



Leandro Bispo da Silva

**Metodologia para Otimização da Contratação de
uma Distribuidora Através de Leilões de Energia**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia Elétrica da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Reinaldo Castro Souza

Rio de Janeiro

Abril de 2008

Livros Grátis

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.



Leandro Bispo da Silva

**Metodologia para Otimização da Contratação de
uma Distribuidora Através de Leilões de Energia**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Técnico Científico da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Dr. Reinaldo Castro Souza
Orientador

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Dr. Ricardo Tanscheit

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Dr. José Francisco Moreira Pessanha
CEPEL

Dr. Marco Antonio de Paiva Delgado
ABRADEE

Dra. Mônica Barros
Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Dr. João Carlos de Oliveira Aires
UGF

Prof. José Eugenio Leal
Coordenador Setorial do Centro
Técnico Científico

Rio de Janeiro, 17 de abril de 2008

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

Leandro Bispo da Silva

Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal Fluminense - UFF no ano de 2004. Entre 2004 e 2005 trabalhou na gestão de um projeto corporativo da Ampla, que consistia na formação de propostas e na execução de projetos de engenharia para grandes clientes. Desde o segundo semestre de 2005, exerce o cargo de Analista de Regulação na Superintendência de Regulação Econômica da Light, atuando na área de estudos tarifários e de análise e aplicação das regulamentações específicas do setor, principalmente em temas que envolvem questões do âmbito da Engenharia Elétrica.

Ficha Catalográfica

Silva, Leandro Bispo da

Metodologia para otimização da contratação de uma distribuidora através de leilões de energia / Leandro Bispo da Silva ; orientador: Reinaldo Castro Souza. – 2008.

167 f. ; 30 cm

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

Inclui bibliografia

1. Engenharia elétrica – Teses. 2. Energia. Leilões. 4. Contratos. 5. Previsão de Consumo. 6. Simulações. 7. Otimização. I. Souza, Reinaldo Castro. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. III. Título.

CDD: 621.3

Para meus queridos pais Laercio e Tânia, minha irmã Tatiana e meu amor
Fernanda, por todo apoio e confiança.

Agradecimentos

Primeiramente a Deus, que me supriu com muita força e saúde para vencer todas as dificuldades.

Aos meus pais pelo carinho e educação a mim passados em todos os momentos.

À minha irmã que sempre esteve ao meu lado me passando muita força.

À minha amada Fernanda, o anjo de minha vida, por toda compreensão e amor.

Ao meu orientador Professor Reinaldo Castro Souza, pelo apoio a mim prestado no desenvolvimento deste trabalho, pelo seu pronto atendimento às dúvidas e pelo estímulo transmitido a todo instante.

À Professora Mônica Barros, pela atenção, simpatia e colaboração no entendimento de pontos importantes da dissertação.

Aos meus amigos da Light, que sempre entenderam minhas dificuldades e sempre me apoiaram.

À Ângela Gomes e ao Fernando Ferro, por toda confiança depositada em mim, e pela compreensão ao respeitar todos os meus limites para conciliar dois importantes desafios.

A todos meus familiares e amigos por caminharem junto a mim sempre que preciso.

Resumo

Silva, Leandro Bispo; Souza, Reinaldo Castro (Oreintador). **Metodologia para Otimização da Contratação de uma Distribuidora através de Leilões de Energia**. Rio de Janeiro, 2008. 167p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Com o novo modelo do setor elétrico implantado no início desta década, vários desafios foram impostos aos agentes dessa área. Para os agentes de distribuição, o modelo implica em procurar otimizar processos, sempre mantendo certo nível de qualidade dos serviços, monitorado pelo agente regulador. Uma das obrigações das distribuidoras é a contratação adequada de energia para fornecimento de seus clientes considerando períodos futuros. O presente trabalho tem por objetivo desenvolver uma estratégia de apoio às decisões de uma distribuidora de energia para a contratação em leilões de energia elétrica. O método contempla uma etapa de previsão de consumo de energia num horizonte de cinco anos, e a partir dos valores estimados e de outros componentes formadores dos custos de contratação, como o Valor de Referência Anual e o Preço de Liquidação de Diferenças, realiza simulações de cenários, que visam propiciar uma otimização na formação da carteira de contratos. Ao final são definidos os percentuais ótimos de contratação, que garantam o atendimento completo ao mercado cativo da distribuidora, e que minimizam os riscos de aplicações de penalidades por sub ou sobrecontratação.

Palavras-chave

Energia; Leilões; Contratos; Previsão de Consumo; Simulações; Otimização.

Abstract

Silva, Leandro Bispo; Souza, Reinaldo Castro (Advisor). **Methodology to Optimization of Energy Auctions Contracts to a Company of Distribution.** Rio de Janeiro, 2008. 167p. MSc. Dissertation - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The implementation of the new model for the electrical sector in Brazil resulted in big challenges to the agents involves in this market. For the distributing utilities agents, in particular, the model somehow requires an optimization of all their processes but, at the same time, keeping the quality of the services supplied to their clients within the level stated by the regulator. Among these challenges, the distributing utilities, within the new model, have to perform the correct acquisition of energy from the supply utilities for future periods (up to 5 years ahead). This thesis aims to provide tools to help a distributing utility on the decision of energy acquisition on the electrical energy auctions. The approach includes a stage of energy consumption forecasts up to 5 – years – ahead and simulation stage where the demand forecasts and the energy prices series are the random variables implemented in a simulation scheme that generates possible energy acquisition scenarios. At the end, the optimal energy acquisition are obtained in such a way that the captive utility is fully contracted for the next five years where the utility penalties for under or over acquisition are minimized.

Keywords

Energy; Auctions; Contracts; Consumption Forecast; Simulation; Optimization.

Sumário

1	Introdução	18
1.1.	Objetivos gerais	19
1.2.	Objetivos específicos	20
1.3.	Delimitações	20
1.4.	Estrutura do trabalho	20
2	Conjuntura e Cenário energético brasileiro	26
2.1.	Desempenho do setor em 2007	28
2.2.	Perspectivas para 2008	30
3	Comercialização de energia elétrica	32
3.1.	Leilões de energia	33
3.1.1.	Ambientes de Contratação	33
3.1.2.	Características dos leilões	41
4	Modelo de previsão de consumo de energia elétrica	46
4.1.	Modelo de regressão dinâmica	48
4.2.	Variáveis do modelo de previsão	50
4.2.1.	Variável dependente	50
4.2.2.	Variáveis explicativas	52
4.3.	Procedimentos de modelagem	55
4.4.	Modelos definidos por classe de consumo	58
4.4.1.	Modelos de cada classe de consumo com exceção de Industrial AT	58
4.4.2.	Classe de consumo industrial AT	72
4.5.	Cenários considerados para as variáveis explicativas	74
4.6.	Aplicação do modelo e resultados de previsão obtidos	76
5	Simulação do PLD médio anual	77
5.1.	Determinação dos PLDs para simulação	78
5.1.1.	Passo 1: Estimção de fatores sazonais	79
5.1.2.	Passo 2: Obtenção dos Custos Marginais de Operação	81
5.1.3.	Passo 3: Determinação do PLD médio anual	83
5.1.4.	Passo 4: Reamostragem das séries de PLD's médios anuais	83
6	Simulação dos custos de contratação de energia	89
6.1.	Percentual de contratação do consumo estimado	90
6.2.	Consumo previsto	91
6.3.	Desvio padrão da previsão	91
6.4.	Consumo realizado	92
6.5.	Valor anual de referência - VR	93
6.6.	Mix da empresa	95
6.7.	Preço médio de liquidação das diferenças – $PLD_{méd}$ anual	97
6.8.	Custos anuais de contratação	98
6.8.1.	Custo de aquisição da energia	98
6.8.2.	Perda por não repasse do custo na CCEE por subcontratação	99
6.8.3.	Multa por subcontratação	99
6.8.4.	Custo de sobrecontratação acima de 103% da demanda	100
6.9.	Análise das simulações	101

7 Otimização dos custos de contratação	114
7.1. Configurações envolvidas na otimização	114
7.2. Otimizações realizadas	116
7.2.1. Otimização nº. 1	116
7.2.2. Otimização nº. 2	117
7.2.3. Otimização nº. 3	118
7.2.4. Otimização nº. 4	119
7.2.5. Otimização nº. 5	120
7.3. Análise dos resultados das principais otimizações de custo	120
7.4. Otimização pela minimização das penalidades	121
7.5. Perdas elétricas do sistema de distribuição	133
7.6. Fluxograma geral	136
8 Conclusões	141
9 Referências bibliográficas	152
Apêndice A Algoritmos Genéticos	158
A.1. Introdução aos Algoritmos Genéticos	158
A.2. Caracterização dos Algoritmos Genéticos	160
A.2.1. Problema	160
A.2.2. Representação	160
A.2.3. Decodificação	161
A.2.4. Avaliação	161
A.2.5. Seleção	162
A.2.6. Operadores Genéticos	163
A.2.7. Inicialização da população	165
A.3. Técnicas de reprodução	165
A.4. Parâmetros e critérios de parada	166
A.5. Métodos de solução	166
A.6. Algumas Recomendações	167

Lista de tabelas

Tabela 3.1 – PLD's Mínimo e Máximo para o ano de 2008 (Fonte: CCEE)	37
Tabela 3.2 – Valores de Referência Anual para os últimos 4 anos (Fonte: CCEE)	41
Tabela 4.1 – Classes a terem a previsão de consumo modelada	52
Tabelas 4.2 – Variáveis Explicativas Referentes aos Níveis de Preços na Economia (Fonte: IBGE)	53
Tabelas 4.3 – Variáveis Explicativas Referentes às Características do Faturamento da Light (Fonte: Light SESA)	53
Tabelas 4.4 – Variáveis Explicativas Referentes à Estrutura de Renda dos Consumidores (Fonte: IBGE)	54
Tabelas 4.5 – Variáveis Explicativas Referentes às Atividades Econômicas (*Fonte: IBGE – **Fonte: FIRJAN)	54
Tabelas 4.6 – Variáveis Explicativas Referentes à Temperatura (Fonte: INMET-RJ)	54
Tabelas 4.7 – Variáveis Explicativas Referentes ao Calendário (Fonte: Light SESA)	55
Tabelas 4.8 – Variáveis de Intervenção (<i>dummies</i>)	55
Tabela 4.9 – Ano de início das Variáveis Explicativas	57
Tabela 4.10 – Modelos Testados para Classe Residencial MT	59
Tabela 4.11 – Modelos Testados para Classe Residencial BT	60
Tabela 4.12 – Modelos Testados para Classe Comercial AT	61
Tabela 4.13 – Modelos Testados para Classe Comercial MT	62
Tabela 4.14 – Modelos Testados para Classe Comercial BT	63
Tabela 4.15 – Modelos Testados para Classe Industrial MT	64
Tabela 4.16 – Modelos Testados para Classe Industrial BT	65
Tabela 4.17 – Modelos Testados para Classe Rural	66
Tabela 4.18 – Modelos Testados para Classe Poder Público	67
Tabela 4.19 – Modelos Testados para Classe Serviços Públicos: Tração Elétrica	68
Tabela 4.20 – Modelos Testados para Classe Serviços Públicos: Água Saneamento e Esgoto	69
Tabela 4.21 – Modelos Testados para Classe Iluminação Pública	70

Tabela 4.22 – Modelos Testados para Classe Consumo Próprio	71
Tabela 4.23 – Variáveis presentes em mais de um modelo	72
Tabela 4.24 – Valores em MWh do consumo previsto para classe Industrial AT	74
Tabela 4.25 – Variáveis explicativas selecionadas e os respectivos métodos utilizados para gerar seus cenários futuros	75
Tabela 4.26 – Consumo Previsto para 2008 até 2012 por classes	76
Tabela 4.27 – Consumo Total Previsto para 2008 até 2012 e a Taxa de Crescimento	76
Tabela 5.1 – Fatores Sazonais Multiplicativos Obtidos e os Erros do Modelo	81
Tabela 5.2 – Quadro demonstrativo contendo as 2000 séries de PLD médio anual	83
Tabela 6.1 – Representação Ilustrativa da Variável 1: Percentual de Contratação	91
Tabela 6.2 – Representação Ilustrativa da Variável 2: Consumo Previsto	91
Tabela 6.3 – Representação Ilustrativa da Variável 3: Desvio Padrão	92
Tabela 6.4 – Representação Ilustrativa da Variável 4: Consumo Realizado	93
Tabela 6.5 – Representação Ilustrativa da Atualização Modetária do VR	94
Tabela 6.6 – Representação Ilustrativa da Variável 5: Valor Anual de Referência (Fonte: REH nº 477/2007 e REH nº 550/07)	95
Tabela 6.7 – Representação Ilustrativa da Variável 6: <i>Mix</i> da Empresa (Fonte: Light SESA)	97
Tabela 6.8 – Representação Ilustrativa da Variável 7: PLD médio anual	98
Tabela 6.9 – Estatísticas Descritivas da Distribuição Custo 2008	104
Tabela 6.10 – Estatísticas Descritivas da Distribuição Custo 2009	105
Tabela 6.11 – Estatísticas Descritivas da Distribuição Custo 2010	107
Tabela 6.12 – Estatísticas Descritivas da Distribuição Custo 2011	108
Tabela 6.13 – Estatísticas Descritivas da Distribuição Custo 2012	110
Tabela 6.14 – Estatísticas Descritivas da Distribuição Custo Total 2008 a 2012	112
Tabela 7.1 – Informações Gerais e Resultados da Otimização 1	116
Tabela 7.2 – Informações Gerais e Resultados da Otimização 2	117
Tabela 7.3 – Informações Gerais e Resultados da Otimização 3	118
Tabela 7.4 – Informações Gerais e Resultados da Otimização 4	119
Tabela 7.5 – Informações Gerais e Resultados da Otimização 5	120

Tabela 7.6 – Quadro Resumo com os percentuais de contratação gerados pelo modelo de otimização	120
Tabela 7.7 – Estatísticas Descritivas da Distribuição do Custo de Penalidade 2008	125
Tabela 7.8 – Estatísticas Descritivas da Distribuição do Custo de Penalidade 2009	126
Tabela 7.9 – Estatísticas Descritivas da Distribuição do Custo de Penalidade 2010	127
Tabela 7.10 – Estatísticas Descritivas da Distribuição do Custo de Penalidade 2011	128
Tabela 7.11 – Estatísticas Descritivas da Distribuição do Custo de Penalidade 2012	129
Tabela 7.12 – Estatísticas Descritivas da Distribuição do Custo de Penalidade para todo o período de 2008 a 2012	131
Tabela 7.13 – Energia a ser contratada para atendimento do mercado cativo da distribuidora com parcela de perdas elétricas embutida	136
Tabela A.1 – Representação em Algoritmos genéticos de acordo com o tipo de problema	161

Lista de figuras

Figura 3.1 – Representação do Montante do Mercado <i>Spot</i> Obtido Através da Diferença entre Energia Contratada e Energia Verificada	32
Figura 3.2 – Ordem cronológica – com exemplo – de realização dos leilões até o ano de entrega	42
Figura 4.1 – Esquema Básico do Modelo Causal	47
Figura 4.2 – Fluxograma para Construção de um Modelo de Regressão Dinâmica	50
Figura 4.3 – Parcelas de Consumo por Classes no Mercado da Light em 2007 (Fonte: Relatório Anua 2007 – Light SESA)	51
Figura 4.4 – Gráfico gerado pelo programa de previsão: série histórica residencial MT (linha preta), valores previstos para o período teste (linha vermelha) e intervalos de confiança (linha azul)	59
Figura 4.5 – Gráfico gerado pelo programa de previsão: série histórica residencial BT (linha preta), valores previstos para o período teste (linha vermelha) e intervalos de confiança (linha azul)	60
Figura 4.6 – Gráfico gerado pelo programa de previsão: série histórica comercial AT (linha preta), valores previstos para o período teste (linha vermelha) e intervalos de confiança (linha azul)	61
Figura 4.7 – Gráfico gerado pelo programa de previsão: série histórica comercial MT (linha preta), valores previstos para o período teste (linha vermelha) e intervalos de confiança (linha azul)	62
Figura 4.8 – Gráfico gerado pelo programa de previsão: série histórica comercial BT (linha preta), valores previstos para o período teste (linha vermelha) e intervalos de confiança (linha azul)	63
Figura 4.9 – Gráfico gerado pelo programa de previsão: série histórica industrial MT (linha preta), valores previstos para o período teste (linha vermelha) e intervalos de confiança (linha azul)	64
Figura 4.10 – Gráfico gerado pelo programa de previsão: série histórica industrial BT (linha preta), valores previstos para o período teste (linha vermelha) e intervalos de confiança (linha azul)	65
Figura 4.11 – Gráfico gerado pelo programa de previsão: série histórica rural (linha preta) e valores previstos para o período teste (linha vermelha)	66

Figura 4.12 – Gráfico gerado pelo programa de previsão: série histórica poder público (linha preta) e valores previstos para o período teste (linha vermelha)	67
Figura 4.13 – Gráfico gerado pelo programa de previsão: série histórica tração elétrica (linha preta) e valores previstos para o período teste (linha vermelha)	68
Figura 4.14 – Gráfico gerado pelo programa de previsão: série histórica água saneamento esgoto (linha preta) e valores previstos para o período teste (linha vermelha)	69
Figura 4.15 – Gráfico gerado pelo programa de previsão: série histórica iluminação pública (linha preta) e valores previstos para o período teste (linha vermelha)	70
Figura 4.16 – Gráfico gerado pelo programa de previsão: série histórica consumo próprio (linha preta) e valores previstos para o período teste (linha vermelha)	71
Figura 4.17 – Consumo Industrial AT da Light: Realizado (2005-2007) e Previsto (2008-2012)	74
Figura 5.1 – Representação esquemática da geração do PLD semanal	78
Figura 5.2 – Exemplo do comportamento dos valores dos PLDs reais x PLDs estimados x Energia natural afluyente no ano de 2006 (Fontes: ONS / CCEE)	80
Figura 5.3 – Série de Consumo (GWh) do Subsistema SE/CO (Linha Vermelha: previsão; Linhas azuis: Intervalos de Confiança – limites inferior e superior)	81
Figura 5.4 – Distribuição e Estatísticas do PLD Médio Anual 2008	85
Figura 5.5 – Distribuição e Estatísticas do PLD Médio Anual 2009	85
Figura 5.6 – Distribuição e Estatísticas do PLD Médio Anual 2010	86
Figura 5.7 – Distribuição e Estatísticas do PLD Médio Anual 2011	86
Figura 5.8 – Distribuição e Estatísticas do PLD Médio Anual 2012	87
Figura 5.9 – Etapas para obtenção do PLD médio anual	88
Figura 6.1 – Representação esquemática do processo de simulação de custos de contratação de energia	90
Figura 6.2 – Pilha de contratos de energia de uma distribuidora com indicação de suas cargas real e regulatória	96
Figura 6.3 – Distribuição do consumo realizado simulado para 2008	102
Figura 6.4 – Distribuição do consumo realizado simulado para 2009	102

Figura 6.5 – Distribuição do consumo realizado simulado para 2010	102
Figura 6.6 – Distribuição do consumo realizado simulado para 2011	102
Figura 6.7 – Distribuição do consumo realizado simulado para 2012	102
Figura 6.8 – Distribuição do custo total simulado para 2008	103
Figura 6.9 – Análise de sensibilidade aos valores de entrada – Custo total em 2008	104
Figura 6.10 – Distribuição do custo total simulado para 2009	105
Figura 6.11 – Análise de sensibilidade aos valores de entrada – Custo total em 2009	106
Figura 6.12 – Distribuição do custo total simulado para 2010	106
Figura 6.13 – Análise de sensibilidade aos valores de entrada – Custo total em 2010	107
Figura 6.14 – Distribuição do custo total simulado para 2011	108
Figura 6.15 – Análise de sensibilidade aos valores de entrada – Custo total em 2011	109
Figura 6.16 – Distribuição do custo total simulado para 2012	110
Figura 6.17 – Análise de sensibilidade aos valores de entrada – Custo total em 2012	111
Figura 6.18 – Distribuição do custo total simulado para todo o período	112
Figura 6.19 – Análise de sensibilidade aos valores de entrada – Custo total para todo o período	113
Figura 7.1 – Componente de Perda devida à sobrecontratação acima de 103% em 2008	123
Figura 7.2 – Componente de Perda devida à sobrecontratação acima de 103% em 2009	123
Figura 7.3 – Componente de Perda devida à sobrecontratação acima de 103% em 2010	123
Figura 7.4 – Componente de Perda devida à sobrecontratação acima de 103% em 2011	123
Figura 7.5 – Componente de Perda devida à sobrecontratação acima de 103% em 2012	123
Figura 7.6 – Componente de Perda devida à sobrecontratação acima de 103% em todo o período 2008 - 2012	124
Figura 7.7 – Distribuição do total de penalidade para 2008	125
Figura 7.8 – Distribuição do total de penalidade para 2009	126
Figura 7.9 – Distribuição do total de penalidade para 2010	127

Figura 7.10 – Distribuição do total de penalidade para 2011	128
Figura 7.11 – Distribuição do total de penalidade para 2012	129
Figura 7.12 – Visão geral das distribuições de probabilidade do total de penalidade por ano	130
Figura 7.13 – Distribuição do total de penalidade para todo o período de 2008 a 2012	131
Figura 7.14 Análise de sensibilidade da função penalidade para todo o período de 2008 a 2012	132
Figura A.1 – Analogia entre a Evolução Natural e os Algoritmos Genéticos	158
Figura A.2 – <i>Pseudo-código</i> para desenvolvimento de um Algoritmo Genético	159
Figura A.3 – Demonstração para medir a aptidão de dois indivíduos na busca de maximizar a função $f(x) = x^2$	162
Figura A.4 – Representação da proporção da aptidão relativa a indivíduos no processo de seleção	163
Figura A.5 – Representação ilustrativa da aplicação do operador <i>crossover</i>	164
Figura A.6 – Representação ilustrativa da aplicação do operador mutação	164

O futuro não é um lugar onde estamos indo, mas um lugar que estamos criando. O caminho para ele não é encontrado, mas construído e o ato de fazê-lo muda tanto o realizador quando o destino.

Antoine de Saint-Exupery, Biografia

1 Introdução

As Leis nº 10.847 e nº 10.848 de 15 de março de 2004 lançaram as bases de um novo ordenamento institucional para o setor elétrico. Esse novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro teve como foco principal a criação de uma estrutura e marco regulatório que possam atrair o investimento privado e garantir a expansão da oferta e do transporte de energia elétrica, aliada à busca pela modicidade tarifária. A principal mudança do Governo Federal para a área de comercialização de energia foi a centralização das aquisições. O Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004 estabelece basicamente as regras desse novo modelo na área de comercialização de energia elétrica dando suas diretrizes principais. Com o objetivo de criar condições favoráveis para atrair os investimentos, este modelo segmenta, do ponto de vista de comercialização de energia, o setor elétrico em dois ambientes: o primeiro, denominado Ambiente de Contratação Regulada (ACR), que abrange todo o consumo cativo, e o segundo, chamado Ambiente de Contratação Livre (ACL), que representa a parcela do consumo dos consumidores livres (Ver Decreto nº 5.163/2004). A fim de atender a premissa da modicidade tarifária, a forma de contratação de energia no ACR é basicamente através de leilões regulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e executados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), salvo a opção de contratação de geração distribuída. Sendo assim, a única forma das distribuidoras garantirem o atendimento à totalidade de seu mercado é mediante contratação regulada. Diversas pesquisas vêm sendo desenvolvidas buscando inovar e aprimorar as ferramentas hoje disponíveis, para sua adequação ao novo ambiente de comercialização de energia elétrica (Susteras, 2006; Pessanha, 2007; Barros et al., 2007). O objetivo deste estudo é apresentar uma metodologia para otimizar o nível de contratação das distribuidoras de energia elétrica (Dias et al., 2007).

1.1. Objetivos gerais

Este trabalho busca desenvolver uma metodologia que auxilie na tomada de decisão do agente de distribuição visando a garantir uma correta aquisição de energia em leilões, que contemple o atendimento completo de seu mercado cativo num período pré-definido e, além disso, minimize as penalizações previstas pela regulamentação em vigor, devido à sobre ou subcontratação de energia (Decreto nº 5.163/2004). Para obter sucesso nas intenções descritas, o estudo utiliza ferramentas computacionais específicas para as principais etapas. Na etapa de previsão de consumo o *software Forecast Pro (Business Forecast Systems, Inc)* é aplicado nos dados históricos de consumo da empresa e, através do método de regressão dinâmica (Goodrich, 1989), é desenvolvido um modelo de previsão. A criação desse modelo é sem dúvida um dos pontos mais fortes do trabalho e ao qual foi dada uma atenção especial, devido a sua grande influência nos resultados finais e principalmente pelo grau de incerteza que lhe é pertinente. Um dos maiores ineditismos desta dissertação em relação a trabalhos similares é a maneira de desenvolver a etapa de previsão, pois se procurou realizar um estudo mais minucioso e com inúmeras variáveis de influência, além de considerações específicas para cada segmento de consumo, de forma a chegar num modelo bem mais preciso (Souza et al., 2003).

Já para as etapas de simulação e otimização dos fatores que influenciam nas formações dos custos de contratação, são utilizadas ferramentas computacionais específicas. A etapa de otimização é realizada com o suplemento *RiskOptimizer (Palisade Corporation)*. Através do *RiskOptimizer*, é possível considerar a incerteza presente num modelo e soluções ótimas podem ser geradas (Winston, 2000, 2001).

O *RiskOptimizer* usa simulação (Saliby, 1989) através do programa *@Risk (Palisade Corporation)* para lidar com a incerteza existente no problema e Algoritmos Genéticos (Goldberg, 1989) através do produto *Evolver (Palisade Corporation)*, para gerar valores possíveis das células ajustáveis da planilha. A finalidade de utilizar Algoritmos Genéticos no desenvolvimento deste tipo de estudo é o fato desta técnica computacional inteligente empregar um processo adaptativo e paralelo de busca de soluções em problemas complexos (Michalewicz, 1994; Linden, 2006).

O resultado deste processo de simulação/otimização é uma combinação de valores para as células ajustáveis, que minimiza ou maximiza uma estatística

da célula “alvo” (*target cell*). Esses aplicativos são muito eficientes para estudos mais complexos que necessitem da formulação de inúmeras situações prováveis, que são funções de variáveis aleatórias e que só podem ser apresentadas através de simulações de cenários.

1.2. Objetivos específicos

O estudo visa possibilitar ao agente de distribuição a realização de um cenário cada vez mais próximo da realidade de seu mercado, o que permite o aprimoramento de suas atuações estratégicas e um planejamento adequado. Além disso, assegura um maior controle de seus gastos, o que é desejável para os acionistas da companhia e para o mercado.

1.3. Delimitações

Naturalmente, o desenvolvimento de qualquer estudo é passível de delimitações, o que não foi diferente para este. É característica de um estudo de tecnologia a complexidade no desenvolvimento de suas principais etapas. Na etapa de previsão de consumo a dificuldade se fez presente na coleta dos dados históricos, que engloba desde os valores de consumo por classes até as séries históricas de cada variável explicativa. No caso das variáveis explicativas, havia algumas séries disponíveis em instituições como IBGE e Banco Central, mas estas fontes não contemplavam, por exemplo, os dados específicos da empresa, o que precisou ser solicitado diretamente à mesma, aumentando a dificuldade, pois geralmente os dados não são públicos. A projeção de dados nas etapas de simulações e otimizações envolve um nível de incerteza ao processo, porém pequeno, não suficiente para distorcer os resultados finais e nem comprometer a confiabilidade da metodologia.

1.4. Estrutura do trabalho

Este trabalho se divide em oito capítulos, sendo o primeiro esta introdução.

O segundo capítulo aborda de uma maneira básica algumas características do cenário atual do setor elétrico brasileiro, no âmbito de oferta de energia e expectativas para os próximos anos neste segmento.

O terceiro capítulo procura conceituar os Leilões de Energia Elétrica e apresentar suas modalidades, além de destacar os principais componentes dessa área.

No capítulo quatro são apresentados todos os detalhes da etapa de previsão de consumo de energia elétrica do mercado cativo¹ para a empresa de distribuição por classes de consumo num horizonte de cinco anos.

O modelo de simulação do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) médio anual é mostrado no capítulo cinco, onde são descritas todas as fases de execução, desde a utilização do programa *Newave* (CEPEL) para geração dos Custos Marginais de Operação (CMOs), até a formação dos milhares de séries dos Preços de Liquidação de Diferenças (PLDs) anuais utilizadas nas simulações e cálculos dos custos de contratação.

