficiência Energética	1 % ROL
PROINFA	Fixada pela Aneel
CCC	Fixada pela Aneel
CDE	Fixada pela Aneel
Equivalente hidráulico	Fixada pela Aneel
Encargos de transporte	
ESS	Fixada pela Aneel
TUST	tarifa \times energia
TUSD	tarifa \times energia
Contribuição ONS	Fixada pela Aneel
Uso das instalações de conexão	Fixada pela Aneel
Transporte de Itaipu	Fixada pela Aneel
Encargos emergenciais	
RTE	2,9 % consumidores residencial e rural e 7,9 % demais consumidores sobre TE + TUSD

3.5 Tributos

Nesta seção serão citados os principais tributos devidos por uma empresa de geração de energia.

3.5.1 Tributos federais

PIS

O Programa de Integração Social – PIS, é uma contribuição social de natureza tributária, devida pelas pessoas jurídicas, com objetivo de financiar o pagamento do seguro-desemprego e do abono para os trabalhadores que ganham até dois salários mínimos. O PIS foi criado pela Lei Complementar 07/70. A aplicação desse tributo foi recentemente alterada. Até a

edição das Leis nº 10.637/02, 10.833/03 e 10.865/04, o PIS era cumulativo, com alíquota de 0,65 %, subindo para 1,65 % apurado de forma não cumulativa.

COFINS

A Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS incide sobre a receita bruta das empresas em geral, destinada a financiar a seguridade social. Este tributo foi instituído pela Lei Complementar 70/91. Sua alíquota é de 7,6 % para as empresas tributadas pelo lucro real (sistemática da não-cumulatividade) e de 3,0 % para as demais. Tem por base de cálculo o:

- Faturamento mensal (receita bruta da venda de bens e serviços);
- Total das receitas da pessoa jurídica.

São contribuintes da COFINS as pessoas jurídicas de direito privado em geral, inclusive as pessoas a elas equiparadas pela legislação do imposto de renda, inclusive as microempresas e as empresas de pequeno porte submetidas ao regime do Simples (Lei nº 9.317/96), que recolhem a contribuição, além de outros tributos federais (IRPJ, CSLL, PIS e IPI) num único código de arrecadação que abarca todos esses tributos. A aplicação desse tributo foi recentemente alterada. Até a edição das Leis nº 10.637/2002, 10.833/2003 e 10.865/2004, o COFINS era cumulativo, com alíquota de 3,0 %, subindo para 7,6 % apurado de forma não cumulativa.

IRPJ

Imposto de Renda Pessoa Jurídica – IRPJ é um tributo federal, onde cada empresa é obrigada a deduzir uma dada percentagem de sua renda média anual para o governo. São contribuintes do imposto de renda pessoa jurídica:

1. Pessoas jurídicas;
2. Empresas individuais.

As empresas públicas e as sociedades de economia mista, bem como suas subsidiárias, são contribuintes nas mesmas condições das demais pessoas jurídicas (Constituição Federal, art. 173 § 1º).

A pessoa jurídica, seja comercial ou civil o seu objeto, pagará o imposto à alíquota de 15 % (quinze por cento) sobre o lucro real, apurado de conformidade com o Regulamento. A parcela do lucro real que exceder ao valor resultante da multiplicação de R\$ 20.000,00 (vinte mil reais) pelo número de meses do respectivo período de apuração, sujeita-se à incidência de adicional de imposto à alíquota de 10 % (dez por cento).

As Pessoas Jurídicas, por opção ou por determinação legal, são tributadas por uma das seguintes formas: Simples, Lucro presumido, Lucro real ou Lucro arbitrado.

CSLL

Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL é outro tributo federal sobre o lucro Líquido das empresas ou sobre o faturamento/receita bruta (caso das empresas tributadas sobre o lucro presumido) das pessoas jurídicas. Aplicam-se à CSLL (Lei nº 7.689/88) as mesmas normas de apuração e de pagamento estabelecidas para o imposto de renda das pessoas jurídicas, mantidas a base de cálculo e as alíquotas previstas na legislação em vigor (Lei nº 8.981/95, art. 57). Este tributo se destina ao financiamento da seguridade social, estando disciplinado pela lei nº 7.689/88. Sua alíquota varia entre 9 % e 12 % e a base de cálculo é o valor do resultado do exercício, antes da provisão para o imposto de renda.

3.5.2 Tributos estaduais

ICMS

O Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias – ICMS e sobre prestações de serviços de transporte interestadual, intermunicipal e de comunicação, é de competência dos Estados e do Distrito Federal. Por isso suas alíquotas variam de estado para estado. Sua regulamentação constitucional está prevista na Lei Complementar 87/96², alterada posteri-

²Também chamada “Lei Kandir”.

ormente pelas Leis Complementares 92/97, 99/99 e 102/00.

O principal fato gerador para a incidência do ICMS é a circulação de mercadoria. O simples fato de a mercadoria sair do estabelecimento de contribuinte já caracteriza o fato gerador. Não importa se a venda se efetivou ou não, mas sim se ocorreu a circulação da mercadoria (ainda que para outro estabelecimento do mesmo titular). A energia elétrica está sujeita a incidência do ICMS por ser considerada uma mercadoria. Os consumidores pagam o ICMS e este tributo não integra o valor informado da tarifa. A distribuidora ou comercializadora repassa seu valor integralmente ao Governo Estadual.

No Estado de São Paulo, pela Lei Estadual nº 6.374/89, as alíquotas do ICMS para energia elétrica são:

- para as classes industrial, comercial, poder público, iluminação pública, consumo próprio, unidades rurais ligadas sem inscrição estadual, para serviço público, subclasses água, esgoto, saneamento e serviço público municipal: 18 %;
- isenção para a classe residencial com consumo de até 50 kWh,
- para consumo no intervalo de $51 < consumo < 200kWh$, unidades rurais ligadas com inscrição estadual e para serviço público, subclasses tração elétrica urbana e ferroviária: 12 %,
- para consumo $> 200kWh$: 25 %.

3.6 Resumo de tributos da geração

Tabela 3.4: Resumo dos tributos de geração

Tributos	Base de cálculo	Alíquota
PIS	receitas totais da empresa	1,65 %
COFINS	receitas totais da empresa	7,6 %
IRPJ	lucro real	15 %
Adicional de IRPJ	lucro real	10 % sobre a parcela que exceder R\$20.000,00 mensais
CSLL	lucro líquido	9 à 12 %
ICMS	Preço na saída do estabelecimento	0 % à 25 %

3.7 Carga tributária na geração

Conforme visto à cima, alguns dos encargos setoriais e tributos aplicados aos agentes geradores têm percentuais definidos, que são aplicados diretamente sobre a base de cálculo. A base de cálculo nestes casos pode ser a receita anual da empresa, a receita operacional líquida, ou o lucro real, conforme a legislação vigente. Para o cálculo do peso destes encargos e tributos sobre a receita de um contrato de venda de energia, considera-se um percentual equivalente sobre a receita do contrato.

Outros encargos setoriais apresentam um valor fixo, ou seja, assumem a forma de uma tarifa em R\$/MWh, que incide sobre a geração de energia. Estas tarifas são determinadas pela ANEEL anualmente. Nestes casos estas tarifas são incorporadas ao benefício líquido esperado do contrato. Para o exemplo hipotético aqui considerado, foi utilizado uma empresa de geração, que não possui consumidores cativos.

A Tabela 3.5 acrescenta ao benefício líquido esperado do contrato os valores devidos com encargos e tributos, formando assim o preço final pelo qual a energia deve ser comercializada. Para o benefício líquido esperado foi utilizado um exemplo hipotético correspondente a R\$70,00 o MWh e para atingir este benefício a energia deve ser vendida à R\$115,85 o MWh.

Tabela 3.5: Preço da energia

Preço final (R\$/MWh)		115,85
ICMS (18 % de 115,85)		25,85
Preço de venda da energia (R\$/MWh)		95,00
Alíquota encargos/tributos		
Descrição	Alíquota %	Valor
RGR/TFSEE	3,0	2,85
P&D e Eficiência Energética	1,0	0,95
IRPJ	1,5	1,43
Adicional IRPJ	1,0	0,95
CSL	0,9	0,86
PIS/COFINS	8,75	8,31
Alíquota total %	16,15	15,34
Tarifa (R\$/MWh) encargos		
CFURH		3,89
TUST-RB		4,32
TUSD-G		0,93
Tarifa de encargos total (R\$/MWh)		9,14
Preço da energia descontado encargos e tributos (R\$/MWh)		70,52

Explicações dos cálculos efetuados:

- RGR/TFSEE: O valor da RGR corresponde a 3 % da receita anual da empresa e a TFSEE equivale a 0,5 % da receita, porém do valor global das quotas de RGR, devidas pelos concessionários e permissionários, será deduzido o valor da taxa de fiscalização, vedada qualquer majoração de tarifas por conta da instituição desse tributo. (Artigo 13º, Parágrafo 1º Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1.996)
- P&D e Eficiência Energética: As empresas geradoras devem aplicar 1 % da ROL em Pesquisa e Desenvolvimento do setor elétrico.
- IRPJ: Corresponde à 15 % do lucro real. Supondo que o lucro real de um contrato de energia corresponda à 10 % do faturamento, seria atribuído um peso equivalente de 1,5 % na receita do contrato.
- Adicional IRPJ: A parcela do lucro real que exceder ao valor resultante da multiplicação de R\$ 20.000,00 (vinte mil reais) pelo número de meses do respectivo período

de apuração, sujeita-se à incidência de adicional de imposto à alíquota de 10 % (dez por cento). Supondo que o lucro real de um contrato de energia corresponda à 10 % do faturamento, seria atribuído um peso equivalente de 1,0 % na receita do contrato.

- PIS/COFINS: A alíquota de PIS é de 1,65 % apurado de forma não cumulativa. COFINS sua alíquota é de 7,6 % para as empresas tributadas pelo lucro real. Isto resultaria em uma alíquota de 9,25 %. Porém, pelo regime de cálculo não cumulativo, as empresas se beneficiam das despesas do uso da rede transmissão (considerados insumos) para redução da base de cálculo do PIS/COFINS. Foi utilizado o dado de uma empresa de geração do setor, para estimar o percentual gasto com o uso da rede de transmissão, que no caso corresponde à aproximadamente 0,5 % do faturamento.
- CSLL: Sua alíquota varia entre 9 % e 12 % e a base de cálculo é o valor do resultado do exercício, antes da provisão para o Imposto de Renda. Supondo que o lucro real de um contrato de energia corresponda à 10 % do faturamento, será atribuído um peso equivalente à 1,0 % na receita do contrato.
- CFURH: o cálculo a ser efetuado é de 6,75 % x energia gerada no mês x tarifa atualizada de referência - TAR. Para o ano de 2007, a TAR é R\$ 57,63/MWh.
- TUST-RB: Tarifa de uso da rede de transmissão de uma empresa de geração. Publicada pela Aneel para o ano de 2007. O cálculo efetuado segue na Tabela 3.6.

Tabela 3.6: Cálculo da TUST geração

TUST			
Usina	Potência instalada (MW)	Tarifas (R\$/kW.mês)	Total pago (R\$)
Usina A	3.444,00	3,11	10.717.728,00
Usina B	1.551,20	3,08	4.774.593,60
Usina C	1.540,00	3,26	5.025.020,00
Usina D	807,5	3,15	2.543.625,00
Usina E	85,00	1,06	89.675,00
Usina F	27,60	1,01	27.738,00
Total	7.455,30		23.178.379,60
R\$/MW			3.108,98
Horas mês			720
R\$/MWh			4,32

- TUST-G: Tarifa devida pelos geradores conectados às DITs compartilhadas e Rede Básica de fronteira. Tarifa de uma empresa de geração. Publicada pela Aneel para o ano de 2007. Como apenas algumas usinas dessa empresa de geração pagam TUST-G, foi efetuado um rateio dessa tarifa entre toda a potência gerada. O cálculo efetuado segue na Tabela 3.7.

Tabela 3.7: Cálculo da TUST-G geração

TUST-G			
Usina	Potência instalada (MW)	Tarifas (R\$/kW.mês)	Total pago (R\$/kW.mês)
Usina B	1.551,20	3,00	4.655.151,20
Usina E	85,00	3,00	255.085,00
Usina F	27,60	3,00	82.827,60
Total	1.663,80		4.993.063,80
R\$/MW			3.001,00
Horas mês			720
R\$/MWh			4,17
Potência instalada passível de tarifação			22,32 %
Rateio da tarifa (R\$/MWh)			0,93

- ICMS: As empresas de geração apenas repassam o ICMS ao Estado, por esta razão não é custo da empresa. Ele é cobrado dos clientes, sem integrar o preço da energia. Ele é destacado na nota fiscal.

3.8 Carga tributária consumidor livre

Salvo expressa previsão legal ou regulamentar em contrário, os clientes livres estão sujeitos ao pagamento de todos os tributos e encargos devidos pelos demais consumidores. Alguns encargos setoriais, conforme visto acima, por incidirem na atividade de geração, já estão incluídos no preço da energia. Por exemplo: RGR, TFSSE, P&D e Eficiência Energética e COFURH. Alguns destes também são devidos pelas distribuidoras e estarão incluídos na TUSD.

3.8.1 Consumidor livre conectado à Rede Básica

O consumidor livre conectado à Rede Básica deve firmar contrato de uso do sistema de transmissão com o ONS (CUST) e pagar a TUST. Também firmará contrato de conexão ao sistema de transmissão (CCT) com a transmissora local.

Na Tabela 3.8 consideramos um exemplo hipotético de um consumidor livre da região sudeste ligado diretamente na Rede Básica.

Tabela 3.8: Desembolso com energia

Energia com ICMS	115,85
TUST Fio	6,92
TUST CCCisolado	8,72
TUST CDE s/se/co	9,57
TUST Proinfa	2,85
ESS	1,79
Total (R\$/MWh)	145,90

Explicações dos cálculos efetuados:

- TUST Fio, TUST CCC e TUST CDE: Tarifas de uso do sistema de transmissão e encargos setoriais de um consumidor livre publicadas pela Aneel para o ano de 2007.
- TUST PROINFA: Tarifa do PROINFA de um consumidor livre publicada pela Aneel para o ano de 2008.
- Contribuição ONS: Incluído na tarifa TUSD fio.
- ESS: Custo médio mensal do ESS em Dezembro de 2006.

3.9 Comentários

Com a competitividade na comercialização de energia, as empresas de geração e comercialização e os consumidores necessitam de mecanismos que possibilitem uma visão mais sensível dos impactos causados pela carga tributária e de encargos setoriais.

Neste trabalho não se espera traçar um modelo de previsão da carga tributária, tendo em vista que a regulação do setor elétrico está sempre em constante mudança. Por exemplo, nos últimos 10 anos foram criados mais de 8 encargos setoriais e as alíquotas devidas de diferentes tributos foram alteradas diversas vezes. Além disso, os agentes do Setor pagam tarifas de uso da Rede de Transmissão e Distribuição individualizadas, o que impossibilita a formação de um número preciso para ser aplicado sobre o preço ou a despesa de energia. Porém, não há como uma empresa de geração formar o seu preço de venda de energia ou um consumidor potencialmente livre decidir por tornar-se livre sem conhecer os encargos e tributos que incidiram nestas operações.

Neste Capítulo podemos concluir que dentre os encargos e tributos incidentes no segmento de consumo de energia elétrica, especial atenção deve ser dada ao ESS, devido apenas pelos consumidores, que se apresenta na forma de uma tarifa (R\$/MWh) atualizada mensalmente pela CCEE e que depende das condições operativas do sistema interligado. O ESS possui um comportamento aleatório que dificulta bastante a previsão do seu impacto no dispêndio com energia elétrica. Uma alternativa é considerar o ESS como um parâmetro de incerteza, como será visto com um melhor detalhamento no Capítulo 6.

Capítulo 4

Ambiente de contratação livre

Com a reestruturação do Setor Elétrico brasileiro na década passada, ampliaram-se as formas de contratação de energia possibilitando a inserção de algumas flexibilidades na negociação. Porém, aumentaram-se consideravelmente os riscos de variação de preços para os agentes do setor. O principal risco neste caso é o de se pagar o preço *spot* de energia (PLD).

Os mercados elétricos estão entre os mercados mais voláteis do mundo, dentre os fatores que afetam os preços da eletricidade estão a relação entre a oferta e a demanda, os custos de geração, capacidade de transmissão, eventos climáticos, status operacional do parque gerador, etc. No Brasil esta volatilidade é ainda maior devido à geração de energia ser predominantemente hidráulica e conseqüentemente dependente de condições climáticas e nível de chuva. A Figura 4.1 ilustra os valores médios do PLD em R\$/MWh por submercado nos período de Setembro de 2000 à Março de 2008.

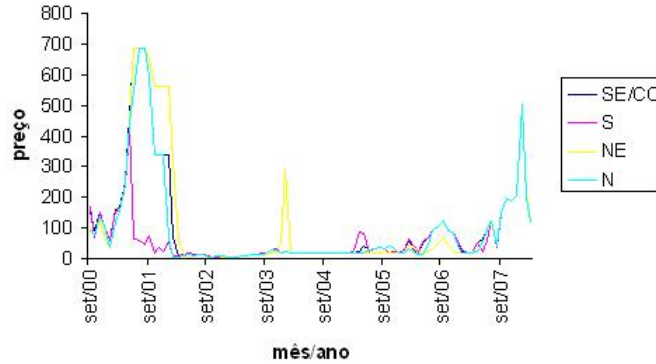


Figura 4.1: Valores médios do PLD por submercado

Os derivativos surgem neste cenário oferecendo proteção contra movimentos adversos de preço e fornecendo indicação de expectativas futuras dos agentes quanto aos preços da eletricidade. Um derivativo é um contrato e as inovações financeiras são as formulações de diversos contratos que se adéquam a diferentes demandas. As demandas podem ser tanto de proteção contra possibilidade de perdas, como especulações sobre a volatilidade dos mercados.

No mercado financeiro, é possível comprar sem ter dinheiro e vender sem ter mercadoria, a isto chamamos de mercado futuro, sendo imprescindível a especulação. No Brasil não se usa derivativos financeiros para eletricidade, e sim derivativos físicos, que inspiram formas mais flexíveis de contratos e implicam na entrega da energia.

Os consumidores livres necessitam firmar contratos de compra de energia para o atendimento de 100 % de sua carga. Se isto não ocorrer terá que pagar a energia ao preço do PLD, além de multa por insuficiência de cobertura de consumo. Conforme mostra a Figura 4.1 o PLD chegou a custar R\$ 684,00 o MWh na maioria dos submercados em Julho de 2001 (acionamento de energia) e R\$ 502,45 o MWh em Janeiro de 2008. Um consumidor descontratado nestas ocasiões teria sérios problemas com a administração de suas despesas com energia. Com a utilização de derivativos, o consumidor livre obtém a possibilidade de compra de energia à um preço estável. Além disso, estes consumidores se beneficiam

dos derivativos com a obtenção de contratos com algumas flexibilidades específicas de seus negócios. Algumas comercializadoras, permitem inclusive, atrelar o preço da energia a um índice de interesse da empresa como, por exemplo, o preço de seu produto final. Também são bastante utilizados contratos que permitem parte da compra de energia à um preço variável atrelado ao preço *spot* de energia, pois apesar de este apresentar saltos esporádicos, apresentam patamares baixos na grande maioria do tempo.

Por outro lado, em mercados de eletricidade competitivos e voláteis, empresas de geração e comercializadoras de energia procuram a certeza em seus custos e rendimentos por meio de práticas e contratos de *hedging*. Tais atividades envolvem quantificação, monitoramento e controle de riscos no mercado de energia de atacado e varejo, que requerem por sua vez ferramentas e metodologias apropriadas de gerenciamento de risco [Deng and Oren, 2006].

A maioria dos derivativos pode ser considerada como um jogo de soma zero, onde existe um perdedor para cada ganhador. Porém, isto não significa que este seja um jogo de soma zero para o risco microeconômico. Ambas as partes da negociação podem estar procurando se proteger de algum tipo de risco (*hedger*) e ambos poderão ser bem sucedidos simultaneamente ao utilizarem derivativos [Stoft et al., 1998].