Já o capítulo seis contempla a etapa de simulação dos custos de contratação de energia em leilões. É uma etapa para analisar os fatores que formam os custos e obter uma maior sensibilidade de cada um no momento de gerar um cenário de contratação.

O capítulo sete apresenta a etapa de otimização dos custos de contratação de energia. São gerados diversos cenários buscando analisar os resultados gerados pelo programa e, basicamente, visando a definir os percentuais de contratação que representem o menor custo total de contratação para o período considerado. Neste capítulo também são definidas as perdas elétricas na distribuição, associadas ao consumo de energia, para consideração do montante final a ser contratado.

No capítulo oito são apresentadas as principais conclusões da dissertação.

Por fim, o Apêndice A contém uma descrição mais apurada sobre a técnica computacional de Algoritmos Genéticos.

De forma a passar uma visão geral da metodologia desenvolvida, temos a seguir um Fluxograma Geral que mostra o passo a passo desta dissertação. A idéia é mencionar as técnicas utilizadas que serão vistas mais adiante.

¹A previsão se limita ao mercado cativo, pois como será visto adiante, o objetivo é conhecer o montante que deverá ser contratado em leilões de energia para atendimento do mercado suprido por uma concessionária de distribuição. Os clientes livres usam a rede da concessionária, mas são supridos de energia por outros fornecedores.

METODOLOGIA DE OTIMIZAÇÃO DA CONTRATAÇÃO EM LEILÕES DE ENERGIA PARA DISTRIBUIDORES

DISTRIBUIDORA "X": Quanto de energia contratar para atender seu mercado em um horizonte de 5 anos?

1ª ETAPA: Previsão do consumo 5 anos à frente

Estimar um cenário futuro do montante de energia a ser consumido pelo mercado da distribuidora para auxiliar na orientação da formação da carteira de contratos

Dados utilizados:

- Séries históricas de consumo mensal por classe de consumo (Variáveis Dependentes)
- Séries históricas de variáveis que podem vir a explicar o comportamento do consumo de energia (Variáveis Causais: Ex. temperatura e economia)

Desenvolvimento dos Modelos de Previsão por classe
Software *Forecast Pro* => Método Regressão Dinâmica

Análise dos modelos e de suas estatísticas de desempenho: quando Ok continua...

Modelos de previsão definidos => VALORES ESTIMADOS DE CONSUMO PARA 5 ANOS A FRENTE!!

2ª ETAPA: Simulação do PLD méd anual

Significante fator do ambiente de comercialização, nesta etapa o objetivo é obter as séries de PLDs projetados e observar suas distrib. de probabilidade

Estimação dos fatores sazonais

Importante para amenizar o perfil sazonal distorcido dos CMOs estimados

Obtenção das séries mensais de CMOs projetados – Horizonte 5 anos

Programa *Newave* – com *deck* padrão da CCEE

Aplicação dos fatores sazonais como pesos mensais
Determinação das séries de PLDs méd anuais

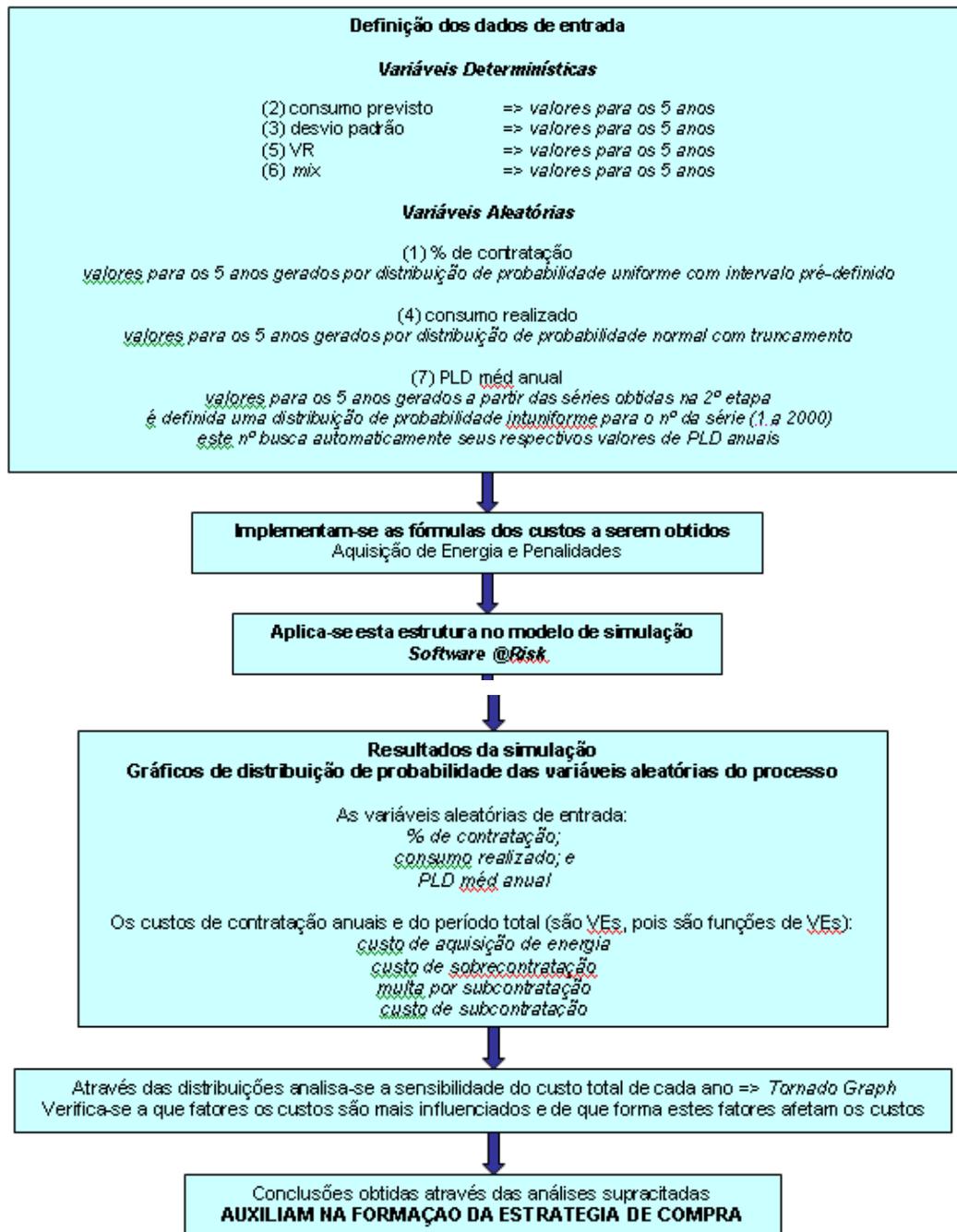
Reamostragem das séries de PLDs méd anuais

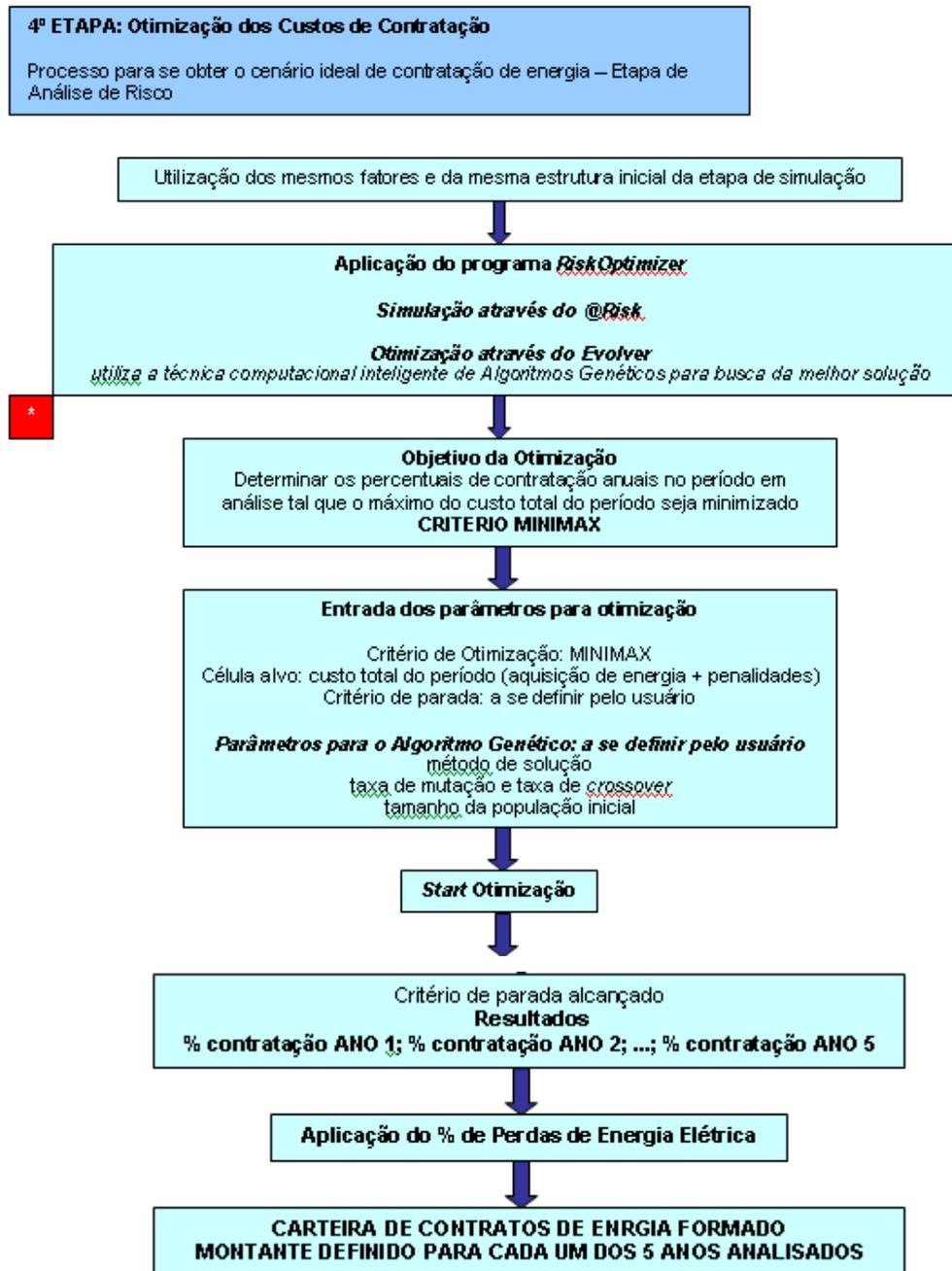
Software *@Risk*

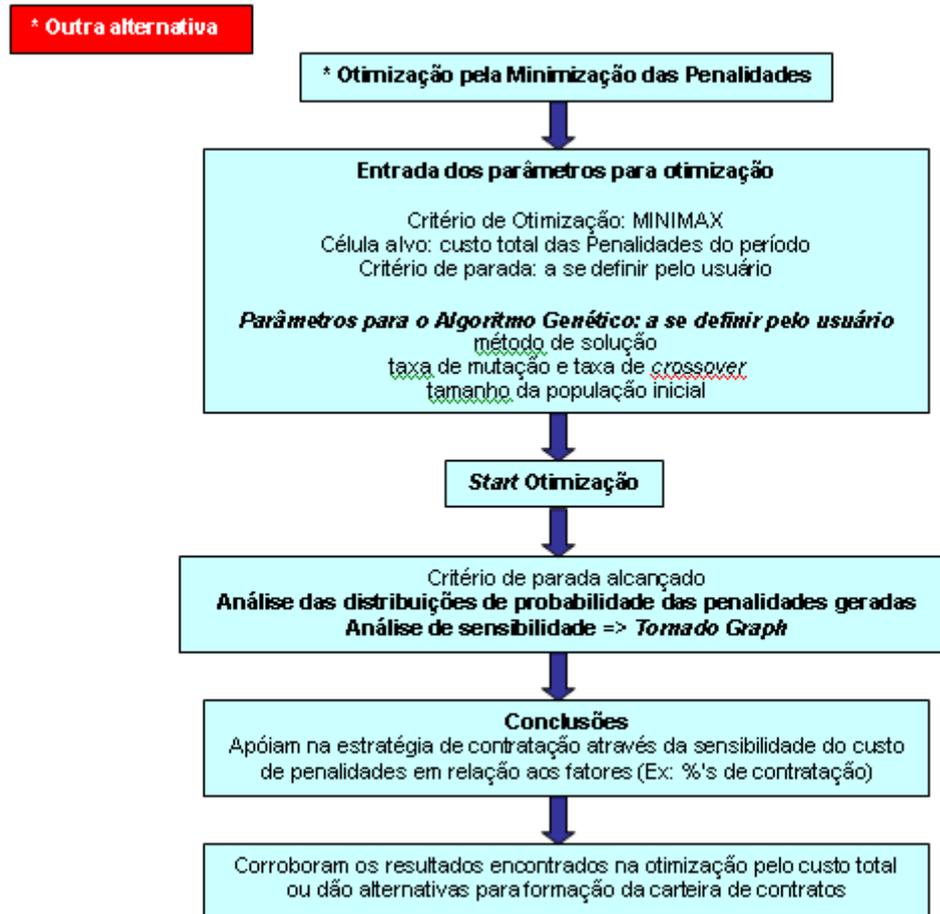
Intenção de identificar a forma da distribuição de probabilidade desta variável e tirar conclusões

3ª ETAPA: Simulação dos Custos de Contratação

Objetivo de identificar a sensibilidade do custo total de contratação em relação aos fatores que o formam – Etapa de Análise de Risco







2

Conjuntura e Cenário energético brasileiro

No ano de 2001, o setor elétrico sofreu uma grave crise de abastecimento que culminou em um plano de racionamento de energia elétrica. Isto proporcionou muitas dúvidas sobre os caminhos que o setor estava direcionado. Em 2002 foi instituído o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, visando a adequar o modelo em implantação, cujo trabalho gerou um conjunto de propostas de modificações no setor elétrico brasileiro. Durante 2003 e 2004 o Governo Federal apresentou as bases de um novo modelo para o Setor Elétrico, sustentado pelas Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004, e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

O novo modelo criou uma instituição com a função de analisar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica (o CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico), uma entidade responsável pelo planejamento de longo prazo do setor elétrico (a EPE - Empresa de Pesquisa Energética), e uma instituição para as atividades de comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado (a CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), esta última dando continuidade às tarefas do Mercado Atacadista de Energia (MAE).

Adicionalmente, destacam-se outras alterações importantes, como a ampliação da autonomia do Operador Nacional do Sistema (ONS) e a definição do exercício do Poder Concedente ao Ministério de Minas e Energia (MME). Em relação à comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam Agentes de Geração e de Distribuição de energia; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam Agentes de Geração, Comercializadores, Importadores e Exportadores de energia e Consumidores Livres.

A implementação deste novo modelo do setor elétrico visa a alcançar três principais metas: 1) garantir a segurança do fornecimento de energia elétrica; 2) promover a inserção social no Setor Elétrico Brasileiro, em particular pelos programas de universalização de atendimento; e 3) promover a modicidade

tarifária, por meio da contratação eficiente de energia para os consumidores regulados (MME, 2003²).

Particularmente, no que tange à terceira meta, existem algumas ações, argumentadas no referido documento do MME, para promover a contratação eficiente, como exemplo:

- Proceder à compra de energia sempre por meio de leilões, na modalidade “menor tarifa”; e
- Contratar separadamente a energia de novas usinas (atendimento à expansão de demanda) e de usinas existentes, ambas por licitação (MME, 2003).

É previsto pelo novo modelo um conjunto de medidas a serem observadas pelos Agentes do setor elétrico, entre elas a contratação de usinas hidrelétricas e termelétricas em proporções que assegurem mais o equilíbrio entre garantia e custo de suprimento, a exigência de contratação da totalidade da demanda por parte dos consumidores livres e das distribuidoras, diante das respectivas condições regulamentadas (Decreto nº 5.163/2004), bem como o monitoramento permanente da continuidade e da segurança de suprimento, para identificar desequilíbrios conjunturais entre demanda e oferta.

A inserção social procura promover a universalização do acesso e do uso do serviço de energia elétrica, criando condições para que sejam disponibilizados a todos os cidadãos os benefícios da eletricidade, e garantir subsídio para os consumidores de baixa renda, de tal forma que estes tenham condições de arcar com os custos de seu consumo de energia. Neste sentido, o Governo Federal criou o Programa Luz para Todos e as Metas de Universalização.

Em relação à modicidade tarifária, o modelo prevê a compra de energia elétrica pelas distribuidoras no ambiente regulado por meio de leilões – observado o critério de menor tarifa, tendo como meta a redução do custo de aquisição da energia elétrica a ser repassada para a tarifa dos consumidores cativos.

² Um dos documentos que deu origem ao novo modelo do setor elétrico e que precedeu a Lei nº 10.848/2004, regulamentada pelo Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004.

2.1. Desempenho do setor em 2007

O ano de 2007 foi um ano de marcos importantes para o setor elétrico, alguns se destacaram como pontos positivos. No âmbito mais político, houve o lançamento do PAC (Programa de Aceleração do Crescimento), que inclui diversos projetos para o setor elétrico (adição de 12.386 MW até 2010) e a ampliação de 14 para 20 anos do financiamento pelo BNDES e a carência de seis para 12 meses.

Outro fato significativo foi a continuidade dos leilões de energia nova, fundamentais para a expansão da oferta e crescimento do mercado, e o recente leilão da primeira usina do complexo do Rio Madeira, cujo preço de R\$ 78,87/MWh contribuirá para a redução do custo de compra de energia presente nas tarifas dos consumidores cativos. Em nível de operação do sistema, houve o estabelecimento, pelo ONS, de metodologia e procedimentos operativos de curto prazo para aumentar a segurança energética (nível meta), cujo aperfeiçoamento e implementação completar-se-ão em 2008.

No ano de 2007, a ANEEL, MME e CNPE implementaram diversos comandos para gerenciar a insuficiência de Gás Natural: o Termo de Compromisso com a Petrobrás, a disponibilidade observada, medidas para a inserção do GNL na Matriz Energética Brasileira, a geração fora da ordem de mérito e o fim da formação de PLD pela térmica mais cara despachada por motivos de segurança energética do Sistema Interligado Nacional.

O ano de 2007 também foi marcado pela continuidade dos leilões de transmissão, que mantiveram os bons deságios.

Em relação aos leilões A-5 e A-3, ocorreram alguns fatos a serem destacados. Apesar da demanda das distribuidoras terem sido plenamente atendidas, foram percebidas (i) a escassez de novos projetos de usinas hidrelétricas e (ii) a prevalência da contratação de usinas térmicas à óleo combustível em detrimento de projetos mais baratos e menos poluentes tais como termelétricas à Gás Natural ou GNL. Por sua vez, no Leilão de Fontes Alternativas foi verificada uma frustração de 90% da demanda requerida pelas distribuidoras. Por questões de regulamentação da comercialização de fontes incentivadas, esta modalidade não atraiu o interesse dos empreendedores (que preferiram a negociação no ACL). Ressalta-se que este leilão era um A-3 diferenciado, que tinha o objetivo de recuperar o nível de contratação das distribuidoras que sofreram com frustrações de demanda em leilões anteriores.

A insuficiência de Gás Natural para o atendimento conjunto às termelétricas existentes e ao setor não-termelétrico (indústria, transporte, comércio e residências) caracterizou mais uma fonte de incerteza, que levaria o setor elétrico e de gás natural a um impasse que comprometeria o suprimento de energia na ocorrência de uma conjuntura hidrológica desfavorável. Vale lembrar os cortes de fornecimento de gás natural aplicados pela Petrobrás às distribuidoras no RJ e SP em outubro de 2007.

A forte elevação do PLD (Preço de Liquidação de Diferenças) a partir de junho de 2007 mostrou aos agentes de mercado os primeiros indícios de um significativo déficit de oferta que se acumulava para os anos de 2008 e 2009.

Em relação às Revisões Tarifárias de 2007, observou-se que os processos levaram à queda de 9,3% em média na receita das distribuidoras. Para os consumidores, as reduções nas tarifas chegaram, em média, a 3,5% (Fonte: Site Canal Energia - 08/10/2007). Segundo a ANEEL, essa redução na tarifa do consumidor é decorrente de três fatores: o primeiro é que o custo de produção da energia está subindo; por outro lado, os encargos setoriais diminuíram - basicamente pela ação da agência de fiscalizar a Conta de Consumo de Combustíveis - CCC; o terceiro aspecto, é que foi diminuída a parte paga às distribuidoras pelos serviços prestados, o que implica numa percepção de redução tarifária para o consumidor. Para a ABRADDEE (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica), esse impacto de 9,3% é muito forte e reflete a "mão pesada do regulador". Alguns critérios na revisão tarifária, no entendimento da instituição, necessitam de aperfeiçoamentos e os mesmos serão perseguidos no ano de 2008 através de pleitos junto à ANEEL.

Segundo o relatório de indicadores do processo de Revisão Tarifária desenvolvido pela ABRADDEE, o restabelecimento das regras dadas às Obrigações Especiais no primeiro ciclo, como esperado, eleva a participação no valor agregado da distribuição. Por outro lado, a persistente redução da Remuneração tem origem nos seguintes fatos: 1) Programa Luz Para Todos, que aumenta o saldo de obrigações especiais e os custos operacionais médios das Distribuidoras, principalmente de O&M e Comerciais; e 2) envelhecimento do ativo das distribuidoras (os investimentos das distribuidoras sem as obrigações especiais são inferiores ao valor da depreciação), o que tende a se agravar, haja vista as restrições impostas pela ANEEL nos Planos de Desenvolvimento da Distribuição apresentados pelas empresas. Apesar de não ser uma proibição explícita à execução das obras, os investimentos realizados além do considerado

pela ANEEL no cálculo do Fator X³ não serão remunerados até a próxima revisão. Uma consequência dessa tendência é a de que a atividade de distribuição torne-se cada vez mais mão-de-obra intensiva (Fonte: ABRADÉE).

2.2. Perspectivas para 2008

Um dos pontos a serem monitorados neste ano de 2008 é o Preço de Liquidação de Diferenças. A crescente elevação do PLD (que em janeiro de 2008 atingiu o seu valor máximo de R\$ 569,59 – Fonte: CCEE), juntamente com a hidrologia desfavorável do início do ano de 2008, vem preocupando os agentes de mercado quanto a uma iminente crise que poderá perpassar o ano de 2008, caso este se verifique como um ano de hidrologia crítica (*Market Report* PSR). Vale lembrar que, em um passado próximo, mais precisamente entre maio de 2001 e fevereiro de 2002, devido a fatos como a falta de chuvas e planejamento inadequado da expansão do parque gerador nacional, ocorreu um forte racionamento de energia elétrica no país. Por isso a preocupação existe e mobiliza todos os setores envolvidos.

O déficit estrutural que vêm se acumulando em conjunto com o PLD elevado caracteriza a situação atual de um “apagão de contratos” (agentes *short* ficam expostos ao não conseguirem contratar com os agentes *long* - que preferem liquidar sua energia no curto prazo). A frustração de demanda de 100% do leilão A-1 de 2007 é um reflexo deste fenômeno. Há estimativas de que percentuais consideráveis da energia do mercado livre e da contratação das distribuidoras estejam expostos a este elevado PLD.

Diante deste cenário, há necessidade da entrada de novos empreendimentos de geração no curtíssimo prazo (1 a 2 anos) e o governo anunciou para abril de 2008 o denominado “leilão de reserva” que será constituído de empreendimentos biomassa e a energia gerada será destinada ao acréscimo de segurança no sistema elétrico (ou seja, não servirá de lastro contratual dos agentes), o que não reduzirá as exposições contratuais dos agentes “*short*”.

³ Fator X é o percentual a ser subtraído do Indicador de Variação da Inflação – IVI, quando da execução dos reajustes tarifários anuais entre revisões periódicas, com vistas a compartilhar com os consumidores os ganhos de produtividade estimados para o período (Ver REN nº 234/2006).

O ano de 2008 também será o de aplicação das novas quotas-parte da UHE Itaipu. A Resolução Normativa ANEEL nº 218 de 11 de abril de 2006 alterou o critério de rateio entre as concessionárias de distribuição da energia vinculada àquela usina. Sob este novo critério, as concessionárias de distribuição localizadas na região sudeste foram as que sofreram as maiores reduções em seus lastros contratuais atrelados à UHE Itaipu. Tal regulamentação da ANEEL levará as empresas concessionárias de distribuição de energia do sudeste a uma exposição involuntária ao PLD no ano de 2008. Isto porque a resolução ANEEL 218/06 provocou a alteração das quotas após a contratação nos Leilões de Energia Nova (que estabelecem contratos inflexíveis de longo prazo) e também do 1º Leilão de Energia Existente ocorrido em 2004. Adicionalmente, os mecanismos de gerenciamento de riscos, então previstos no decreto 5163/04, denominados Leilão de Ajuste, Leilão A-1 e MCSD (Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits) não tiveram êxito no cumprimento de suas funções (Fonte: Canal Energia).

Portanto, 2008 se caracterizará pela continuação dos esforços junto à ANEEL e MME pelos agentes de mercado e entidades setoriais para a mitigação dos riscos.

3 Comercialização de energia elétrica

As relações comerciais⁴ entre os Agentes participantes da CCEE são regidas predominantemente por contratos de compra e venda de energia, e todos os contratos celebrados entre os Agentes no âmbito do Sistema Interligado Nacional devem ser registrados na CCEE. Esse registro inclui apenas as partes envolvidas, os montantes de energia e o período de vigência. Os preços de energia dos contratos não são registrados na CCEE, sendo utilizados especificamente pelas partes envolvidas em suas liquidações bilaterais.

A CCEE contabiliza as diferenças entre o que foi contratado e o que foi produzido ou consumido. As diferenças negativas ou positivas são liquidadas no Mercado de Curto Prazo (Mercado *Spot*) (Ver Fig.3.1) e valoradas ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), definido semanalmente para cada patamar de carga e para cada submercado, tendo como base o custo marginal de operação do sistema, este limitado por um preço mínimo e por um preço máximo. Basicamente, o preço mínimo corresponderia ao custo operacional da UHE Itaipu e o preço máximo seria equivalente ao custo operacional da UTE mais cara do sistema com potência maior ou igual a 65 MW.

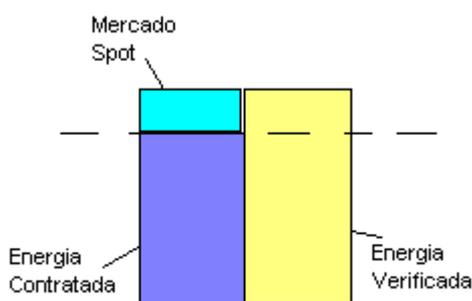


Figura 3.1 – Representação do Montante do Mercado *Spot* Obtido Através da Diferença entre Energia Contratada e Energia Verificada

⁴ O Processo de Comercialização de Energia Elétrica ocorre de acordo com parâmetros estabelecidos pela Lei nº 10.848/2004, pelos Decretos nº 5.163/2004 e nº 5.177/2004 (o qual instituiu a CCEE), e pela Resolução Normativa ANEEL nº 109/2004, que instituiu a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica.

3.1. Leilões de energia

Com o novo modelo do setor implantado, os leilões de energia foram criados com o objetivo de centralizar a comercialização de energia e de possibilitar maiores investimentos. Nos leilões são realizadas as compras e vendas de energia entre os agentes distribuidores e geradores do setor elétrico.

3.1.1. Ambientes de Contratação

O novo Modelo do setor elétrico determinou a realização da comercialização de energia elétrica em dois ambientes de mercado, o Ambiente de Contratação Regulada - ACR e o Ambiente de Contratação Livre - ACL. A contratação no ACR é formalizada através de contratos bilaterais regulados, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), celebrados entre Agentes Vendedores (geradores, comercializadores, autoprodutores ou produtores independentes) e Compradores (distribuidores) que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica. Já no ACL há a livre negociação entre os Consumidores Livres, Agentes Geradores, Importadores e Exportadores de energia e Comercializadores, sendo que os acordos de compra e venda de energia são pactuados por meio de contratos bilaterais.

Os Agentes de Geração⁵, assim como os Comercializadores, podem vender energia elétrica nos dois ambientes, mantendo o caráter competitivo da geração, e todos os contratos, sejam do ACR ou do ACL, são registrados na CCEE e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo.

3.1.1.1. Ambiente de Contratação Regulada - ACR

Fazem parte do ACR os Agentes de Distribuição e os Agentes Vendedores de energia elétrica. De acordo com o art. 13 do Decreto nº 5.163/2004, para garantir o atendimento aos seus mercados, os Agentes de Distribuição podem adquirir energia das seguintes formas: 1) Leilões de compra de energia elétrica

⁵ Concessionários de serviço público de Geração, Produtores Independentes de energia ou Autoprodutores.

proveniente de empreendimentos de geração existentes e de novos empreendimentos de geração; 2) Geração distribuída, com montante limitado a 10% do mercado do distribuidor; 3) Usinas que produzem energia elétrica a partir de PCH's, fontes eólicas e biomassa, contratadas na primeira etapa do PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica); e 4) Itaipu Binacional.

Ainda consta no mesmo artigo do Decreto nº 5.163/2004 que os contratos firmados até 16 de março de 2004 pelos Agentes de Distribuição também são considerados como energia contratada para atendimento à totalidade de seus respectivos mercados.

3.1.1.2.

Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD

Os montantes de energia elétrica objeto dos CCEAR's, contratados nos leilões de energia proveniente de empreendimentos existentes, podem ser reduzidos pelos Distribuidores, por seu exclusivo critério, nos termos do artigo 29 do Decreto nº 5.163/2004. Nesse artigo, são apresentadas as três possibilidades de redução, que podem ocorrer em razão de: 1) exercício, pelos consumidores potencialmente livres, da opção de compra de energia elétrica proveniente de outro fornecedor; 2) outras variações de mercado, hipótese na qual poderá haver, em cada ano, redução de até quatro por cento (MCSD 4%) do montante inicial contratado, independentemente do prazo de vigência contratual, do início do suprimento e dos montantes efetivamente reduzidos nos anos anteriores; e 3) acréscimos na aquisição de energia elétrica decorrentes de contratos anteriores a 16 de março de 2004.

No entanto, como medida de proteção aos Geradores, anteriormente à redução deve ser processado o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD), pelo qual se possibilita que Distribuidores com sobras de energia possam transferi-las para os Distribuidores com déficits, mediante assinatura de termos de cessão. A CCEE é a entidade responsável pelo processamento do MCSD.

3.1.1.3.

Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR's

Os CCEAR's são os contratos bilaterais celebrados entre cada Agente Vendedor, vencedor de um determinado leilão de energia do ACR, e todos os Agentes de Distribuição compradores. Existem CCEAR's com prazos específicos de duração para cada tipo de leilão. Para os leilões de energia nova, os CCEAR's têm no mínimo quinze e no máximo trinta anos, contados do início do suprimento de energia, já para os leilões de energia existente, têm prazo mínimo cinco e no máximo quinze anos de duração, contados a partir do ano seguinte ao da realização de tais leilões. Abaixo os tipos de CCEAR's:

Contratos de Quantidade de Energia: São aqueles nos quais os riscos hidrológicos da operação energética integrada são assumidos totalmente pelos Geradores, cabendo a eles todos os custos referentes ao suprimento da energia contratada. Os riscos financeiros são decorrentes de diferenças de preços entre submercados assumidos pelo comprador.

Contratos de Disponibilidade de Energia: São aqueles nos quais tanto os riscos, como os ônus e os benefícios da variação de produção em relação à energia assegurada, são alocados ao *pool* e repassados aos consumidores regulados.

3.1.1.4.

Preço de Liquidação das Diferenças - PLD

O PLD é utilizado para valorar a compra e a venda de energia no Mercado de Curto Prazo. O Operador Nacional do Sistema (ONS), utilizando o encadeamento dos programas *Newave* e *Decomp* (CEPEL), no qual são definidos alguns parâmetros relacionados ao planejamento eletroenergético, determina, através da rodada de *decks* (meses de referência), o ponto e a política de operação do sistema, que serão utilizados, inicialmente, como dados para operação do sistema. Esse processo inclui a obtenção de possíveis valores de Custos Marginais de Operação (CMOs). Entretanto, os CMOs, que formam o preço de energia no mercado *spot* (PLD), são obtidos através da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Na verdade, os *decks* utilizados na CCEE também são gerados pelo ONS, no entanto, recebem alguns ajustes antes de serem repassados à CCEE. Estas adaptações consistem em eliminar

restrições de intercâmbio intra-subsistemas⁶, por outro lado mantêm as restrições entre subsistemas.

Na formação do preço de comercialização, essas premissas devem ser levadas em conta para garantir que o valor gerado seja igual para todo o subsistema, o que não impede, entretanto, que ele seja diferente entre os outros subsistemas. A diferença está no fato de que na geração dos dados utilizados para operação do sistema pelo ONS, as restrições, tanto entre subsistemas como intra-subsistemas são mantidas, ou seja, levam em conta as restrições reais.

Em função da preponderância de usinas hidrelétricas no parque de geração brasileiro, são utilizados modelos matemáticos para o cálculo do PLD, que têm por objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas.

Com base nas condições hidrológicas, nos preços de combustível, na demanda de energia, no custo de déficit, na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão e na entrada de novos projetos, o modelo de precificação obtém o despacho ótimo para o período em análise, definindo a geração térmica e a geração hidráulica para cada submercado. Obtêm-se então os Custos Marginais de Operação (CMO) como resultado desse processo para o período estudado, isto para cada submercado e para cada patamar de carga.

O cálculo do preço baseia-se no despacho “*ex-ante*”, ou seja, é apurado com base em informações previstas, anteriores à operação real do sistema, considerando-se os valores de disponibilidades declaradas de geração e o consumo previsto de cada submercado.

A metodologia para determinação do PLD é operacionalizada através dos programas NEWAVE e DECOMP, ambos do CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica). Seguem abaixo as definições básicas desses programas:

Newave: Modelo de otimização para o planejamento de médio prazo (até 5 anos), com discretização mensal e representação a sistemas equivalentes. Seu objetivo é determinar a estratégia de geração hidráulica e térmica em cada estágio que minimiza o valor esperado do custo de operação para todo o período de planejamento.

⁶O Sistema Interligado Nacional (SIN) é formado por quatro subsistemas, correspondentes às regiões geo-elétricas: Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO); Sul (S); Nordeste (NE); e Norte (N). (Fonte: ONS)

Decomp: Modelo de otimização para o horizonte de curto prazo (até 12 meses), que representa o primeiro mês em base semanal, as vazões previstas, a aleatoriedade das vazões do restante do período através de cenários de vazões e o parque gerador por subsistemas. Seu objetivo é determinar o despacho de geração das usinas hidráulicas e térmicas que minimiza o custo de operação ao longo do período de planejamento, dado o conjunto de informações disponíveis (carga, vazões, disponibilidades, limites de transmissão entre subsistemas, função de custo futuro do *Newave*).

O PLD é limitado por valores mínimo e máximo de acordo com legislação da ANEEL, com vigência entre a primeira e a última semana operativa de preços do ano. A tabela a seguir apresenta os valores de 2008:

Tabela 3.1 – PLD's Mínimo e Máximo para o ano de 2008 (Fonte: CCEE)

Limites do PLD 2008	R\$/MWh
Mínimo	15,48
Máximo	569,59

O PLD é determinado em base semanal, considerando três patamares de carga⁷ (leve, média e pesada), para cada submercado do sistema elétrico brasileiro (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul). O cálculo da média mensal do PLD por submercado considera os preços semanais por patamar de carga, ponderado pelo número de horas em cada patamar e em cada semana do mês.

3.1.1.5. Penalidades

É determinado pelo Decreto nº 5.163/2004 que 100% do consumo dos Consumidores Livres e dos Agentes de Distribuição estejam cobertos em termos de potência e energia através de contratos de compra de energia e geração própria. A cobertura dos limites de contratação de potência, entretanto, será realizada a partir de 2009.

Também é estabelecido via Decreto nº 5.163/2004 que os Agentes vendedores devem garantir lastro da potência e energia vendidas em 100% de

⁷ Patamar de Carga é a classificação das horas do mês, de acordo com o perfil de carga definido pelo ONS podendo ser: Leve (horários de baixo consumo), Médio (horários de consumo médio) e Pesado (horários em que se verificam picos de consumo).

seus contratos. Essa garantia física deve ser proporcionada por empreendimento de geração próprio ou de terceiros, para este último mediante contratos de energia ou potência.

A Resolução Normativa ANEEL nº 109/2004 define que a apuração das penalidades é realizada com base em um horizonte de 12 meses e que as receitas resultantes da aplicação das penalidades são revertidas à modicidade tarifária no Ambiente de Contratação Regulado.

Quando os limites de contratação e lastro definidos nas Regras de Comercialização não são cumpridos, os Agentes são notificados e estão sujeitos à aplicação de penalidade financeira. Abaixo algumas características por classes de agentes sobre as condições de penalidades:

Geração: Os Agentes de Geração podem vender a energia produzida através de contratos celebrados no ACR ou no ACL. Os Geradores de Serviço Público e os Produtores Independentes de Energia devem apresentar lastro, proveniente de geração própria e contratos de compra, para atendimento a 100% do montante de seus contratos de venda. Os Autoprodutores geram energia para seu uso exclusivo e podem, mediante autorização da ANEEL, vender por meio de contratos o excedente de geração. Em ambos os casos a verificação do lastro é realizada mensalmente, com base nos dados de geração e contratos de venda dos últimos 12 meses. A não comprovação de lastro sujeita o agente ao pagamento de penalidade.

- Penalidade por não comprovação de lastro: o art. 6º - §§ 1º e 2º da REN n.º 109/2004 estabelece que a penalidade pela não comprovação de lastro para venda de energia será determinada com base no montante de insuficiência de lastro multiplicado pelo máximo valor entre o PLD Médio ou Valor de Referência.

Distribuição: Os Agentes de Distribuição devem adquirir energia para suprimento de seu mercado consumidor, por meio de contratos celebrados no Ambiente de Contratação Regulada, advindos de leilões de energia específicos. A verificação da cobertura contratual é realizada na contabilização do mês de janeiro de cada ano, com base nos dados de consumo e contratos de compra do ano anterior. A não comprovação de cobertura do consumo sujeita o agente ao pagamento de penalidades para garantir que não sejam feitos contratos irresponsáveis por parte das distribuidoras e dos clientes livres, que poderiam

prejudicar o setor de energia elétrica. Essa estratégia faz com que os agentes de distribuição realizem um estudo bem preciso para evitar que haja contratação de energia muito diferente do mercado realizado. Abaixo as possíveis penalidades:

- Penalidades por Subcontratação: Entre as conseqüências da subcontratação, está o fato de que se a distribuidora contratar um montante de energia menor do que deveria para atender seu mercado, ela estará sujeita a comprar a parte restante no mercado de curto prazo (Mercado *Spot*), o que acaba sendo um risco devido à grande volatilidade dos preços deste mercado. No caso de subcontratação há duas conseqüências para a distribuidora: a primeira (3-1) é a possibilidade de prejuízo devido ao repasse da energia que faltava, comprada no mercado de curto prazo, por um custo menor que o de aquisição; a outra penalidade (3-2) é uma multa sofrida por conseqüência deste erro de contratação.

$$\text{Não Repasse do Custo Real Sub (R\$)} = \text{Volume Subcontratado} \times (\text{PLD} - \text{Mín (PLD ; VR)}) \quad (3-1)$$

$$\text{Multa por Subcontratação (R\$)} = \text{Volume Subcontratado} \times \text{Máx (PLD; VR)} \quad (3-2)$$

Onde:

Volume subcontratado (MWh): diferença entre consumos real e contratado (este menor)

PLD (R\$/MWh): Preço de Liquidação de Diferenças

VR (R\$/MWh): Valor Anual de Referência

- Penalidade por Sobrecontratação: Ciente da dificuldade de precisão em definir os volumes contratados em relação aos volumes realizados, a regulamentação prevê um limite de sobrecontratação de 3% acima da carga verificada no ano de suprimento, que pode ser repassada aos consumidores via tarifa. Isso dá à distribuidora uma faixa um pouco maior no momento de contratar. Entretanto, contratos superiores a esse limite acabam incorrendo em penalidade à distribuidora, calculada a partir de (3-3). Entre os principais motivos de se inibir a sobrecontratação está o de evitar investimentos imprudentes em expansão do setor elétrico. Contratando acima do valor permitido, a distribuidora tem o risco de

sofrer prejuízo devido ao repasse não integral dos custos de aquisição, como mostrado abaixo:

$$\text{Não Repasse do Custo Real Sobre (R\$)} = \text{Volume Sobrecontratado} \times (\text{Mix} - \text{PLD}) \quad (3-3)$$

Onde:

Volume sobrecontratado (MWh): diferença entre consumos real e contratado (este maior)

Mix (R\$/MWh): Preço médio dos contratos de energia existente da distribuidora

PLD (R\$/MWh): Preço de Liquidação de Diferenças

3.1.1.6. Valor Anual de Referência – VR

Na valoração das penalidades por insuficiência de lastro para venda de energia elétrica e incapacidade de cobertura de consumo, é utilizado o Valor Anual de Referência (VR) ⁸. A estimação desse valor está previsto no decreto nº 5163/2004, conforme descrito abaixo:

“Art. 35. (...)

I - para os anos de 2005, 2006 e 2007, o VR será o valor máximo de aquisição de energia proveniente de empreendimentos existentes, nos leilões realizados em 2004 e 2005, para início de entrega naqueles anos; e II - para os anos de 2008 e 2009, o VR será o valor médio ponderado de aquisição de energia proveniente de novos empreendimentos de geração, nos leilões realizados nos anos de 2005 e 2006, para início de entrega naqueles anos.

Art. 46.

Para efeito do repasse (...), será aplicado o VR vigente no ano de início de entrega da energia contratada, (...) mediante aplicação do índice de correção monetária previsto nos CCEAR, tendo janeiro como mês de referência.”

A seguir um quadro com os Valores de Referência Anual definidos para os últimos anos:

⁸ O VR é definido pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, com alterações promovidas pelo Decreto nº 5.911, de 27 de setembro de 2006. O VR é uma média ponderada dos custos esperados de aquisição de energia nos leilões de A – 3 e A – 5, refletindo o custo marginal de expansão do sistema, calculado para o conjunto de todas as distribuidoras.

Tabela 3.2 – Valores de Referência Anual para os últimos 4 anos (Fonte: CCEE)

Ano	VR (R\$/MWh)
2005	62,10
2006	69,98
2007	84,70
2008	139,44

3.1.2. Características dos leilões

No Ambiente de Contratação Regulada existem diferentes modalidades de contratação que visam a atender às necessidades dos agentes distribuidores que compram energia, e possibilitar um cenário de investimento adequado para expansão dos sistemas de geração, através de estudos e planejamentos que utilizam como fonte de dados as demandas solicitadas nesses leilões. São apresentadas abaixo algumas informações sobre os principais tipos de leilões de energia, inclusive os que já ocorreram.

3.1.2.1. Leilões de energia de empreendimentos existentes

São comercializados exclusivamente para atender à demanda atual, mediante contratos com duração de 5 a 15 anos em licitações realizadas com um ano de antecedência. A seguir alguns exemplos desses leilões:

*Mega - Leilão*⁹: Foram leilões de energia existente realizados em 2004 com entrega de energia em 2005, 2006 e 2007 e realizados em 2005 com entrega em 2008 e 2009, com duração de contrato de oito anos.

Leilões A – 1: Leilões de energia de empreendimentos existentes, realizados no ano anterior ao de início da entrega da energia.

⁹ O Mega Leilão de energia existente foi criado para facilitar a transição entre os modelos. Os contratos de energia consideravam um montante de demanda alto.

3.1.2.2. Leilões de energia de novos empreendimentos

São comercializados para atender à expansão do mercado através de licitações que se realizam cinco ou três anos antes da data de início de entrega da energia elétrica, por meio de contratos com duração de 15 a 30 anos. Os tipos de leilões para esse segmento são:

Leilões A – 5: Leilões de energia proveniente de novos empreendimentos, realizados cinco anos antes do início da entrega de energia.

Leilões A – 3: Leilões de energia proveniente de novos empreendimentos, realizados três anos antes do início da entrega de energia.

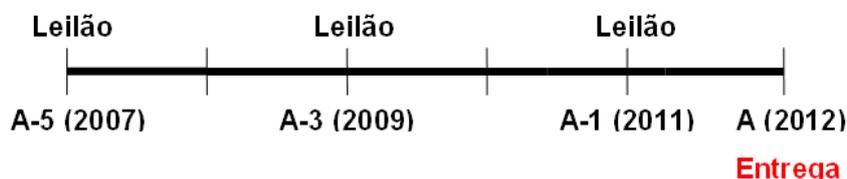


Figura 3.2 – Ordem cronológica – com exemplo – de realização dos leilões até o ano de entrega

Além disso, poderão ser promovidos Leilões de Ajuste, previstos no art. 26 do Decreto nº 5.163/2004, tendo por objetivo complementar a carga de energia necessária ao atendimento do mercado consumidor das concessionárias de distribuição, até o limite de 1% dessa carga.

3.1.2.3. Repasse dos custos

Para cada tipo de leilão já apresentado existem especificidades quanto aos mecanismos de repasse dos custos de aquisição da energia. Além disso, existem penalidades sobre os agentes que não cumprirem suas responsabilidades, conforme já mencionado. No caso dos distribuidores, a demanda a ser contratada precisa ser próxima do mercado realizado, ou seja, não deve haver excesso de energia, como também não deve faltar energia para atender a todo o seu mercado, casos de sobrecontratação e subcontratação respectivamente, que a regra de comercialização trata de forma diferente como visto no item 3.1.1.5.

Considerando que os contratos resultam de leilões, poderia parecer, à primeira vista, que todos os custos de aquisição de energia deveriam ser

automaticamente repassados às tarifas dos consumidores. Entretanto, como a quantidade de energia que cada distribuidora adquire em cada leilão é uma decisão própria, os mecanismos de repasse passam a ser indutores à contratação eficiente (Susteras, 2006).

O primeiro mecanismo é o repasse de um valor único para compensar os custos de compra da energia nova, esse valor é o Valor Anual de Referência (VR). Segundo Susteras (2006), como consequência, a distribuidora que tiver um custo individual de contratação de energia nova inferior a esta “média do mercado” (VR) terá um ganho. O VR é um estímulo para contratação eficiente em A-5, supondo que seu custo de aquisição é, geralmente, menor em relação ao custo em A-3.

O VR também é usado como limite máximo para repasse dos custos de aquisição de energia proveniente de empreendimentos existentes nos leilões de ajuste e para contratação de geração distribuída.

Ainda com o objetivo de induzir a contratação eficiente, existem as seguintes limitações de repasse, que podem ser vistas com mais detalhe no Decreto nº 5.163/2004:

- A distribuidora pode repassar os montantes contratados até 103% de sua carga. Diante da impossibilidade de uma previsão perfeita do consumo, essa tolerância aumenta a segurança do sistema, pois assegura que os contratos sejam no mínimo iguais à carga;
- *Repasse A – 3:* Para os leilões realizados em 2005 e 2006 o repasse dos custos de aquisição deve ser integral. No entanto, para leilões posteriores, o repasse se dá de forma diferente. Nos três primeiros anos de repasse, os custos são limitados pelo Valor Anual de Referência (VR), e a carga a ser considerada é limitada a 2% da carga verificada a cinco anos do repasse do leilão. A partir do quarto o repasse passa a ser integral, ou seja, pelo custo real de aquisição, mas a carga ainda fica limitada em 2%. O montante que exceder o limite de 2% será repassado pelo menor valor entre VL5 e VL3¹⁰;

¹⁰ VL5 e VL3 são os valores médios de aquisição nos leilões de compra de energia elétrica, respectivamente, nos anos A – 5 e A - 3, ponderados pelas respectivas quantidades adquiridas.

- *Repasse A – 5*: Para os leilões realizados em 2005 e 2006 o repasse dos custos de aquisição deve ser integral. No entanto, para leilões posteriores, o repasse se dá de maneira distinta. Nos três primeiros anos de repasse, os custos são limitados pelo VR. A partir do quarto, o repasse passa a ser integral, ou seja, pelo custo real de aquisição.
- Caso a distribuidora contratasse energia nova em excesso para, mais tarde, realizar um ajuste descontratando energia existente, provocaria uma ineficiência no uso dos recursos nacionais, demandando uma expansão antes do prazo de sua real necessidade e “desotimizando” o sistema (Susteras, 2006). Para inibir esta prática, caso a aquisição de energia existente seja menor que o limite inferior de contratação (LI), o repasse do custo de aquisição de energia nova, correspondente a esse valor não contratado, é limitado por um redutor;

LI é o valor positivo resultante da equação a seguir:

$$LI = MR - 0,04 \times MI \quad (3-4)$$

Onde:

MR (MWh): Montante de reposição (quantidade de energia dos contratos que terminarem no ano do leilão, diminuídas as reduções)

MI (MWh): Montante inicial de energia dos CCEARs considerado para a apuração do MR.

- *Repasse A – 1*: No período de transição, 2005 (repasse 2006) a 2008 (repasse 2009), a carga contratada a ser considerada no repasse pelo custo integral de aquisição é limitada a 1% da carga verificada no ano anterior à realização do leilão. A carga excedente a este limite deverá ser repassada a 70% do valor médio do custo de aquisição de energia, proveniente de empreendimentos existentes, no ano de repasse. Este mecanismo tinha por objetivo estimular as distribuidoras a contratar o máximo de suas necessidades no leilão de energia existente durante a transição, realizado em 2004. A partir de 2010 o repasse passa a ser integral.

- *Repasse Mega - Leilão*: Para esta modalidade o repasse do custo de aquisição de energia é integral, isto é, o volume de energia contratado (MWh) vezes o preço médio do referido leilão (R\$/MWh).

4

Modelo de previsão de consumo de energia elétrica

Com a implementação do novo modelo do setor elétrico, tornou-se necessário, por partes dos agentes, uma adequação às novas regras e legislações. Entre os agentes do setor estão as concessionárias de distribuição de energia elétrica, que atendem diretamente os consumidores finais. Atualmente, a maioria das distribuidoras atua em forma de concessão, e são administradas por empresas do setor privado. Entretanto, há um órgão regulador e fiscalizador que, no caso do setor elétrico, é a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), cuja missão é proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade.

É conveniente para a concessionária de distribuição ter um planejamento adequado para expandir e reforçar seu sistema de acordo com o crescimento da demanda de seu mercado cativo. No entanto, uma grande expansão ou reforma de um sistema de distribuição de energia não pode ser feito de forma instantânea, mas sim em médio ou longo prazo, pois é necessário efetuar um estudo bem elaborado de viabilidade de custo e principalmente da potência que deverá estar disponível. A importância da previsão de carga a ser atendida não se limita a planejar a expansão do sistema; entre diversas outras finalidades existe também a utilização destas informações para definir a carteira de contratos realizados em leilões para aquisição de energia junto aos geradores (Decreto nº 5.163/2004). Alguns dos contratos estabelecem a quantidade de energia a ser adquirida em até cinco anos à frente.

O objetivo deste capítulo é desenvolver um modelo de previsão capaz de orientar uma distribuidora em tomadas de decisão que necessitem da utilização de dados de consumo futuro de seu mercado cativo. Os modelos são para séries mensais de energia faturada desagregados por classes de consumo. A escolha em utilizar dados com periodicidade mensal para a previsão de consumo por classe ocorreu por duas razões:

1. Geralmente, a sazonalidade existente nas séries de consumo de uma distribuidora de energia não tem um comportamento padrão ao longo do tempo, portanto esta componente fornece uma informação altamente relevante, informação essa que é perdida no caso do uso de dados anuais;
2. O segundo, e mais importante argumento é o tamanho da série de dados disponível. Sabe-se que na previsão de séries de tempo o número de observações das séries em estudo é fundamental para que os modelos possam capturar os padrões de comportamento da série e, assim poder realizar previsões futuras consistentes.

O estudo considerou, no seu desenvolvimento: coleta dos dados internos de energia faturada e dados exógenos de variáveis explicativas. Foi implementada uma formulação causal, conhecida como Regressão Dinâmica (Goodrich, 1989). Basicamente, no modelo causal, as previsões futuras de uma determinada série levam em consideração as informações do passado desta série e também de outras séries de variáveis que possam influenciar a principal. Estas variáveis são denominadas explicativas, exógenas ou causais. O esquema abaixo ilustra a essência do modelo causal:

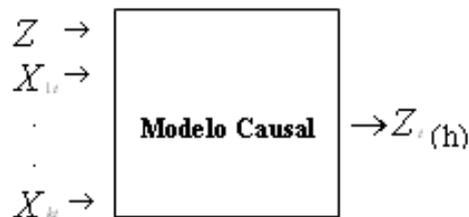


Figura 4.1 – Esquema Básico do Modelo Causal

O uso da Regressão Dinâmica pode ser explicado pelo fato de que para a obtenção das previsões do mercado cativo de energia elétrica de uma distribuidora, para um período relativamente longo, seja necessária, para aumentar a acurácia do modelo, a inserção de eventos direta ou indiretamente relacionados ao comportamento deste mercado. Algumas dessas premissas ligadas ao consumo de energia podem ser do campo econômico e/ou demográfico por exemplo. Além disso, são preferencialmente obtidas para a região onde está situada a área de concessão da empresa em análise. Tendo tais premissas como parâmetros iniciais, busca-se identificar modelos econométricos capazes de caracterizar a relação existente entre a demanda por

energia elétrica por classe de consumo na área de concessão, com as variáveis explicativas analisadas.

É preciso ser enfatizado que a busca por previsões consistentes não está somente concentrada em previsões de variáveis que contenham perfil econômico e/ou demográfico que expliquem o futuro. Eventos específicos ocorridos, ou que, por ventura, possam vir a ocorrer também podem ser incorporados ao estudo. A Regressão Dinâmica possibilita essa consideração, o que ratifica a escolha adequada do citado método neste estudo. Dentre tais eventos específicos pode ser citado o racionamento de energia ocorrido nos anos de 2001 e 2002, que provocou uma mudança comportamental no consumo de energia elétrica da área de concessão.

Uma breve descrição do modelo utilizado pode ser vista na próxima seção. Posteriormente, nas seções seguintes são apresentadas as variáveis utilizadas, a heurística de modelagem e outras informações sobre os modelos desenvolvidos.

4.1. Modelo de regressão dinâmica

A regressão, em geral, trata da questão de se estimar um valor condicional esperado. Na regressão linear (Gujarati, 1995) se considera que a relação da resposta às variáveis é uma função linear de alguns parâmetros. Os modelos de regressão linear têm como premissa algumas características relacionadas aos erros originados pelo modelo, são elas: variância constante, média zero, distribuição normal e independência, ou seja, não há correlação serial.

No entanto, ocorre que na modelagem de séries econômicas utilizando a regressão linear, há uma tendência de os resíduos se agruparem em blocos de resíduos com o mesmo sinal. Ao modelar estas séries, os resíduos têm uma tendência de possuir correlações positivas, e os erros positivos tendem a ser acompanhados por outros positivos. É identificado comportamento similar para os resíduos negativos.

Utilizar um modelo de regressão linear para a modelagem de uma série temporal (Hamilton, 1994), não se confirma na realidade a premissa de independência dos ruídos, logo não há credibilidade nas verificações e conclusões praticadas nos modelos de regressão.

Essa autocorrelação dos erros gera algumas conseqüências descritas a seguir: a) Os estimadores da variância e dos erros padrões dos coeficientes da

regressão são subestimados, logo os estimadores são mais precisos do que na realidade; b) Como consequência, não são mais válidos os intervalos de confiança para os parâmetros da regressão e os testes de hipóteses referentes a estes intervalos; e c) Os estimadores por mínimos quadrados permanecem não tendenciosos, mas não possuem variância mínima.

Não considerar o problema de autocorrelação dos resíduos pode levar a diversas conclusões incorretas. Portanto, reforçado pelos motivos supracitados, existe a necessidade de se encontrar métodos para lidar com este desafio. Destaca-se neste sentido o método de Regressão Dinâmica (Goodrich, 1989; Zanini, 2000).

Os modelos de regressão dinâmica consideram esta restrição, relacionando a implicação das variáveis causais e a dinâmica das séries temporais, logo, este processo de modelagem amplia a atuação do método de regressão. O modelo de Regressão Dinâmica pode ser considerado como um caso específico do que é visto na literatura como modelos generalizados de Cochrane & Orcutt (Cochrane e Orcutt, 1949).

É importante ressaltar que as previsões determinadas por um modelo de regressão dinâmica dependem, além dos dados passados da série, também dos valores previstos para as variáveis explicativas. Com isto, é imprescindível prover ao modelo os valores futuros das variáveis explicativas, para então obtermos as previsões.