4.1 Contratos típicos

Os derivativos podem ser negociados em Bolsas organizadas ou no chamado mercado de balcão. O mercado de balcão é, em boa parte dos casos, espontâneo e informal. Surge, geralmente, entre grandes instituições, sem local fixo de encontro, com baixa transparência na divulgação de preços e não segue regras específicas. É basicamente um mercado em que as partes negociam entre si. No caso da eletricidade brasileira eles são negociados exclusivamente no mercado de balcão.

Os derivativos negociados em mercado de balcão são feitos “sob medida” existindo grande flexibilidade na negociação dos itens do contrato, tais como, qualidade, quantidade, garantias, liquidação, etc. Exemplos desses derivativos são os contratos a termo, a termo flexível, opções e opções flexíveis. Nesta dissertação apenas os contratos inflexíveis são analisados,

usando latisses binomiais. Porém o leitor interessado pode encontrar uma abordagem atualizada para contratos flexíveis através de programação dinâmica em Takahashi [2008].

4.2 Contrato-a-termo

4.2.1 Características gerais

Um contrato-a-termo (*forward*) é um dos derivativos mais simples. É um acordo de compra ou venda de um ativo em determinada data futura, por preço especificado [Hull, 1998]. O contrato-a-termo é um instrumento de garantia de preço tanto para o comprador como para o vendedor. O contrato-a-termo pode ser negociado mediante um contrato particular, não sendo em geral negociado em bolsa.

A parte que se propõe a comprar a energia no futuro a um preço determinado assume a posição comprada, enquanto a outra parte passa, por outro lado, a assumir uma posição vendida. Pelo jargão do mercado, a parte que é compradora tem uma posição comprada (*long*) e a vendedora, uma posição vendida (*short*). O preço determinado, por sua vez, é chamado de preço de entrega.

No momento do fechamento do contrato, o preço a termo equivale ao preço de entrega, de forma que o valor do contrato equivale a zero. No entanto, este valor varia ao longo do tempo, já que, embora o preço de entrega seja fixo o preço a termo varia conforme as condições de mercado, abrindo um diferencial de preços. No caso do preço da energia elétrica, como o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é calculado com base na hidrologia, essa volatilidade torna-se ainda maior.

Por exemplo, se o contrato-a-termo tem um preço de R\$100,00, mas se o valor do PLD subir para R\$120,00 na data de entrega, o comprador obtém um lucro de R\$20,00, já que pode receber a energia e liquidá-la imediatamente na CCEE (se sua compra for superior ao seu consumo). O vendedor que deve entregar a energia, sofre uma perda de igual valor (se sua venda for superior à sua oferta de energia no Sistema).

4.2.2 Parâmetros do contrato

A Figura 4.2 apresenta um tipo de contrato-a-termo padrão, onde a carga X constante é entregue ao longo da duração do contrato que se expira em T . O montante de energia negociada no contrato é então da por $E = X\Delta tT$.

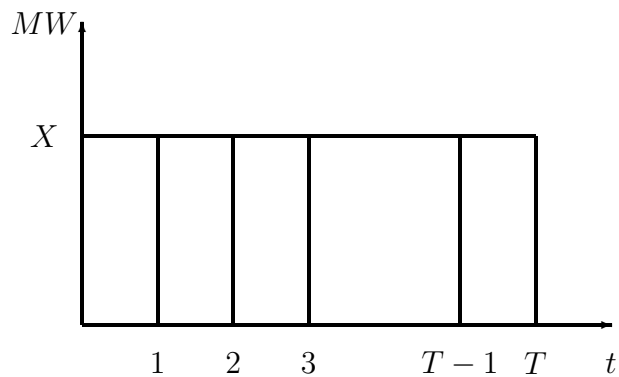


Figura 4.2: Contrato-a-termo

Admitindo que uma posição comprada num contrato-a-termo implique no pagamento do valor K em cada intervalo de tempo, o benefício total do contrato-a-termo é dado por:

$$B = \sum_{t=1}^T \frac{(S_t - K)X_t\Delta t}{F^t} \quad (4.1)$$

onde K é o preço de entrega do contrato-a-termo, e S_t o preço *spot* para cada intervalo do contrato, X_t a carga contratada e Δt o intervalo, F a taxa de retorno livre de risco. Pois o detentor do contrato é obrigado a pagar o preço K pela energia que vale S_t .

Similarmente, o benefício de uma posição vendida num contrato-a-termo sobre uma unidade de energia é:

$$B = \sum_{t=1}^T \frac{(K - S_t)X_t \Delta t}{F^t} \quad (4.2)$$

No contrato-a-termo padrão a carga é inflexível, ou seja:

$$X_t = \text{constante}$$

Assim, para precificar um contrato-a-termo de energia elétrica, deve-se definir os seguintes parâmetros:

- Carga contratada;
- Intervalo de tempo;
- Horizonte do contrato;
- Taxa de desconto;
- Preço de entrega.

4.3 Contrato-a-termo flexível

4.3.1 Características gerais

O contrato-a-termo flexível é um derivativo bastante utilizado no mercado de energia elétrica. Assim como o termo tradicional, ele envolve um acordo entre duas partes para comprar ou vender uma mercadoria, numa data futura, por um preço preestabelecido. Porém, existe uma flexibilidade em alguma das variáveis do contrato, de acordo com o desejo de uma ou ambas as partes [Palamarchuk, 2003]. Uma das principais flexibilidades é a permissão de uma faixa de escolha da quantidade de energia contratada definida pelo limite máximo e mínimo de energia em cada intervalo de discretização.

4.3.2 Parâmetros fixados

A Figura 4.3 considera um Contrato-a-termo flexível que permite ajustes na determinação da carga contratada X_t , em cada intervalo de tempo t . O montante de energia negociado E até o vencimento do contrato é constante.

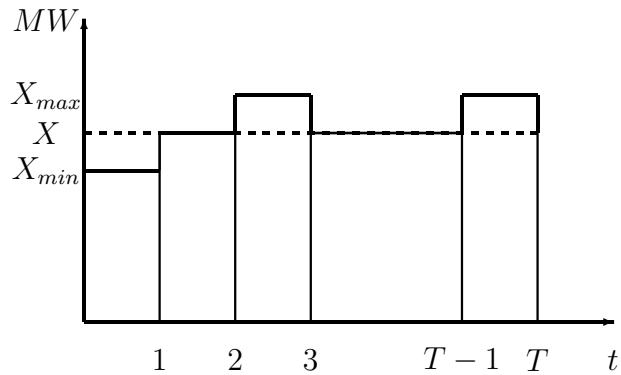


Figura 4.3: Contrato-a-termo flexível

A energia a ser entregue no horizonte T tem um volume total pré-definido, que é dado por:

$$E = \sum_{t=1}^T X_t \Delta t.$$

Ademais, o volume entregue em cada mês é limitado inferior e superiormente, $X^{min} \leq X_t \leq X^{max}$.

O comprador de um contrato com estas características beneficia-se por não precisar prever com exatidão seu consumo de energia em cada intervalo de discretização, além de poder ter

vantagens com a liquidação do excedente de energia na CCEE. Isto é, supondo que em um determinado intervalo de discretização o PLD encontre-se em um patamar de preço superior ao preço do contrato e o comprador não consuma seu volume máximo de energia contratada. O comprador poderá requerer ao vendedor o volume máximo e liquidar na CCEE seu excedente, ganhando a diferença de preço.

4.4 Contrato de opção

4.4.1 Características gerais

Uma opção é o direito, mas não a obrigação, de comprar (ou vender) um ativo a termos específicos. Normalmente há um preço definido e um intervalo de tempo específico em que a opção é válida [Luenberger, 1998]. Esta é a característica que distingue as opções dos contratos futuros e a termo, sob os quais o detentor é obrigado a comprar ou vender o ativo objeto.

Normalmente uma opção tem um preço, e chamamos este preço de prêmio. O prêmio deve ser uma pequena fração do preço da opção do ativo. Se o portador da opção de fato compra ou vende o ativo de acordo com os termos da opção, dizemos que ele exerce a opção. O prêmio original não é recuperado em nenhum caso.

No caso de energia elétrica, as opções podem ser interpretadas como um seguro para as flutuações dos preços no mercado *spot*. O preço de exercício, ou *strike price*, é o preço pelo qual a energia pode ser comprada durante o exercício da opção.

Há dois tipos básicos de opções: a opção de compra (*call*) e de venda (*put*). Uma opção que dá o direito de comprar algo é chamada de *call option*. Uma opção que dá o direito de vender algo é chamada de *put option*.

O período de tempo que a opção é válida deve ser especificado, definido pela data de vencimento. Uma opção pode ser válida por um dia, uma semana ou alguns meses. Existem duas convenções acerca da aceitação da data de exercício antes da data de vencimento. Uma opção americana pode ser exercida em qualquer momento até sua data de vencimento. Uma

opção europeia só pode ser exercida na data de vencimento.

Há quatro possibilidades distintas de negócios em opções:

- Comprar uma opção de compra.
- Vender uma opção de compra.
- Comprar uma opção de venda.
- Vender uma opção de venda.

4.4.2 O valor de uma opção

Os fatores que podem afetar o preço de uma opção são:

- Preço de curto prazo (PLD) e o preço de exercício da energia;
- Tempo para o vencimento;
- Volatilidade para o preço da ação;
- Taxa de juro livre de risco;

Preço de curto prazo (PLD) e o preço de exercício

Suponha que você possua uma opção de compra de energia com um preço de exercício (*strike price*) K , e que na data de vencimento o preço PLD da energia é S_T . Então o valor da opção neste horizonte pode ser avaliado como:

- Se $S_T < K$, o valor da opção é zero. Isso porque nos termos da opção, você pode exercer a opção e comprar a energia por K , mas não exercendo a opção você poderia comprar a energia no mercado de curto prazo pelo preço menor S_T . Portanto, você não irá exercer a opção, por esta ser a pior alternativa.
- Se $S_T > K$, então a opção possui valor. Exercendo a opção você pode comprar a energia por K e vender a energia no mercado de curto prazo por S_T . Seu lucro será $S_T - K$ e portanto, este é o valor da opção.

Em ambos os casos, o valor de uma opção de compra C na data de vencimento é:

$$C = \max(S_T - K, 0) \quad (4.3)$$

Que significa que C é igual ao máximo do valor 0 ou $S_T - K$.

O oposto ocorre com uma opção de venda. Uma opção de venda dá o direito, mas não a obrigação, de vender a energia a um dado preço de exercício. Suponha que você possua uma opção de venda de energia por um preço de exercício K .

- Neste caso se o preço de curto prazo S da energia na data de vencimento for $S_T > K$, então a opção é pior, pois exercendo a opção você poderia vender a energia por K , mas no mercado de curto prazo você poderá vender por S_T . Assim, você não exerceria a opção.
- De outro modo, se $S_T < K$, a opção de venda possui valor. Você poderia comprar a energia no mercado de curto prazo por S_T e exercer a opção de vender a energia pelo melhor preço K . Seu lucro seria $K - S_T$, que, portanto, é o valor da opção.

A fórmula geral para o valor de uma opção de venda P na data de vencimento é:

$$P = \max(K - S_T, 0) \quad (4.4)$$

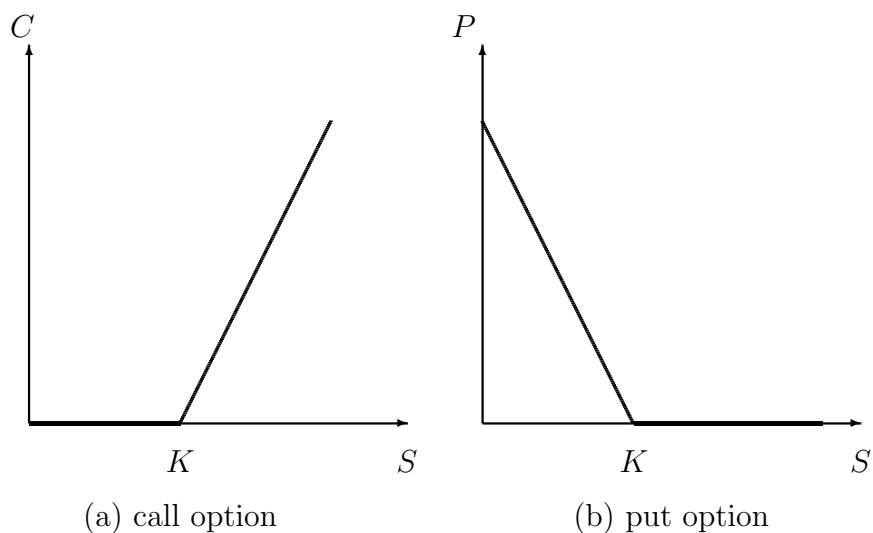


Figura 4.4: Valor de uma opção na data de vencimento

Fonte: Luenberger [1998]

Tempo para o vencimento

A análise anterior focou-se no valor de uma opção no momento em que esta vence. Entretanto, opções de compra ou opções de venda têm valores no tempo que antecede o vencimento desde que elas produzam o potencial para o exercício futuro.

Opções americanas, que podem ser exercidas a qualquer momento até a data de vencimento, tendem à ser mais valiosas conforme aumenta o prazo para o vencimento. Suponha duas opções iguais com datas de vencimento diferentes. O portador da opção de longa duração tem as mesmas oportunidades de exercício que o portador da opção de curta duração e outras mais conforme as oportunidades que surgirem para este portador no tempo restante.

No caso de opções europeias, que só podem ser exercidas na data de vencimento, o tempo nem sempre conta a favor do portador da opção. Suponha que algum evento seja esperado no curto prazo, tal como chuva intensa, e ele cause queda no preço da energia. O portador da opção de longa duração não poderia exercer a opção antes da queda esperada do preço da energia. E então neste caso, a opção de curta duração teria valor maior que a opção de longa duração.

A volatilidade para o preço do ativo

A volatilidade de um ativo é outro fator que influencia o valor de uma opção significativamente. Imagine que você possua opções similares de dois diferentes ativos. Suponha que o preço de ambos os ativos seja \$30, as opções possuem preço de exercício de \$40 e exista 3 meses até a data de expiração. Suponha, entretanto, que um desses ativos seja muito volátil e o outro completamente estável. Qual das opções tem maior valor? Possivelmente o ativo com alta volatilidade tem a melhor chance de aumentar além de \$30 em um período curto até seu vencimento e, conseqüentemente, essa opção tem um maior valor entre ambas.

Taxa de juro livre de risco

Segundo Hull [1998], um princípio geral importante da precificação de opções, conhecido como avaliação neutra em relação ao risco, que argumenta que, ao precificar opções e outros derivativos, podemos, com total impunidade, assumir que o mundo seja neutro ao risco. Os preços obtidos são corretos tanto numa situação de indiferença ao risco quanto em outras.

4.5 Contrato de opção flexível

4.5.1 Características gerais

Uma opção flexível (*swing option*) é um direito, mas não a obrigação, de compra e/ou venda de energia elétrica com um preço de exercício pré-determinado durante um período fixo contratado. Porém, existe uma flexibilidade em alguma das variáveis do contrato. No caso da energia elétrica esta flexibilidade normalmente está associada a quantidade de energia negociada.

O trabalho de Mendes et al. [2007] explora a criação de um mercado flexível de gás no Brasil, onde seriam oferecidos contratos de opção de venda flexível para o fornecimento de gás para o usuário industrial, que receberia o gás destinado às térmicas quando estas não forem despachadas e recorreria a um combustível alternativo caso contrário.

Bhanot [2002] analisa o impacto da incerteza no consumo de energia por uma corporação

no preço de uma opção de compra. O consumo incerto em particular, introduz uma série de propriedades não encontradas em outros mercados. Esta incerteza gera dificuldades para a precificação de um contrato de opções flexíveis, principalmente porque o montante exercido pode diferir do montante máximo contratado, o que, por sua vez, altera o retorno do contrato.

4.6 Comentários

Este capítulo procurou mostrar os principais tipos de contratos utilizados no mercado elétrico brasileiro. No capítulo 7 serão precificados um Contrato-a-termo inflexível e um contrato de opções inflexíveis. A precificação de contratos flexíveis pode ser encontrada no trabalho de Takahashi [2008].

Capítulo 5

Risco e retorno

Raramente decisões econômicas são tomadas em condição de absoluta certeza. Em geral, os investimentos são avaliados em termos de taxas de retorno, e na medida que não se possa determinar adiantadamente qual será a taxa de retorno, tem-se uma situação de incerteza ou de risco.

A eliminação total dos riscos é economicamente inviável ou mesmo impossível. E situações de risco, muitas vezes, podem oferecer grande possibilidade de ganho. Decisões econômicas são encaradas em um contexto risco-retorno, ou seja, decisões que envolvem um maior risco só são aceitáveis se proporcionarem maiores retornos. A decisão de investimento sempre inclui dois componentes: análise do retorno esperado e análise do risco assumido.

5.1 Retorno esperado

Avaliar os resultados econômicos de um investimento consiste em analisar a rentabilidade total do projeto, considerando todas as receitas e despesas ao longo de um certo período de análise. Dentre as ferramentas de análise do retorno esperado, podemos citar:

Valor presente líquido

Valor Presente Líquido – VPL é a soma algébrica das receitas e das despesas de um fluxo de caixa, devidamente atualizadas para o momento presente por uma taxa de desconto pré-

estabelecida. O critério de decisão é tal que se $VPL > 0$, o investimento é viável. Caso o $VPL < 0$, o investimento é inviável.

Taxa interna de retorno

A Taxa Interna de Retorno – TIR, ou a taxa de rentabilidade interna, é igual à taxa de desconto que anula o VPL, ou seja, iguala receitas e despesas observadas nos vários períodos de um fluxo de caixa. A TIR exprime a rentabilidade média do capital investido em um projeto e só depende das características do mesmo. Calculada a TIR, o valor encontrado deve ser comparado com a taxa mínima de atratividade arbitrada pelo empreendedor para as condições de viabilização do projeto considerado. Se $TIR > \text{mínimo}$, o investimento é considerado viável, caso contrário, inviável.

Um dos procedimentos de solução é por tentativa e erro, ou seja, arbitrando valores de taxas de desconto até que se encontre aquela que representa a solução. Outra alternativa é resolver o problema graficamente, encontrando o valor que iguala receitas e despesas. Por outro lado, matematicamente a TIR corresponde a uma das raízes de um polinômio de grau n .

Período de retorno (*pay-back*)

O *pay-back* clássico é definido como o número de períodos necessários para que o investidor possa recuperar o investimento inicial por meio das receitas líquidas. Em princípio, um projeto tem mais mérito quanto menor o período de recuperação do investimento inicial. Quanto menor o *pay-back*, menor o risco do investimento.

Apesar de amplamente utilizado na análise de viabilidade econômica de projetos, é um método que apresenta sérias deficiências. Primeiro, não considera o valor temporal dos recursos monetários, ou seja, em princípio é igual o *pay-back* ser de três anos, com concentração das receitas líquidas no final do período, como a concentração ocorrer no início do período. Segundo, o *pay-back* não dá qualquer informação sobre o que acontece com o fluxo de caixa após o instante em que se alcança o retorno do investimento.

5.2 Risco

O conceito de risco normalmente é empregado como a possibilidade de se correr perigo. Porém, este conceito, muitas vezes, é relativo para cada pessoa ou instituição. Na análise do risco, normalmente nos norteamos pela probabilidade, consequência e incerteza.

Em Estatística, a definição de risco esta associada a probabilidade de falha. A probabilidade de ocorrência é um fator determinante para o risco. Se a chance de determinado evento ocorrer for mínima, podemos estar propensos ao risco. A consequência está associada ao dano que o evento desfavorável poderá gerar à pessoa ou à instituição que se expôs ao risco.

Em Economia e Finanças, risco pode ser definido como o grau de incerteza na obtenção do retorno esperado em uma determinada aplicação financeira ou investimento realizado. A incerteza também está associada ao risco, pois é difícil determinar o peso de um risco em termos de consequência e probabilidade se você não tiver dados suficientes para analisar. Knight [1921] faz a distinção entre risco e incerteza, onde risco refere-se a situações nas quais se pode associar probabilidades aos eventos e incerteza é empregado nas situações nas quais não se pode expressar em termos de probabilidades.