Outro tipo de variável que também pode ser utilizada nos modelos de regressão dinâmica é a variável *dummy*¹¹ (variáveis de intervenção). A função deste procedimento é considerar ocasiões atípicas no modelo como quebras estruturais na série.

Ao invés de supor que a série será previamente dessazonalizada, os modelos de regressão dinâmica incorporam ainda diretamente a sazonalidade da série ao modelo (Barros et al., 2007). Existem duas formas de abordar a sazonalidade: através de defasagens na variável dependente ou ainda nos erros estruturados ou via *dummies* sazonais.

¹¹ Variáveis *dummies* são geralmente definidas como 1 (no período de ocorrência do fato relevante) e 0 (fora deste período).

A maior parte dos testes da adequação de um modelo de regressão é uma variante dos testes de Multiplicadores de Lagrange (Davidson, 2000). No processo de modelagem os testes são aplicados em diferentes etapas, podendo ser apresentados como: a) testes para verificar se as variáveis causais ainda não presentes no modelo podem ser inseridas, definido a especificação do modelo explicativo; b) testes visando a verificar a inclusão ou não de variáveis defasadas, atestando a dinâmica da variável dependente, das variáveis causais e do termo de erro, isto é, têm a finalidade de encontrar a dinâmica do modelo; e c) testes de resíduos para verificar não correlação dos resíduos do modelo.

Assim como nos modelos de regressão usuais, a estimação de parâmetros num modelo de regressão dinâmica é feita por meio do uso de mínimos quadrados ordinários (Dudewicz e Mishra, 1988). Entretanto, na regressão dinâmica este processo é mais complexo, e envolve um procedimento iterativo com diversos estágios (Cochrane e Orcutt, 1949).

O fluxograma a seguir representa, de maneira básica, as etapas do desenvolvimento de um modelo de regressão dinâmica:

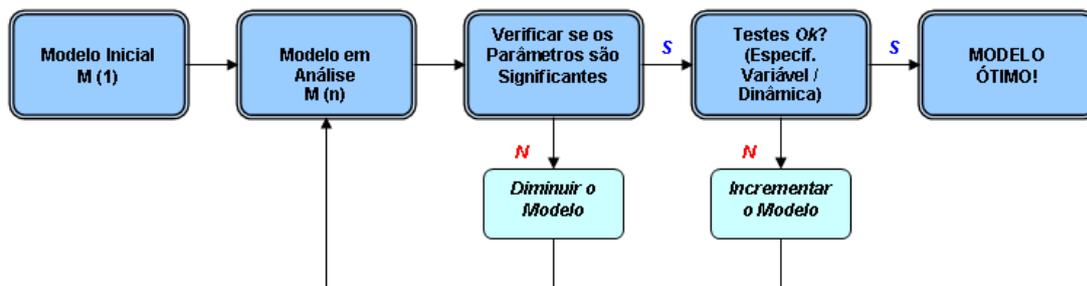


Figura 4.2 – Fluxograma para Construção de um Modelo de Regressão Dinâmica

4.2. Variáveis do modelo de previsão

Para gerar os modelos de previsão foi utilizado o software *Forecast Pro for Windows Version 3.50 Extended Edition* (Business Forecast Systems, Inc) e, conforme já mencionado, o método escolhido foi Regressão Dinâmica.

4.2.1. Variável dependente

O objetivo desta etapa é prever, para um horizonte pré-definido, o consumo de todo o mercado cativo atendido por uma distribuidora de energia elétrica. Não diferentemente de outras empresas de distribuição, o caso em

análise mostra que a maior parte do consumo se concentra nas classes Residencial, Industrial, Comercial e Poder Público. No entanto, a finalidade é prever o consumo cativo total, logo também são desenvolvidos modelos para outras classes de menor consumo como: rural, serviços públicos (tração elétrica e água saneamento & esgoto), iluminação pública e consumo próprio.

A figura 4.3 mostra o mercado cativo da distribuidora analisada (Light SESA) dividido por classes de consumo. O consumo cativo total faturado no ano de 2007 correspondeu a um valor aproximado de 18.300 GWh e, como pode ser observado, cerca de 80% do consumo estão ligados às classes residencial, comercial e industrial.

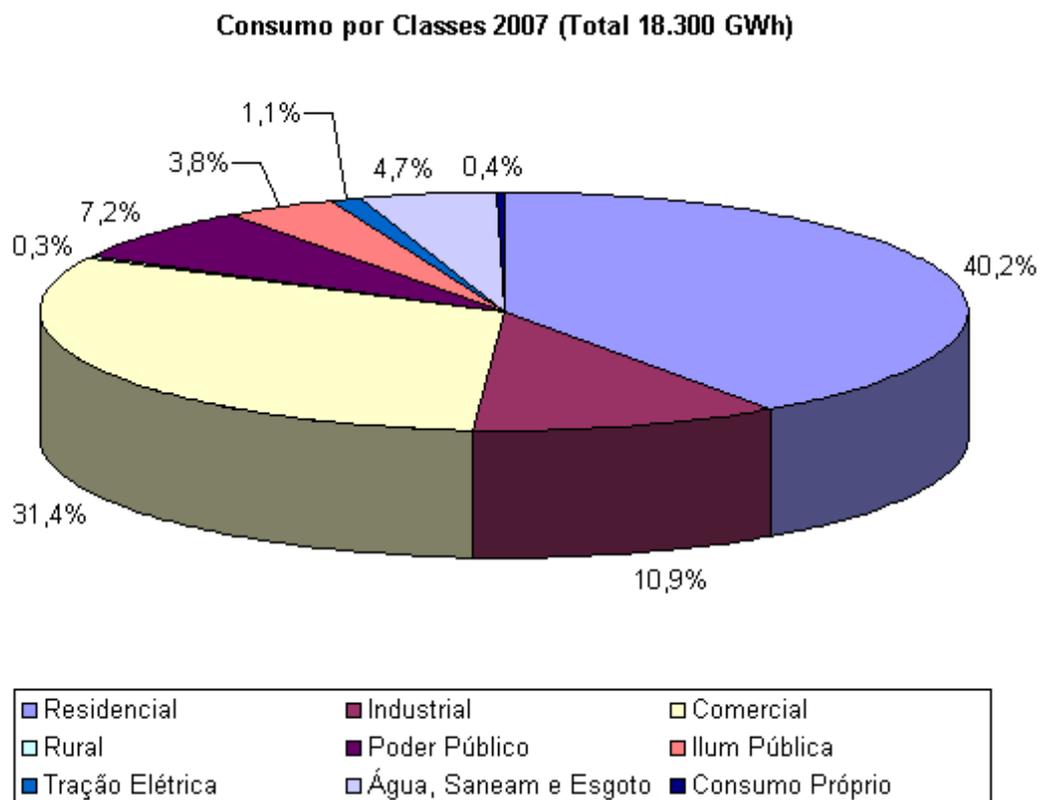


Figura 4.3 – Parcelas de Consumo por Classes no Mercado da Light em 2007 (Fonte: Relatório Anua 2007 – Light SESA)

As séries históricas de consumo de energia utilizadas compreendem o período entre janeiro de 1990 a dezembro de 2007, e a previsão a ser realizada irá considerar um horizonte de cinco anos, isto é, de janeiro de 2008 a dezembro de 2012.

Conforme descrito acima, algumas classes têm um peso mais significativo no consumo total da distribuidora. Para estas classes em particular fez-se ainda

uma abertura em níveis de tensão: Alta Tensão (AT), Média Tensão (MT) e Baixa Tensão (BT), visando a uma maior precisão no estudo de previsão. Este detalhe pode possibilitar a identificação de comportamentos específicos para consumidores que operam em níveis diferentes de tensão, mas pertencem a uma mesma classe. A seguir na tabela 4.1 são dados mais detalhes das variáveis dependentes trabalhadas, que são os consumos por classes:

Tabela 4.1 – Classes a terem a previsão de consumo modelada

Classes	Siglas	Grupos Pertencentes
Residencial MT	RES	A4 e AS
Residencial BT	RES	B1
Comercial AT	COM	A2
Comercial MT	COM	A3a, A4 e AS
Comercial BT	COM	B3
Industrial AT	IND	A2
Industrial MT	IND	A3a, A4 e AS
Industrial BT	IND	B3
Rural	RUR	Agro. A4 e B2; Ind. A4 e B2; Colet. A4 e B2
Poder Público	PPU	A2, A3a, A4, AS e B3
Tração Elétrica	TEL	Ferrov. A2, A3a e A4; Urb. A2 e A4
Água Saneamento e Esgoto	AES	A2, A3a, A4 e B3
Iluminação Pública	IPU	B4
Consumo Próprio	CPR	A4, AS e B3

4.2.2. Variáveis explicativas

Nos modelos de regressão dinâmica, a variável dependente é explicada por seus valores defasados e pelos valores atuais e passados de variáveis causais ou exógenas, e devem ser usados quando a estrutura de correlação da série dependente (série a ser explicada) indicar que não podemos supor a independência dos erros (Barros et al., 2007).

Estas variáveis causais ajudam a explicar a variável dependente, que neste trabalho é o consumo de energia elétrica. As variáveis causais refletem variáveis *proxy*, isto é, fatores que influenciam no comportamento da variável principal. A seguir são descritas as classes de consumo e as variáveis que foram consideradas numa primeira fase de análise, para posteriormente, com as que forem selecionadas, possibilitar a definição do melhor modelo.

Tabelas 4.2 – Variáveis Explicativas Referentes aos Níveis de Preços na Economia
(Fonte: IBGE)

Variável Proxy	Sigla	Classes de Consumo
1. NÍVEL DE PREÇOS NA ECONOMIA		
Variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor na RM do RJ	INPC	RES – IND – COM
Índice de Preços de Eletrodomésticos e Equipamentos	IPED	RES – IND – COM
Índice de Preços de Condicionadores de Ar	IPAC	RES – IND – COM
Índice de Preços de Refrigeradores	IPRE	RES – IND – COM

Tabelas 4.3 – Variáveis Explicativas Referentes às Características do Faturamento da Light (Fonte: Light SESA)

Variável Proxy	Sigla	Classes de Consumo
2. CARACTERÍSTICAS DO FATURAMENTO DA LIGHT		
Número de Contas Faturadas da classe Residencial MT	NCFRMT	RES
Número de Contas Faturadas da classe Residencial BT	NCFRBT	RES
Tarifa Média Residencial MT	TRMT	RES
Tarifa Média Residencial BT	TRBT	RES
Nº. de dias de faturamento AT (inclui MT)	NDFAT	RES – IND – COM – PPU – RUR – TEL – AES
Nº. de dias de faturamento BT	NDFBT	RES – IND – COM – PPU – RUR – TEL – AES
Número de Contas Faturadas da classe Industrial MT	NCFIMT	IND
Número de Contas Faturadas da classe Industrial BT	NCFIBT	IND
Tarifa Média Industrial MT	TIMT	IND
Tarifa Média Industrial BT	TIBT	IND
Número de Contas Faturadas da classe Comercial AT	NCFCAT	COM
Número de Contas Faturadas da classe Comercial MT	NCFCMT	COM
Número de Contas Faturadas da classe Comercial BT	NCFCBT	COM
Tarifa Média Comercial MT	TCMT	COM
Tarifa Média Comercial BT	TCBT	COM
Número de Contas Faturadas Poder Público	NCFPP	PPU
Número de Contas Faturadas Rural	NCFRU	RUR
Número de Contas Faturadas Serviços Públicos – Tração elétrica e Água e Esgoto	NCFTE e NCFAES	TEL – AES

Tabelas 4.4 – Variáveis Explicativas Referentes à Estrutura de Renda dos Consumidores (Fonte: IBGE)

Variável Proxy	Sigla	Classes de Consumo
3. ESTRUTURA DE RENDA DOS CONSUMIDORES		
Rendimento Médio Real do Pessoal Ocupado RJ	RMPOC	RES – IND – COM
Participação dos Gastos com Energia Elétrica no Orçamento das famílias entre 1 e 8 Mínimos	PGEE	RES
Participação dos Gastos com Eletrodomésticos das famílias entre 1 e 8 Mínimos	PGED	RES
Participação dos Gastos com Condicionadores de Ar das famílias entre 1 e 8 Mínimos	PGAC	RES
Participação dos Gastos com Refrigeradores das famílias entre 1 e 8 Mínimos	PGRE	RES

Tabelas 4.5 – Variáveis Explicativas Referentes às Atividades Econômicas (*Fonte: IBGE – **Fonte: FIRJAN)

Variável Proxy	Sigla	Classes de Consumo
4. ATIVIDADE ECONÔMICA		
Taxa de Desemprego RJ *	TXD	RES – IND – COM
Índice de Emprego na Indústria RJ **	IEI	RES – IND – COM
Taxa de Utilização da Capacidade Instalada da Indústria **	TXUC	RES – IND – COM
População Ocupada 15 Anos ou Mais RJ *	POC	RES
População Ocupada Indústria RJ*	POCI	IND
Índice de Produção Física Industrial – Transformação*	PFIT	IND
Índice de Produção Física Industrial – Geral*	PFIG	IND
Índice de Produção Física Industrial – Extrativa Mineral*	PFIE	IND
População Ocupada Comércio RJ*	POCC	COM

Tabelas 4.6 – Variáveis Explicativas Referentes à Temperatura (Fonte: INMET-RJ)

Variável Proxy	Sigla	Classes de Consumo
5. TEMPERATURA		
Temperatura Média Mínima na RM do RJ	TMMI	RES – IND – COM – PPU – RUR – TEL – AES
Temperatura Média Máxima na RM do RJ	TMMA	RES – IND – COM – PPU – RUR – TEL – AES
Temperatura Média na RM do RJ	TM	RES – IND – COM – PPU – RUR – TEL – AES

A Temperatura Média Mínima Mensal na Região Metropolitana do Rio de Janeiro, utilizada no modelo de previsão, é obtida a partir da média das menores temperaturas de cada dia do mês nessa região. A Temperatura Média Máxima é determinada de maneira similar, ou seja, é a média mensal das temperaturas máximas diárias na Região Metropolitana do Rio de Janeiro. A Temperatura Média Mensal é a média simples entre a Temperatura Mínima Mensal e a Temperatura Máxima Mensal.

Tabelas 4.7 – Variáveis Explicativas Referentes ao Calendário (Fonte: Light SESA)

Variável Proxy	Sigla	Classes de Consumo
6. CALENDÁRIO		
No. De dias do Calendário	NDC	RES – IND – COM – PPU – RUR – TEL – AES
No. De sábados, domingos e feriados	NSDF	RES – IND – COM – PPU – RUR – TEL – AES
No. De dias úteis	NDU	RES – IND – COM – PPU – RUR – TEL – AES

Além das variáveis listadas acima, também foram testadas e utilizadas, para todas as classes, variáveis de intervenção (*dummy*), com objetivo de captar alguns eventos específicos conforme indicado a seguir:

Tabelas 4.8 – Variáveis de Intervenção (*dummies*)

Variável <i>dummy</i>	Sigla	Classes de Consumo
7. VARIÁVEL DE INTERVENÇÃO		
Intervenção para Racionamento (mai/2001 a fev/2002)	IRAC	RES – IND – COM – PPU – RUR – TEL – AES
Intervenção para mudança de nível Pós-acionamento (mar/2002 a dez/2007)	IPRAC	RES – IND – COM – PPU – RUR – TEL – AES

4.3. Procedimentos de modelagem

Conforme mencionado, o programa FPW foi utilizado para desenvolver os modelos de previsão. A cada série de consumo de uma determinada classe foram agregadas as séries das respectivas variáveis explicativas apresentadas acima. Entretanto, o período de algumas séries de variáveis explicativas não coincide com o período disponível para a série de consumo (1990-2007); logo, foram realizados testes considerando inícios diferentes para a série de consumo e assim pôde se utilizar as variáveis de acordo com o início de seus dados. Por fim, definiu-se o modelo final pela análise das estatísticas de desempenho MAPE, R² ajustado e GMRE, basicamente conceituadas a seguir¹²:

MAPE (Mean Absolute Percentual Error): calculado através da diferença entre valores estimados e reais. Equivale às previsões um passo-à-frente (no caso, para o mês seguinte).

¹² Para mais detalhes sobre essas estatísticas recomenda-se o Manual do Usuário do FPW (*User's Manual*).

R² ajustado (coeficiente de explicação): indica o quanto da variação total dos dados (série dependente, neste caso, a energia faturada) é explicada pelo modelo. Calculado através da comparação do erro do modelo e a variação dos dados da série dependente em torno de sua média. Varia entre 0 e 100%.

GMRAE (Geometric Mean Relative Absolute Error): compara o erro do modelo em questão com o erro do modelo ingênuo (aquele que usa como previsão o último dado disponível). É desejável que seja igual ou menor do que 1 (um).

Foi feita uma análise dos erros *in-sample* e *out-of-sample*. Esta é uma estratégia de análise que consiste em “guardar” parte dos dados para testar o poder de generalização do modelo. Para a análise *in-sample* foram usados os dados de janeiro de 1990 (1991, 1992, 1994 e agosto de 1999) a dezembro de 2006. Para validar o modelo foi usado o ano de 2007 (*out-of-sample*).

Tabela 4.9 – Ano de início das Variáveis Explicativas

Variável Explicativa		Ano 1
1	Índice de Preços de Eletrodomésticos e Equipamentos	1990
2	Índice de Preços de Refrigeradores	1990
3	Intervenção para PÓS-acionamento	1990
4	Intervenção para racionamento	1990
5	Nº. de dias de faturamento AT (inclui MT) e BT	1990
6	Nº. de dias do Calendário	1990
7	Nº. de dias úteis	1990
8	Nº. de sábados, domingos e feriados	1990
9	Número de Contas Faturadas AT, MT e BT	1990
10	Participação dos Gastos com Eletrodomésticos das famílias entre 1 e 8 Mínimos	1990
11	Participação dos Gastos com Energia Elétrica no Orçamento das famílias entre 1 e 8 Mínimos	1990
12	Participação dos Gastos com Refrigeradores das famílias entre 1 e 8 Mínimos	1990
13	Rendimento Médio Real do Pessoal Ocupado RJ	1990
14	Taxa de Desemprego RJ	1990
15	Temperatura Média Máxima RJ	1990
16	Temperatura Média Mínima RJ	1990
17	Temperatura Média RJ	1990
18	Variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor para a RM do RJ	1990
19	População Ocupada 15 Anos ou Mais RJ	1991
20	População Ocupada Comércio RJ	1991
21	População Ocupada Indústria RJ	1991
22	Índice de Produção Física Industrial - Extrativa Mineral	1991
23	Índice de Produção Física Industrial - Geral	1991
24	Índice de Produção Física Industrial - Transformação	1991
25	Índice de Emprego na Indústria RJ	1992
26	Taxa de Utilização da Capacidade Instalada da Indústria	1992
27	Tarifas Médias MT e BT	1994
28	Índice de Preços de Condicionadores de Ar	1999
29	Participação dos Gastos com Condicionadores de Ar das famílias entre 1 e 8 Mínimos	1999

Ressalta-se que as variáveis citadas anteriormente foram selecionadas *a priori* para compor as etapas de testes e análises dos possíveis modelos. Isto não significa obviamente que todas entraram na estrutura destes.

Aplicada a técnica de regressão dinâmica, algumas variáveis foram então selecionadas para compor a estrutura final dos modelos de previsão.

4.4. Modelos definidos por classe de consumo

Nesta seção são apresentados os resultados das modelagens para cada classe de consumo, incluindo um item específico para o tratamento dado à previsão do consumo dos clientes da classe industrial AT.

4.4.1. Modelos de cada classe de consumo com exceção de Industrial AT

Os quadros a seguir mostram os modelos obtidos para cada período analisado, com as respectivas estatísticas de desempenho e as variáveis explicativas¹³ que, segundo o processo de modelagem, são as que influenciam na variável de consumo em questão. A partir da análise dos resultados obtidos, foram definidos os modelos de previsão finais considerados ótimos para cada classe.

Os modelos que serão utilizados para o cálculo da estimativa de previsão de consumo no período definido (2008 – 2012) foram escolhidos quando atendidos os seguintes critérios:

- Parâmetros significantes, ajuste do modelo (R^2), erro médio de previsão e resíduos bem comportados;
- Valores projetados em consonância com o comportamento histórico do consumo faturado da classe em estudo; e
- Tendência coerente com o histórico da série para a previsão de mercado nos próximos anos.

No final deste item, são descritas algumas conclusões relativas à interpretação das estatísticas de desempenho apresentadas nos quadros a seguir, que auxiliaram na escolha dos modelos.

¹³ A sigla `_CONST` significa a consideração de um termo Constante e a sigla `_TREND` um termo de Tendência. As variáveis acompanhadas de `[-k]` significa estrutura de defasagem de ordem `k`. Exemplo: `ResidencialBT[-1]` = energia faturada para Residencial BT no mês anterior.

Classe Residencial MT: Modelo 1 escolhido

Tabela 4.10 – Modelos Testados para Classe Residencial MT

Residencial MT							
Modelos	Período	Estrutura	MAPE [%] in-sample	R ² ajustado [%]	MAPE [%] out-of-sample	GMRAE out-of-sample	
1	Jan/1990 a Dez/2007	_CONST _TREND IPRAC IRAC[-1] NCFRMT NDFAT NDFAT[-1] PGEE RESIDENCIALMT[-1] TM	0,105	0,930	0,052	0,979	
2	Jan/1991 a Dez/2007	IRAC NCFRMT NCFRMT[-2] NDFAT NDFAT[-1] RESIDENCIALMT[-1] RIMPOC	0,119	0,914	0,092	2,182	
3	Jan/1992 a Dez/2007	IEI IPRAC IRAC[-1] NCFRMT NDFAT NDFAT[-1] PGED PGRE RESIDENCIALMT[-1] TM	0,119	0,919	0,068	1,664	
4	Jan/1994 a Dez/2007	IPRAC IRAC[-1] NCFRMT NDFAT NDFAT[-1] PGRE RESIDENCIALMT[-1] TM	0,132	0,910	0,063	1,278	
5	Jan/1999 a Dez/2007	IRAC NCFRMT NDFAT POC RESIDENCIALMT[-1] TXUC	0,161	0,917	0,074	1,540	

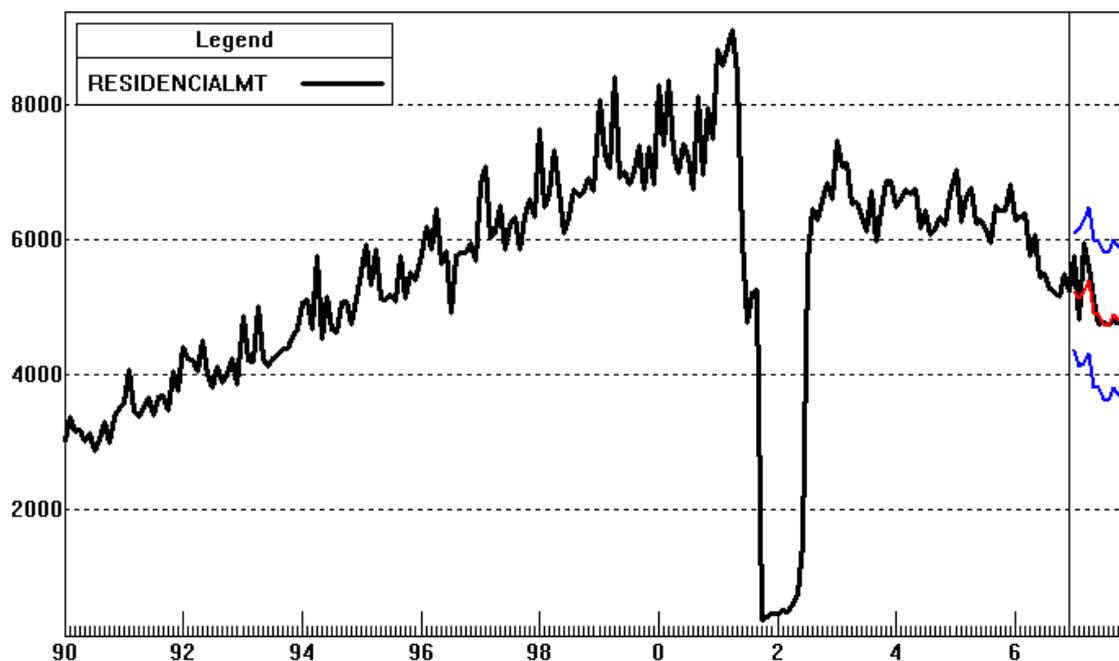


Figura 4.4 – Gráfico gerado pelo programa de previsão: série histórica residencial MT (linha preta), valores previstos para o período teste (linha vermelha) e intervalos de confiança (linha azul)

Classe Residencial BT: Modelo 3 escolhido

Tabela 4.11 – Modelos Testados para Classe Residencial BT

Residencial BT							
Modelos	Período	Estrutura	MAPE (%) in-sample	R ² ajustado (%)	MAPE (%) out-of-sample	GMRAE out-of-sample	
1	Jan/1990 a Dez/2007	IRAC[-1] NDFBT NDFBT[-1] RESIDENCIALBT[-1] RESIDENCIALBT[-11] RMPOC TM	0,036	0,934	0,039	0,561	
2	Jan/1991 a Dez/2007	IRAC[-1] NDFBT NDFBT[-1] RESIDENCIALBT[-1] RESIDENCIALBT[-11] RMPOC TM	0,036	0,934	0,039	0,559	
3	Jan/1992 a Dez/2007	_CONST _IPED IRAC[-1] NDFBT NDFBT[-1] RESIDENCIALBT[-1] RESIDENCIALBT[-11] RESIDENCIALBT[-7] RMPOC TM	0,032	0,943	0,036	0,572	
4	Jan/1994 a Dez/2007	IRAC IRAC[-1] NDFBT NDFBT[-1] RESIDENCIALBT[-1] RESIDENCIALBT[-11] RMPOC TMMI TMMI[-2]	0,033	0,932	0,029	0,381	
5	Jan/1999 a Dez/2007	IRAC[-1] NDFBT NDFBT[-1] PGRE RESIDENCIALBT[-1] TMMI	0,040	0,898	0,038	0,613	

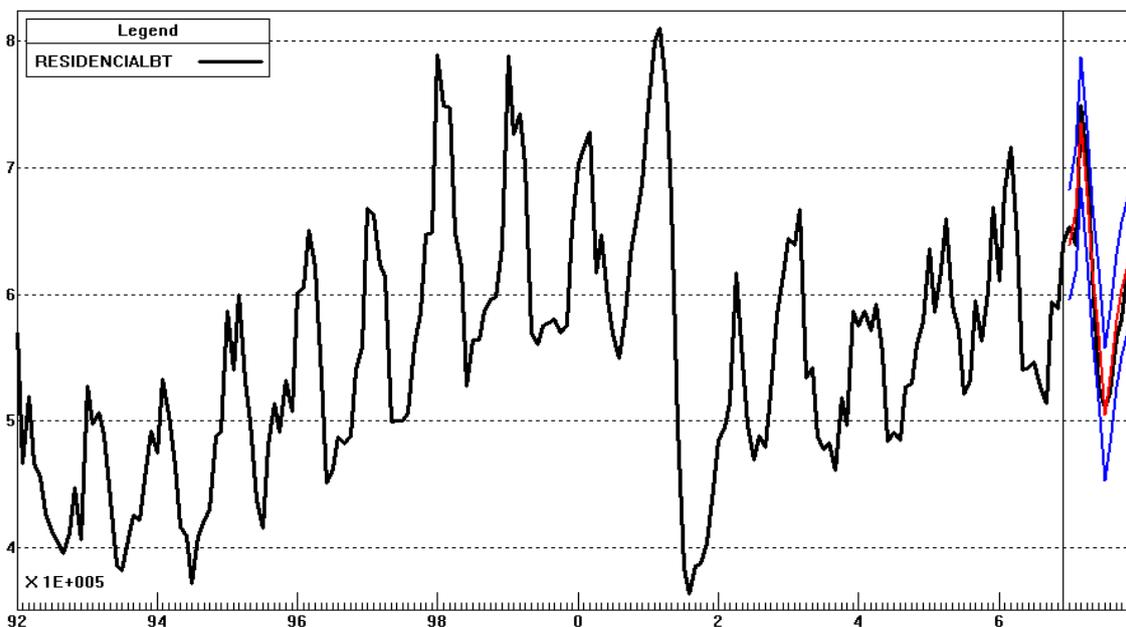


Figura 4.5 – Gráfico gerado pelo programa de previsão: série histórica residencial BT (linha preta), valores previstos para o período teste (linha vermelha) e intervalos de confiança (linha azul)