5.2.1 Tipos de risco

Pode-se citar como os principais tipos de risco em um negócio [Jorion, 1997]:

- Risco de mercado
- Risco de crédito
- Risco legal
- Risco de liquidez
- Risco operacional
- Risco do negócio

Risco de mercado depende do comportamento do preço do ativo diante das condições de mercado. Existem 4 fatores básicos para este tipo de risco: ações, juros, moedas e *commodities*. De maneira geral, o risco dos diversos instrumentos existentes atualmente no mercado financeiro é composição destes fatores primários.

Risco de crédito se refere a uma possível incapacidade da contraparte, de honrar seus compromissos financeiros assumidos com os investidores. Essa situação pode ser causada por problemas financeiros oriundos de uma má administração ou gestão, dificuldades com planos econômicos, etc.

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

Risco de liquidez se refere ao custo de liquidar uma posição relativamente grande em relação ao tamanho total do mercado. Neste caso, existe o risco de ter que pagar um prêmio para encontrar outro agente disposto a realizar a operação inversa. Risco operacional está relacionado a possíveis perdas como resultado de sistemas e/ou controles inadequados, falhas de gerenciamento e erros humanos.

Finalmente, tem-se o risco de negócio que se refere aos riscos específicos à indústria ou ao mercado em que a empresa opera.

5.2.2 Risco no mercado elétrico

No mercado elétrico brasileiro, podemos citar alguns riscos específicos do Setor, como: desequilíbrio entre a oferta e a demanda, riscos ambientais e sociais associados a construção de empreendimentos de geração, risco regulatório e o risco hidrológico. E riscos comuns à outros mercados, tais como o risco de mercado. Estes riscos podem afetar diferentes agentes, sejam eles os geradores, distribuidores, consumidores ou a sociedade.

O desequilíbrio entre a oferta e a demanda de energia acarreta riscos na situação de excesso de oferta e de excesso de demanda. Se há excesso de oferta, o preço da eletricidade

cai lesando as empresas do setor. Porém o mais complicado neste caso é o País ter construído usinas além do necessário, e estes empreendimentos muitas vezes acarretam em uma série de impactos sociais e ambientais. Entretanto, se há excesso de demanda, o preço da eletricidade sobe lesando os consumidores do País. No caso de racionamentos é difícil estimar os prejuízos causados para a sociedade como um todo. Por isso, o grande desafio da expansão do sistema elétrico é encontrar o ponto de equilíbrio entre a oferta e a demanda.

O risco de deficit de energia é minimizado por meio da expansão da capacidade instalada de geração no País. O Governo efetua um estudo de longo prazo com diferentes cenários a fim de se dimensionar as necessidades de energia elétrica futura, utilizando premissas macroeconômicas que levam em conta o crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) para a década estudada. Estes estudos foram efetuados com o critério de garantia assim definido: “o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional não poderá exceder a 5% (cinco por cento) em cada um dos subsistemas que o compõem”. Isto é, após fixar a demanda do cenário e fixar a configuração do sistema necessário para atender este cenário é simulado a hidrologia, nesta simulação, sendo que o número de vezes que ocorre o risco de insuficiência não pode exceder 5%.

Por outro lado, no trabalho de da Silva et al. [2003], ele expõe que os riscos ambientais e sociais na área energética tem sido amplamente discutidas nos últimos anos por trazerem à tona uma discussão sobre qual a idéia de desenvolvimento que devemos ter. O suprimento eficiente de energia é considerado uma das condições básicas para o desenvolvimento econômico, mas vários desastres ecológicos e humanos das últimas décadas têm relação íntima com o suprimento de energia.

O grande desafio dos dias atuais é conciliar o crescimento econômico, com o desenvolvimento social e a conservação ambiental. Os valores que sustentam a noção de desenvolvimento ainda vigente dão ênfase ao crescimento econômico, o que implica na exploração descontrolada dos recursos naturais e consumo exagerado. Esses valores têm gerado uma série de novos riscos, problemas ecológicos, degradação ambiental, desintegração e desigualdade social, marginalização de regiões e indivíduos, violência, etc [da Cal Seixas Barbosa, 2000].

O risco de volume incerto de geração de energia e conseqüente venda no longo prazo pelos geradores em um sistema hidrotérmico e de despacho centralizado seria grande, pois o gerador não pode decidir sobre a quantidade de energia que irá gerar e tampouco armazenar a energia gerada. Porém, este risco foi minimizado por meio do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE. Quando a geração total do MRE está abaixo do total da Energia Assegurada do Sistema, cada gerador terá a sua Energia Assegurada ajustada a níveis mais baixos pelo Fator de Ajuste de Energia Assegurada – GSFj, que, de certa forma, se transforma em um novo risco para os geradores.

O risco regulatório afeta a qualidade de crédito das empresas do Setor e a entrada de novos investimentos. Normalmente, este risco está associado à falta de clareza das regras e a possibilidade de mudança de forma unilateral e inesperada destas. É decorrente de grandes mudanças institucionais do Setor.

O risco hidrológico é um dos mais importantes devido à relação existente entre o preço PLD e essas variáveis. O preço PLD da energia é formado pelo Custo Marginal de Operação – CMO. Observa-se que os custos marginais possuem uma alta dispersão e, em geral, é maior nos períodos úmidos (novembro a abril), sendo grande parte de sua volatilidade atribuída aos níveis de afluência, entre outras variáveis. Este risco impacta o PLD e gera o risco de mercado.

O risco de mercado está associado ao preço da energia e afeta diferentes agentes, mas em especial, o consumidor livre e os agentes de geração. O consumidor livre pode negociar o preço da energia com seu fornecedor, podendo muitas vezes, obter um preço melhor do que o praticado no mercado cativo, porém assume riscos de em certas ocasiões ocorrer o oposto. Os agentes de geração, enfrentam o risco de baixo retorno de seus investimentos nos projetos de geração, caso o preço da energia permaneça baixo. Conforme visto no Capítulo 4, o instrumento mais utilizado para minimizar este risco são os derivativos. Estes garantem aos agentes de consumo e geração o preço futuro do produto e reduz a exposição dos agentes ao preço da energia no mercado de curto prazo.

Outro risco no mercado elétrico assumido pelos consumidores livres é a carga tributária incidente na energia, principalmente, o ESS. Conforme visto anteriormente, dentre os encar-

gos e tributos que incidem na energia, este encargo é apurado mensalmente pela CCEE, e apresenta uma volatilidade considerável, tornando-se complicado realizar uma previsão desta despesa.

A Figura 5.1 mostra o histórico dos valores médios do ESS no Sudeste.

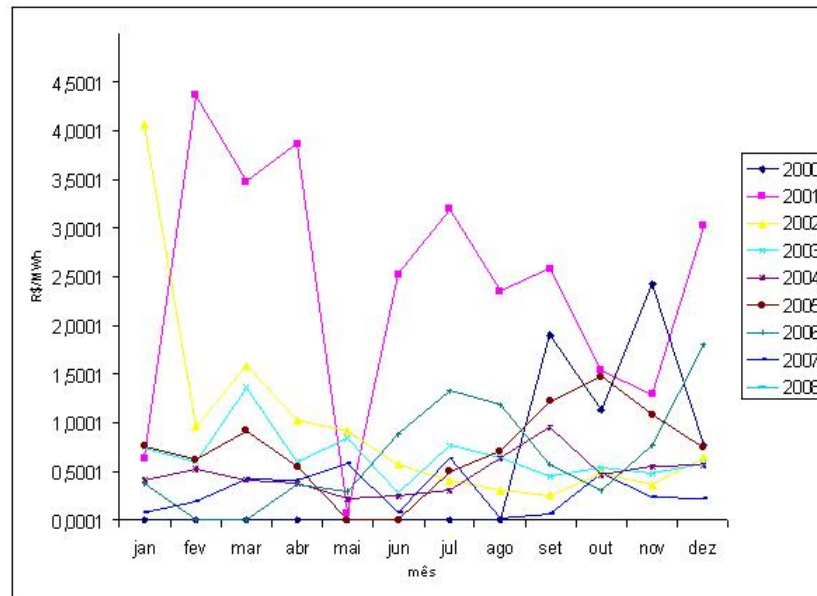


Figura 5.1: Histórico do ESS no Sudeste

5.2.3 Medidas de risco

A mensuração e controle de risco financeiro tem motivado pesquisadores e tomadores de decisão a buscar indicadores capazes de identificarem quão arriscada é uma decisão. Dentre algumas medidas de risco, podemos citar: Volatilidade, Arrependimento minimax, Variância, Valor ao risco e Valor ao risco condicional.

Volatilidade

A volatilidade é uma variável que mostra a intensidade e a frequência das oscilações nos cotações de um ativo financeiro, sendo a medida de risco mais simples e mais usada. A volatilidade pode ser definida simplesmente como o desvio padrão do valor do contrato. O desvio padrão é a medida de dispersão mais empregada, pois leva em consideração a

totalidade dos valores da variável em estudo. É um indicador de variabilidade bastante estável. O desvio padrão é definido como a raiz quadrada da variância. Quanto maior for o desvio padrão, maior a dispersão das expectativas em torno da média ou retorno esperado e, conseqüentemente, maior o risco (ou incerteza) do investimento.

Porém, o desvio padrão não é uma boa medida de risco no caso de distribuições assimétricas. O desvio padrão penaliza igualmente flutuações positivas e negativas ao redor do valor esperado. Se a variável aleatória é o retorno do investimento, interessa apenas os desvios abaixo da média para caracterizar o risco.

Arrependimento minimax

O critério Minimax se baseia em uma visão pessimista do problema. Supõe-se que, escolhido um determinado modelo, ocorrerá o pior evento possível. A alternativa será escolhida como aquela que tem a melhor entre as piores opções de todas as alternativas. Em outras palavras, deve-se minimizar o máximo arrependimento relativo a cada cenário, sendo o arrependimento a cada cenário a diferença entre o custo real e aquele calculado para um determinado cenário, sabendo-se previamente que ele ocorrerá (de referência).

Variância

A base da teoria moderna de portfólio, que tem Markowitz [1952] como um dos seus fundadores, é que os investidores podem reduzir seus riscos através da diversificação de portfólios. Markowitz [1952], com o trabalho *Portfolio Selection* determinou a fronteira eficiente de ativos de risco. De acordo com sua teoria, os investidores podem determinar todas as carteiras eficientes, no sentido risco e retorno, e formar a fronteira eficiente. A fronteira eficiente pode ser descrita como o melhor conjunto possível de carteiras, isto é, todas as carteiras têm o mínimo nível de risco para dado nível de retorno. Os investidores se concentrariam na seleção de uma melhor carteira na fronteira eficiente e ignorariam as demais consideradas inferiores. A Figura 5.2 mostra a fronteira de eficiência.

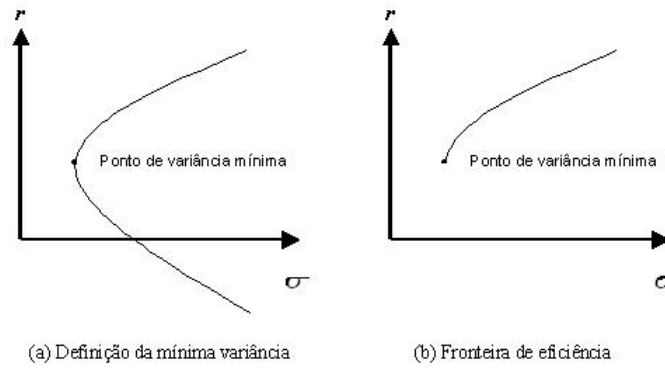


Figura 5.2: Fronteira de eficiência

Fonte:Luenberger [1998]pg 157

O método de Markowitz [1952] registra a variância de uma carteira como a soma das variâncias individuais de cada ação e covariâncias entre pares de ações da carteira, de acordo como o peso de cada ação na carteira. Para ele, deve haver uma carteira de ações que maximiza o retorno esperado e minimiza a variância e está deve ser a carteira recomendada para um investidor.

O modelo básico de Markowitz [1952] é dado por:

$$E = \sum_{i=1}^n X_i \mu_i \quad (5.1)$$

$$\text{var} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n X_i X_j \sigma_{ij} \quad (5.2)$$

$$\sum_{i=1}^n X_i = 1 \quad (5.3)$$

$$X_i \geq 0 \quad (5.4)$$

onde:

- E Retorno esperado da ação;
- var Variância esperada da ação;
- X_i Participação de cada ativo;
- μ_i Retorno esperado de cada ativo;
- σ_{ij} Covariância entre do par (i, j) .

Um problema nesta abordagem é que a variância do retorno de uma carteira apresenta propriedades indesejáveis como a inadequação para avaliar situações de perdas extremas, situadas nas caudas da distribuição de probabilidade.

Valor ao risco: VaR

A noção de risco de um portfólio está associada ao fato de que seu retorno em um dado período de tempo não ser conhecido de antemão. Ao contrário, existe um conjunto de retornos possíveis. As probabilidades de ocorrência de cada um dos elementos deste conjunto irão determinar, em última instância, o potencial de perda da carteira. Sob este aspecto, o ponto de partida para gerar uma medida de risco é o conhecimento da distribuição de probabilidades dos retornos, ou seja, da função que liga retornos possíveis a sua respectiva possibilidade de ocorrência expresso numa medida de probabilidade. Esta função permite que se faça uma afirmação probabilista a respeito das variações adversas de um portfólio.

O valor em risco, mais conhecido como *Value at Risk* – *VaR*, foi desenvolvido pelo banco JP Morgan, para mensurar, de forma eficiente e prática, a perda que uma instituição poderia sofrer. O VaR é a perda máxima em um determinado horizonte de tempo e dada uma probabilidade de ocorrência (nível de confiança), que o investidor está sujeito quando aplica em um determinado ativo financeiro. Por exemplo, se uma carteira tem um VaR de R\$ 10.000, em um determinado mês ou período, com um intervalo de confiança de 95%, isto equivale dizer que há 5% de probabilidade da carteira perder mais de R\$ 10.000 nesse mês e 95% de probabilidade da carteira perder menos que R\$ 10.000. Sua simplicidade em resumir a avaliação do risco de uma instituição utilizando um único número o tornaria um padrão de mercado no final dos anos noventa. O nível de confiança adotado normalmente está entre 94% e 99% e através dele leva-se em conta o grau de aversão ao risco à que o investidor está

exposto e o custo por uma perda que ultrapasse o VaR.

Segundo Jorion [1997], o VaR deve ser visto como um procedimento necessário mas não suficiente para o controle do risco. O VAR não deve ser utilizado como um gestor de riscos independente, mas sim controlado e limitado. Para Mohammad Shahidehpour and Li [2002], VaR é uma medida viável para a análise de risco que considera muitos fatores de risco sintéticos e fornece um único número para avaliar o efeito de risco. Para Rockafellar and Uryasev [2002], o VaR é instável e difícil de trabalhar. Uma grande lacuna do VaR é que ele não fornece uma extensão dos prejuízos à que o investidor está exposto, isto é, ele não distingue entre as situações em que os prejuízos poderiam ser um pouco pior ou completamente esmagadoras.

A Figura 5.3 mostra um portfólio de distribuição do preço do PLD. O valor esperado do PLD é de R\$130,00 e há 5% de chance do PLD ser R\$23,00 (chamamos este valor de receita ao risco – RAR). Desta forma, o VAR deste portfólio vale $E[x] - RAR$ que corresponde a R\$107,00, e isto significa que há 5% de probabilidade de o PLD valer menos que R\$23,00, ou dito de outra forma, há 5% de chance de o prejuízo ser maior que R\$107,00.

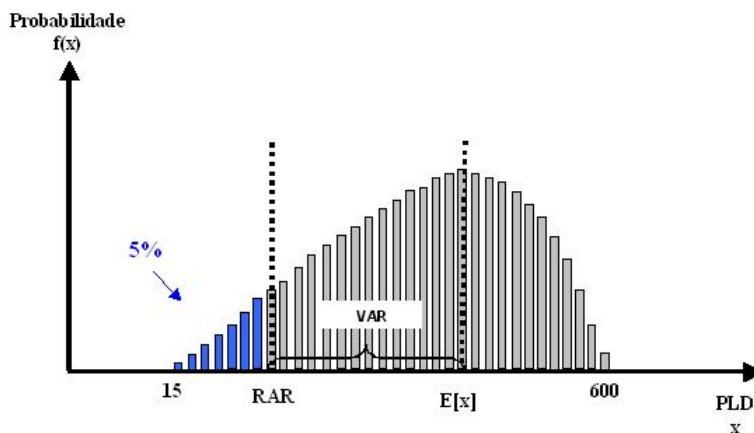


Figura 5.3: Value at Risk

Valor ao risco condicional

Com a evolução e a melhor compreensão dos eventos relacionados à distribuição do retorno dos ativos, surge uma medida de risco que utiliza em sua estrutura, informações sobre eventos

que ocorrem nas caudas das distribuições de probabilidades. Esta medida, denominada valor ao risco condicional (*Conditional Value at Risk – CVaR*), tem ocupado destaque na literatura mais recente à respeito de risco e conduz a modelos lineares de grandes dimensões quando empregada para composição de portfólios.

Conforme mostra a Figura 5.4, para distribuições contínuas, o Valor ao Risco Condicional – CVaR pode ser definido como a média das perdas residentes na porção α da cauda da distribuição. Ou seja, o CVaR a um nível de confiança α pode ser definido como o valor esperado condicional das perdas de um portfólio, dado que as perdas a serem contabilizadas são maiores ou iguais ao VaR. Por exemplo, para $\alpha = 95\%$, o CVaR é dado pela média das 5% maiores perdas.

Adotar o CVaR como métrica de risco de um portfólio se caracteriza como uma estratégia de gerenciamento de riscos mais conservadora do que o VaR. Isto porque o CVaR de um portfólio a um nível de confiança $\alpha\%$ nunca será menor do que o respectivo VaR.

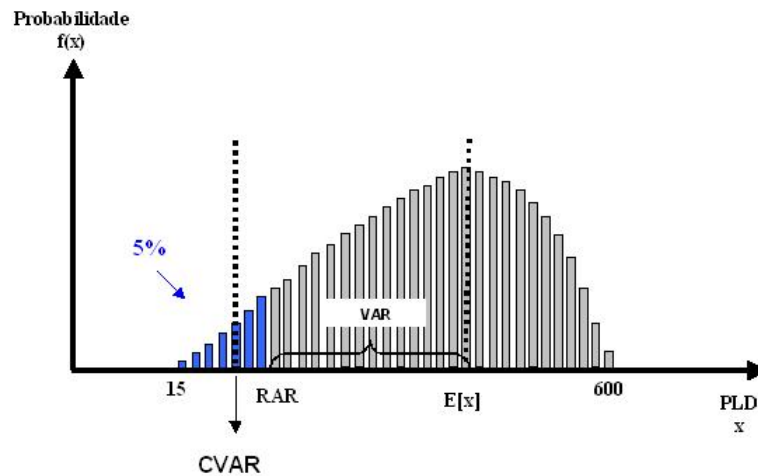


Figura 5.4: Conditional Value at Risk

Similarmente, a abordagem de média-variância de Markowitz [1952], o CVaR pode ser utilizado em análises de risco-retorno. Por exemplo, podemos calcular um portfólio com um retorno especificado e CVaR mínimo. Uma outra alternativa, é utilizar um CVaR condicionante e encontrar um portfólio com o máximo retorno. Também, em vez de limitar a

variância, podemos especificar diferentes CVaRs com diversos níveis de confiança (e assim moldando a perda distribuição), que fornece uma forma flexível e poderosa ferramenta de gerenciamento risco.

5.3 Comentários

A ferramenta de análise de retorno que será utilizada neste trabalho é o Valor presente líquido- VPL. As medidas para análise de risco que serão utilizadas neste trabalho são: Volatilidade, Valor ao risco- VAR e Valor ao risco condicional- CVAR.

Capítulo 6

Lattice binomial

Neste capítulo, será apresentado um modelo baseado naquele desenvolvido por Cox et al. [1979], que hoje é conhecido como Modelo Binomial. Desenvolvido originalmente para precificar ativos, este modelo é discutido neste trabalho apenas com o propósito de precificar contratos de energia elétrica: a termo ou de opção.