Classe Comercial AT: Modelo 4 escolhido

Tabela 4.12 – Modelos Testados para Classe Comercial AT

Comercial AT							
Modelos	Período	Estrutura		MAPE (%) in-sample	R ² ajustado (%)	MAPE (%) out-of-sample	GMRAE out-of-sample
1	Jan/1990 a Dez/2007	COMERCIALAT[-1] COMERCIALAT[-3]	Consumo Faturado Light Consumo Faturado Light	0,115	0,936	0,074	0,941
2	Jan/1991 a Dez/2007	COMERCIALAT[-1] COMERCIALAT[-3] NDU NDU[-1] POCC	Consumo Faturado Light Consumo Faturado Light No. De dias úteis No. De dias úteis População Ocupada Comércio RJ	0,109	0,941	0,074	0,969
3	Jan/1992 a Dez/2007	COMERCIALAT[-1] COMERCIALAT[-2] COMERCIALAT[-3]	Consumo Faturado Light Consumo Faturado Light Consumo Faturado Light	0,108	0,939	0,080	1,133
4	Jan/1994 a Dez/2007	COMERCIALAT[-1] COMERCIALAT[-24] COMERCIALAT[-3]	Consumo Faturado Light Consumo Faturado Light Consumo Faturado Light	0,094	0,938	0,053	0,518
5	Jan/1999 a Dez/2007	COMERCIALAT[-1] COMERCIALAT[-3]	Consumo Faturado Light Consumo Faturado Light	0,082	0,852	0,060	0,728

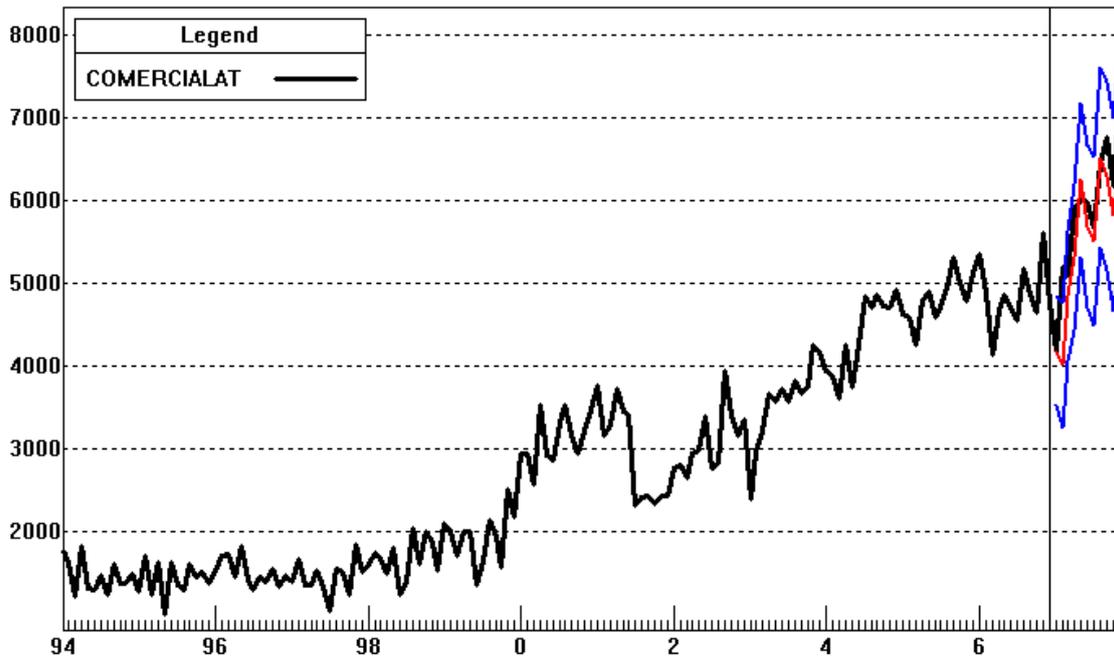


Figura 4.6 – Gráfico gerado pelo programa de previsão: série histórica comercial AT (linha preta), valores previstos para o período teste (linha vermelha) e intervalos de confiança (linha azul)

Classe Comercial MT: Modelo 1 escolhido

Tabela 4.13 – Modelos Testados para Classe Comercial MT

Comercial MT							
Modelos	Período	Estrutura		MAPE (%) in-sample	R ² ajustado (%)	MAPE (%) out-of-sample	GMRAE out-of-sample
1	Jan/1990 a Dez/2007	_CONST COMERCIALMT[-1] COMERCIALMT[-8] IPRAC IRAC NCFCMT NDFAT NDFAT[-1] RMPOC TMMI TMMI[-1]	Termo Constante Consumo Faturado Light Consumo Faturado Light Intervenção para PÓS racionamento Intervenção para racionamento Número de Contas Faturadas da classe comercial MT No. De dias de faturamento AT No. De dias de faturamento AT Rendimento Médio Real do Pessoal Ocupado RJ Temperatura Média Mínima RJ Temperatura Média Mínima RJ	0,032	0,954	0,040	0,519
2	Jan/1991 a Dez/2007	_TREND COMERCIALMT[-1] COMERCIALMT[-11] IRAC NCFCMT NDFAT NDFAT[-1] POCC RMPOC TMMI	Termo de Tendência Consumo Faturado Light Consumo Faturado Light Intervenção para racionamento Número de Contas Faturadas da classe comercial MT No. De dias de faturamento AT No. De dias de faturamento AT População Ocupada Comércio RJ Rendimento Médio Real do Pessoal Ocupado RJ Temperatura Média Mínima RJ	0,031	0,945	0,041	0,651
3	Jan/1992 a Dez/2007	_CONST _TREND COMERCIALMT[-1] IEI IRAC[-1] NDFAT NDFAT[-1] POCC[-1] TMMI TMMI[-1]	Termo Constante Termo de Tendência Consumo Faturado Light Índice de Emprego na Indústria RJ Intervenção para racionamento No. De dias de faturamento AT No. De dias de faturamento AT População Ocupada Comércio RJ Temperatura Média Mínima RJ Temperatura Média Mínima RJ	0,028	0,957	0,051	0,788
4	Jan/1994 a Dez/2007	_TREND COMERCIALMT[-1] COMERCIALMT[-11] IEI IRAC[-1] NDFAT TMMI	Termo de Tendência Consumo Faturado Light Consumo Faturado Light Índice de Emprego na Indústria RJ Intervenção para racionamento No. De dias de faturamento AT Temperatura Média Mínima RJ	0,029	0,936	0,042	0,610
5	Jan/1999 a Dez/2007	_CONST COMERCIALMT[-1] COMERCIALMT[-11] IRAC[-1] NDFAT TMMI	Termo Constante Consumo Faturado Light Consumo Faturado Light Intervenção para racionamento No. De dias de faturamento AT Temperatura Média Mínima RJ	0,028	0,895	0,038	0,460

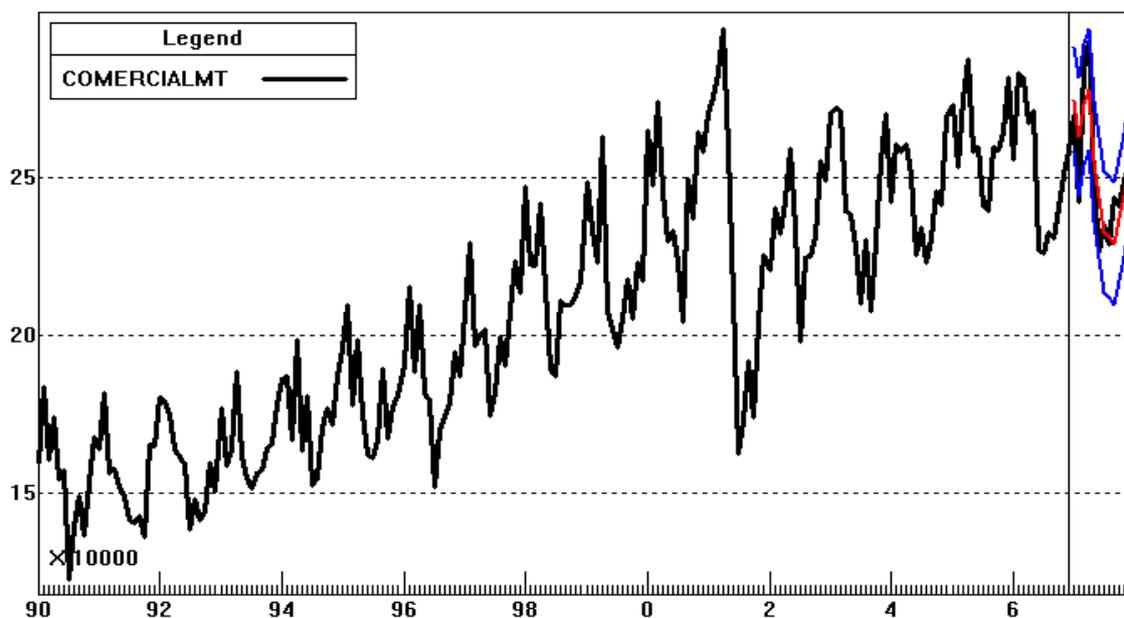


Figura 4.7 – Gráfico gerado pelo programa de previsão: série histórica comercial MT (linha preta), valores previstos para o período teste (linha vermelha) e intervalos de confiança (linha azul)

Classe Comercial BT: Modelo 3 escolhido

Tabela 4.14 – Modelos Testados para Classe Comercial BT

Comercial BT							
Modelos	Período	Estrutura	MAPE (%) in-sample	R ² ajustado (%)	MAPE (%) out-of-sample	GMRAE <i>out-of-sample</i>	
1	Jan/1990 a Dez/2007	COMERCIALBT[-1] COMERCIALBT[-7] IPRAC IRAC NCFGBT NDFBT NDFBT[-1] NDU NSDF RMPOC TM	Consumo Faturado Light Consumo Faturado Light Intervenção para PÓS racionamento Intervenção para racionamento Número de Contas Faturadas da classe comercial BT No. De dias de faturamento BT No. De dias de faturamento BT No. De dias úteis No. De sábados, domingos e feriados Rendimento Médio Real do Pessoal Ocupado RJ Temperatura Média RJ	0,033	0,926	0,039	1,102
2	Jan/1991 a Dez/2007	_CONST _TREND COMERCIALBT[-1] COMERCIALBT[-2] IPRAC IRAC NDFBT NSDF RMPOC TM	Termo Constante Termo de Tendência Consumo Faturado Light Consumo Faturado Light Intervenção para PÓS racionamento Intervenção para racionamento No. De dias de faturamento BT No. De sábados, domingos e feriados Rendimento Médio Real do Pessoal Ocupado RJ Temperatura Média Mínima RJ	0,033	0,926	0,041	1,200
3	Jan/1992 a Dez/2007	_TREND _CONST COMERCIALBT[-1] IRAC[-1] NDFBT POCC[-1] RMPOC TM TM[-1]	Termo de Tendência Termo Constante Consumo Faturado Light Consumo Faturado Light Intervenção para racionamento No. De dias de faturamento BT População Ocupada Comércio RJ Rendimento Médio Real do Pessoal Ocupado RJ Temperatura Média RJ Temperatura Média RJ	0,029	0,943	0,030	0,714
4	Jan/1994 a Dez/2007	_CONST _TREND COMERCIALBT[-1] IRAC[-1] NDFBT POCC[-1] RMPOC TM TM[-1]	Termo Constante Termo de Tendência Consumo Faturado Light Consumo Faturado Light Intervenção para racionamento No. De dias de faturamento BT População Ocupada Comércio RJ Rendimento Médio Real do Pessoal Ocupado RJ Temperatura Média RJ Temperatura Média RJ	0,027	0,929	0,031	0,843
5	Jan/1999 a Dez/2007	COMERCIALBT[-1] COMERCIALBT[-2] IRAC NDFBT TCBT[-1] TM TMMA	Consumo Faturado Light Consumo Faturado Light Intervenção para racionamento Intervenção para racionamento No. De dias de faturamento BT Farifa Comercial BT (Reais CDM correção de ago-02) Temperatura Média RJ Temperatura Média Máxima RJ	0,038	0,810	0,064	1,850

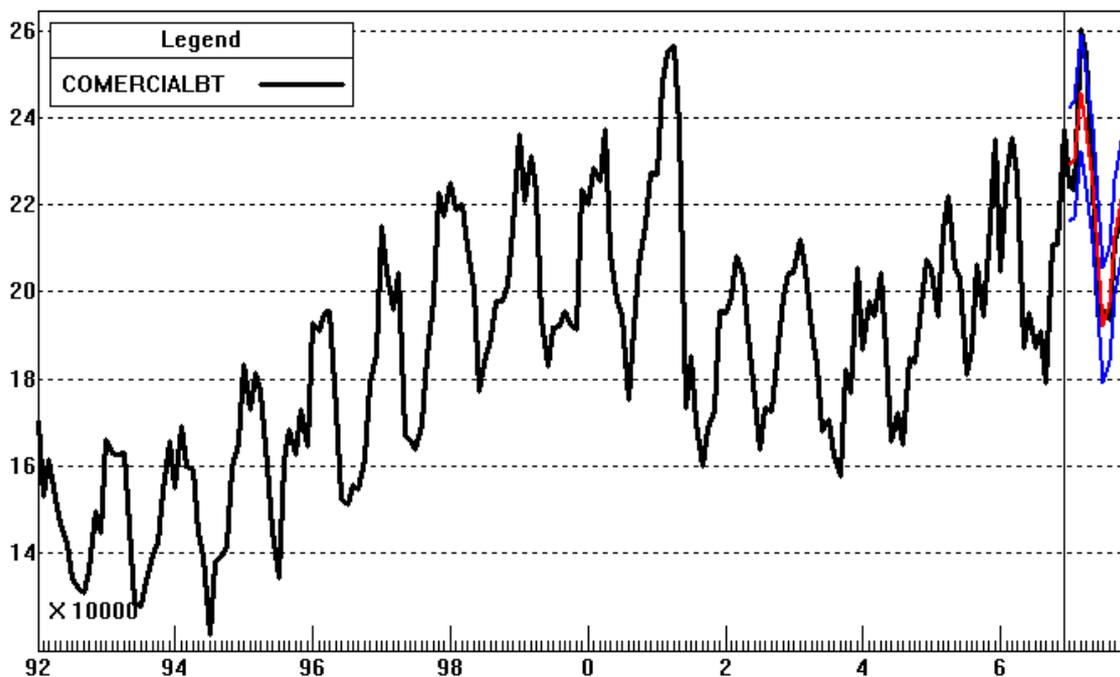


Figura 4.8 – Gráfico gerado pelo programa de previsão: série histórica comercial BT (linha preta), valores previstos para o período teste (linha vermelha) e intervalos de confiança (linha azul)

Classe Industrial MT: Modelo 4 escolhido

Tabela 4.15 – Modelos Testados para Classe Industrial MT

Industrial MT							
Modelo	Período	Estrutura	MAPE (%) in-sample	R ² ajustado (%)	MAPE (%) out-of-sample	GMRAE out-of-sample	
1	Jan/1990 a Dez/2007	_CONST INDUSTRIALMT[-1] IPRAC IRAC NDFAT NDFAT[-1] NDU NSDF NSDF[-1] TXD	0,035	0,837	0,069	2,325	
2	Jan/1991 a Dez/2007	INDUSTRIALMT[-1] INPC IPRAC IRAC NDC NDFAT PFIG[-1] PFIT[-1] RMPOC TMMI[-1]	0,027	0,906	0,095	3,311	
3	Jan/1992 a Dez/2007	IEI INDUSTRIALMT[-1] INDUSTRIALMT[-8] INPC IRAC NDFAT NDU NDU[-1] NSDF POCI RMPOC TMMI[-1]	0,028	0,886	0,085	3,079	
4	Jan/1994 a Dez/2007	IEI INDUSTRIALMT[-1] IRAC NDC NDFAT POCI TIMT TMMI	0,029	0,899	0,023	0,727	
5	Jan/1999 a Dez/2007	IRAC NDFAT RMPOC TIMT TMMI	0,033	0,770	0,028	0,542	

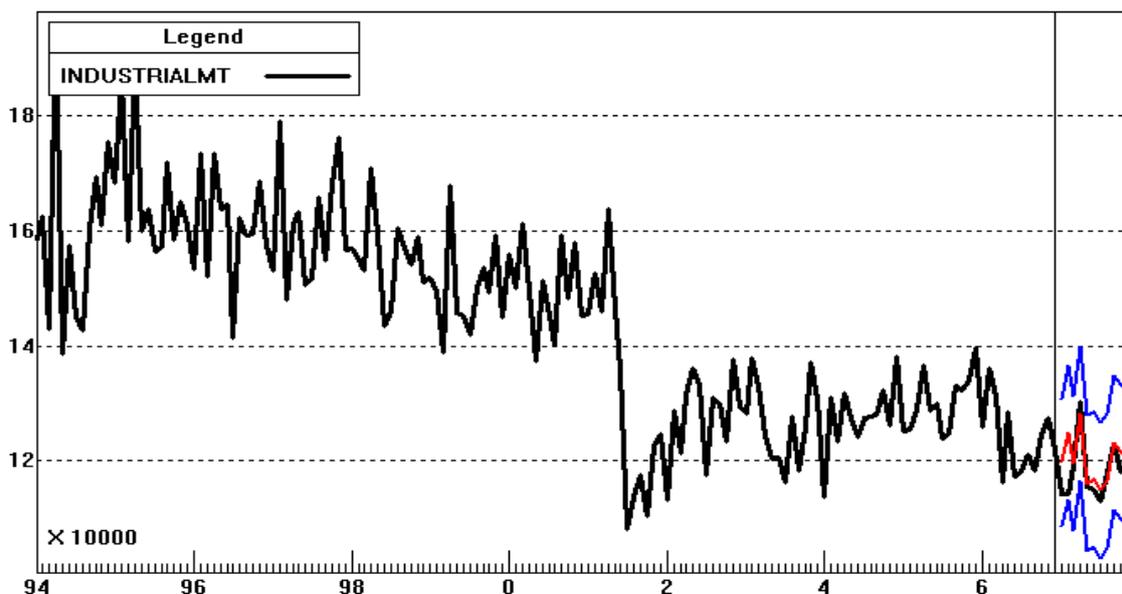


Figura 4.9 – Gráfico gerado pelo programa de previsão: série histórica industrial MT (linha preta), valores previstos para o período teste (linha vermelha) e intervalos de confiança (linha azul)

Classe Industrial BT: Modelo 2 escolhido

Tabela 4.16 – Modelos Testados para Classe Industrial BT

Industrial BT							
Modelos	Período	Estrutura	MAPE (%) in-sample	R ² ajustado (%)	MAPE (%) out-of-sample	GMRAE out-of-sample	
1	Jan/1990 a Dez/2007	INDUSTRIALBT[-1] IPRAC IRAC NDFBT NDFBT[-1] NSDF RMPOC TMMI	0,035	0,921	0,041	0,384	
2	Jan/1991 a Dez/2007	INDUSTRIALBT[-1] INDUSTRIALBT[-2] IPRAC IRAC NDC NDFBT NDFBT[-1] PFIT RMPOC TMMI	0,031	0,940	0,062	1,077	
3	Jan/1992 a Dez/2007	INDUSTRIALBT[-1] IPRAC IRAC IRAC[-1] NDFBT NDFBT[-1] PFIE RMPOC TM	0,032	0,941	0,052	0,771	
4	Jan/1994 a Dez/2007	INDUSTRIALBT[-1] IPRAC IRAC IRAC[-1] NDFBT NDFBT[-1] RMPOC TIBT TM	0,033	0,946	0,074	1,330	
5	Jan/1999 a Dez/2007	IEI INDUSTRIALBT[-1] IRAC[-1] NCFIBT POCI TMMI	0,043	0,894	0,088	1,068	

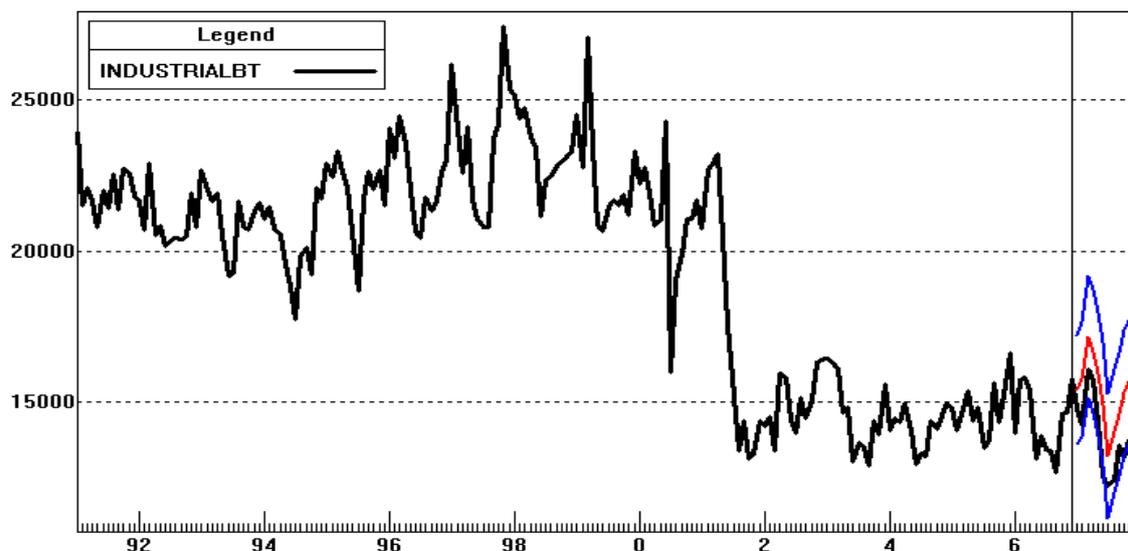


Figura 4.10 – Gráfico gerado pelo programa de previsão: série histórica industrial BT (linha preta), valores previstos para o período teste (linha vermelha) e intervalos de confiança (linha azul)

Classe Rural: Modelo 1 escolhido

Tabela 4.17 – Modelos Testados para Classe Rural

Rural							
Modelos	Período	Estrutura		MAPE (%) in-sample	R ² ajustado (%)	MAPE (%) out-of-sample	GMRAE out-of-sample
1	Jan/1994 a Dez/2007	IRAC[-1] NDC NDFBT NDFBT[-1] RURAL[-1] RURAL[-11] RURAL[-24] TMMI	Intervenção para racionamento No. De dias do Calendário No. De dias de faturamento BT No. De dias de faturamento BT Consumo Faturado Light Consumo Faturado Light Consumo Faturado Light Temperatura Média Mínima RJ	0,028	0,899	0,038	0,565
2	Jan/1999 a Dez/2007	IRAC NCFRU NDFBT NDFBT[-1] PGED PGRE RURAL[-1] TMMI	Intervenção para racionamento Número de Contas Faturadas da classe rural No. De dias de faturamento BT No. De dias de faturamento BT Participação dos Gastos com Eletrodomésticos das famílias entre 1 e 8 Mínimos Participação dos Gastos com Refrigeradores das famílias entre 1 e 8 Mínimos Consumo Faturado Light Temperatura Média Mínima RJ	0,029	0,871	0,052	0,749

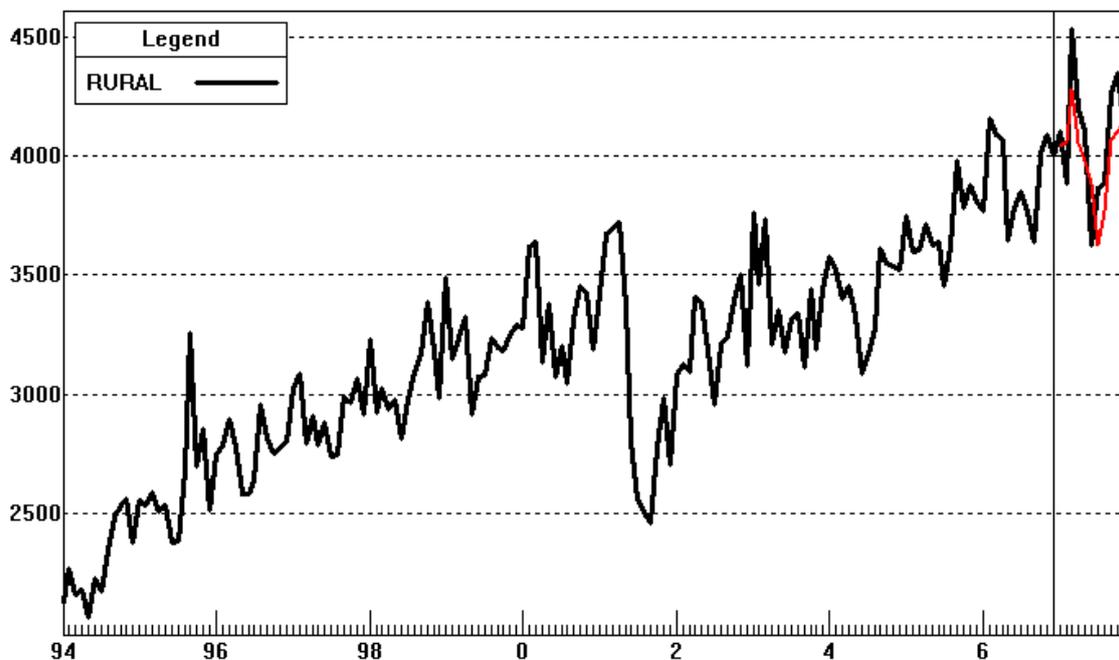


Figura 4.11 – Gráfico gerado pelo programa de previsão: série histórica rural (linha preta) e valores previstos para o período teste (linha vermelha)

Classe Poder Público: Modelo 1 escolhido

Tabela 4.18 – Modelos Testados para Classe Poder Público

Poder Público							
Modelos	Período	Estrutura		MAPE (%) in-sample	R ² ajustado (%)	MAPE (%) out-of-sample	GMRAE out-of-sample
1	Jan/1994 a Dez/2007	_CONST _TREND IPRAC[-1] IRAC[-1] NCFPP NCFPP[-1] NCFPP[-2] NDFAT PODERPUBLICO[-1] PODERPUBLICO[-9] TMMI TMMI[-1]	Termo Constante Termo de Tendência Intervenção para PÓS racionamento Intervenção para racionamento Número de Contas Faturadas da classe poder público Número de Contas Faturadas da classe poder público Número de Contas Faturadas da classe poder público No. De dias de faturamento AT Consumo Faturado Light Consumo Faturado Light Temperatura Média Mínima RJ Temperatura Média Mínima RJ	0,034	0,921	0,089	0,721
2	Jan/1994 a Fev/2006	_CONST IRAC[-1] NDFAT PODERPUBLICO[-1] PODERPUBLICO[-11] TMMI	Termo Constante Intervenção para racionamento No. De dias de faturamento AT Consumo Faturado Light Consumo Faturado Light Temperatura Média Mínima RJ	0,038	0,874	0,045	0,454

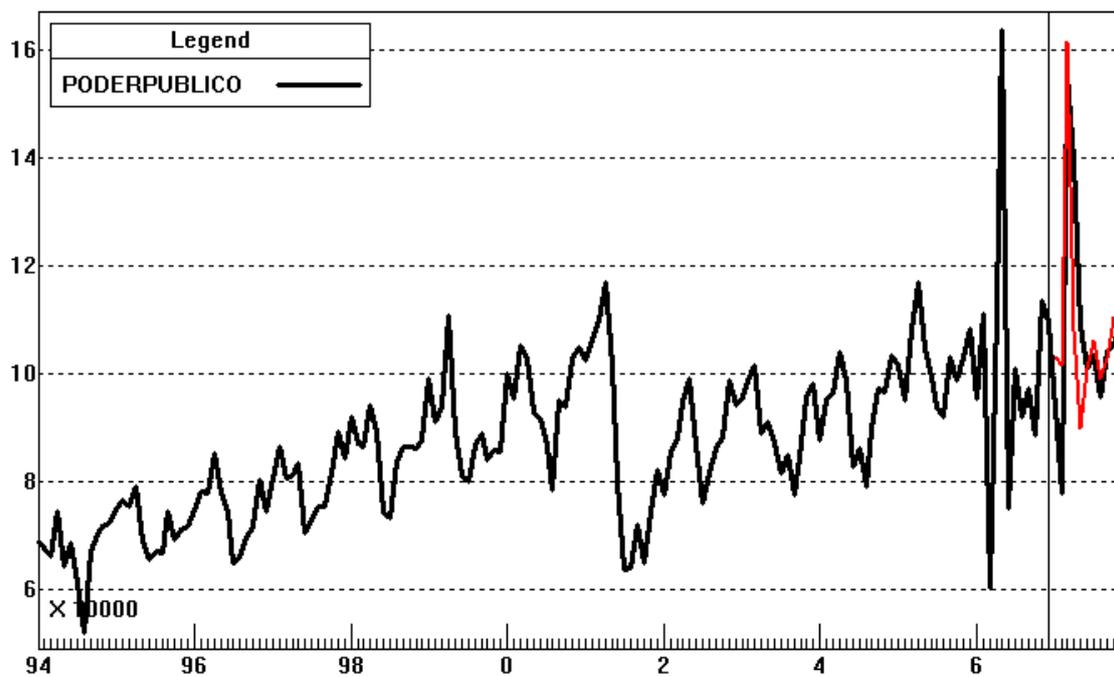


Figura 4.12 – Gráfico gerado pelo programa de previsão: série histórica poder público (linha preta) e valores previstos para o período teste (linha vermelha)