Sendo uma técnica muito útil e popular devido à sua simplicidade e facilidade de implementação, ele envolve a construção de uma lattice binomial para representar o comportamento dos parâmetros aleatórios do contrato [Hull, 1998]. No caso do mercado de energia elétrica brasileiro, o principal parâmetro aleatório é o PLD. Porém no caso dos consumidores livres também se observa um comportamento aleatório no ESS.

Este capítulo introduz o modelo de lattice binomial, utilizando-o para analisar o comportamento de PLD e do ESS. Ele é usado para estimar o benefício esperado do contrato-a-termo ou o valor esperado de uma opção, além de também indicar medidas de exposição ao risco como o VaR e o CVaR [Luenberger, 1998].

6.1 Valor esperado do PLD

Inicialmente a lattice binomial é usada para estimar o valor esperado do PLD, o preço *spot* que é representado pela variável S . A lattice binomial analisa a dinâmica de S considerando que a cada intervalo de discretização do contrato o preço tem uma probabilidade p de subir

com a taxa u e a probabilidade $(1 - p)$ de descer com a taxa d , com a imposição adicional de que $u > 1$ e $d = 1/u$.

A latisse binomial é expandida de $t = 0 \rightarrow T$, e uma de suas propriedades é que o número de níveis de cada estágio é dado por $n = t$. A análise com latisse binomial envolve duas etapas:

- Conhecido o preço atual S , a latisse é expandida usando u e d para produzir todas as possíveis realizações de preço S_T^n no horizonte T ;
- Conhecidos os preços S_T^n , a latisse é contraída usando p e $(1 - p)$ para resultar em S_0^0 , o preço esperado \bar{S} , descontado com o retorno livre de risco $(1 + f)$.

A latisse da Figura 6.1, por exemplo, poderia indicar a evolução do PLD ao longo de quatro semanas. O PLD conhecido no período de início da análise tem uma probabilidade p de subir com uma taxa u , e uma probabilidade $(1 - p)$ de descer com uma taxa d . Assim, se o PLD vale S no início do período, ele será Su ou Sd no próximo período. E assim por diante, até o horizonte do contrato.

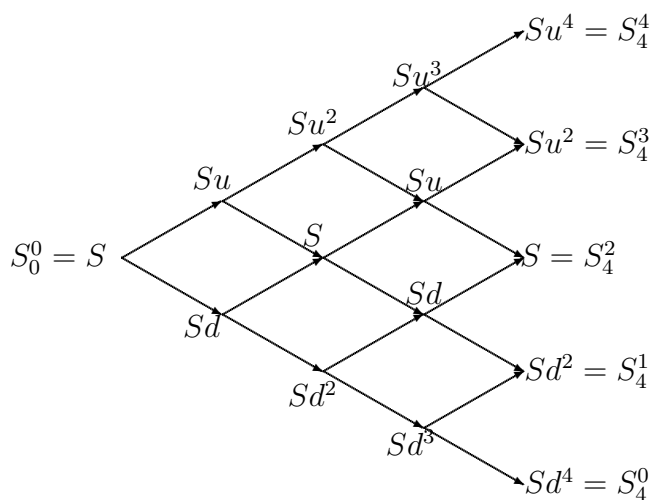


Figura 6.1: Latisse binomial: *forward*

Na etapa de expansão os preços são calculados por:

$$S_{t+1}^{n+1} = S_t^n u \quad (6.1)$$

$$S_{t+1}^n = S_t^n d \quad (6.2)$$

A Figura 6.2 mostra a contração da latisse, partindo dos nós correspondentes ao horizonte do contrato até resultar no preço esperado, descontado com a taxa F .

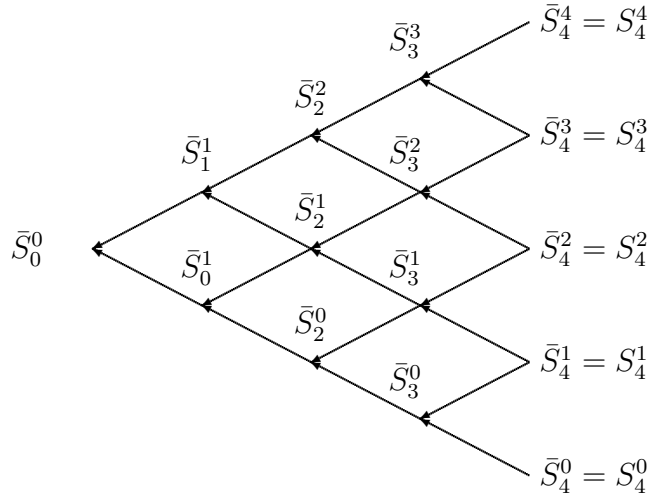


Figura 6.2: Lattice binominal: *backward*

Na etapa de contração os valores esperados do preço, descontados com a taxa F , são calculados como:

$$\bar{S}_t^n = \frac{1}{F} [p\bar{S}_{t+1}^{n+1} + (1-p)\bar{S}_{t+1}^n] \quad (6.3)$$

O valor esperado do PLD é então $\bar{S} = \bar{S}_0^0$. O acoplamento entre as duas etapas de análise é obtido simplesmente fazendo $S_T^n = \bar{S}_T^n$, para $n = 0, \dots, T$.

A construção da latisse binomial requer o cálculo dos parâmetros u , d e p , que devem ser estimados. Na realidade a latisse binomial representa uma exploração do futuro a partir do histórico passado, como mostra a Figura 6.3.

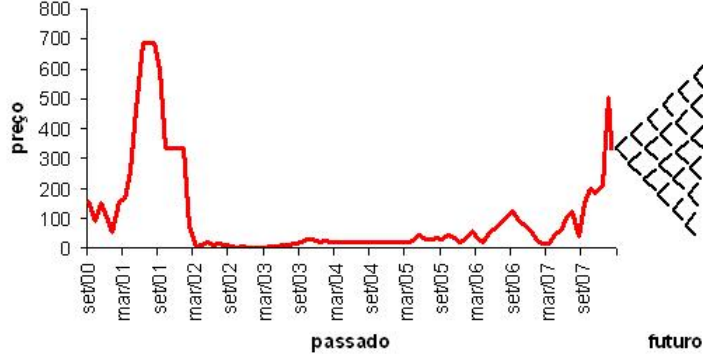


Figura 6.3: Histórico de preços e latisses futura

A latisse binomial usa um modelo multiplicativo de preços que permite calcular a taxa de crescimento e a volatilidade mensal do PDL do seguinte modo:

$$\nu = E[\ln(S_T/S_0)] \quad (6.4)$$

$$\sigma = \sqrt{\text{var}[\ln(S_T/S_0)]} \quad (6.5)$$

Agora, conhecido o intervalo de discretização Δt , é possível calcular:

$$u = e^{\sigma\sqrt{\Delta t}} \quad (6.6)$$

$$d = e^{-\sigma\sqrt{\Delta t}} \quad (6.7)$$

$$p = \frac{1}{2} + \frac{1}{2} \left(\frac{\nu}{\sigma} \right) \sqrt{\Delta t} \quad (6.8)$$

Normalmente, a taxa de rentabilidade e a volatilidade de um ativo são calculadas a partir de suas séries históricas. Porém, no caso do PLD, devido ao fato do seu histórico ser muito recente, é mais conveniente usar as séries sintéticas do CMO produzidas pelos modelos Newave ou Decomp, usando histórico de afluências passadas. Também é interessante calcular a volatilidade mensal do PLD, pois o CMO geralmente é sazonal e possui grande volatilidade, com maior dispersão em períodos úmidos (novembro à abril).

Nos estudos de caso que exibem o emprego desta técnica de análise, optou-se por utilizar 2000 séries sintéticas do CMO produzidas pelo Newave para os anos de 2008 e 2010 no

submercado Sudeste. Estas séries são utilizados pelo ONS para o planejamento de médio prazo da operação. Limitou-se como patamares de PLD mínimo e máximo, R\$ 15,57 e R\$569,59 por MWh, respectivamente. Como o CMO é calculado por patamares de carga (leve, média e pesada) foi calculada uma média ponderada, considerando a carga média mensal destes patamares. A partir destas séries foi possível encontrar o preço médio em cada mês para os anos de 2008 e 2010, que seguem nas Tabelas 6.1 e Tabelas 6.2.

O PLD estimado para o ano de 2008 mostra uma tendência de alta, decorrente de pressões de demanda¹.

Tabela 6.1: PLD médio 2008

Mês	R\$/MWh
1	288,93
2	275,13
3	260,27
4	257,93
5	254,23
6	246,88
7	245,97
8	250,59
9	241,22
10	245,36
11	241,45
12	235,59

No entanto, os valores previstos para 2010 já apresentam uma redução considerável devido a entrada de novas unidades geradoras.

¹É interessante confrontar os valores previstos e realizados do PLD para os primeiros meses de 2008 e estes valores encontram-se no Apêndice.

Tabela 6.2: PLD médio 2010

Mês	R\$/MWh
1	129,24
2	130,32
3	135,52
4	159,55
5	150,59
6	158,23
7	162,64
8	157,64
9	165,50
10	160,61
11	146,93
12	150,92

A latisse pode ser construída com variações de preço diária ou semanal, dependendo do Δt usado, afetando conseqüentemente os valores mensais de u , d e p . O cálculo de ν e σ também modifica-se conforme a variação de tempo adotada (diária ou semanal). Optou-se por utilizar latisses com variação diária, onde $\Delta t = 1 \div 360 = 0,0028$, $\nu_d = \nu \div 30$ e $\sigma_d = \sigma \div \sqrt{30}$. A taxa de desconto considerada foi de 10% ao ano. Os demais parâmetros encontrados para o ano de 2008 seguem na Tabela 6.3 e os parâmetros para o ano de 2010 seguem na Tabela 6.4.

Tabela 6.3: Parâmetros das latisses do PLD 2008

Mês	ν	σ	u	d	p	$1 - p$
1	1,000E-05	0,2260	1,0118	0,9884	0,5000	0,5000
2	1,062E-05	0,3065	1,0163	0,9840	0,5000	0,5000
3	1,904E-05	0,3269	1,0174	0,9829	0,5000	0,5000
4	-3,171E-06	0,3358	1,0179	0,9825	0,5000	0,5000
5	-3,478E-06	0,3351	1,0178	0,9825	0,5000	0,5000
6	1,504E-07	0,3294	1,0175	0,9828	0,5000	0,5000
7	-2,990E-06	0,3299	1,0175	0,9828	0,5000	0,5000
8	-9,215E-06	0,3311	1,0176	0,9827	0,5000	0,5000
9	-5,247E-06	0,3312	1,0176	0,9827	0,5000	0,5000
10	-1,392E-05	0,3313	1,0176	0,9827	0,5000	0,5000
11	-1,854E-05	0,3283	1,0175	0,9828	0,5000	0,5000
12	-1,601E-05	0,3375	1,0179	0,9824	0,5000	0,5000

Tabela 6.4: Parâmetros das latisses do PLD 2010

Mês	ν	σ	u	d	p	$1 - p$
1	1,941E-06	0,3075	1,0163	0,9839	0,5000	0,5000
2	1,994E-05	0,3231	1,0172	0,9831	0,5000	0,5000
3	3,138E-05	0,3140	1,0167	0,9836	0,5000	0,5000
4	3,009E-05	0,3065	1,0163	0,9840	0,5000	0,5000
5	2,805E-05	0,2947	1,0157	0,9846	0,5000	0,5000
6	2,964E-05	0,2775	1,0147	0,9855	0,5000	0,5000
7	3,103E-05	0,2755	1,0146	0,9856	0,5000	0,5000
8	1,978E-05	0,2874	1,0153	0,9850	0,5000	0,5000
9	1,951E-05	0,2785	1,0148	0,9854	0,5000	0,5000
10	1,978E-05	0,2874	1,0153	0,9850	0,5000	0,5000
11	1,612E-05	0,2956	1,0157	0,9845	0,5000	0,5000
12	2,178E-05	0,2981	1,0158	0,9844	0,5000	0,5000

Dado o PLD inicial de Janeiro de 2008 apresentado pela Tabela 6.1, existe a possibilidade de subida e descida dos preços. As variações do PLD são dadas como diárias, obtendo um total de trinta variações dentro de um mês. As diferentes trajetórias seguidas pelo PLD no mês de janeiro de 2008 são apresentadas na Figura 6.6.

Tabela 6.5: Trajetória do preço do PLD

288,93	292,34	295,78	299,27	302,80	306,37	309,98	313,63	317,32	321,06	324,85	328,68	332,55	336,47	340,43	344,44	348,50
	285,57	288,93	292,34	295,78	299,27	302,80	306,37	309,98	313,63	317,32	321,06	324,85	328,68	332,55	336,47	340,43
		282,24	285,57	288,93	292,34	295,78	299,27	302,80	306,37	309,98	313,63	317,32	321,06	324,85	328,68	332,55
			278,96	282,24	285,57	288,93	292,34	295,78	299,27	302,80	306,37	309,98	313,63	317,32	321,06	324,85
				275,71	278,96	282,24	285,57	288,93	292,34	295,78	299,27	302,80	306,37	309,98	313,63	317,32
					272,50	275,71	278,96	282,24	285,57	288,93	292,34	295,78	299,27	302,80	306,37	309,98
						269,32	272,50	275,71	278,96	282,24	285,57	288,93	292,34	295,78	299,27	302,80
							266,18	269,32	272,50	275,71	278,96	282,24	285,57	288,93	292,34	295,78
								263,08	266,18	269,32	272,50	275,71	278,96	282,24	285,57	288,93
									260,02	263,08	266,18	269,32	272,50	275,71	278,96	282,24
										256,99	260,02	263,08	266,18	269,32	272,50	275,71
											254,00	256,99	260,02	263,08	266,18	269,32
												251,04	254,00	256,99	260,02	263,08
													248,12	251,04	254,00	256,99
														245,23	248,12	251,04
															242,37	245,23
																239,55

Tabela 6.6: Trajetória do preço do PLD

	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
	352,61	356,77	360,97	365,22	369,53	373,88	378,29	382,75	387,26	391,82	396,44	401,11	405,84	410,62	415,46
	344,44	348,50	352,61	356,77	360,97	365,22	369,53	373,88	378,29	382,75	387,26	391,82	396,44	401,11	405,84
	336,47	340,43	344,44	348,50	352,61	356,77	360,97	365,22	369,53	373,88	378,29	382,75	387,26	391,82	396,44
	328,68	332,55	336,47	340,43	344,44	348,50	352,61	356,77	360,97	365,22	369,53	373,88	378,29	382,75	387,26
	321,06	324,85	328,68	332,55	336,47	340,43	344,44	348,50	352,61	356,77	360,97	365,22	369,53	373,88	378,29
	313,63	317,32	321,06	324,85	328,68	332,55	336,47	340,43	344,44	348,50	352,61	356,77	360,97	365,22	369,53
	306,37	309,98	313,63	317,32	321,06	324,85	328,68	332,55	336,47	340,43	344,44	348,50	352,61	356,77	360,97
	299,27	302,80	306,37	309,98	313,63	317,32	321,06	324,85	328,68	332,55	336,47	340,43	344,44	348,50	352,61
	292,34	295,78	299,27	302,80	306,37	309,98	313,63	317,32	321,06	324,85	328,68	332,55	336,47	340,43	344,44
	285,57	288,93	292,34	295,78	299,27	302,80	306,37	309,98	313,63	317,32	321,06	324,85	328,68	332,55	336,47
	278,96	282,24	285,57	288,93	292,34	295,78	299,27	302,80	306,37	309,98	313,63	317,32	321,06	324,85	328,68
	272,50	275,71	278,96	282,24	285,57	288,93	292,34	295,78	299,27	302,80	306,37	309,98	313,63	317,32	321,06
	266,18	269,32	272,50	275,71	278,96	282,24	285,57	288,93	292,34	295,78	299,27	302,80	306,37	309,98	313,63
	260,02	263,08	266,18	269,32	272,50	275,71	278,96	282,24	285,57	288,93	292,34	295,78	299,27	302,80	306,37
	254,00	256,99	260,02	263,08	266,18	269,32	272,50	275,71	278,96	282,24	285,57	288,93	292,34	295,78	299,27
	248,12	251,04	254,00	256,99	260,02	263,08	266,18	269,32	272,50	275,71	278,96	282,24	285,57	288,93	292,34
	242,37	245,23	248,12	251,04	254,00	256,99	260,02	263,08	266,18	269,32	272,50	275,71	278,96	282,24	285,57
	236,76	239,55	242,37	245,23	248,12	251,04	254,00	256,99	260,02	263,08	266,18	269,32	272,50	275,71	278,96
	234,00	236,76	239,55	242,37	245,23	248,12	251,04	254,00	256,99	260,02	263,08	266,18	269,32	272,50	275,71
		231,27	234,00	236,76	239,55	242,37	245,23	248,12	251,04	254,00	256,99	260,02	263,08	266,18	269,32
		228,58	231,27	234,00	236,76	239,55	242,37	245,23	248,12	251,04	254,00	256,99	260,02	263,08	266,18
		225,92	228,58	231,27	234,00	236,76	239,55	242,37	245,23	248,12	251,04	254,00	256,99	260,02	263,08
			223,29	225,92	228,58	231,27	234,00	236,76	239,55	242,37	245,23	248,12	251,04	254,00	256,99
			220,69	223,29	225,92	228,58	231,27	234,00	236,76	239,55	242,37	245,23	248,12	251,04	254,00
				218,12	220,69	223,29	225,92	228,58	231,27	234,00	236,76	239,55	242,37	245,23	248,12
					215,58	218,12	220,69	223,29	225,92	228,58	231,27	234,00	236,76	239,55	242,37
						213,06	215,58	218,12	220,69	223,29	225,92	228,58	231,27	234,00	236,76
							210,58	213,06	215,58	218,12	220,69	223,29	225,92	228,58	231,27
								208,13	210,58	213,06	215,58	218,12	220,69	223,29	225,92
									205,71	208,13	210,58	213,06	215,58	218,12	220,69
										203,31	205,71	208,13	210,58	213,06	215,58
											200,94	203,31	205,71	208,13	210,58

As variações do PLD dos meses seguintes do ano de 2008 e dos meses de 2010 são obtidas da mesma forma que o efetuado na Tabela 6.6.

6.1.1 Receita esperada ao PLD

A receita esperada ao PLD de um contrato-a-termo anual, onde a carga permanece constante para todos os meses do ano, pode ser calculada a partir do valor esperado do PLD calculado na latisse da Figura 6.2 através da Equação 6.3.

As Tabelas 6.7 e 6.8 mostram o valor esperado do PLD em Janeiro de 2008, que equivale à R\$287,15/MWh. O valor esperado dos outros meses de 2008 e dos meses de 2010 são encontrados de maneira similar ao demonstrado para Janeiro de 2008.

Os valores esperados do PLD para os meses de 2008 seguem na Tabela 6.9.

Tabela 6.9: Valor esperado do PLD 2008

Mês	R\$/MWh
1	287,15
2	273,92
3	259,26
4	256,99
5	253,31
6	245,94
7	245,04
8	249,64
9	240,31
10	244,44
11	240,53
12	234,74

E os valores esperados do PLD para os meses de 2010 seguem na Tabela 6.10.

Tabela 6.7: Valor esperado do PLD para Janeiro de 2008

287,15	290,59	294,07	297,60	301,17	304,78	308,43	312,13	315,87	319,65	323,49	327,36	331,29	335,26	339,28	343,34	347,46
	283,86	287,26	290,71	294,19	297,72	301,29	304,90	308,55	312,25	315,99	319,78	323,61	327,49	331,42	335,39	339,41
		280,61	283,97	287,38	290,82	294,31	297,84	301,41	305,02	308,68	312,38	316,12	319,91	323,74	327,62	331,55
			277,40	280,72	284,09	287,49	290,94	294,43	297,96	301,53	305,14	308,80	312,50	316,25	320,04	323,87
				274,22	277,51	280,83	284,20	287,61	291,06	294,54	298,07	301,65	305,26	308,92	312,63	316,37
					271,08	274,33	277,62	280,95	284,31	287,72	291,17	294,66	298,19	301,77	305,39	309,05
						267,98	271,19	274,44	277,73	281,06	284,43	287,84	291,29	294,78	298,31	301,89
							264,91	268,08	271,30	274,55	277,84	281,17	284,54	287,95	291,40	294,90
								261,88	265,02	268,19	271,41	274,66	277,95	281,28	284,66	288,07
									258,88	261,98	265,12	268,30	271,52	274,77	278,06	281,40
										255,91	258,98	262,09	265,23	268,41	271,62	274,88
											252,98	256,02	259,09	262,19	265,33	268,51
												250,09	253,09	256,12	259,19	262,30
													247,22	250,19	253,19	256,22
														244,39	247,32	250,29
															241,60	244,49
																238,83

Tabela 6.8: Valor esperado do PLD para Janeiro de 2008

351,62	355,84	360,10	364,42	368,79	373,21	377,68	382,21	386,79	391,43	396,12	400,87	405,67	410,54	415,46
343,48	347,60	351,77	355,98	360,25	364,57	368,94	373,36	377,84	382,36	386,95	391,59	396,28	401,03	405,84
335,53	339,55	343,62	347,74	351,91	356,12	360,39	364,71	369,08	373,51	377,99	382,52	387,10	391,74	396,44
327,76	331,68	335,66	339,68	343,76	347,88	352,05	356,27	360,54	364,86	369,23	373,66	378,14	382,67	387,26
320,17	324,00	327,89	331,82	335,80	339,82	343,89	348,02	352,19	356,41	360,68	365,01	369,38	373,81	378,29
312,75	316,50	320,29	324,13	328,02	331,95	335,93	339,96	344,03	348,16	352,33	356,55	360,83	365,15	369,53
305,51	309,17	312,88	316,63	320,42	324,26	328,15	332,08	336,06	340,09	344,17	348,29	352,47	356,69	360,97
298,43	302,01	305,63	309,29	313,00	316,75	320,55	324,39	328,28	332,22	336,20	340,23	344,31	348,43	352,61
291,52	295,02	298,55	302,13	305,75	309,42	313,13	316,88	320,68	324,52	328,41	332,35	336,33	340,36	344,44
284,77	288,18	291,64	295,13	298,67	302,25	305,88	309,54	313,25	317,01	320,81	324,65	328,54	332,48	336,47
278,18	281,51	284,88	288,30	291,75	295,25	298,79	302,37	306,00	309,67	313,38	317,13	320,94	324,78	328,68
271,73	274,99	278,29	281,62	285,00	288,41	291,87	295,37	298,91	302,49	306,12	309,79	313,50	317,26	321,06
265,44	268,62	271,84	275,10	278,40	281,74	285,11	288,53	291,99	295,49	299,03	302,62	306,24	309,91	313,63
259,29	262,40	265,55	268,73	271,95	275,21	278,51	281,85	285,23	288,65	292,11	295,61	299,15	302,74	306,37
253,29	256,32	259,40	262,51	265,65	268,84	272,06	275,32	278,62	281,96	285,34	288,76	292,22	295,73	299,27
247,42	250,39	253,39	256,43	259,50	262,61	265,76	268,94	272,17	275,43	278,73	282,07	285,45	288,88	292,34
241,69	244,59	247,52	250,49	253,49	256,53	259,60	262,72	265,87	269,05	272,28	275,54	278,84	282,19	285,57
236,09	238,92	241,79	244,69	247,62	250,59	253,59	256,63	259,71	262,82	265,97	269,16	272,39	275,65	278,96
233,39	236,19	239,02	241,89	244,79	247,72	250,69	253,69	256,73	259,81	262,93	266,08	269,27	272,50	275,78
	230,72	233,48	236,28	239,12	241,98	244,88	247,82	250,79	253,80	256,84	259,92	263,03	266,18	269,36
		228,08	230,81	233,58	236,38	239,21	242,08	244,98	247,92	250,89	253,90	256,94	260,02	263,14
			225,47	228,17	230,90	233,67	236,47	239,31	242,18	245,08	248,02	250,99	254,00	257,04
				222,88	225,56	228,26	231,00	233,77	236,57	239,40	242,27	245,18	248,12	251,09
					220,33	222,97	225,65	228,35	231,09	233,86	236,66	239,50	242,37	245,26
						217,81	220,42	223,06	225,74	228,44	231,18	233,95	236,76	239,59
							215,32	217,90	220,51	223,15	225,83	228,53	231,27	234,02
								212,85	215,40	217,98	220,60	223,24	225,92	231,69
									210,41	212,94	215,49	218,07	220,69	225,58
										208,01	210,50	213,02	215,58	220,58
											205,62	208,09	210,58	215,58
												203,27	205,71	210,94
													200,94	205,94

Tabela 6.10: Valor esperado do PLD 2010

Mês	R\$/MWh
1	128,68
2	129,81
3	134,95
4	158,85
5	149,88
6	157,43
7	161,80
8	156,85
9	164,66
10	159,82
11	146,24
12	150,23

A latisse também pode ser construída com variações semanais do PLD e, nestes casos, os valores dos parâmetros encontrados se modificam. Alguns testes realizados em base semanal indicam que os valores esperados do PLD se modificam um pouco do que quando efetuado em variação diária. Estes resultados se encontram no Apêndice A.

6.1.2 Risco ao PLD

Além de permitirem estimar o valor esperado do PLD, o modelo de latisse binomial pode ser também usado para estimativas do VaR e do CVaR [Luenberger, 1998] que podem ser associados ao comportamento futuro do PLD. Usualmente estes conceitos são associados a receitas ou benefícios, mas como trataremos contratos com cargas constantes este podem ser traduzidos em termos de preços.

No contexto desta dissertação o VaR traduz, na forma de perda, a diferença entre o preço esperado e aquele que pode ocorrer com uma certa probabilidade de risco. Por exemplo, um contrato pode ter um preço esperado \bar{S} mas haver 5% de probabilidade do preço S_T ser inferior ao preço ao risco - RaR [Munhoz, 2008]. Enquanto o $CVaR$ é entendido como o valor esperado do preço condicionado a ele ser menor ou igual ao RaR .

Por exemplo, e o nível de risco admitido é de 5%, então deve-se ter:

$$\Pr[S_T \leq RaR] = 0,05 \quad (6.9)$$

$$VaR = \bar{S} - RaR \quad (6.10)$$

$$CVaR = E[S_T | S_T \leq RaR] \quad (6.11)$$

Estas medidas podem ser identificadas diretamente na latisse binomial, bastando para tanto que as probabilidades cumulativas de realização dos preços associadas aos níveis do último estágio da latisse sejam calculadas. A Figura 6.4 mostra as probabilidades de ocorrência dos preços para uma latisse de quatro estágios.

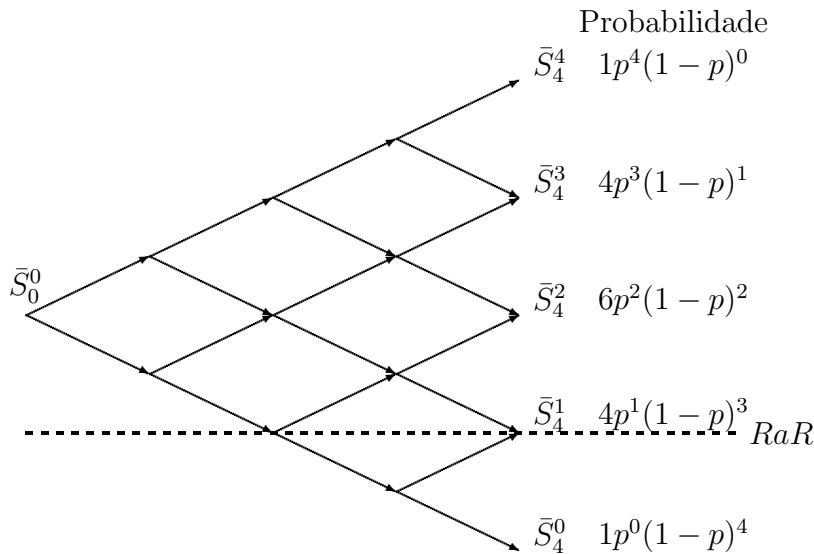


Figura 6.4: VaR e $CVaR$ na latisse binomial

Cabe observar que o número de caminhos alternativos, do nó inicial para cada nó do último estágio, é dado pelo coeficiente binomial $\binom{4}{n}$, para $n = 0, \dots, 4$.

Generalizando para uma latisse com T estágios, a probabilidade do preço final S_T ser igual a S_T^n é dada por:

$$\Pr[S_T = S_T^n] = \binom{T}{n} p^n (1-p)^{T-n}, \quad \text{para } n = 0, \dots, T \quad (6.12)$$

Sendo

$$\binom{T}{n} = \frac{T!}{n!(T-n)!} \quad (6.13)$$

Assim, a probabilidade cumulativa do preço final S_T ser menor ou igual a S_T^n é dada por:

$$\Pr[S_T \leq S_T^n] = \sum_{j=1}^n \left[\binom{T}{j} p^j (1-p)^{T-j} \right] \quad (6.14)$$

O procedimento para cálculo dos parâmetros de risco pode ser sumarizado nos seguintes passos. Para os nós terminais da lattice $n = 0, \dots, T$:

- Calcular os preços terminais S_T^n ;
- Calcular as probabilidades cumulativas $\Pr[S_T \leq S_T^n]$;
- Localizar o $RaR = S_T^n | \Pr[S_T \leq S_T^n] \leq 0,005$ (5%);
- Calcular o $VaR = \bar{S} - RaR/R^T$;
- Calcular o $CVaR = E[S_T^n | S_T^n \leq RaR]$

A Tabela 6.11 mostra este procedimento de análise de risco aplicado ao mês de Janeiro de 2008, com um intervalo de confiança de 96%. O valor esperado do PLD para este mês é de R\$ 287,15, mas há 4% de chance de valer menos do que R\$295,92 (RaR). O valor presente do RaR descontado para um mês é R\$251,89. Portanto, o VaR neste mês será de R\$35,25.

Tabela 6.11: Análise de risco em Janeiro de 2008

21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	Probabilidade acumulada
369,53	373,88	378,29	382,75	387,26	391,82	396,44	401,11	405,84	410,62	415,46	1,00
360,97	365,22	369,53	373,88	378,29	382,75	387,26	391,82	396,44	401,11	405,84	1,00
352,61	356,77	360,97	365,22	369,53	373,88	378,29	382,75	387,26	391,82	396,44	1,00
344,44	348,50	352,61	356,77	360,97	365,22	369,53	373,88	378,29	382,75	387,26	1,00
336,47	340,43	344,44	348,50	352,61	356,77	360,97	365,22	369,53	373,88	378,29	1,00
328,68	332,55	336,47	340,43	344,44	348,50	352,61	356,77	360,97	365,22	369,53	1,00
321,06	324,85	328,68	332,55	336,47	340,43	344,44	348,50	352,61	356,77	360,97	1,00
313,63	317,32	321,06	324,85	328,68	332,55	336,47	340,43	344,44	348,50	352,61	1,00
306,37	309,98	313,63	317,32	321,06	324,85	328,68	332,55	336,47	340,43	344,44	1,00
299,27	302,80	306,37	309,98	313,63	317,32	321,06	324,85	328,68	332,55	336,47	0,99
292,34	295,78	299,27	302,80	306,37	309,98	313,63	317,32	321,06	324,85	328,68	0,99
285,57	288,93	292,34	295,78	299,27	302,80	306,37	309,98	313,63	317,32	321,06	0,96
278,96	282,24	285,57	288,93	292,34	295,78	299,27	302,80	306,37	309,98	313,63	0,93
272,50	275,71	278,96	282,24	285,57	288,93	292,34	295,78	299,27	302,80	306,37	0,86
266,18	269,32	272,50	275,71	278,96	282,24	285,57	288,93	292,34	295,78	299,27	0,76
260,02	263,08	266,18	269,32	272,50	275,71	278,96	282,24	285,57	288,93	292,34	0,64
254,00	256,99	260,02	263,08	266,18	269,32	272,50	275,71	278,96	282,24	285,57	0,50
248,12	251,04	254,00	256,99	260,02	263,08	266,18	269,32	272,50	275,71	278,96	0,36
242,37	245,23	248,12	251,04	254,00	256,99	260,02	263,08	266,18	269,32	272,50	0,24
236,76	239,55	242,37	245,23	248,12	251,04	254,00	256,99	260,02	263,08	266,18	0,14
231,27	234,00	236,76	239,55	242,37	245,23	248,12	251,04	254,00	256,99	260,02	0,07
225,92	228,58	231,27	234,00	236,76	239,55	242,37	245,23	248,12	251,04	254,00	0,04 ≤ 5%
	223,29	225,92	228,58	231,27	234,00	236,76	239,55	242,37	245,23	248,12	0,01
		220,69	223,29	225,92	228,58	231,27	234,00	236,76	239,55	242,37	0,01
			218,12	220,69	223,29	225,92	228,58	231,27	234,00	236,76	0,00
				215,58	218,12	220,69	223,29	225,92	228,58	231,27	0,00
					213,06	215,58	218,12	220,69	223,29	225,92	0,00
						210,58	213,06	215,58	218,12	220,69	0,00
							208,13	210,58	213,06	215,58	0,00
								205,71	208,13	210,58	0,00
									203,31	205,71	0,00
										200,94	0,00

6.2 Precificação de contrato-a-termo

O modelo básico de lattice binomial apresentado anteriormente, agora será aplicado na precificação de um contrato-a-termo usando o princípio da não-arbitragem [Luenberger, 1998]. Apesar da dificuldade para o exercício de arbitragem no setor elétrico, devido a impossibilidade de estocagem de energia elétrica em larga escala, não se deve considerar a impossibilidade de aplicação deste princípio para efeito de precificação de contratos [Palamarchuk, 2003].

Um gerador de energia elétrica pode vender sua energia assegurada E_A em três mercados: no mercado *Spot*, Ambiente de Contratação Regulada – ACR e no Ambiente de Contratação Livre – ACL, como mostra a Figura 6.5. Considere que ele pretenda precificar um contrato-a-termo no ACL, e para tanto considere a energia E_R que ele tem alocado no ACR ao preço médio R^2 , e da energia E_S que ele manteve exposta ao PLD. O problema é estimar o preço L da energia negociada no contrato-a-termo do ACL.

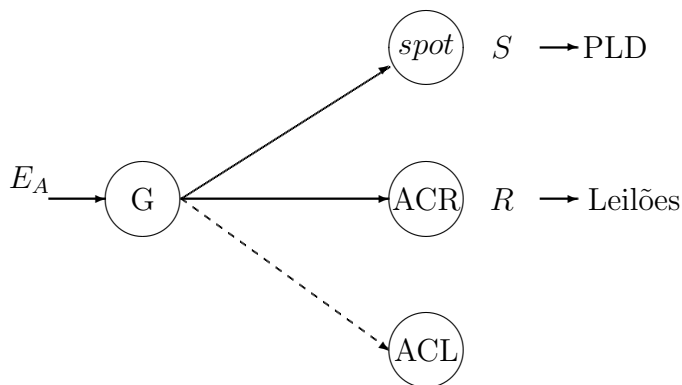


Figura 6.5: Venda de energia pelo gerador

²O preço R pode ser tanto uma informação privada, derivada da sua posição no ACR, quanto o preço médio dos leilões do ACR.

6.2.1 Equivalência: $ACL \times spot$

Uma primeira alternativa de análise do gerador seria buscar obter com o contrato-a-termo um benefício equivalente ao benefício esperado no mercado *spot*.

O modelo apresentado na Seção 6.1 pode ser aplicado fazendo a expansão do PLD com a latisse da Figura 6.1 para obter os valores de S_T^n , para seus nós terminais, como feito anteriormente. Na segunda etapa o benefício do contrato-a-termo é calculado usando a latisse da Figura 6.6 para a etapa de contração.

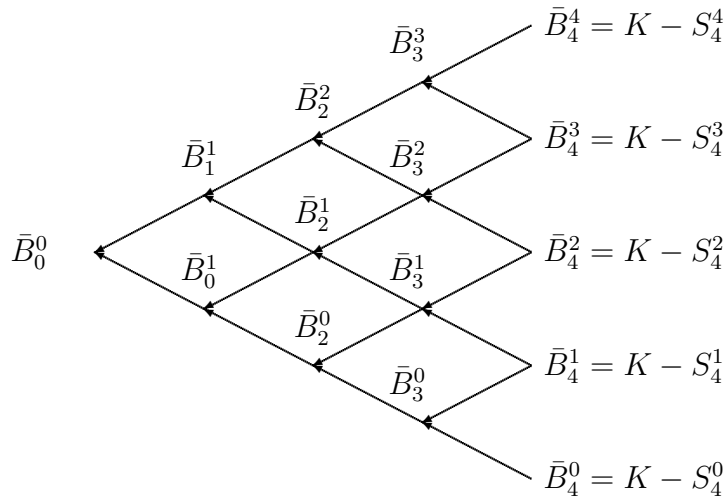


Figura 6.6: Latisse binominal: termo

A única modificação realizada é o cálculo dos nós terminais da latisse para o início da segunda etapa, que passa a ser calculado como:

$$\bar{B}_T^n = K - \bar{S}_T^n \quad (6.15)$$

O benefício esperado do contrato-a-termo para cada nó da latisse é então calculado com:

$$\bar{B}_t^n = \frac{1}{F} [p\bar{B}_{t+1}^{n+1} + (1-p)\bar{B}_{t+1}^n] \quad (6.16)$$

A substituição da Equação 6.15 na equação 6.16 resulta em

$$\bar{B}_t^n = \frac{1}{F} [p(K - \bar{S}_{t+1}^{n+1}) + (1-p)(K - \bar{S}_{t+1}^n)] \quad (6.17)$$

$$\bar{B}_t^n = \frac{1}{F} [K - (p\bar{S}_{t+1}^{n+1} + (1-p)\bar{S}_{t+1}^n)] \quad (6.18)$$

$$\bar{B}_t^n = \frac{1}{F} [K - \bar{S}_t^n] \quad (6.19)$$

Isto é, o benefício esperado do contrato-a-termo pode ser calculado diretamente por

$$\bar{B} = K - \bar{S} \quad (6.20)$$

onde K é o preço de entrega para o contrato-a-termo, e \bar{S} o preço esperado do PLD.

Esta abordagem é bastante direta, com benefício esperado do contrato-a-termo neste caso dado por $\bar{B} = \bar{B}_0^0$. Porém, existe a possibilidade de resultar em grandes flutuações do preço do contrato-a-termo negociado no ACL, devido a grande volatilidade do PLD.

6.2.2 Equivalência: ACL \times (*spot* + ACR)

Uma segunda alternativa é o gerador buscar no contrato-a-termo um benefício equivalente à sua posição no *spot* mais a do ACR. Consideremos assim que o gerador reparta sua energia negociada E em duas parcelas, a quantidade E_S negociada no mercado *spot* e a quantidade E_R negociada no ACR. Isto é,

$$E = E_S + E_R \quad (6.21)$$

Admitindo que o preço *spot* S seja o PLD, com a mesma dinâmica analisada anteriormente com auxílio das latisses binomiais. S pode aumentar por fator u ou diminuir por fator d . Já o preço R negociado no ACR permanecerá constante, sendo já conhecido pelo gerador. Esta situação é ilustrada na Figura 6.7.

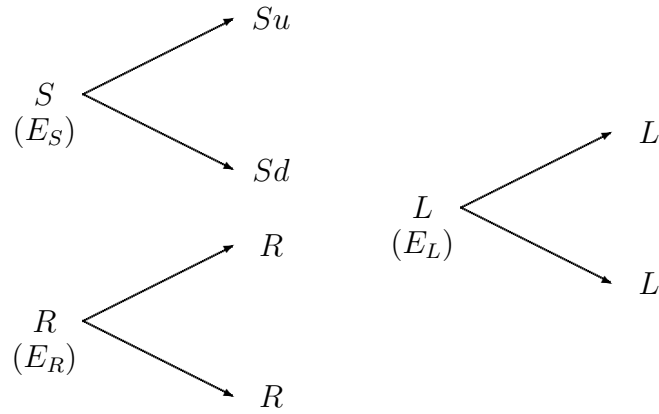


Figura 6.7: Equivalência: *spot* + ACR \rightarrow termo

Agora o gerador pretende vender parte da sua energia negociada E no ACL, ao preço L , que será constante, conforme mostra a Figura 6.7. Mas qual o preço à ser negociado neste mercado?