Classe Tração Elétrica: Modelo 1 escolhido

Tabela 4.19 – Modelos Testados para Classe Serviços Públicos: Tração Elétrica

Tração Elétrica							
Modelos	Período	Estrutura		MAPE (%) <i>in-sample</i>	R ² ajustado (%)	MAPE (%) <i>out-of-sample</i>	GMRAE <i>out-of-sample</i>
1	Jan/1994 a Dez/2007	NDC NDC[-1] TRACELET[-1] TRACELET[-2]	No. De dias do Calendário No. De dias do Calendário Consumo Faturado Light Consumo Faturado Light	0,061	0,795	0,035	0,557
2	Jan/1994 a Dez/2007	_CONST NDFAT TRACELET[-1] TRACELET[-2]	Termo Constante No. De dias de faturamento AT Consumo Faturado Light Consumo Faturado Light	0,065	0,763	0,038	0,463

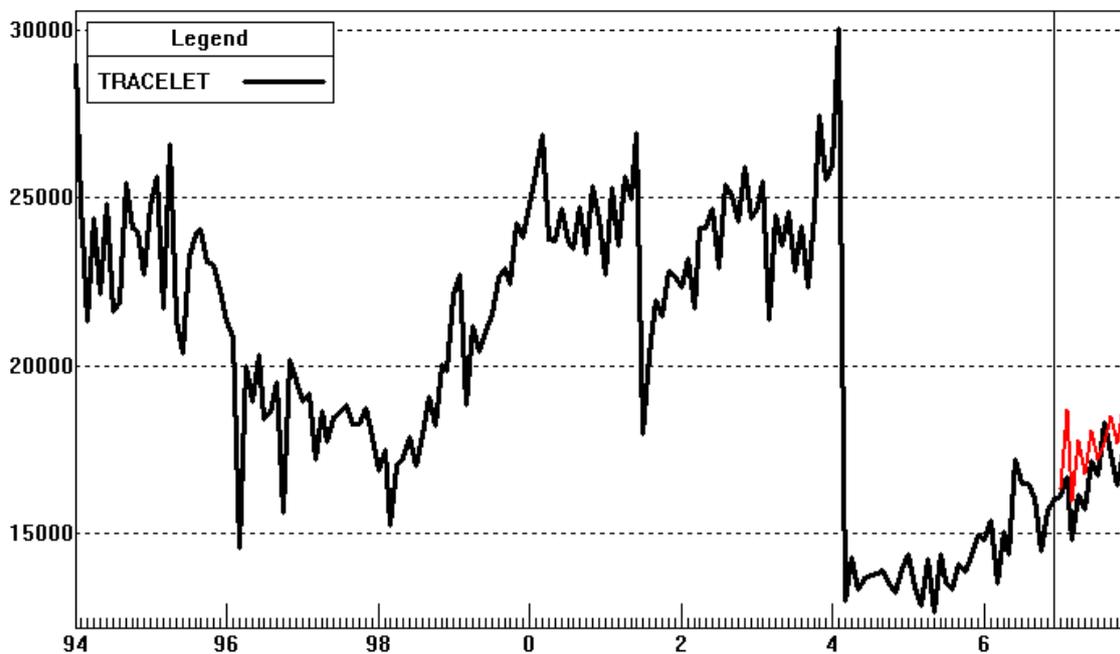


Figura 4.13 – Gráfico gerado pelo programa de previsão: série histórica tração elétrica (linha preta) e valores previstos para o período teste (linha vermelha)

Classe Água Saneamento e Esgoto: Modelo 1 escolhido

Tabela 4.20 – Modelos Testados para Classe Serviços Públicos: Água Saneamento e Esgoto

AES							
Modelos	Período	Estrutura		MAPE (%) in-sample	R ² ajustado (%)	MAPE (%) out-of-sample	GMRAE out-of-sample
1	Jan/1994 a Dez/2007	_CONST _TREND AES[-1] NDFAT	Termo Constante Termo de Tendência Consumo Faturado Light No. De dias de faturamento AT	0,033	0,663	0,041	0,978
2	Jan/1994 a Dez/2007	_CONST _TREND NCF AES NCF AES[-1] NDFAT	Termo Constante Termo de Tendência Nº de Contas Faturadas da classe água esgoto saneamento Nº de Contas Faturadas da classe água esgoto saneamento No. De dias de faturamento AT	0,040	0,531	0,051	0,861

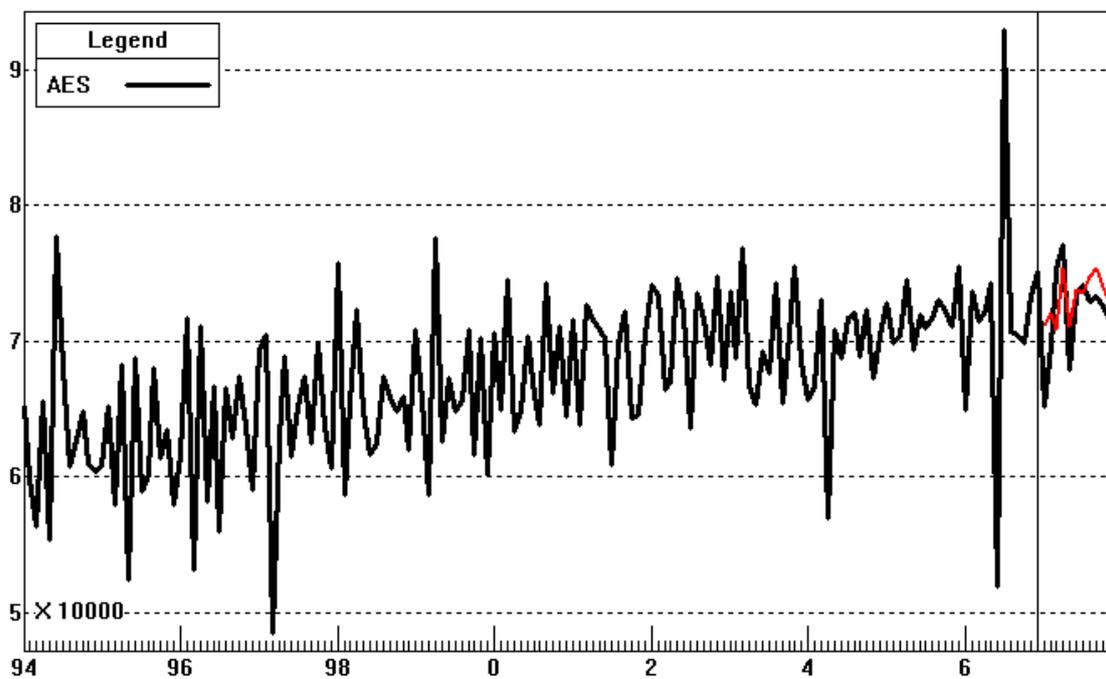


Figura 4.14 – Gráfico gerado pelo programa de previsão: série histórica água saneamento esgoto (linha preta) e valores previstos para o período teste (linha vermelha)

Classe Iluminação Pública: Modelo 1 escolhido

Tabela 4.21 – Modelos Testados para Classe Iluminação Pública

IPU							
Modelos	Período	Estrutura		MAPE (%) in-sample	R ² ajustado (%)	MAPE (%) out-of-sample	GMRAE out-of-sample
1	Jan/1994 a Dez/2007	IPU[-1] IPU[-12]	Consumo Faturado Light Consumo Faturado Light	0,043	0,921	0,060	0,558
2	Jan/1994 a Dez/2007	IPU[-1] IPU[-12] NDFBT IRAC	Consumo Faturado Light Consumo Faturado Light No. De dias de faturamento BT Intervenção para racionamento	0,052	0,737	0,054	0,491

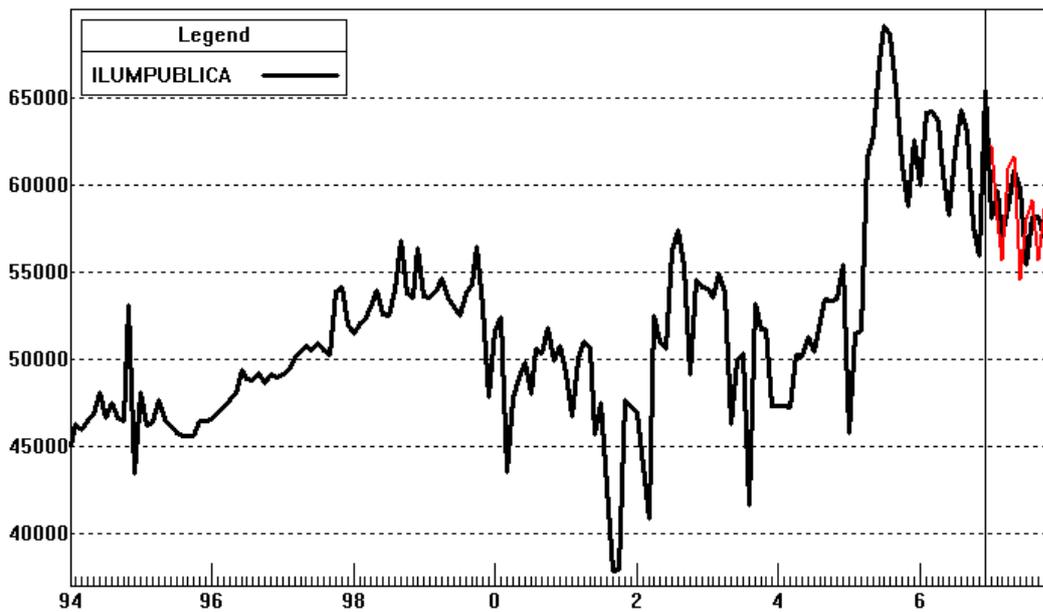


Figura 4.15 – Gráfico gerado pelo programa de previsão: série histórica iluminação pública (linha preta) e valores previstos para o período teste (linha vermelha)

Classe Consumo Próprio: Modelo 1 escolhido

Tabela 4.22 – Modelos Testados para Classe Consumo Próprio

CPP							
Modelos	Período	Estrutura		MAPE (%) in-sample	R ² ajustado (%)	MAPE (%) out-of-sample	GMRAE out-of-sample
1	Jan/1994 a Dez/2007	CPP[-1] CPP[-12]	Consumo Faturado Light Consumo Faturado Light	0,026	0,936	0,039	0,820
2	Jan/1994 a Dez/2007	CPP[-1] CPP[-7] CPP[-12] IRAC	Consumo Faturado Light Consumo Faturado Light Consumo Faturado Light Intervenção para racionamento	0,031	0,842	0,049	0,927

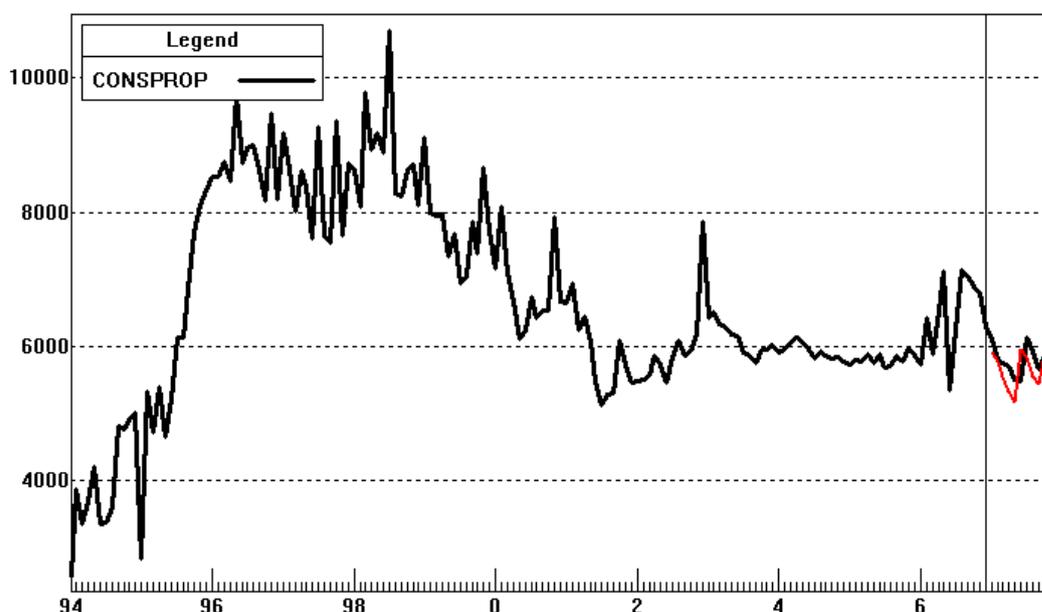


Figura 4.16 – Gráfico gerado pelo programa de previsão: série histórica consumo próprio (linha preta) e valores previstos para o período teste (linha vermelha)

Pode-se observar que, em geral, os modelos apresentaram bom desempenho preditivo (MAPE baixo e R² alto). Apresentaram ainda um bom poder de generalização (erro *out-of-sample* próximo ao erro *in-sample*). Exceções são os modelos para as classes Industrial MT, Rural e Serviços Públicos (TEL e AES), que apresentaram um poder de explicação um pouco menor do que os dos outros setores, e o modelo Industrial BT, que apresentou dificuldade de generalização.

Como era esperado, *samples* diferentes geram estruturas de modelos diferentes. Das variáveis de temperatura, a que melhor se ajustou foi a Temperatura Média Mínima na Região Metropolitana do RJ (TMRM), mas a Temperatura Média (TM) também está presente em alguns modelos. Outra

variável freqüente nos modelos é o Rendimento Médio Real do Pessoal Ocupado na Região Metropolitana do Rio de Janeiro (RMPOC). Das variáveis *proxy* das características de faturamento da Light, uma variável que se ajustou bem aos modelos foi o Número de dias de faturamento (NDFAT e NDFBT). O número de contas faturadas e a tarifa média cobrada aparecem também em alguns modelos. Das variáveis de atividade econômica, destacam-se algumas como o Índice de Emprego na Indústria Fluminense (IEI) e Índice da Produção Física da Indústria de Transformação (PFIT).

Em todos os modelos é possível visualizar também a existência de dinâmica (estruturas de defasagem), tanto da variável dependente (energia faturada) quanto das variáveis independentes (variáveis causais). Por fim, em quase todos os modelos é possível observar a existência de variáveis de intervenção (como para o Racionamento e Pós-acionamento).

Tabela 4.23 – Variáveis presentes em mais de um modelo

Variáveis Explicativas	Quantidade Presente nos Modelos Selecionados
CONST	6
IRAC[-1]	5
NDFAT	5
TMMI	5
TREND	4
IRAC	4
NDC	4
NDFBT	4
RMPOC	4
IPRAC	3
NDFBT[-1]	3
TM	3
NDFAT[-1]	2
TMMI[-1]	2

4.4.2. Classe de consumo industrial AT

A partir das condições previstas nos arts 15 e 16 da Lei n.º 9.074 de 7 de julho de 1995, os clientes, enquadrados em certos critérios relacionados a nível de tensão e demanda contratada, passaram a poder optar pelo fornecedor de energia elétrica, respeitando premissas e prazos estipulados. A Resolução ANEEL n.º 264 de 13 de agosto de 1998 estabeleceu as condições para Contratação de Energia Elétrica por Consumidores Livres. Muitos clientes então, de acordo com as vantagens encontradas, exerceram seus direitos e se

desvincularam das distribuidoras que os atendiam e migraram para o mercado livre.

Na distribuidora em estudo (Light SESA) não foi diferente. A partir de 2000 começou uma movimentação dos clientes industriais que optaram por deixar o mercado cativo passando ao mercado livre, podendo então definir o fornecedor de energia elétrica. Há ainda aqueles consumidores que escolheram investir em geração própria. Desde então o volume de vendas de energia do mercado industrial cativo vem perdendo participação no mercado total. Essa redução é provocada por três eventos: o deslocamento de grandes empresas que outrora eram consumidores cativos para o mercado livre; o racionamento de energia que mudou em alguma medida o patamar de consumo das unidades industriais (através da busca pela eficiência energética dos processos); e por fim a própria queda de dinamismo do setor industrial da área de concessão. Isso fica claro na evolução do consumo industrial após o racionamento, e a saída dos grandes clientes cativos para o mercado livre.

Para os próximos anos não se tem fortes expectativas de um crescimento industrial muito acentuado na área de concessão da Light. O forte dinamismo da economia fluminense nos últimos anos esteve concentrado nos municípios de Campos dos Goytacazes, Macaé e Rio das Ostras, impulsionado pelo setor petrolífero. Tais municípios não se encontram inseridos na área de concessão da Light. Com isso, fica claro que apesar da existência de uma transferência de renda provocada pelo forte desempenho do setor petrolífero, agregando valor ao PIB do estado do Rio de Janeiro, esse desempenho não poderá ser considerado em expectativas futuras de consumo da classe industrial da Light, por se desenvolver fora de sua área de concessão.

A previsão de consumo dos maiores clientes, ligados na alta tensão, é elaborada através de pesquisas semestrais junto aos mesmos. Os dados sofrem tratamento de sazonalização da carga antes de serem incorporados à previsão. Previsões de cargas maiores, que futuramente serão conectadas ao sistema de distribuição, também devem ser consideradas. Os clientes industriais de alta tensão são estão projetados separadamente a partir das percepções supracitadas e de informações de produção e expansão obtidas diretamente pela distribuidora junto aos clientes, sem a aplicação direta de uma modelagem estatística de previsão. A figura 4.15 e a tabela 4.24 abaixo mostram a evolução do consumo da classe industrial AT para o período em análise. A taxa média de evolução do consumo ao ano é de 1%, o que para o período entre 2007 e 2012 corresponde a um crescimento de 5,10%.

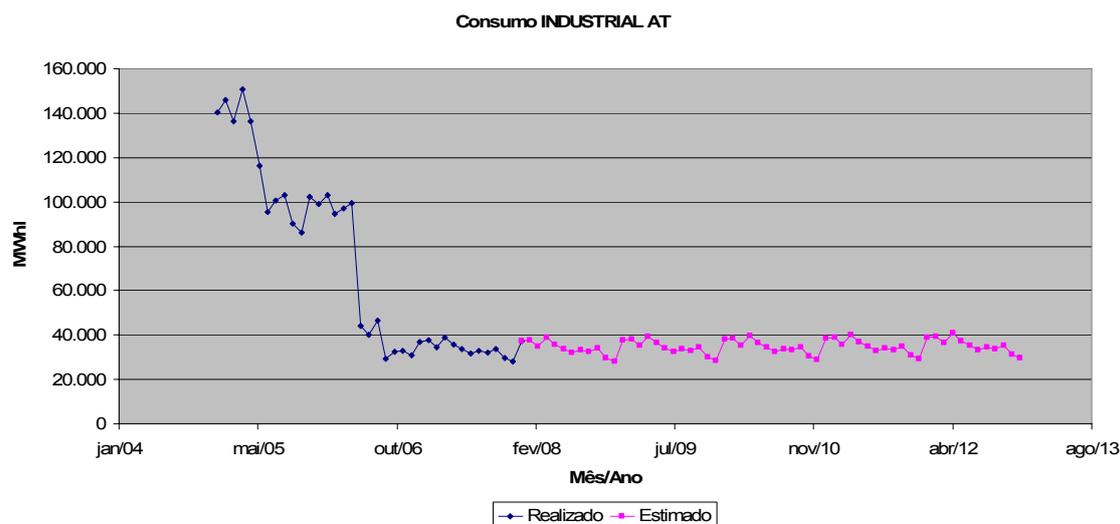


Figura 4.17 – Consumo Industrial AT da Light: Realizado (2005-2007) e Previsto (2008-2012)

Tabela 4.24 – Valores em MWh do consumo previsto para classe Industrial AT

ANO	Ind AT (MWh)	Taxa Evolução
2007	405.374	
2008	408.009	0,65%
2009	412.905	1,20%
2010	416.415	0,85%
2011	420.579	1,00%
2012	426.047	1,30%
2007 - 2012		5,10%

4.5.

Cenários considerados para as variáveis explicativas

Como dito anteriormente, a especificação correta de um modelo de regressão dinâmica envolve a especificação precisa da relação causal entre as variáveis e a estrutura dinâmica do modelo. A seguir, são apresentadas as variáveis explicativas presentes nos modelos finais de previsão, acompanhadas do método utilizado para estimação de seus valores futuros, correspondentes ao período de previsão. Todas são modeladas com métodos univariados de uma maneira simples e automática no FPW. Os modelos univariados são modelos que partem do suposto de que a série temporal é explicada por informações contidas na própria série, isto é, que a sua especificação não depende de outras variáveis explicativas (exógenas).

São basicamente dois os métodos utilizados para previsão das variáveis causais selecionadas: Amortecimento Exponencial (Montgomery & Johnson, 1976; Souza, 1983) e Modelo Box & Jenkins (Box & Jenkins, 1994).

Tabela 4.25 – Variáveis explicativas selecionadas e os respectivos métodos utilizados para gerar seus cenários futuros

Variável Explicativa	Método	Estatísticas de Desempenho	
		MAPE	R ² ajust
Índice de Emprego na Indústria (IEI)	Amortecimento Exponencial: Tendência Linear / Sem Sazonalidade	0.005124	0.9992
Índice de Preços de Eletrodomésticos e Equipamentos (IPED)	Amortecimento Exponencial: Tendência Linear / Sazonalidade Multiplicativa	0.03327	0.7825
Nº. de Contas Faturadas Classe Comercial MT (NCFCMT)	Box & Jenkins: ARIMA (0,1,1)*(0,1,1)	0.01001	0.9816
Nº. de Contas Faturadas Classe Poder Público (NCFPP)	Box & Jenkins: ARIMA (0,1,1)*(0,1,1)	0.04862	0.2286
Nº. de Contas Faturadas Classe Residencial MT (NCFRMT)	Box & Jenkins: ARIMA (0,1,1)*(0,1,1)	0.04095	0.878
Nº. de Dias de Faturamento AT (inclui MT) (NDFAT)	Amortecimento Exponencial: Tendência Linear / Sazonalidade Multiplicativa	0.03504	0.1749
Nº. de Dias de Faturamento BT (NDFBT)	Amortecimento Exponencial: Tendência Linear / Sazonalidade Multiplicativa	0.02295	0.1496
Índice da Produção Física Industrial Extrativa Mineral (PFIE)	Amortecimento Exponencial: Tendência Linear / Sazonalidade Multiplicativa	0.04864	0.979
Índice da Produção Física Industrial de Transformação (PFIT)	Amortecimento Exponencial: Tendência Linear / Sazonalidade Multiplicativa	0.03323	0.7021
Participação dos Gastos com Energia Elétrica no Orçamento das Famílias entre 1 e 8 Mínimos (PGEE)	Amortecimento Exponencial: Tendência Linear / Sazonalidade Multiplicativa	0.03354	0.9862
População Ocupada na Região Metropolitana do Rio de Janeiro - Comércio (POCC)	Amortecimento Exponencial: Tendência Linear / Sazonalidade Multiplicativa	0.02554	0.9606
População Ocupada na Região Metropolitana do Rio de Janeiro - Indústria (POCI)	Amortecimento Exponencial: Tendência Linear / Sazonalidade Multiplicativa	0.03818	0.7972
Rendimento Médio Real do Pessoal Ocupado na Região Metropolitana do Rio de Janeiro (RMPOC)	Box & Jenkins: ARIMA (0,1,1)*(1,0,0)	0.03657	0.8586
Tarifa Média Classe Industrial MT (TIMT)	Amortecimento Exponencial: Tendência Linear / Sazonalidade Multiplicativa	0.02536	0.9688
Temperatura Média na Região Metropolitana do Rio de Janeiro (TM)	Amortecimento Exponencial: Tendência Linear / Sazonalidade Multiplicativa	0.0357	0.8142
Temperatura Média dentre as Temperaturas Mínimas na Região Metropolitana do Rio de Janeiro (TMMI)	Amortecimento Exponencial: Tendência Linear / Sazonalidade Multiplicativa	0.04001	0.8683
Taxa de Desemprego Aberto na Região Metropolitana do Rio de Janeiro (TXD)	Box & Jenkins: ARIMA (1,0,1)*(1,0,1)	0.07427	0.7464

Ressalta-se que as variáveis explicativas ajustam muito bem *in-sample*. Modelos univariados para as variáveis causais cinco anos à frente podem ser imprecisos. Entretanto, no geral, os cenários gerados para as variáveis explicativas presentes nos modelos finais apresentaram desempenho aceitável e

suficiente para possibilitar seu uso na previsão das variáveis dependentes, no caso, o consumo de energia por classes.

4.6.

Aplicação do modelo e resultados de previsão obtidos

A partir dos modelos de previsão definidos nas seções anteriores e da realização dos cenários para as variáveis explicativas selecionadas, é possível estimar o consumo por classes para o mercado cativo do estudo de caso analisado, que é o mercado da Light, distribuidora localizada no estado do Rio de Janeiro, no horizonte já estipulado de cinco anos. A tabela abaixo apresenta os resultados obtidos:

Tabela 4.26 – Consumo Previsto para 2008 até 2012 por classes

ANO	1. RES	2. IND	3. COM	4. RUR	5. PPU	6. IPU	7. TEL	8. AES	9. CPR
2006	7.214	2.313	5.576	47	1.221	767	186	861	67
2007	7.342	1.991	5.742	49	1.306	698	200	859	75
2008	7.440	1.976	5.589	49	1.295	705	228	885	76
2009	7.434	1.967	5.622	50	1.340	712	234	895	76
2010	7.423	1.957	5.723	51	1.385	719	236	905	77
2011	7.409	1.948	5.838	51	1.431	727	237	915	77
2012	7.392	1.937	5.964	52	1.479	734	237	924	77

Tabela 4.27 – Consumo Total Previsto para 2008 até 2012 e a Taxa de Crescimento

ANO	Mer. Próp. (GWh)	Mer. Próp. (MWmed)	Varição ano
2006	18.252	2.084	
2007	18.263	2.085	0,06%
2008	18.243	2.082	- 0,11%
2009	18.330	2.092	0,48%
2010	18.475	2.109	0,79%
2011	18.633	2.127	0,86%
2012	18.797	2.146	0,88%

5 Simulação do PLD médio anual

Como a energia elétrica tem a característica de não ser armazenável, o balanço produção-consumo deve ser feito instantaneamente, de forma que pode haver diferenças entre o volume contratado e o consumido. Essa diferença deve ser liquidada no mercado de curto prazo, valorado a um preço que reflita o custo marginal de operação do sistema. Este valor é chamado de Preço de Liquidação de Diferenças (PLD).

Devido a estas características que refletem as diferenças entre montantes energéticos de geração e carga, o PLD se torna fundamental na aplicação nos cálculos das penalidades que um agente de distribuição venha sofrer, pela contratação muito defasada de seu mercado realizado (sobre ou subcontratação).

Através de programas computacionais específicos (*Newave e Decomp*), o valor do PLD é determinado semanalmente, para cada patamar de carga (leve, média e pesada), com base no Custo Marginal de Operação (CMO), limitado por um preço máximo e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada Submercado. Os valores de PLDs semanais podem ser visualizados no site da CCEE. Conforme já mencionado no item 3.1.1.4, o valor do PLD para o ano de 2008 estará restrito ao intervalo R\$ 15,48/MWh (valor mínimo) e R\$ 569,59/MWh (valor máximo) (Fonte: CCEE).