Para encontrar o preço L do contrato-a-termo negociado no ACL, é possível aplicar o mesmo princípio para se obter um benefício equivalente àquele alcançado com os preços R praticado no ACR e o preço esperado do *spot* \bar{S} . A latisse binomial da seção anterior também é usada para estimar \bar{S} .

$$\bar{S}E_S + RE_R = (E_S + E_R)L \quad (6.22)$$

Então, para precificar este contrato, iniciamos construindo uma latisse com as trajetórias de preços do PLD, conforme a Figura 6.6. Posteriormente, construímos uma nova latisse, conforme mostra a Figura 6.8.

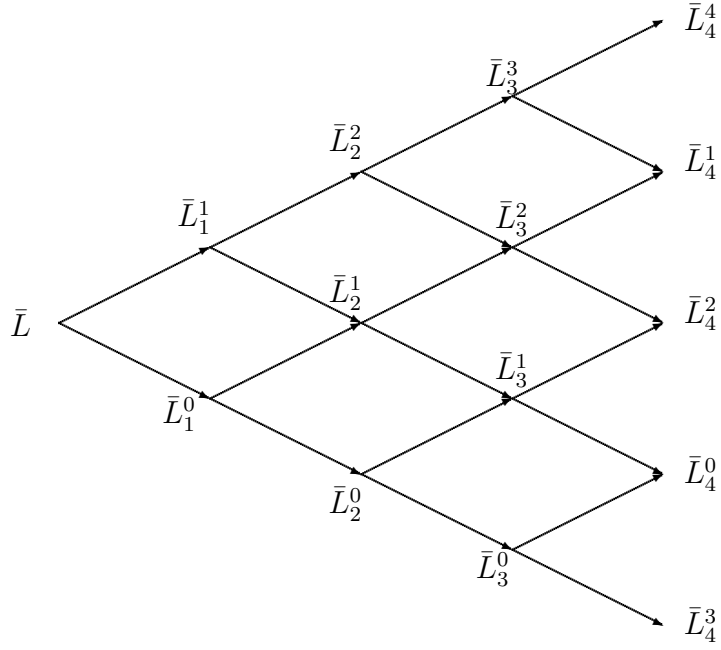


Figura 6.8: Precificação de contrato à termo inflexível

A etapa de contração da latisse é iniciada com o cálculo de

$$\bar{L}_T^n = \frac{\bar{S}_T^n E_S + R E_R}{E_S + E_R} \quad (6.23)$$

O benefício esperado do contrato-a-termo para cada nó da latisse é então calculado com:

$$\bar{L}_t^n = \frac{1}{F} [p \bar{L}_{t+1}^{n+1} + (1-p) \bar{L}_{t+1}^n] \quad (6.24)$$

A substituição da Equação 6.15 em 6.16 resulta em

$$\bar{L}_t^n = \frac{1}{F} \left[p \left(\frac{\bar{S}_{t+1}^{n+1} E_S + R E_R}{E_S + E_R} \right) + (1-p) \left(\frac{\bar{S}_{t+1}^n E_S + R E_R}{E_S + E_R} \right) \right] \quad (6.25)$$

$$\bar{L}_t^n = \frac{1}{F} \left[\frac{p \bar{S}_{t+1}^{n+1} + (1-p) \bar{S}_{t+1}^n + R E_R}{E_S + E_R} \right] \quad (6.26)$$

$$\bar{L}_t^n = \frac{1}{F} \left[\frac{\bar{S}_t^n E_S + R E_R}{E_S + E_R} \right] \quad (6.27)$$

O preço esperado do contrato-a-termo é dado assim por:

$$\bar{L} = \frac{\bar{S} E_S + R E_R}{E_S + E_R} \quad (6.28)$$

No cálculo do preço esperado \bar{L} do contrato-a-termo, a volatilidade do PLD é atenuada pelo preço do ACR. O benefício esperado do contrato-a-termo então é dado por:

$$\bar{B} = K - \bar{L} \quad (6.29)$$

6.3 Precificação de contratos de opção

O gerador decide negociar sua energia E por meio de uma opção de compra (*call*). Por ela, o comprador deverá pagar um prêmio. A opção é precificada comparando as alternativas que o vendedor possui de vender no curto prazo: *spot* e ACL. Supondo que E é repartido do seguinte modo, E_S é vendido no *spot* e E_R no ACR. Então, $E_S + E_R = E$.

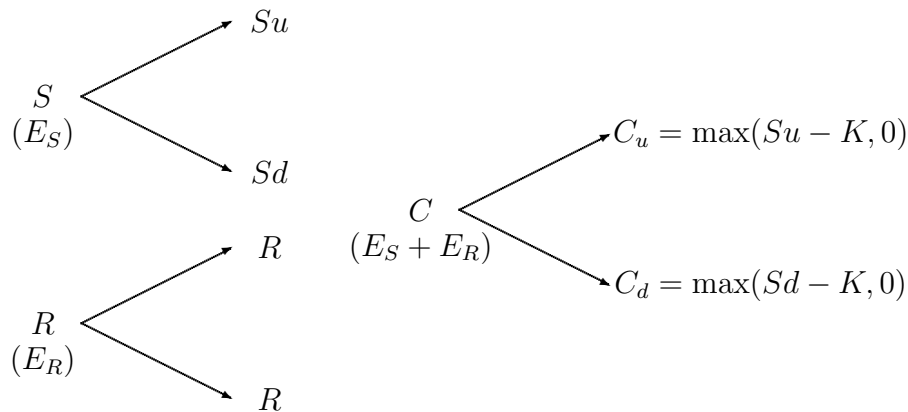


Figura 6.9: Equivalência: *spot* + ACR \rightarrow *call*

A Figura 6.9 ilustra o princípio de equivalência aplicado a estas alternativas de venda. A energia vendida no *spot* terá como retorno S_u e S_d , já a energia vendida no ACR (Contrato à termo) terá sempre o mesmo retorno F , livre de risco. É preciso que haja uma repartição da carga em E_S e E_R , que resulte na mesma receita que é obtida com a opção. Isto é,

$$E_S u + E_R f = C_u$$

$$E_S d + E_R f = C_d$$

o que resulta em

$$E_S = \frac{C_u - C_d}{u - d}$$

$$E_R = \frac{C_u - ux_s}{F}$$

$$E_R = \frac{uC_d - dC_u}{F(u - d)}$$

ou seja,

$$E_S + E_R = \frac{C_u - C_d}{u - d} + \frac{uC_d - dC_u}{F(u - d)}$$

$$E_S + E_R = \frac{1}{F} \left(\frac{F - d}{u - d} C_u + \frac{u - F}{u - d} C_d \right)$$

Então

$$C = \frac{1}{F} [qC_u + (1 - q)C_d] \quad (6.30)$$

onde

$$q = \frac{F - d}{u - d} \quad (6.31)$$

Cabe observar que q equivale à probabilidade de subida livre de risco, e $1 - q$ a de descida [Luenberger, 1998]. C é quanto vale a *call*, ou seja, o gerador deve estipular como prêmio dessa opção de compra um valor acima do encontrado, para poder obter lucro.

A análise com latisse binomial envolve dois passos. O primeiro (*forward*) constrói uma latisse que parte do preço *spot* do primeiro estágio, e evolui considerando as taxas de subida u e descida d . O segundo passo (*backward*) parte do benefício da opção no último estágio, que depende do preço de exercício K e das possíveis realizações do preço *spot* no último estágio, e calcula o benefício esperado no primeiro estágio usando a probabilidade livre de risco q .

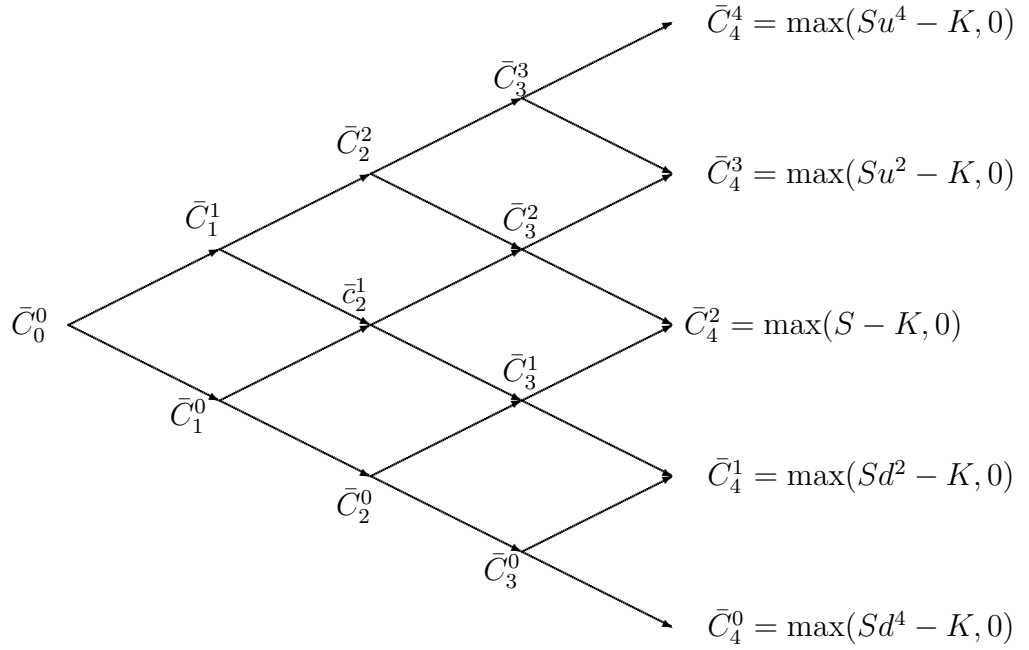


Figura 6.10: Valor da opção de compra

No caso de opção de compra, o retorno da opção apresentado pelo último período da Figura 6.10 é calculado como:

$$\bar{C}_T^n = \max(\bar{S}_T^n - K, 0) \quad (6.32)$$

O valor esperado da opção de compra para cada nó da latisse é então calculado como:

$$\bar{C}_t^n = \frac{1}{F} [q\bar{C}_{t+1}^{n+1} + (1 - q)\bar{C}_{t+1}^n] \quad (6.33)$$

O método para calcular uma opção de venda é similar ao utilizado para se calcular uma opção de compra. Novamente trabalhei retrocedendo, só que o retorno de uma opção de venda apresentado pelo último período da Figura 6.10 é calculado como:

$$\bar{P}_T^n = \max(K - \bar{S}_T^n, 0) \quad (6.34)$$

O valor esperado da opção de venda para cada nó da latisse é então calculado com:

$$\bar{P}_t^n = \frac{1}{F} [q\bar{P}_{t+1}^{n+1} + (1 - q)\bar{P}_{t+1}^n] \quad (6.35)$$

6.4 Valor esperado do ESS

Nos Estudos de Casos que serão apresentados no próximo capítulo será necessário atribuir valores para outra variável aleatória, o ESS. Como este encargo é de difícil previsão pelos consumidores livres, já que é apurado mensalmente pela CCEE e apresenta volatilidade considerada, ele torna-se um parâmetro de risco. Com esta técnica, da mesma forma que calculamos o valor esperado do PLD, é possível mostrar a trajetória de valores que o preço do ESS poderá seguir no período de 1 ano, bem como seu valor esperado para o ano.

A partir de um histórico do custo médio pago por ESS (em R\$/MWh) no Sudeste de Setembro de 2000 à Dezembro de 2006, foi possível encontrar uma nova série de dados com os valores de $\ln[\frac{ESS_{k+1}}{ESS_k}]$, e a partir disto calcular os valores de ν , σ , u , d , p e $1 - p$. O preço atual do ESS foi considerado como R\$1,80 (preço atual do histórico) e a uma taxa de juros de 10% ao ano. No caso do ESS, o preço algumas vezes apresenta-se como zero. No modelo consideramos um preço mínimo R\$0,01 para os casos onde o histórico é zero. Este valor mínimo foi considerado pois, caso contrário, seria inviável utilizar o logaritmo no modelo. A Figura 6.4 mostra a trajetória de preços que o ESS pode atingir no período de um ano.

Tabela 6.12: Parâmetros da latisse do ESS

ν	0,0007
σ	1,2137
u	1,4196
d	0,7044
Δt	0,0833
p	0,5001
$1 - p$	0,4999

A Figura 6.4 mostra o valor esperado do ESS para este ano, que é R\$3,36 MWh.

Tabela 6.13: Trajetória do preço do ESS

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1,80	2,55	3,63	5,15	7,31	10,37	14,73	20,91	29,68	42,14	59,82	84,92	120,55
	1,27	1,80	2,55	3,63	5,15	7,31	10,37	14,73	20,91	29,68	42,14	59,82
		0,89	1,27	1,80	2,55	3,63	5,15	7,31	10,37	14,73	20,91	29,68
			0,63	0,89	1,27	1,80	2,55	3,63	5,15	7,31	10,37	14,73
				0,44	0,63	0,89	1,27	1,80	2,55	3,63	5,15	7,31
					0,31	0,44	0,63	0,89	1,27	1,80	2,55	3,63
						0,22	0,31	0,44	0,63	0,89	1,27	1,80
							0,15	0,22	0,31	0,44	0,63	0,89
								0,11	0,15	0,22	0,31	0,44
									0,08	0,11	0,15	0,22
										0,05	0,08	0,11
											0,04	0,05
												0,03

Tabela 6.14: Valor esperado do ESS

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3,36	4,52	6,10	8,22	11,07	14,92	20,11	27,11	36,53	49,24	66,36	89,44	120,55
	2,24	3,02	4,08	5,49	7,40	9,98	13,45	18,13	24,43	32,93	44,38	59,82
		1,50	2,02	2,73	3,67	4,95	6,67	9,00	12,12	16,34	22,02	29,68
			1,00	1,35	1,82	2,46	3,31	4,46	6,02	8,11	10,93	14,73
				0,67	0,90	1,22	1,64	2,21	2,99	4,02	5,42	7,31
					0,45	0,61	0,82	1,10	1,48	2,00	2,69	3,63
						0,30	0,40	0,55	0,74	0,99	1,34	1,80
							0,20	0,27	0,36	0,49	0,66	0,89
								0,13	0,18	0,24	0,33	0,44
									0,09	0,12	0,16	0,22
										0,06	0,08	0,11
											0,04	0,05
												0,03

Capítulo 7

Estudos de casos

Este capítulo apresenta alguns estudos de casos usando as hipóteses e modelos desenvolvidos anteriormente. Utilizo como base de informação as séries sintéticas do PLD para os anos de 2008–2012, obtidas com resultados do Newave para diversos cenários hidrológicos. As séries utilizadas foram obtidas junto à ANEEL.

Para efeito de demonstração da metodologia implementada neste trabalho, foram analisados contratos (termo e opção) para os anos de 2008 e 2010, o que permite observar o efeito da diversidade hidrológica nas medidas de benefício e risco dos contratos estudados. A informação proveniente destas séries inclui o PLD médio mensal de 2008, mostrado na Tabela 6.1, e o PLD médio mensal de 2010 como exibido na Tabela 6.2. As séries sintéticas do PLD são analisadas com o procedimento discutido na Seção 6.1 para gerar os parâmetros usados nas latisses binomiais, e que estão sumarizados nas Tabelas 6.3 e 6.4.

7.1 Contrato à termo inflexível

Neste estudo de caso, apenas a título de exemplo, vamos supor inicialmente que parte da energia (até 30%) da UHE de Santo Antônio, no Rio Madeira, fosse alocada no ACL na forma de contrato-a-termo. Será levado em consideração que 70% da sua Energia Assegurada foi negociada no ACR a 78,87 R\$/MWh, sendo o lance vencedor do leilão. A análise inicial considera contratos de doze meses para os anos de 2008 e 2010.

Conforme discutido no Capítulo 6, se aplicássemos o princípio da equivalência aos preços praticados no mercado *spot* e no ACR, que seriam as oportunidades de venda do consórcio, poderíamos encontrar o valor unitário (R\$/MWh) de referência para um contrato-a-termo negociado no ACL.

Iniciamos construindo uma latisse com as trajetórias de preços do PLD, conforme a Figura 6.1. Utilizando as fórmulas apresentadas na Seção 6.2, Capítulo 6, é possível construir uma nova latisse para a precificação do contrato-a-termo, conforme a Figura 6.8. Os valores encontrados para esta latisse que, no caso, corresponde ao contrato-a-termo para janeiro de 2008, são mostrados na Tabela 7.1.

O contrato-a-termo neste caso valeria 140,99 R\$/MWh no mês de janeiro de 2008. Isso significa que dada as possibilidades de venda do consórcio, ele teria esperança, em termos probabilísticos, de alcançar algum benefício se vendesse um contrato-a-termo no mercado bilateral por um valor acima deste. O mesmo procedimento é repetido para todos os meses do ano 2008. Os valores do contrato-a-termo para os meses de 2008, são mostrados na Tabela 7.3.

Tabela 7.3: Valor do contrato-a-termo 2008

Mês	R\$/MWh
1	140,99
2	137,02
3	132,62
4	131,94
5	130,83
6	128,62
7	128,35
8	129,73
9	126,93
10	128,17
11	127,00
12	125,26
Média	130,62

Se o contrato-a-termo fosse firmado para o ano de 2008, sua referência de preço do

Tabela 7.1: Valor do contrato-a-termo para Janeiro de 2008

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
140,99	142,03	143,09	144,16	145,25	146,35	147,46	148,58	149,72	150,87	152,03	153,21	154,40	155,61	156,83	158,07	159,32
	140,01	141,05	142,10	143,16	144,23	145,32	146,41	147,52	148,65	149,79	150,94	152,10	153,28	154,47	155,68	156,90
		139,05	140,08	141,11	142,16	143,22	144,30	145,38	146,48	147,59	148,72	149,85	151,01	152,17	153,35	154,54
			138,10	139,12	140,14	141,18	142,23	143,29	144,36	145,45	146,55	147,66	148,78	149,92	151,07	152,24
				137,17	138,17	139,18	140,20	141,24	142,29	143,35	144,43	145,51	146,61	147,72	148,85	149,99
					136,24	137,23	138,23	139,24	140,27	141,31	142,36	143,42	144,49	145,58	146,68	147,79
						135,32	136,30	137,29	138,29	139,31	140,33	141,37	142,42	143,48	144,56	145,64
							134,42	135,38	136,36	137,35	138,36	139,37	140,40	141,43	142,48	143,55
								133,52	134,48	135,45	136,43	137,42	138,42	139,43	140,46	141,50
									132,64	133,58	134,54	135,51	136,49	137,48	138,48	139,50
										131,76	132,70	133,64	134,60	135,57	136,55	137,54
											130,90	131,82	132,76	133,71	134,66	135,63
												130,04	130,96	131,88	132,82	133,77
													129,20	130,10	131,02	131,94
														128,37	129,26	130,16
															127,54	128,42
																126,73

Tabela 7.2: Valor do contrato-a-termo para Janeiro de 2008

170	160,58	161,86	163,15	164,46	165,79	167,13	168,49	169,86	171,25	172,65	174,08	175,52	176,97	178,45	179,94
171	158,14	159,39	160,65	161,93	163,23	164,54	165,86	167,20	168,56	169,93	171,32	172,73	174,15	175,59	177,05
172	155,75	156,97	158,21	159,46	160,72	162,00	163,30	164,61	165,94	167,28	168,64	170,01	171,40	172,81	174,23
173	153,42	154,61	155,82	157,04	158,28	159,53	160,80	162,08	163,37	164,68	166,01	167,35	168,71	170,09	171,48
174	151,14	152,31	153,49	154,68	155,89	157,11	158,35	159,60	160,87	162,15	163,45	164,76	166,08	167,43	168,79
175	148,92	150,06	151,21	152,38	153,56	154,75	155,96	157,18	158,42	159,67	160,94	162,22	163,52	164,83	166,16
176	146,74	147,86	148,98	150,12	151,28	152,45	153,63	154,82	156,03	157,25	158,49	159,74	161,01	162,29	163,59
177	144,62	145,71	146,81	147,92	149,05	150,19	151,35	152,51	153,70	154,89	156,10	157,32	158,56	159,82	161,08
178	142,55	143,61	144,69	145,78	146,88	147,99	149,12	150,26	151,41	152,58	153,76	154,96	156,17	157,39	158,63
179	140,52	141,56	142,61	143,68	144,75	145,84	146,94	148,06	149,19	150,33	151,48	152,65	153,83	155,03	156,24
180	138,54	139,56	140,59	141,63	142,68	143,74	144,82	145,91	147,01	148,13	149,25	150,40	151,55	152,72	153,90
181	136,61	137,60	138,61	139,62	140,65	141,69	142,74	143,81	144,88	145,97	147,08	148,19	149,32	150,46	151,62
182	134,72	135,69	136,67	137,67	138,67	139,69	140,71	141,76	142,81	143,87	144,95	146,04	147,14	148,26	149,39
183	132,88	133,83	134,79	135,76	136,74	137,73	138,73	139,75	140,78	141,82	142,87	143,94	145,02	146,11	147,21
184	131,08	132,00	132,94	133,89	134,85	135,82	136,80	137,79	138,80	139,81	140,84	141,88	142,94	144,00	145,08
185	129,32	130,22	131,14	132,06	133,00	133,95	134,91	135,88	136,86	137,86	138,86	139,88	140,91	141,95	143,00
186	127,60	128,48	129,38	130,28	131,20	132,13	133,06	134,01	134,97	135,94	136,92	137,92	138,92	139,94	140,97
187	125,92	126,78	127,66	128,54	129,44	130,34	131,26	132,19	133,12	134,07	135,03	136,00	136,99	137,98	138,99
188	125,12	125,98	126,84	127,72	128,60	129,50	130,40	131,32	132,25	133,18	134,13	135,09	136,07	137,05	138,05
189		124,34	125,18	126,04	126,90	127,78	128,66	129,56	130,46	131,38	132,31	133,25	134,19	135,16	136,16
190			123,56	124,40	125,24	126,09	126,96	127,83	128,72	129,62	130,52	131,44	132,37	133,31	134,31
191				122,79	123,62	124,45	125,30	126,15	127,02	127,89	128,78	129,68	130,58	131,50	132,50
192					122,03	122,85	123,67	124,51	125,36	126,21	127,08	127,95	128,84	129,73	130,73
193						121,28	122,09	122,90	123,73	124,57	125,41	126,27	127,13	128,01	128,91
194							120,54	121,34	122,14	122,96	123,79	124,62	125,47	126,33	127,21
195								119,81	120,59	121,39	122,20	123,02	123,85	124,68	125,54
196									119,08	119,86	120,65	121,45	122,26	123,08	123,92
197										118,36	119,14	119,92	120,71	121,51	122,32
198											117,66	118,42	119,19	119,97	120,77
199												116,96	117,71	118,47	119,25
200													116,27	117,01	117,77
201														115,58	116,33

contrato deveria corresponder a uma média dos valores encontrados para cada mês, que no caso é 130,62 R\$/MWh.

Repetindo o mesmo procedimento para o ano de 2010, obteríamos os valores do contrato-a-termo para os meses de 2010, que seguem na Tabela 7.4.

Tabela 7.4: Valor do contrato-a-termo 2010

Mês	R\$/MWh
1	93,44
2	93,78
3	95,32
4	102,50
5	99,81
6	102,07
7	103,38
8	101,90
9	104,24
10	102,79
11	98,71
12	99,91
Média	99,82

Neste caso, o preço de referência para um contrato anual, com início em janeiro de 2010, deveria corresponder a 99,82 R\$/MWh¹.

7.2 Contratos de opção

7.2.1 Precificação de opção de compra

Consideremos aqui um comprador que adquiriu uma opção de compra para o mês de janeiro de 2008 com preço de exercício de 250,00 R\$/MWh. Se o preço do PLD subir além de 250,00

¹Segundo notícia divulgada na imprensa [Massote, 2008], antes do leilão parte da energia de Santo Antônio já havia sido negociada em contratos bilaterais do ACL com um preço situado entre 130–140 R\$/MWh, condicionado que se ganhasse o leilão.

R\$/MWh, ele poderá exercer a opção e comprar a energia por este valor. Se o PLD ficar abaixo de 250,00 R\$/MWh, ele não exerce a opção. Para isso ele pagou um prêmio, que não é recuperado em nenhum caso. Quanto vale esta opção?

Supondo que o PLD de janeiro de 2008 se comporte na mesma trajetória que mostra a Figura 6.6 da Seção 6.1. Posteriormente, é construída uma outra latisse para encontrar o valor da opção de compra, onde o valor da opção é apresentado para o nó inicial da Figura 6.10. Utilizando as fórmulas apresentadas na Seção 6.3 chegamos no valor da *call*. Para que o vendedor evite perdas ele deveria vender esta opção por um valor (prêmio) superior à 41,15 R\$/MWh, para janeiro de 2008, como mostram as Tabelas 7.5 e 7.6. Para os outros meses de 2008 e 2010, o mesmo procedimento é efetuado.

O vendedor pode também elevar o preço de exercício e com isso reduzir o valor do prêmio, ou diminuir o preço de exercício e aumentar o valor do prêmio. A Tabela 7.7 mostra o valor (prêmio) de uma opção de compra para todos os meses de 2008, com diferentes preços de exercício K .

Tabela 7.7: Valor da *call* para 2008

Mês	K (R\$/MWh)		
	150,00	200,00	250,00
1	140,18	90,59	41,06
2	126,38	76,79	28,52
3	111,52	61,94	16,98
4	109,17	59,61	15,57
5	105,48	55,92	13,24
6	98,12	48,60	8,93
7	97,21	47,70	8,51
8	101,83	52,29	10,85
9	92,46	43,03	6,29
10	96,61	47,11	8,26
11	92,70	43,25	6,29
12	86,83	37,57	4,53
Média	104,87	55,37	14,09

Se o vendedor desejar vender uma *call* com duração de 12 meses, para o ano de 2008,

Tabela 7.5: Valor da *call* para Janeiro de 2008 ($K = 250$)

41,15	44,56	48,04	51,56	55,14	58,76	62,43	66,15	69,91	73,72	77,57	81,48	85,43	89,43	93,48	97,58	101,73
	37,64	40,99	44,42	47,89	51,42	55,00	58,63	62,29	66,01	69,77	73,58	77,43	81,34	85,29	89,29	93,34
		34,19	37,48	40,84	44,27	47,75	51,28	54,86	58,49	62,16	65,87	69,63	73,44	77,30	81,20	85,15
			30,80	34,02	37,32	40,69	44,13	47,61	51,15	54,72	58,35	62,02	65,73	69,49	73,30	77,16
				27,49	30,62	33,85	37,17	40,55	43,98	47,47	51,01	54,59	58,21	61,88	65,60	69,36
					24,26	27,29	30,44	33,69	37,01	40,40	43,84	47,33	50,87	54,45	58,07	61,74
						21,14	24,05	27,10	30,27	33,53	36,86	40,26	43,70	47,19	50,73	54,31
							18,14	20,91	23,84	26,92	30,10	33,38	36,72	40,12	43,56	47,06
								15,28	17,88	20,68	23,64	26,73	29,94	33,22	36,57	39,98
									12,60	15,00	17,63	20,45	23,44	26,56	29,78	33,07
										10,13	12,30	14,72	17,37	20,22	23,24	26,38
											7,89	9,80	11,98	14,43	17,11	20,00
												5,93	7,55	9,46	11,66	14,14
													4,25	5,58	7,19	9,11
														2,89	3,91	5,21
															1,83	2,57
																1,06

Tabela 7.6: Valor da *call* para Janeiro de 2008 ($K = 250$)

105,93	110,18	114,49	118,85	123,26	127,73	132,26	136,84	141,47	146,16	150,91	155,71	160,56	165,46	170,52
97,44	101,59	105,79	110,05	114,35	118,71	123,13	127,59	132,12	136,70	141,33	146,03	150,78	155,59	160,46
89,15	93,20	97,30	101,45	105,65	109,91	114,21	118,57	122,99	127,46	131,98	136,56	141,20	145,89	150,64
81,06	85,01	89,01	93,06	97,16	101,31	105,51	109,77	114,08	118,44	122,85	127,32	131,84	136,42	141,06
73,16	77,02	80,92	84,87	88,87	92,92	97,02	101,17	105,38	109,63	113,94	118,30	122,71	127,18	131,70
65,46	69,22	73,03	76,88	80,78	84,74	88,74	92,78	96,88	101,04	105,24	109,49	113,80	118,16	122,57
57,93	61,60	65,32	69,08	72,89	76,74	80,65	84,60	88,60	92,65	96,75	100,90	105,10	109,35	113,66
50,59	54,17	57,80	61,47	65,18	68,94	72,75	76,60	80,51	84,46	88,46	92,51	96,61	100,76	104,96
43,42	46,92	50,45	54,03	57,66	61,33	65,04	68,80	72,61	76,47	80,37	84,32	88,32	92,37	96,47
36,43	39,84	43,29	46,78	50,31	53,89	57,52	61,19	64,90	68,66	72,47	76,33	80,23	84,18	88,18
29,62	32,93	36,29	39,70	43,15	46,64	50,18	53,76	57,38	61,05	64,76	68,53	72,33	76,19	80,09
23,05	26,22	29,47	32,79	36,15	39,56	43,01	46,50	50,04	53,62	57,24	60,91	64,63	68,39	72,19
16,86	19,78	22,86	26,06	29,33	32,65	36,01	39,42	42,87	46,36	49,90	53,48	57,10	60,77	64,49
11,33	13,84	16,61	19,58	22,69	25,91	29,18	32,51	35,87	39,28	42,73	46,22	49,76	53,34	56,96
6,81	8,74	10,99	13,55	16,36	19,38	22,53	25,76	29,05	32,37	35,74	39,14	42,59	46,09	49,62
3,55	4,82	6,41	8,35	10,64	13,26	16,13	19,20	22,38	25,62	28,91	32,23	35,60	39,00	42,45
1,56	2,24	3,18	4,41	5,99	7,95	10,29	12,97	15,92	19,04	22,24	25,48	28,77	32,09	35,46
0,55	0,85	1,28	1,90	2,78	3,97	5,53	7,52	9,93	12,70	15,74	18,90	22,10	25,35	28,63
	0,25	0,40	0,64	1,00	1,55	2,35	3,48	5,03	7,06	9,57	12,47	15,60	18,76	21,96
	0,09		0,15	0,26	0,44	0,72	1,18	1,88	2,94	4,47	6,57	9,25	12,33	15,46
			0,02	0,04	0,08	0,14	0,25	0,45	0,79	1,36	2,30	3,81	6,06	9,11
				0,00	0,01	0,01	0,03	0,05	0,10	0,19	0,38	0,75	1,48	2,91
					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
							0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
								0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
									0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
										0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
											0,00	0,00	0,00	0,00
												0,00	0,00	0,00
													0,00	0,00
														0,00

seu prêmio deve corresponder a uma média dos valores encontrados para cada mês. Por exemplo, no caso do contrato com preço de exercício de 250,00 R\$/MWh, o prêmio mensal deve ser superior à 14,09 R\$/MWh.

A Tabela 7.8 mostra o valor (prêmio) de uma opção de compra para todos os meses de 2010, com diferentes preços de exercício K .

Tabela 7.8: Valor da *call* para 2010

Mês	K (R\$/MWh)		
	75,00	115,00	200,00
1	54,86	15,59	0,00
2	55,95	16,67	0,00
3	61,14	21,58	0,00
4	85,17	45,50	0,03
5	76,21	36,55	0,00
6	83,86	44,19	0,01
7	88,26	48,59	0,02
8	83,27	43,60	0,01
9	91,12	51,45	0,06
10	86,23	46,56	0,02
11	72,55	32,89	0,00
12	76,54	36,88	0,00
Média	76,26	36,67	0,01

Estes resultados mostram que em opções de compra, quanto menor o preço de exercício, maior o valor do prêmio. Como um contrato de opções funciona como uma espécie de seguro, onde o valor do prêmio não é recuperado em nenhum caso pelo comprador, contratos onde o valor do prêmio são menores devem ser mais facilmente comercializados.

7.2.2 Precificação de opção de venda

Agora consideremos que o comprador adquiriu uma opção de venda em Janeiro de 2008 com preço de exercício R\$ 250,00 por MWh, e por isso pagou um prêmio. Se o valor do PLD estiver abaixo de 250,00 R\$/MWh, ele poderá exercer a opção e vender a energia por 250,00 R\$/MWh. Caso o PLD suba acima de 250,00 R\$/MWh, ele não exerce a opção e vende sua

energia no mercado de curto prazo. Utilizando o procedimento e as fórmulas apresentadas na Seção 6.3, para opção de venda, conclui-se que, para este mês, o valor da opção seria praticamente nulo (0,05 R\$/MWh). Isto significa que o vendedor desta opção, para poder obter algum benefício, deve tentar vendê-la por um valor superior à este.

O método para calcular opções de venda é bastante similar ao método para calcular opções de compra. Para a precificação de opção de venda, iniciamos construindo latisses com as trajetórias do preço PLD, conforme demonstrado na Seção 6.1, Figura 6.1. Construimos uma latisse com a trajetória do PLD para cada mês dos anos de 2008 e 2010. Posteriormente, construimos outra latisse para encontrar o valor da opção de venda para cada mês dos anos de 2008 e 2010, seguindo o procedimento descrito na Seção 6.3 para opção de venda.

No caso de opção de venda, quanto maior o preço de exercício, maior deve ser o prêmio. O valor da opção de venda para os anos de 2008, com diferentes preços de exercício K , seguem na Tabela 7.9. Assim o prêmio médio mensal em 2008 de uma *put* com K igual a 250 R\$/MWh deve ser superior a 7,74 R\$/MWh.

Tabela 7.9: Valor da *put* para 2008

Mês	K (R\$/MWh)		
	150,00	200,00	250,00
1	0,00	0,00	0,05
2	0,00	0,00	1,32
3	0,00	0,01	4,63
4	0,00	0,02	5,57
5	0,00	0,03	6,93
6	0,00	0,00	2,27
7	0,00	0,08	10,47
8	0,00	0,05	8,19
9	0,00	0,15	12,99
10	0,00	0,09	10,82
11	0,00	0,14	12,76
12	0,00	0,33	16,87
Média	0,00	0,07	7,74

Os valores da opção de venda para o ano de 2010, com diferentes preços de exercício K ,

são apresentados na Tabela 7.10. Para uma opção de venda com preço de exercício de 200,00 R\$/MWh neste ano, o prêmio médio mensal deve ser superior a 47,71 R\$/MWh.

Tabela 7.10: Valor da *put* para 2010

Mês	K (R\$/MWh)		
	75,00	115,00	200,00
1	0,00	0,39	69,10
2	0,00	0,39	68,02
3	0,00	0,11	62,82
4	0,00	0,00	38,82
5	0,00	0,00	47,75
6	0,00	0,00	40,11
7	0,00	0,00	35,73
8	0,00	0,00	40,70
9	0,00	0,00	32,90
10	0,00	0,00	37,75
11	0,00	0,00	51,41
12	0,00	0,00	47,42
Média	0,00	0,08	47,71

7.3 Análise de risco dos contratos

Os contratos precificados nas Seções 7.1 e 7.2 possuem determinado nível de risco, dado que foram calculados a partir de uma previsão do PLD para os anos de 2008 e 2010. Porém, este risco pode ser medido com os procedimentos de análise de risco apresentados na Seção 6.1.2. Se determinarmos o nível de confiança destes contratos em 95%, teremos para o ano de 2008 os resultados apresentados na Tabela 7.11.

Tabela 7.11: Risco em 2008

Mês	$E[PLD]$	RaR	VaR	$CVaR$
1	287,15	251,89	35,26	224,65
2	273,92	232,15	41,76	198,08
3	259,26	217,26	42,00	183,39
4	256,99	214,29	42,70	180,03
5	253,31	211,30	42,00	177,59
6	245,94	205,81	40,13	173,49
7	245,04	205,00	40,04	172,76
8	249,64	208,71	40,93	175,77
9	240,31	200,90	39,41	169,19
10	244,44	204,34	40,10	172,07
11	240,53	201,41	39,12	169,88
12	234,74	195,56	39,18	164,15

Por exemplo, em Fevereiro de 2008, os contratos foram precificados com o valor esperado do PLD igual a 273,92. Porém, há 5% de chance do PLD valer menos que 232,15 R\$/MWh (Receita-ao-Risco – RaR), o que resultaria em um prejuízo de 41,76 R\$/MWh (Valor-ao-Risco – VaR). Finalmente, o Valor-ao-Risco Condicionado – $CVaR$ é igual a 198,08 R\$/MWh, que é o valor esperado do PLD condicionado ao fato dele ser menor do que 232,15 R\$/MWh (RaR).

Também aplicamos o mesmo procedimento para 2010, também considerando o mesmo o nível de confiança de 95%, e obtivemos os resultados apresentados na Tabela 7.12.

Tabela 7.12: Risco em 2010

Mês	$E[PLD]$	RaR	VaR	$CVaR$
1	128,68	108,99	19,68	92,94
2	129,81	109,01	20,80	92,20
3	134,95	113,90	21,05	96,79
4	158,85	134,62	24,23	114,86
5	149,88	127,85	22,03	109,76
6	157,43	135,57	21,86	117,45
7	161,80	139,49	22,31	120,97
8	156,85	134,83	22,02	116,61
9	164,66	141,72	22,94	122,71
10	159,82	136,89	22,94	117,97
11	146,24	124,69	21,55	107,00
12	150,23	127,91	22,32	109,62

7.4 Carga tributária dos contratos de energia elétrica

A análise desenvolvida na seção anterior permite estimar precificar um contrato sem levar em conta encargos e tributos imposto pela legislação. O benefício, livre de encargos e tributos, de um contrato deve ser avaliado a partir da estimativa de sua carga tributária.

7.4.1 Carga tributária: vendedor

Um gerador na região Sudeste vende um contrato para um consumidor livre. Tendo como benefício, depois de pagar encargos e tributos:

$$B_t = \sum_{t=1}^T \left[\frac{((1 - 0,1615)P_k - ET_G)E\Delta}{(1+i)^t} \right] \quad (7.1)$$

Sendo:

B_t Benefício total

E_k Carga vendida pelo contrato bilateral (MW)

P_k Preço do contrato bilateral (R\$/ MWh)

Δ Número de horas mês

t Número de meses

i Taxa de desconto ou de atualização do capital

ET_g Encargos setoriais devidos pela geração que se apresentam em tarifas²

Alguns encargos e tributos tem percentuais definidos que são aplicados diretamente sobre a base de cálculo. Aqui estes percentuais foram somados totalizando em 16,15%.³ Este estudo de caso não considerou o ICMS que é um imposto devido pelos consumidores, mas é cobrado nos contratos de compra e venda de energia elétrica. Porém, o ICMS, vem destacado na nota fiscal, não integrando o preço da energia.

A Figura 7.1 mostra a evolução do valor do contrato-a-termo precificado na Seção 7.1 para o ano de 2008 e a evolução de seu benefício. Se o gerador vendeu este contrato por 130,62 R\$/MWh, o benefício dele depois de descontados os encargos e tributos, corresponderia à 100,38 R\$/MWh.

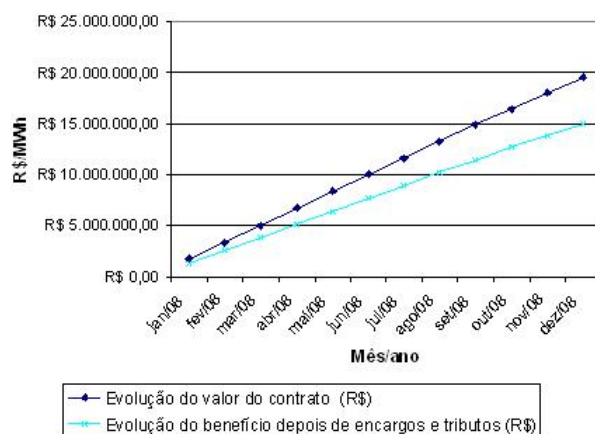


Figura 7.1: Benefício do vendedor em 2008

No ano de 2010, se o gerador vendesse o contrato-a-termo por 99,82 R\$/MWh, o benefício

²Existem 3 encargos setoriais (CFURH, TUST-RB e TUSD-G) devido pela geração que se apresenta em tarifas. Aqui estas 3 tarifas foram somadas, totalizando em 9,14 R\$/MWh. Ver detalhamento na Tabela 3.5.