As penalidades são calculadas a partir de um PLD médio, obtido através de uma média ponderada do PLD mensal pela carga dos últimos 12 meses. O PLD mensal é obtido em função dos PLD's semanais publicados pela Câmara de Comercialização de Energia.

De forma resumida, o processo de geração dos PLDs semanais se dá da seguinte maneira:

- O programa *Newave* é rodado na última semana do mês anterior ao mês em questão (que serão definidos os PLDs semanais);
- É obtida então a política de operação em que é gerada a uma "Função de Custo Futuro", de onde se obtém, por exemplo, o "\$ da água", que depende dos níveis de reservatório e das afluências passadas. Oficialmente o *Newave* enxerga um período 5 (cinco) anos à frente;

- A Função de Custo Futuro é utilizada pelo programa *Decomp* que determinará os preços semanais;
- O *Decomp* trata o primeiro mês de modo determinístico fazendo previsões de afluências para cada semana deste mês;
- Nas revisões, também utilizando a mesma Função de Custo Futuro; definem-se os PLDs das semanas e tem-se nesses momentos outras previsões de afluências.

A figura 5.1 abaixo ilustra esse processo de obtenção do PLD semanal:

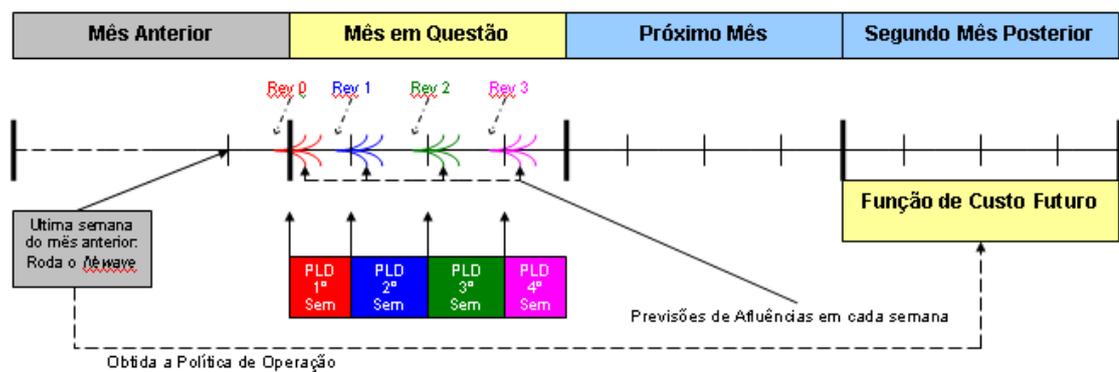


Figura 5.1 – Representação esquemática da geração do PLD semanal

Por fim, para se definir o PLD mensal através dos valores semanais, faz-se uma média ponderada pelo número de horas em cada patamar, em cada semana, dentro de um dado mês.

5.1. Determinação dos PLDs para simulação

Na introdução deste capítulo foi possível conhecer um pouco sobre a geração dos PLDs semanais, publicados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e utilizados nos ambientes de comercialização de energia. Agora neste item, são realizadas as etapas para projeção de PLDs a serem utilizados no modelo de simulação.

Basicamente, os valores dos CMO's equivalem aos valores dos PLD's, isto é, são fortemente relacionados entre si. Entretanto, para ser mais específico, o valor do Preço de Liquidação de Diferenças é igual ao Custo Marginal de Operação Restrito. Isto significa que o PLD e o CMO sempre serão iguais,

exceto quando o valor do CMO estiver fora dos limites máximo e mínimo do PLD, que passam então a ser os valores considerados.

Como o PLD integra o conjunto de fatores que formam os custos dos contratos de energia comercializada em leilões, faz-se necessário dispor de seu valor para fins de cálculo. Os outros fatores, além do PLD, que formam o custo e serão detalhados mais a diante são: a) % contratação de consumo estimada no ano; b) previsão de consumo (MWh); c) desvio padrão do modelo de previsão; d) consumo realizado (MWh); e) valor anual de referência - VR (R\$/MWh); e f) *mix* da distribuidora (R\$/MWh).

Os valores possíveis de PLD médio devem ser incorporados aos cálculos de forma aleatória e serão obtidos por simulações por meio de uma seqüência de procedimentos detalhada abaixo.

5.1.1.

Passo 1: Estimação de fatores sazonais

Foram obtidos 12 fatores sazonais, onde cada um corresponde a um mês do ano. São utilizados para atribuir pesos aos valores mensais de Custo Marginal de Operação (Restrito aos Limites do PLD de 2008) que integram a fórmula de cálculo do PLD médio anual.

Teoricamente, nos períodos úmidos se espera um PLD mais baixo e nos períodos secos um PLD mais alto, entretanto, quando utilizados valores de CMOs médios, não se observa esse perfil sazonal das afluições, como pode ser visto na figura 5.2. Portanto, a utilização de fatores sazonais ameniza essa distorção e torna mais adequado o valor do PLD de acordo com o período do ano.

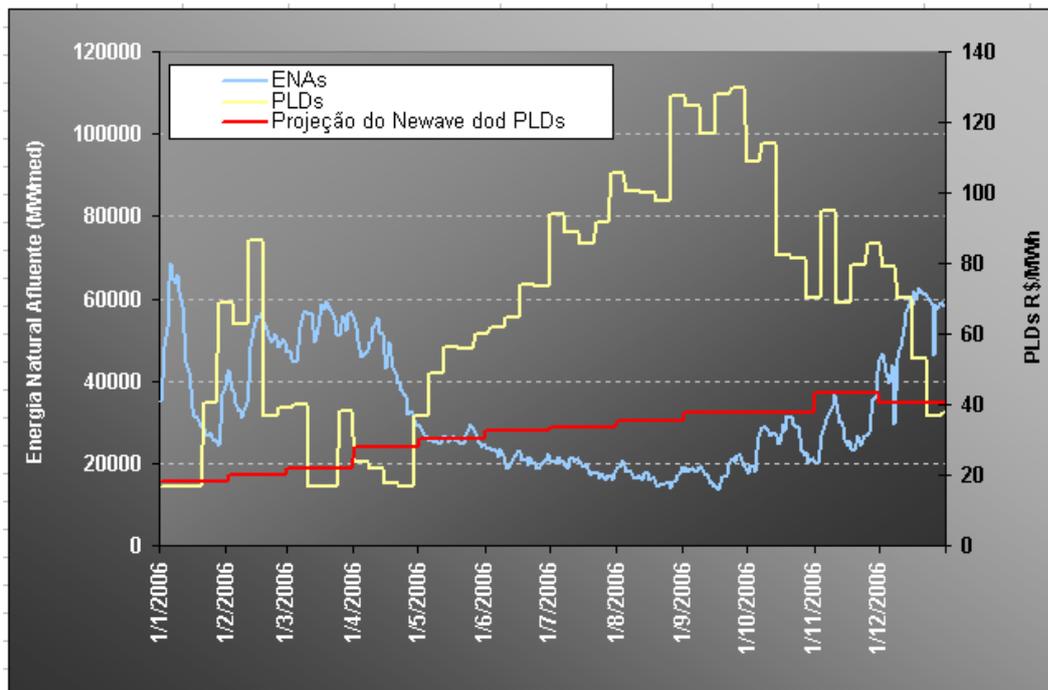


Figura 5.2 – Exemplo do comportamento dos valores dos PLDs reais x PLDs estimados x Energia natural afluente no ano de 2006 (Fontes: ONS / CCEE)

A geração dos fatores sazonais é realizada através do desenvolvimento de um modelo de previsão do consumo de energia do subsistema SE/CO (Região da Distribuidora analisada: RJ). Essa previsão é feita a partir de dados mensais de consumo (GWh) fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema referentes ao período de março de 2002¹⁴ a dezembro de 2007. No entanto, o ano de 2007 foi utilizado pelo programa para validação do modelo. Os montantes registrados nos últimos meses de 2007 estão em torno de 23.000 GWh/mês (Fonte:ONS).

O método utilizado para criação do modelo de previsão foi o Alisamento Exponencial com Tendência Linear e Sazonalidade Multiplicativa (Montgomery & Johnson, 1976), e a ferramenta utilizada para esta modelagem foi novamente o *software Forecast Pro*. A seguir é mostrado o gráfico do modelo de previsão e logo em seguida um quadro com os valores dos fatores sazonais multiplicativos obtidos e as estatísticas de desempenho MAPE (%) e R² ajustado (%).

¹⁴ Apesar de estarem disponíveis dados desde o ano 2000, achou-se conveniente considerar somente o período pós-acionamento a fim de se trabalhar com uma série mais comportada, sem a necessidade de intervenções.

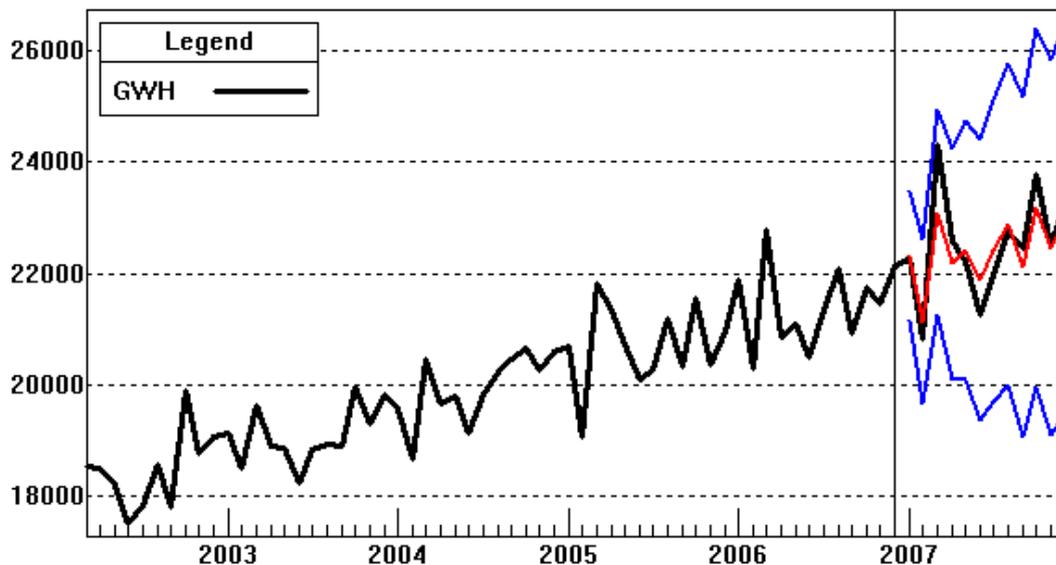


Figura 5.3 – Série de Consumo (GWh) do Subsistema SE/CO (Linha Vermelha: previsão; Linhas azuis: Intervalos de Confiança – limites inferior e superior)

Tabela 5.1 – Fatores Sazonais Multiplicativos Obtidos e os Erros do Modelo

Fatores Sazonais Multiplicativos					
jan	w1 =	1,01348	jul	w7 =	0,99851
fev	w2 =	0,95671	ago	w8 =	1,01592
mar	w3 =	1,04186	set	w9 =	0,97860
abr	w4 =	0,99699	out	w10 =	1,02281
mai	w5 =	1,00476	nov	w11 =	0,98794
jun	w6 =	0,97812	dez	w12 =	1,00717
Estatísticas de Desempenho					
MAPE			R ² ajustado		
1,84%			83,72%		

Nos próximos segmentos do trabalho será visualizada a aplicação dos fatores sazonais multiplicativos para obtenção dos PLD's médios anuais.

5.1.2.

Passo 2: Obtenção dos Custos Marginais de Operação

Nessa etapa foram obtidos, através do programa *Newave* (CEPEL), os valores dos CMO's para o subsistema SE relativos ao período de 2008 a 2012, sendo aplicado o *deck* padrão da Câmara de Comercialização (CCEE) referente ao mês janeiro de 2008. Os arquivos resultantes de simulações geradas, podem ser convertidos para um formato adequado (.txt) através do programa *NWlistop* (CEPEL), para facilitar a manipulação.

Compõem o conjunto de informações trabalhadas: 1) os valores dos patamares de carga (leve, média e pesada) por mês (janeiro a dezembro) para cada ano (2008 – 2012), onde a soma dos três patamares é igual a 1 (um); 2) 2000 séries de CMO's por patamar de carga para cada um dos 60 meses (jan-dez 2008 -...- jan-dez 2012); e finalmente para definir os CMO's a ser considerados, não se definiu um patamar de carga, mas realizou-se uma ponderação dos 3 valores de CMO (2) com os pesos dos patamares¹⁵ (1). Exemplo de Cálculo do CMO referente à série 179 para agosto de 2010:

Patamar 1 (<i>Pesada</i>):	Peso = 0,1048 (<i>Menor Duração</i>)	CMO = 9,19
Patamar 2 (<i>Média</i>):	Peso = 0,5228	CMO = 8,96
Patamar 3 (<i>Leve</i>):	Peso = 0,3724	CMO = 7,73

$$\text{CMO ago/10 final} = 0,1048 \times 9,19 + 0,5228 \times 8,96 + 0,3724 \times 7,73$$

$$\text{CMO ago/10 final} = 8,39$$

Agora, com as 2000 séries de CMO's para os 60 meses, foi possível determinar as 2000 séries de PLD's também para os 60 meses. Simplesmente o PLD de um determinado mês/ano é igual ao CMO equivalente, restrito aos valores limites de PLD: mínimo = R\$ 15,48 / MWh e máximo = R\$ 569,59 / MWh (Fonte: CCEE). Para este estudo, estes limites, que foram definidos para o ano de 2008, serão também estendidos para os anos posteriores até 2012. Exemplo:

$$\text{CMO} = \text{R\$ } 20,00 / \text{MWh} \Rightarrow \text{PLD} = \text{R\$ } 20,00 / \text{MWh}$$

$$\text{CMO} = \text{R\$ } 13,00 / \text{MWh} (< \text{PLDmín}) \Rightarrow \text{PLD} = \text{R\$ } 15,48 / \text{MWh}$$

¹⁵ Esses valores correspondem ao tempo de duração num mês de cada tipo de carga no sistema. Exemplo: Se o patamar 1 de um determinado mês é igual a 0,15, significa que durante este mês, a carga pesada durou 15% do total de horas no mês.

5.1.3.

Passo 3: Determinação do PLD médio anual

Neste momento, é possível calcular o PLD médio anual (2008 - 2012) a partir das séries mensais. A necessidade de calcular este valor médio anual deve-se a sua aplicação nos cálculos das penalidades impostas pela regulamentação em consequência das defasagens entre os contratos de energia das distribuidoras e seu mercado realizado.

São determinadas então 2000 séries de PLD's médios para cada ano, através da fórmula (5-1) abaixo que, conforme antes mencionado, considera os fatores sazonais multiplicativos estipulados. O cálculo é uma média ponderada dos PLD's mensais.

$$PLD_{ANO} = \frac{w_1 PLD_{JAN/ANO} + w_2 PLD_{FEV/ANO} + \dots + w_{12} PLD_{DEZ/ANO}}{12} \quad (5-1)$$

Onde:

- $PLD_{ANO} = PLD_{2008}, PLD_{2009}, \dots$ e PLD_{2012} (para cada série de 1 a 2000);
- w_1, w_2, \dots e w_{12} = Fatores sazonais multiplicativos anteriormente calculados para os meses de janeiro a dezembro respectivamente, utilizados para todos os anos e séries em análise; e
- $PLD_{JAN/ANO}, PLD_{FEV/ANO}, \dots, PLD_{DEZ/ANO}$ = Valores mensais de PLD's para um determinado ano, respectivos a cada uma das 2000 séries disponíveis.

Tabela 5.2 – Quadro demonstrativo contendo as 2000 séries de PLD médio anual

Séries	PLD méd 2008	PLD méd 2009	PLD méd 2010	PLD méd 2011	PLD méd 2012
1	191,41	540,33	111,50	74,41	105,13
2	144,35	76,48	84,30	261,57	25,14
:	:	:	:	:	
2000	264,37	548,61	39,58	18,34	18,33

5.1.4.

Passo 4: Reamostragem das séries de PLD's médios anuais

Como dito anteriormente, o PLD utilizado nos cálculos de custos de contratação não é um valor pré-estabelecido; ele depende de diversas condições do sistema para ser definido e passa a ser, portanto, uma variável

aleatória. Este fato é confirmado posteriormente, visto que os PLD's submetidos às simulações apresentam grande variabilidade. Considerá-los como variáveis fixas, nestas simulações e também nas otimizações de custos, poderia esconder um componente de risco importante. A partir das iterações no processo de simulação, as 2000 séries de PLD's médios de 2008 a 2012 são reamostradas, a fim de se possibilitar a inclusão deste fator como uma componente aleatória do modelo de simulação e otimização de custos, etapas estas que serão abordadas no próximo capítulo.

Utilizou-se para esse procedimento de reamostragem e simulação o programa *@Risk (Palisade Corporation)*. Este programa trata problemas complexos que trabalham com cenários influenciados por incertezas. Distribuições de probabilidade são definidas para as variáveis aleatórias de entrada com o objetivo de incorporar de maneira mais precisa na simulação todos os valores possíveis desses fatores não determinísticos. Entretanto, é necessário ressaltar que não foi definida nenhuma proposição sobre a distribuição de probabilidade do PLD, o que implica a realização da reamostragem a ser gerada pelas simulações, obtendo por fim uma distribuição de probabilidade empírica desse componente.

Destaca-se que, para uma simulação qualquer, é utilizada pelo modelo de reamostragem a mesma série gerada para cada ano do período estudado, isto é, seja numa simulação a série 100 a sorteada, então os PLD's médios de 2008 a 2012 serão calculados a partir dos CMO's dessa mesma série. Esse procedimento, mantém a dependência temporal presente entre os CMO's nos modelos *Newave*, o que deve ser considerado, visto que algumas séries resultam em CMO's elevados ao longo do tempo, característica esta que deve ser preservada no cálculo do PLD médio.

Para reamostragem via simulações, determinou-se que o número da respectiva série de PLD seria simulado através da distribuição uniforme de números inteiros (*RiskIntUniform distribution*), e as células de saída (*output*) seriam os respectivos valores anuais de PLD. Com isto, definiu-se um número de iterações igual a 10.000 para gerar a reamostragem, sendo obtida então a distribuição dos PLD's anuais. São apresentadas a seguir as distribuições de probabilidade, geradas pelo *@Risk*, para os valores anuais de PLD's médios, baseadas na reamostragem aplicada.

O objetivo prático desta etapa é observar, através de distribuição de probabilidade, o comportamento dos possíveis valores do PLD, uma variável importante que faz parte da formação de preços e custos na comercialização

de energia. A simulação e reamostragem possibilitam, com a interpretação dos resultados, um maior conhecimento da influência da variável PLD, quando da aplicação deste fator na simulação e otimização de custos de compra de energia. Não se pode pré-definir a distribuição de probabilidade deste fator, logo, a simulação, através da reamostragem das 2000 séries, torna possível incluí-lo no modelo.

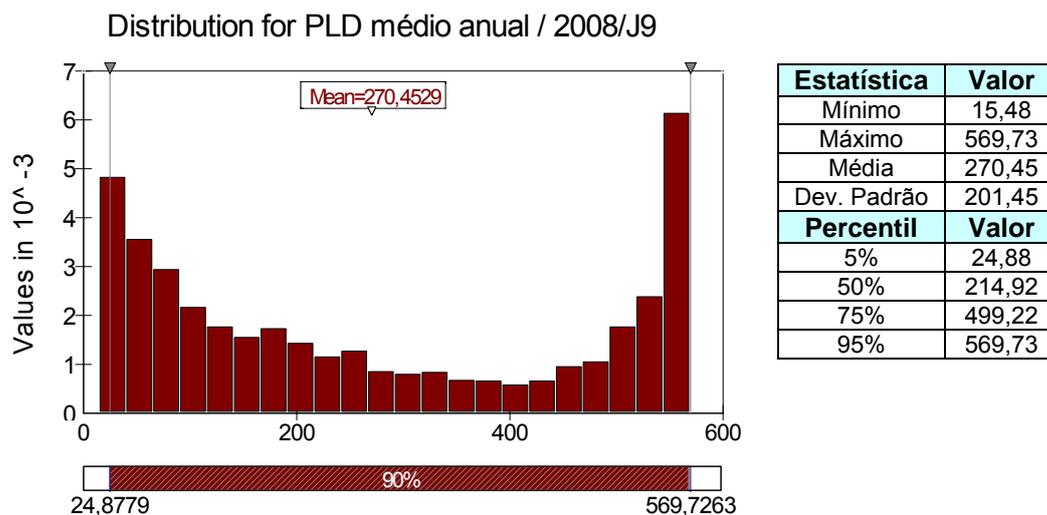


Figura 5.4 – Distribuição e Estatísticas do PLD Médio Anual 2008

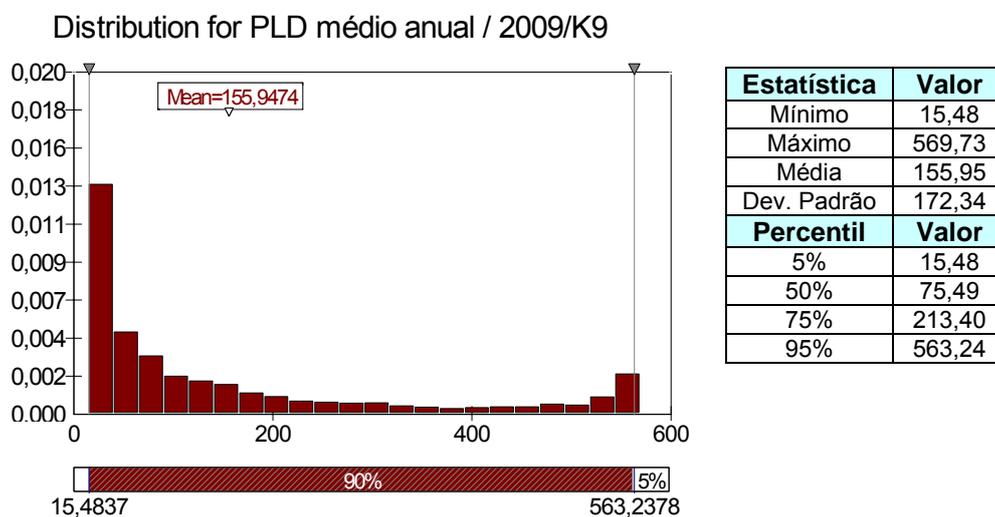


Figura 5.5 – Distribuição e Estatísticas do PLD Médio Anual 2009

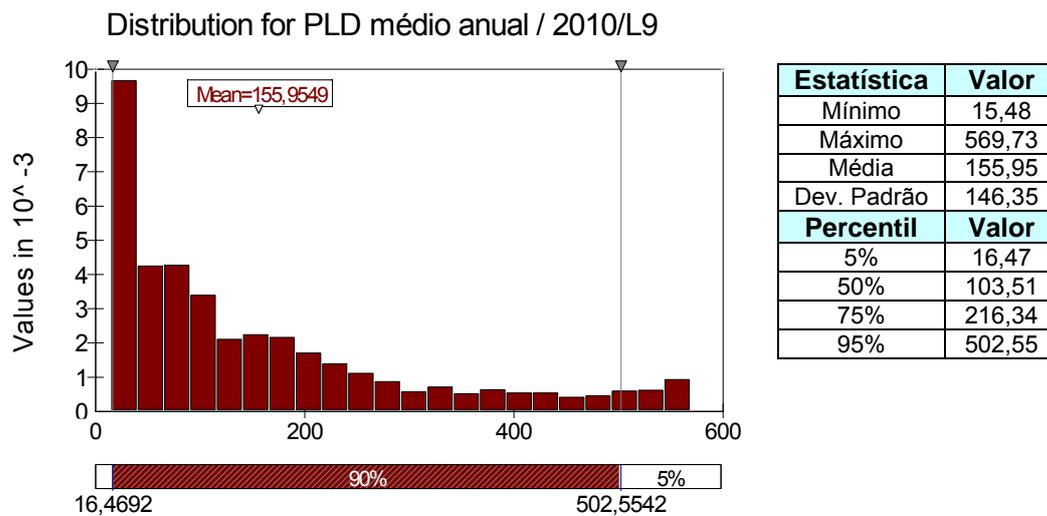


Figura 5.6 – Distribuição e Estatísticas do PLD Médio Anual 2010

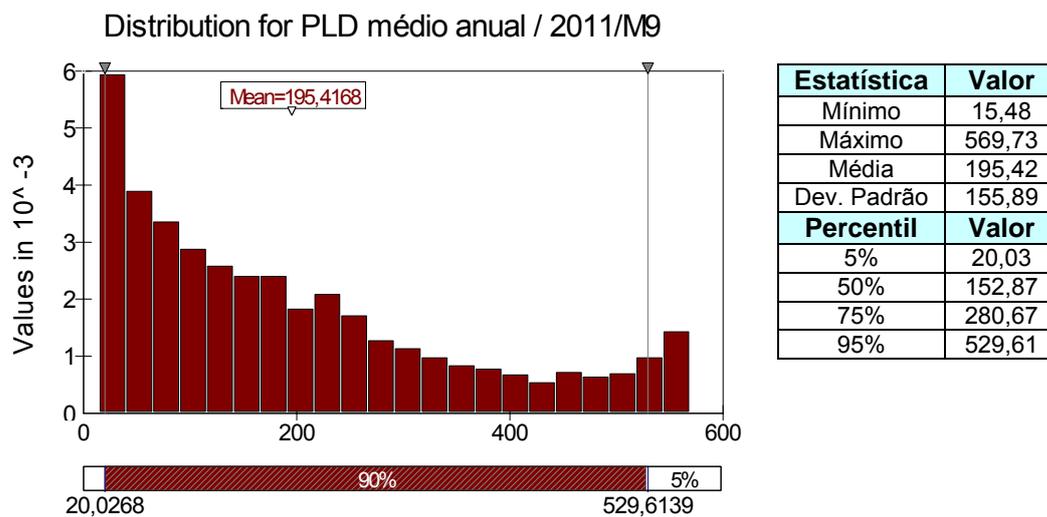


Figura 5.7 – Distribuição e Estatísticas do PLD Médio Anual 2011

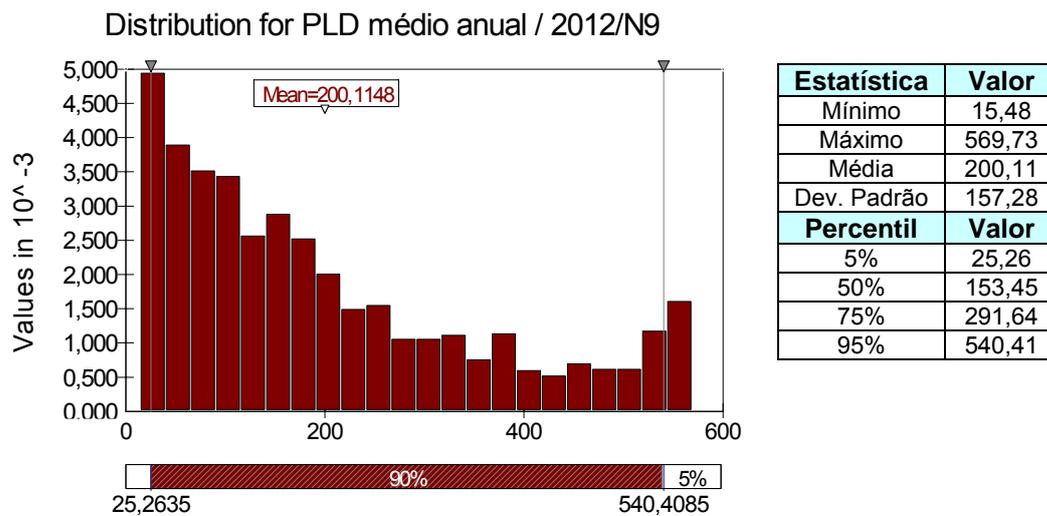


Figura 5.8 – Distribuição e Estatísticas do PLD Médio Anual 2012

Uma conclusão inicial, ao se observar os gráficos gerados, é a assimetria existente nas distribuições de probabilidade, além da ocorrência de alguns valores extremos. Em alguns anos, as distribuições apresentam uma característica bimodal.

Nota-se que os valores máximos das distribuições correspondem ao valor R\$ 569,73/MWh, o que pode parecer estranho visto que o valor máximo de PLD estipulado é de R\$ 569,59/MWh. Esse fato se deve a um erro de arredondamento dos fatores sazonais multiplicativos da carga, cuja soma deveria ser igual a 12, mas é ligeiramente diferente deste valor (12,0029).