³São eles: RGR, TFSEE, P&D e Eficiência Energética, IRPJ, Adicional IRPJ, CSL, PIS e COFINS. Ver detalhamento na Tabela 3.5

dele depois de descontados os encargos e tributos, corresponderia à 74,56 R\$/MWh.

Como muitos encargos setoriais e de transporte são cobrados através de tarifas por MWh, não é possível definir a carga tributária em percentuais fixos à ser descontado sobre o preço da energia comercializada. Quanto menor o preço da energia vendida, maior será o impacto da carga tributária. A Figura 7.2 ilustra esta situação, onde o impacto da carga tributária é diferente para o preço do contrato-a-termo para 2008 (130,64 R\$/MWh), o preço do contrato-a-termo para 2010 (99,82 R\$/MWh) e preço mínimo do PLD (15,57 R\$/MWh):

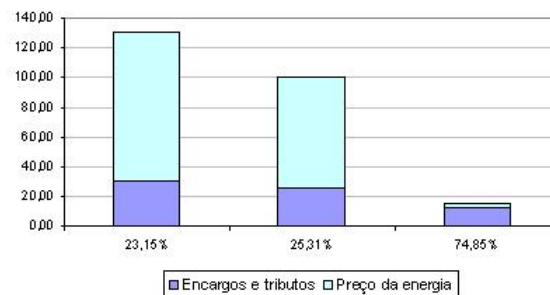


Figura 7.2: Impacto da carga tributária sobre o preço da energia

7.4.2 Carga tributária: comprador

Agora consideremos o consumidor livre que comprou o contrato-a-termo precificado na Seção 7.1. Ele está conectado à Rede Básica e consumiu exatamente a energia contratada, sendo o custo total com energia dado por:

$$C_t = \sum_{t=1}^T \left[\frac{((1 + 0,18)P_K + TUST + ESS)E_K \Delta}{(1 + i)^t} \right] \quad (7.2)$$

Na qual:

C_t Custo total (R\$)

E_k Carga comprada pelo contrato bilateral (MW)

$TUST$ Tarifa de uso do sistema de transmissão ⁴

⁴A TUST é dividida em 4 tarifas: Fio, CCC, CDE e Proinfa. Aqui ela é considerada como a soma de todas, totalizando em 28,06 R\$/MWh. Ver detalhamento na Tabela 3.8

ESS Encargo de uso do sistema

Quando o consumidor compra energia elétrica em um contrato bilateral haverá a incidência de 18% do valor do contrato de ICMS. O ESS aqui foi estimado com a técnica de latisses binomiais desenvolvida na Seção 6.4, onde o valor esperado do ESS para este ano é R\$3,36 MWh.

A Figura 7.3 mostra a evolução do valor do contrato-a-termo precificado na Seção 7.1 para o ano de 2008 e a evolução de seu custo total com energia elétrica. Se o consumidor comprou este contrato por 130,62 R\$/MWh, o custo total com energia depois de contabilizados os encargos e tributos que incidem nesta compra, corresponderia à 169,91 R\$/MWh. A Figura 7.3 mostra a evolução do valor do contrato e do custo total com energia.



Figura 7.3: Impacto da carga tributária na compra de energia

No ano de 2010, se o consumidor comprasse o contrato-a-termo por 99,82 R\$/MWh, o custo total dele com energia elétrica depois de contabilizados os encargos e tributos, corresponderia à 132,76 R\$/MWh.

O custo total com energia elétrica de um consumidor também não é definido com um percentual à ser aplicado sobre o preço da energia. Os encargos setoriais e de transporte devidos pelo segmento consumo são definidos através de tarifas por MWh. A Figura 7.4 ilustra esta situação, que se o consumidor tivesse um custo total com energia de 169,81 R\$/MWh (preço do contrato-a-termo para 2008), seu dispêndio relativo com encargos e tributos é diferente de quando tem um custo total de 132,76 R\$/MWh (preço do contrato-a-termo para 2010).

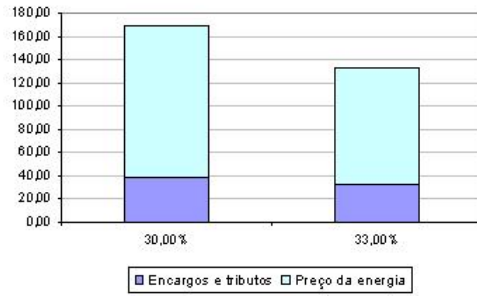


Figura 7.4: Impacto da carga tributária sobre a compra da energia

Capítulo 8

Conclusões

Este trabalho precificou contratos de compra e venda de energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre, considerando o impacto dos encargos e tributos que incidem nestas operações.

Os contratos de compra e venda de energia elétrica apresentam grande dificuldade de precificação, devido principalmente pela grande volatilidade dos preços da eletricidade e pelo grande número de flexibilidades de negociação que estes contratos permitem. Uma das principais dificuldades para a adoção de contratos decorre da dificuldade de formular modelos cujos preços esperados se aproximem daqueles verificados posteriormente. Variações muito grandes dos preços da energia aumentam os riscos envolvidos em suas negociações dificultando a descoberta de um preço não inibitório que possibilite o encontro entre ofertantes e demandantes desse instrumento.

Soma-se à isto, a considerável carga tributária que incide nas operações de compra e venda de energia. Na previsão do preço da energia o agente vendedor deve levar em consideração o real benefício que obterá após o recolhimento de impostos e encargos. Do outro lado, o consumidor livre de energia, que antes da reestruturação do Setor, pagava apenas uma conta de energia que já englobava o custo da energia, além de todos os encargos setoriais e de transporte e tributos, necessita agora considerar diferentes despesas separadamente.

A carga tributária incidente em contratos de energia elétrica é bastante diferenciada para cada agente envolvido. Por isso, este trabalho não procurou criar um modelo de previsão da carga tributária. Porém, procurou-se reunir uma série de informações necessárias sobre

todos os encargos e tributos que incidem nestas operações, para que cada agente possa analisar o preço de compra ou venda de energia considerando a tributação através de meios simples e eficazes. Foi apresentado alguns exemplos hipotéticos, onde através de tabelas que já alocavam os encargos e tributos devidos, dado o preço da energia negociada era possível vislumbrar o benefício do contrato para o vendedor ou o custo total com energia pelo consumidor. Dos encargos e tributos devidos pelos consumidores, verificou-se certa dificuldade de previsão do Encargo de Serviço do Sistema-ESS, por este ser determinado mensalmente pela CCEE e apresentar volatilidade considerável.

Quanto ao impacto da carga tributária, notou-se que independe do tipo de contrato (termo, opção etc.) adotado pelo agente no Ambiente de Contratação Livre. Normalmente o consumidor paga tributos sobre o preço da energia comprada e paga encargos que incidem sobre sua demanda ou consumo de energia. O vendedor recolhe encargos e tributos sobre sua receita (lucro, lucro líquido e etc) ou energia gerada. Então, a análise de impacto da carga tributária pode ser feita da mesma forma para qualquer tipo de contrato.

Procurou-se estudar neste trabalho a precificação de contrato-a-termo e opção inflexíveis, por serem estes os principais tipos de contratos utilizados no mercado de energia elétrica atualmente. A metodologia de precificação de contratos adotada neste trabalho, as latisses binomiais, são bastante utilizadas no mercado financeiro para a precificação de contratos de opções. Esta técnica, demonstrou-se uma ferramenta de análise apropriada para a precificação de energia elétrica, além de também possibilitar a avaliação do impacto esperado do ESS.

Dentre algumas características da energia elétrica que à diferencia da maior parte das *commodity*, destaca-se que o preço futuro da energia é diferente do preço *spot* acrescido do custo de capital, além disso, não é possível a compra de energia visando armazená-la a fim de vendê-la no futuro e obter o lucro de arbitragem, pois sua armazenagem em larga escala é impossível. Conseqüentemente, o mecanismo de convergência dos preços através da arbitragem é restrita no mercado elétrico.

Porém, este trabalho procurou utilizar do princípio da arbitragem, considerando as oportunidades de venda de um gerador. No Brasil, um gerador de energia elétrica, possui três

mercados para ofertar seu produto, que são eles: o mercado *spot*, o Ambiente de Contratação Livre e o Ambiente de Contratação Regulada. O preço no Ambiente de Contratação Regulada é conhecido, pois é o preço da energia vendida nos leilões. Então, por meio de uma equivalência de preços entre o mercado regulado e no mercado *spot*, é possível encontrar o valor esperado da energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre. Além disso, a base de dados utilizada para prever o comportamento do preço *spot* foi as 2000 séries sintéticas do CMO geradas pelo programa Newave. Esta base foi fornecida pela Aneel e é utilizada pelo ONS para o planejamento da operação no médio prazo. O que também contribuiu para que valor esperado no *spot*, considerasse análises de diferentes variáveis utilizadas para a formação do preço futuro no *spot*, e, não apenas, o preço atual do *spot*.

Além disso, a base de dados do Newave também permitiu uma análise do preço mês-a-mês, que no caso da energia elétrica brasileira é mais indicada, devido a forte predominância de geração hidráulica e conseqüente dispersão em períodos úmidos. Possibilitando precificar contratos com preços diferenciados em cada mês. O histórico de preços do Setor, por ser muito recente não permitiria tal análise.

A utilização de latisses binomiais também possibilitou a análise de risco dos contratos, através das medidas de VaR e $CVaR$. Estas análises puderam ser concretizadas dentro da própria latisse, sem a necessidade de se importar dados para uma curva de distribuição de probabilidades. Interessante, que este tipo de análise nunca foi encontrado em nenhum trabalho utilizando latisses. O uso de latisses também permitiu uma fácil modelagem computacional, além de não exigir cálculos complexos.

Para desdobramentos futuros propõe-se um trabalho de desenvolvimento de metodologias para precificação de contratos de energia elétrica, utilizando latisses generalizadas geradas pelo método de Monte Carlo. Esta abordagem amplia o uso de latisses, partindo das binomiais onde cada estado pode resultar em apenas dois novos estados, no estágio seguinte, para latisses generalizadas onde um estado pode resultar em n novos estados. Por outro lado, permite reduzir o número de simulações de Monte Carlo. Esta abordagem pode ser aplicada na estimativa do valor esperado de um contrato de energia elétrica, que é afetado por diferentes variáveis estocásticas. Esta metodologia é apresentada nos trabalhos de Weber

[2005] e Gardner and Zhuang [2000].

Esta dissertação focou-se apenas nos Consumidores livres, para próximos trabalhos também sugere-se o estudo de precificação de contratos dos Consumidores especiais, que são aqueles consumidores (Grupo A4 ou superior) com demanda igual ou superior a 500 kW ou Consumidores (Grupo A4 ou superior) reunidos em comunhão de interesse de fato ou de direito, com demanda total igual ou superior a 500 kW. Este tipo de consumidor, ao comprar energia de fontes alternativas de energia (solar, biomassa, eólica e co-geração qualificada) podem optarem por fazerem parte do Ambiente de Contratação Livre e neste caso possuem desconto de 50% nas tarifas- fio dos sistemas de transmissão e distribuição. Este mercado está em crescente ascensão, sendo uma grande oportunidade de negócios para as empresas comercializadoras de energia.

O modelo de latisses binominais também pode ser utilizado com parâmetros financeiros para cálculo do retorno de um investimento, tal como a Taxa Interna de Retorno - TIR.

Referências Bibliográficas

- ANEEL. Acesso e uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Caderno Temático 5, 2005. 2ª edição.
- Karan Bhanot. Value of an option to purchase electric power. *Energy Economics*, 24:121–137, 2002.
- Fischer Black and Myron Scholes. The pricing of options and corporate liabilities. *The Journal of Political Economy*, 81:637–654, Maio–Junho 1973.
- Michael J. Brennan and Eduardo S. Schwartz. Evaluating natural resource investments. *The Journal of Business*, 58(2):135–157, 1985.
- Alexandre Canazio. Rte: Anace estuda ação contra cobrança a consumidores livres. *Agência CanalEnergia*, Março 2008.
- Daniel Araujo Carneiro. *Tributos e encargos do setor elétrico brasileiro*. Juruá Editora, 1ª edition, 2001.
- Maria Carolina Carneiro. Os leilões do novo modelo do setor elétrico brasileiro. *Boletim INFOPETRO*, Maio–Junho 2006.
- CCEE. A evolução do mercado livre de energia. 4º ENASE, Setembro 2007. Antonio Carlos Fraga Machado.
- John C. Cox, Stephen A. Ross, and Mark Rubinstein. Option pricing: A simplified approach. *Journal of Financial Economics*, (7):229–263, Março 1979.
- Sônia Regina da Cal Seixas Barbosa. Desenvolvimento e ambiente: questões fundamentais da sociologia contemporânea. *Revista Humanitas*, 3(2):39–54, Agosto–Dezembro 2000.
- Ennio Peres da Silva, João Carlos Camargo, Alexandre Sordi, and Ana Maria Resende. Recursos energéticos, meio ambiente e desenvolvimento. *Multiciência: Revista dos Centros e Núcleo Interdisciplinares da Unicamp*, (1), Outubro 2003. URL www.multiciencia.unicamp.br.
- Shijie Deng. Pricing electricity derivatives under alternative stochastic spot price models. *Proceedings of the 33rd Hawaii International Conference on System Sciences*, 4:4025, 2000.

- S.J. Deng and S.S. Oren. Electricity derivatives and risk management. *Elsevier Energy*, 31: 940–953, 2006. URL www.sciencedirect.com.
- Darrell Duffie. *Dinamic Asset Pricing Theory*. Princeton University Press, 1996.
- A. Eydeland and H. Geman. *Fundamentals of electricity derivative pricing*. Risk books, 1999.
- Doug Gardner and Yiping Zhuang. Valuation of power generation assets: A real options approach. *Algo Research Quarterly*, 3(3):9–20, Dezembro 2000.
- T. W. Gedra. Optional forward contracts for electric markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 9(4):1766–1773, 1994.
- K. Ghosh and Ramesh. An options model for electric power markets. *Electrical Power & Energy Systems*, 19(2):75–85, 1997.
- M. Harrison and D. Kreps. Martingale and multiperiod securities markets. *Journal of Economic Theory*, 20:382–408, 1979.
- J. C. Hull. *Opções, Futuros e Outros Derivativos*. Prentice-Hall, 3a. edition, 1998.
- Philippe Jorion. *Value at Risk: The New Benchmark for Controlling Market Risk*. Mc Graw Hill, 1997.
- R. I. Kaye, H. R. Outhred, and C. H. Bannister. Forward contracts for the operation of an electricity industry under spot pricing. *IEEE Transactions on Power Systems*, 5(1):46–52, 1990.
- Frank H. Knight. *Risk, Uncertainty, and Profit*. Hart, Schaffner & Marx, Boston, MA, 1921.
- Craig Lowrey. The pool and forward contracts in the UK electricity supply industry. *Energy Policy*, 25:413–423, 1997.
- David G. Luenberger. *Investment Science*. Oxford University Press, 1998.
- Harry Markowitz. Portfolio Selection. *The Journal of Finance*, 7(1):77–91, 1952.
- Raquel Massote. Cemig: orçamento previsto é suficiente para usina em RO. *Agência Estado: investimentos*, Maio 2008.
- André G. S. T Mendes, Alexandre Street, Luiz Augusto Barroso, Mario V. Pereira, Raphael Chabar, Bernardo Bezerra, and Álvaro Veiga. Impactos derivados da criação de um mercado flexível de gás natural no Brasil. In *Anais do SNPTEE*, 2007.
- R. C. Merton. Theory of racional option pricing. *Bell Journal of Economics and Management Science*, 4:141–183, 1973.

- Hatim Yamin Mohammad Shahidehpour and Zuyi Li. *Market operations in electric power systems*. A John Wiley & Sons, Inc. Publication, 2002.
- Fernando Colli Munhoz. *Modelo de suporte à decisão para contratação eficiente de energia elétrica*. PhD thesis, FEM-UNICAMP, 2008.
- S. I. Palamarchuk. Forward contracts for electricity and their correlation with spot markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, February(1):23–26, 2003.
- Dragana Pilipovic. *Energy Risk: Valuing and Managing Energy Derivatives*. Hardcover, 1997.
- Pricewaterhousecoopers. Estudo sobre o impacto da tarifa de energia elétrica na competitividade da indústria brasileira. Technical report, 2006.
- R. Tyrrell Rockafellar and Stanislav Uryasev. Conditional value-at-risk for general loss distributions. *Journal of Banking & Finance*, 26:1443–1471, 2002.
- Stephen A. Ross. The current status of the capital asset price model (capm). *The Journal of Finance*, 33(3):885–901, 1978.
- Paul A. Samuelson. Proof that properly anticipated prices fluctuate randomly. *Industrial Management Review*, 6(2):41–49, 1965.
- Eduardo S. Schwartz. The stochastic behavior of commodity prices: Implications for valuation and hedging. *The Journal of Finance*, 52(3):923–973, Julho 1997.
- S. Stoff, T. Belden, C. Goldman, and S. Pickle. Primer on electricity futures and other derivatives. Technical report, University of California Berkeley, 1998.
- Leticia Takahashi. *Precificação de contratos flexíveis de energia elétrica: contrato-a-termo e opção*. PhD thesis, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP – FEM, 2008.
- Christoph Weber. *Uncertainty in the electric power industry*. Springer Science + Business Media, Inc., 2005.

Apêndice A

A.1 Latisses semanais

As latisses também poderiam ter sido construídas com variações semanais, ao invés de variações diárias. Neste caso, obteríamos um total de quatro variações dentro de um mês. As diferentes trajetórias seguidas pelo PLD no mês de janeiro de 2008, utilizando latisses semanais, são apresentadas na Figura A.1.

Tabela A.1: Trajetória do preço do PLD em Janeiro de 2008

	1	2	3	4
288,93	316,40	346,47	379,40	415,46
	263,86	288,93	316,40	346,47
		240,95	263,86	288,93
			220,04	240,95
				200,94

A Tabela A.2 mostra o valor esperado do PLD em Janeiro de 2008, utilizando latisses semanais, que equivale à R\$298,99/MWh.

Tabela A.2: Valor esperado do PLD para Janeiro de 2008

	1	2	3	4
298,99	324,62	352,44	382,66	415,46
	270,71	293,92	319,11	346,47
		245,11	266,12	288,93
			221,93	240,95
				200,94

A Tabela A.3 mostra os resultados dos valores esperados do PLD para todos os meses de

2008, utilizando latisses semanais e diárias.

Tabela A.3: Valor esperado do PLD para 2008

Mês	R\$/MWh	R\$/MWh
	Latisse semanal	Latisse diária
1	298,99	287,15
2	280,96	273,92
3	266,86	259,26
4	264,94	256,99
5	261,10	253,31
6	253,25	245,94
7	252,35	245,04
8	257,14	249,64
9	247,53	240,31
10	251,79	244,44
11	247,63	240,53
12	242,07	234,74

A Tabela A.4 mostra os resultados dos valores esperados do PLD para todos os meses de 2010, utilizando latisses semanais e diárias.

Tabela A.4: Valor esperado do PLD para 2010

Mês	R\$/MWh	R\$/MWh
	latisse semanal	latisse diária
1	132,01	128,68
2	133,52	129,81
3	138,59	134,95
4	162,93	158,85
5	153,45	149,88
6	160,74	157,43
7	165,16	161,80
8	160,23	156,85
9	168,15	164,66
10	163,43	159,82
11	149,74	146,24
12	153,88	150,23

A.2 Histórico do PLD

A Tabela A.5 apresenta o histórico de preço médio do PLD para o submercado Sudeste de Janeiro de 2008 à Maio de 2008.

Tabela A.5: Histórico do PLD em 2008

Mês	R\$/MWh
1	34,18
2	68,8
3	124,7
4	200,42
5	502,45