A figura 5.9 apresenta um fluxograma básico das etapas descritas neste capítulo para obtenção do PLD médio anual utilizado no modelo de simulação:

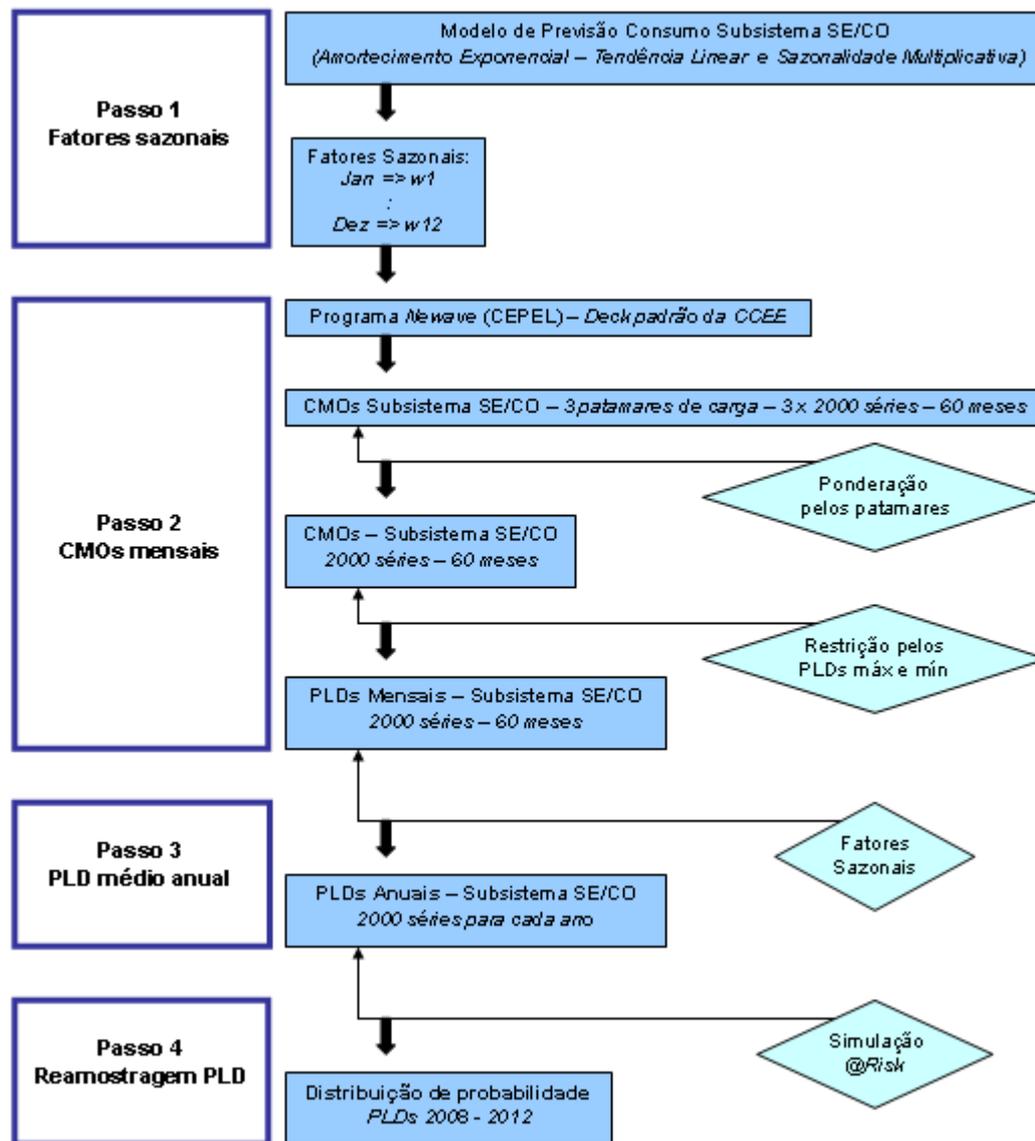


Figura 5.9 – Etapas para obtenção do PLD médio anual

6

Simulação dos custos de contratação de energia

É nesta fase que se inicia um estudo mais apurado envolvendo os custos de contratação de energia através de leilões. Realiza-se o desenvolvimento de um modelo de simulação que contempla o custo anual de contratação (2008 a 2012) e o custo total do período. Esses custos são dependentes de alguns fatores específicos pertencentes ao ambiente de contratação. Para o estudo em questão serão os seguintes os fatores para cada ano do período:

- (1) Percentual de Contratação do Consumo Estimado;
- (2) Consumo Previsto (MWh);
- (3) Desvio Padrão da Previsão;
- (4) Consumo Realizado (MWh);
- (5) Valor Anual de Referência - VR (R\$/MWh);
- (6) *Mix* da Empresa (R\$/MWh); e
- (7) Preço Médio de Liquidação das Diferenças – PLD (R\$/MWh).

O modelo de simulação citado foi desenvolvido numa planilha Excel, utilizando o programa *@Risk (Palisade Corporation)*, que, como já descrito, possibilita a realização de simulações de vários cenários por meio de dados que representam incerteza. Na criação de um modelo nesse programa, algumas ou todas as variáveis podem ser aleatórias, e a representação se faz a partir de distribuições de probabilidade, que podem ser contínuas ou discretas, de acordo com as características da variável em questão.

Neste modelo, tem-se um universo de 35 variáveis de entrada (*inputs*) que, relacionadas entre si, influenciam diretamente na formação do custo de contratação para o período em análise. Deste total, 20 são variáveis determinísticas (Fatores: (2); (3); (5); (6) – para cada um dos 5 anos), ou seja, são previamente definidas, e se mantêm durante todo o processo de simulação. As outras 15 são variáveis aleatórias (Fatores: (1); (4); (7) – para cada um dos 5 anos), que, no caso, não podem ser pré-estabelecidas. Considera-se, para cada uma dessas variáveis, um tipo de distribuição de probabilidade, com parâmetros

definidos, permitindo que nas simulações sejam gerados todos os seus possíveis valores.

Com todas as variáveis valoradas, são gerados os custos, que são então classificados como as variáveis de saída do modelo (*outputs*), isto é, são as variáveis dependentes, onde se contemplam os custos de aquisição de energia, a perda pelo não repasse do custo na CCCE devido à subcontratação, a multa por subcontratação, e o custo pela sobrecontratação acima de 103% do consumo. Os custos citados são para cada ano do período analisado. Seguem detalhes sobre a aplicação dos fatores relacionados à formação dos custos de contratos em leilões no modelo de simulação, além de mais informações sobre os custos citados. A figura 6.1 abaixo ilustra o processo descrito:

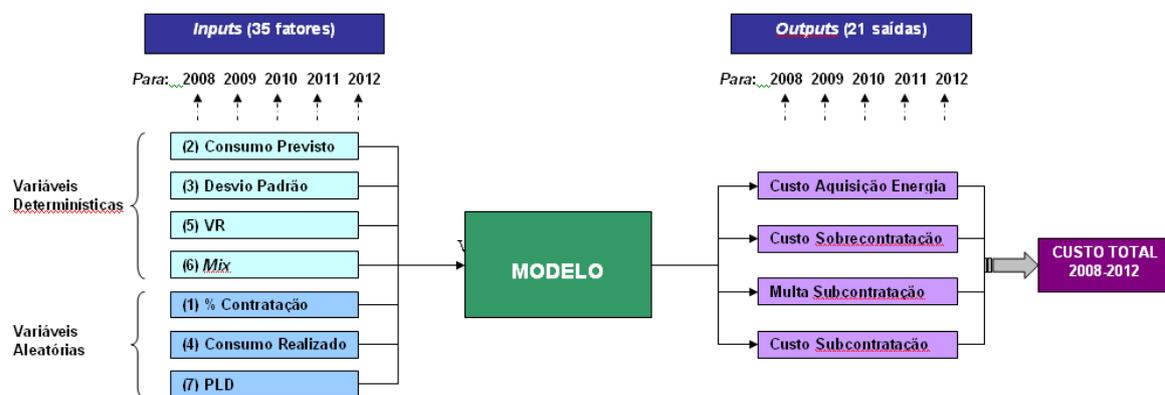


Figura 6.1 – Representação esquemática do processo de simulação de custos de contratação de energia

6.1. Percentual de contratação do consumo estimado

O fator percentual de contratação do consumo estimado é uma das variáveis aleatórias do modelo, sendo inclusive a variável que se deseja otimizar no processo de busca pela melhor solução, isto é, o objetivo do modelo de otimização.

O percentual de contratação é calculado para cada ano do período analisado e, aplicado sobre o consumo previsto do ano em questão, corresponde à quantidade ótima de montante de energia que deve compor a carteira de contratos objetivando um custo total mínimo, incluindo as penalidades.

Conforme mencionado, é necessário determinar as distribuições de probabilidade das variáveis aleatórias do modelo, para possibilitar a realização das simulações. Foi definida para essa variável uma distribuição uniforme, onde

basicamente seus valores irão variar em um intervalo simples. Definido um intervalo para os anos em análise, o modelo simula valores de contratação que variam de acordo com os percentuais mínimo e máximo estipulados na função de distribuição.

A escolha, por exemplo, do intervalo 95% a 110%, representa a possibilidade de o modelo simular valores de contratação que variem entre 95% a 110% do consumo estimado para o período de 2008 a 2012, consumo este previsto pelo modelo de previsão do capítulo 4. Abaixo, uma representação deste fator na planilha de simulação:

Tabela 6.1 – Representação Ilustrativa da Variável 1: Percentual de Contratação

Variável		2008	2009	2010	2011	2012
1	Percentual de Contratação do Consumo Estimado	0,96	1,05	0,99	1,00	1,10

=RiskUniform(0,95;1,10)

6.2. Consumo previsto

O consumo de energia elétrica em MWh, previsto para o mercado cativo da distribuidora, num horizonte de 5 anos, é outra variável do modelo. Neste caso, temos uma variável determinística, onde seu valor (fixo) para cada ano já é conhecido previamente. São considerados para este fator os valores esperados de consumo que são obtidos através do modelo de previsão, baseado em regressão dinâmica, desenvolvido no capítulo 4. Abaixo, uma representação deste fator na planilha de simulação:

Tabela 6.2 – Representação Ilustrativa da Variável 2: Consumo Previsto

Variável		2008	2009	2010	2011	2012
2	Consumo Previsto (MWh)	18.242.654	18.329.622	18.475.004	18.633.120	18.797.345

6.3. Desvio padrão da previsão

Essa variável considerada para a simulação de custos corresponde ao desvio padrão obtido do modelo de previsão de consumo para cada ano do período analisado. Assim como a variável de consumo previsto, é também

considerado um valor fixo, ou seja, uma variável determinística. Abaixo, uma representação deste fator na planilha de simulação:

Tabela 6.3 – Representação Ilustrativa da Variável 3: Desvio Padrão

Variável		2008	2009	2010	2011	2012
3	Desvio Padrão da Previsão	315.885	402.727	449.850	478.272	496.711

6.4. Consumo realizado

Pode parecer estranho, mas a variável consumo realizado (MWh) é outra variável aleatória do modelo de simulação. É importante ressaltar que, como o estudo em análise está considerando acontecimentos futuros, não se podem fixar valores para o consumo realizado, pois o mesmo obviamente ainda não ocorreu. Então, como ela ainda não foi observada, não é possível especular sobre o evento de sub ou sobrecontratação de energia. Por isso, o consumo realizado passa a ser uma variável aleatória. A partir da definição de sua distribuição de probabilidade é possibilitada sua simulação no modelo.

O passo seguinte, então, é a definição do tipo de distribuição de probabilidade a ser escolhida. Imediatamente, define-se uma distribuição normal com média igual ao valor de consumo previsto e desvio padrão idêntico ao do modelo de previsão, descrito no item anterior. A escolha desse tipo de distribuição de probabilidade ainda poderá ser mais adequada no momento em que se aplicam algumas restrições de valores. Acredita-se que este procedimento possa vir a aproximar mais a distribuição de probabilidade real da variável à que foi escolhida.

É conveniente lidar com a hipótese de que, devido à aplicação de penalidades no ambiente de contratação, o consumo realizado não deva ser muito diferente do consumo estimado, principalmente em relação à subestimativas. Isto por que a assimetria identificada nas punições impostas leva a uma coibição, em especial, para a subcontratação. A maneira mais sensata de trabalhar com a situação descrita é realizar um truncamento da distribuição de consumo realizado em função do consumo previsto. Define-se para este caso um valor fixo, que, aplicado ao montante de consumo previsto, estabelece um mínimo possível de montante a ser considerado para os valores de consumo realizado, tornando inaceitáveis valores abaixo desse limite imposto. Este procedimento será melhor entendido adiante.

Neste trabalho, definiu-se o limite como $\alpha \times \text{Consumo Previsto}$, onde α equivale ao fator limitador. Por exemplo, se $\alpha = 0,95$, o modelo de simulação irá considerar para os campos Consumo Realizado somente valores iguais ou acima de 95% do consumo estimado para cada ano.

Ao tornar admissíveis apenas valores acima do limite escolhido em função do valor original de MWh estimado, feito através do truncamento, tem-se como consequência a inserção no modelo de um viés “de alta”, o que atinge uma meta já esperada, pois exclui uma parte maior da distribuição, consequente da consideração de apenas valores superiores a $\alpha\%$ do consumo previsto. No exemplo citado seriam considerados apenas valores superiores a 95% do consumo previsto. Abaixo, uma representação deste fator na planilha de simulação:

Tabela 6.4 – Representação Ilustrativa da Variável 4: Consumo Realizado

Variável		2008	2009	2010	2011	2012
4	Consumo Realizado (MWh)	18.244.421	18.341.456	18.496.811	18.662.025	18.830.933

=RiskNormal(μ = “Consumo Previsto” ; σ^2 = “Desvio Padrão da Previsão” ; RiskTruncate(0,95*“Consumo Previsto”))

6.5.

Valor anual de referência - VR

O Valor de Referência é uma variável determinística no modelo de simulação. Este valor é anualmente definido pela ANEEL, através de documentos oficiais regulatórios. A Resolução Homologatória N° 477 de 12 de junho de 2007, posteriormente alterada pela Resolução Homologatória N° 550 de 09 de outubro de 2007, homologou o Valor Anual de Referência – VR para os anos de 2008 e 2009: R\$ 129,42/MWh, com base em dezembro de 2005, e R\$ 129,72/MWh, com base em junho de 2006.

Os Valores Anuais de Referência para 2008 e 2009 foram definidos conforme disposto no inciso II do art. 35 do Decreto n° 5.163/04. Esta regulamentação determina que para esses anos, o VR deve ser o valor médio ponderado de aquisição de energia proveniente de novos empreendimentos de geração, nos leilões realizados em 2005 e 2006, para início de entrega em 2008 e 2009. Isto implica na utilização de Preço de Venda – PV e Índice Custo-Benefício – ICB como valor da energia elétrica associada aos Contratos de

Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEARs por quantidade e por disponibilidade, respectivamente.

Para se definir o valor final do VR para os anos em questão, deve-se efetuar a atualização monetária dos valores inicialmente estipulados, de forma anual, nos meses de janeiro, baseados no IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – Fonte: IBGE). Essa correção é obtida através do quociente entre o número índice do IPCA do mês de dezembro do ano anterior ao ano de aplicação do VR e o número índice do IPCA do mês referente às datas-base definidas. Para exemplificar temos o quadro abaixo:

Tabela 6.5 – Representação Ilustrativa da Atualização Monetária do VR

Data	VR 2008 R\$/MWh	IPCA %	Índice	Fator
dez/05	129,42	0,36	0,3600	1,0000
jan/06	130,18	0,59	0,3621	1,0059
fev/06	130,72	0,41	0,3636	1,0100
mar/06	131,28	0,43	0,3652	1,0144
:	:	:	:	:
set/07	137,48	0,18	0,3824	1,0622
out/07	137,89	0,30	0,3836	1,0654
nov/07	138,41	0,38	0,3850	1,0695
dez/07	139,44	0,74	0,3879	1,0774

$$= 129,42 \times 1,0774 \text{ (Fator)}$$

$$= \frac{1,0695 \text{ (Fator nov/07)} \times 0,3879 \text{ (Índice)}}{0,3850 \text{ (Índice nov/07)}}$$

$$= \frac{(1 + 0,74 \text{ (IPCA \%)}) \times 0,3879 \text{ (Índice)}}{100}$$

A partir de então, tem-se o valor a ser utilizado para o ano de 2008. O mesmo procedimento é aplicado para obtenção do valor de 2009. No entanto, para 2009, como não foram ainda divulgados os índices de jan/08 a dez/08, foram utilizados valores projetados de IPCA para este período (Fonte: Relatório Focus – Expectativas de Mercado – Banco Central). Para os anos de 2010 a 2012 existem diversas alternativas de estimação, visto que não se conhecem os valores homologados. Optou-se pela projeção por meio de atualização financeira pelo IPCA (Fonte: Relatório Focus – Expectativas de Mercado – Banco Central) do valor até o ano em questão: 2010, 2011 e 2012, tomando-se então uma maneira mais conservadora. Abaixo, uma representação deste fator na planilha de simulação:

Tabela 6.6 – Representação Ilustrativa da Variável 5: Valor Anual de Referência (Fonte: REH nº 477/2007 e REH nº 550/07)

Variável		2008	2009	2010	2011	2012
5	Valor Anual de Referência (R\$/MWh)	139,44	146,26	153,30	160,06	167,11

6.6.

Mix da empresa

O *Mix*, aqui utilizado, corresponde ao preço médio em R\$/MWh da sobra que é composta pela energia existente adquirida no CCEAR pela distribuidora. Basicamente, é realizada uma ponderação entre os preços (R\$/MWh) de cada produto pagos nos contratos e seus respectivos montantes.

Os leilões de energia existente são basicamente os Mega-Leilões, os leilões A-1 e o MCSD. O valor do *Mix* é aplicado no cálculo do custo de sobrecontratação não repassado aos consumidores, como observado na equação abaixo:

$$\text{Custo de sobrecontratação acima de 103\% (R\$)} = \text{Volume Sobrecontratado} \times (\text{Mix} - \text{PLD}) \quad (6-1)$$

Onde:

Volume sobrecontratado (MWh): diferença entre consumos real e contratado (este maior que 103%)

Mix (R\$/MWh): Preço médio dos contratos de energia existente da distribuidora

PLD (R\$/MWh): Preço de Liquidação de Diferenças

A inclusão do *Mix* no modelo de simulação é necessária, pois ele é uma componente na formação do custo total de contratação, principalmente, no cálculo das penalidades sofridas pelo distribuidor. No caso, o *Mix* é aplicado ao montante de energia excedente, para o cálculo do custo devido à sobrecontratação acima do limite estabelecido de 103%. A figura 6.2 mostrada a seguir ilustra de forma muito simples a situação de sobrecontratação com os contratos da empresa de distribuição:

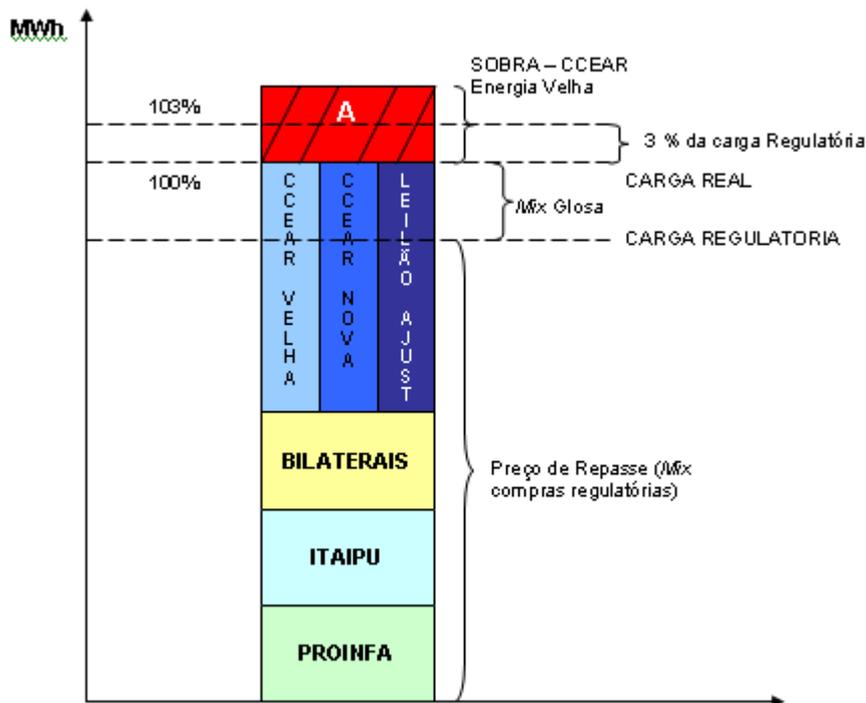


Figura 6.2 – Pilha de contratos de energia de uma distribuidora com indicação de suas cargas real e regulatória

[A] = MWh_sobre

[B] = Mix CCEARvelha

[C] = PLD

Custo de *Sobrecontratação* = [A] x ([B] – [C])

Como pode ser observado na figura acima, o empilhamento de contratos é realizado de forma a se iniciar (de baixo para cima) pelos contratos não reduzíveis (Ex.: Proinfa, Itaipu e Bilaterais), para, em seguida, serem considerados os reduzíveis (Energia Existente, Energia Nova e Leilão de Ajuste). Primeiramente, separa-se o montante relativo à sobra, que é valorado a CCEAR de energia velha. Posteriormente, empilham-se de forma vertical os montantes reduzíveis dos contratos pós Lei 10.848/04. Os CCEARs são dispostos de forma vertical de forma a permitir ajustes que são realizados por um fator chamado fator k usado para limitar o repasse da CVA (Compensação de valores da parcela A) à carga regulatória (Referências: REN 305/08 e Nota Técnica 085/08).

De acordo com o caso ilustrado, a carga regulatória, que terá seu custo real repassado ao consumidor, contempla o montante total dos contratos não CCEARs e ainda a parte dos contratos CCEARs. Para cálculo do repasse de sobrecontratação, separa-se o volume limitado a 3% da carga regulatória o qual

receberá tratamento específico. O restante da sobra é conta e risco do acionista, mensurado pela equação 6.1, que utiliza, entre seus parâmetros, o *Mix_CCEARvelha* (R\$/MWh).

No modelo, essa variável é considerada determinística, mantendo-se fixa, portanto, durante todo o processo, depois de definida.

O valor do *Mix* da empresa para 2008 será o valor estimado no painel de contratos da Distribuidora em análise para o ano de 2008, sendo igual a R\$ 113,19/MWh. Os anos seguintes (2009 a 2012) tiveram seus valores estimados, sendo calculados de forma aproximada, com base nas informações obtidas com a área de compras da empresa. Abaixo, uma representação deste fator na planilha de simulação:

Tabela 6.7 – Representação Ilustrativa da Variável 6: *Mix* da Empresa (Fonte: Light SESA)

Variável		2008	2009	2010	2011	2012
6	<i>Mix</i> da Empresa (R\$/MWh)	113,19	116,00	122,00	128,00	131,00

6.7.

Preço médio de liquidação das diferenças – $PLD_{\text{méd}}$ anual

O PLD médio anual em R\$/MWh é a última variável aleatória definida no modelo de simulação. Este componente, também fundamental no cálculo das penalidades, e já definido em capítulos anteriores, é obtido através da simulação das 2000 séries calculadas através dos CMO's gerados pelo *Newave*, considerando o *deck* padrão de janeiro de 2008, e com demonstração realizada anteriormente no capítulo 5.

Em relação à determinação da distribuição de probabilidade desta variável, tem-se um procedimento um pouco diferente: não se pode considerar previamente uma distribuição de probabilidade, pois seus valores são extremamente variáveis, o que dificulta a associação a um tipo clássico de distribuição. Para solucionar este impasse, e manter o PLD médio anual como uma componente aleatória, determinaram-se os valores em função da simulação da série numérica (1 a 2000). Para a série numérica definiu-se uma distribuição uniforme (Inteira Uniforme), que considera somente os valores inteiros no intervalo de 1 a 2000. A partir de então, com uma simples fórmula de procura na planilha, são associados os valores correspondentes ao PLD médio anual. A seguir, uma representação deste fator na planilha de simulação:

Tabela 6.8 – Representação Ilustrativa da Variável 7: PLD médio anual

Variável	Nº da Série	2008	2009	2010	2011	2012
7 PLD Médio Anual (R\$/MWh)	1000	239,97	320,44	478,17	316,06	382,08

=RiskIntUniform (1 ; 2000)

=RiskOutput ("PLD Médio Anual (R\$/MWh) / ANO") +
PROCV("Nº Série"; "Planilha" 'PLD méd anual'!\$A:\$F;2;0)

Os valores de PLD também são *outputs* do modelo, o que possibilita gerar, de forma empírica, distribuições de probabilidade desta variável para visualização de seu comportamento de variabilidade.

6.8. Custos anuais de contratação

Como os custos de contratação de energia, via leilões, são função de fatores representados por variáveis aleatórias e valores fixos (constantes), conclui-se que eles também serão variáveis aleatórias. O mesmo vale para o custo total do período de 5 anos, que é a soma dos custos anuais. Conforme já informado, o total de despesa é formado por quatro componentes, sendo três penalidades aplicadas por consequência de sub ou sobrecontratação, e um que é o próprio custo da compra de energia.

6.8.1. Custo de aquisição da energia

Neste item é descrito sobre o custo de aquisição de energia (R\$), que é um dos dispêndios que forma o custo total de contratação.

O cálculo considerado para obtenção dos custos anuais de aquisição de energia é formado pelo produto do montante contratado em MWh pelo preço médio em R\$/MWh da energia comprada no respectivo ano. O custo médio do montante de energia comprado simplifica o processo em relação a se operar com diversos montantes e preços, além de proporcionar uma maior generalização para outros casos.

O montante em MWh considerado é obtido pela multiplicação do percentual a ser contratado, variável a se otimizar, pelo o consumo projetado.

Exemplo:

- Ano = 2008
- % Contratação do consumo estimado = 110%
- Consumo estimado = 20.000.000 MWh
- R\$/MWh médio = R\$ 90,00/MWh

C1: *Custo de Aquisição de Energia 2008 = % Contratação 2008 x consumo previsto 2008 x R\$/MWhméd 2008 =>*

$$\mathbf{C1} = 110\% \times 20.000.000 \times 90 = \mathbf{R\$ 1,98 \text{ bi}}$$

6.8.2.

Perda por não repasse do custo na CCEE por subcontratação

Esse próximo custo de contratação representa uma das penalidades impostas às distribuidoras devido a distorções entre contratação e realizado.

A subcontratação é caracterizada pela realização de contratos de energia com montante em MWh menor que o verificado. Como a distribuidora não pode deixar de suprir a demanda de seu sistema, ela acaba adquirindo energia no mercado de curto prazo, não podendo repassar os custos integrais de aquisição desta parcela extra. Mais detalhes podem ser vistos no Decreto nº 5.163/2004 e no site da CCEE (Regras de Comercialização: Módulo de Penalidades). A fórmula (6-2) abaixo representa o cálculo dessa despesa devido à subcontratação:

$$\mathbf{C2: Perda por Não Repasse do Custo Real Sub (R\$)} = \text{Volume Subcontratado} \times (\text{PLD} - \text{Mín (PLD; VR)}) \quad (6-2)$$

Onde:

Volume subcontratado (MWh): diferença entre consumos real e contratado (este menor)

PLD (R\$/MWh): Preço de Liquidação de Diferenças

VR (R\$/MWh): Valor Anual de Referência

6.8.3.

Multa por subcontratação

Outra perda financeira imposta pela subcontratação de energia é a multa aplicada por essa ocorrência. Seu cálculo é simples, bastando se multiplicar a diferença subcontratada em MWh pelo valor máximo entre o Valor de Referência

– VR e o Preço Médio de Liquidação de Diferenças Anual – PLD. A multa, portanto, procura capturar o maior valor entre os preços unitários, inibindo então a prática de subcontratação, garantindo que a mesma será desvantajosa devido ao valor da multa aumentar os custos pela contratação subestimada. Mais detalhes podem ser vistos no Decreto nº 5.163/2004 e no site da CCEE (Regras de Comercialização: Módulo de Penalidades). A fórmula abaixo (6-3) representa o cálculo dessa despesa devido à subcontratação:

$$\mathbf{C3: Multa por Subcontratação (R\$) = Volume Subcontratado \times M\acute{a}x (PLD; VR) \quad (6-3)}$$

Onde:

Volume subcontratado (MWh): diferença entre consumos real e contratado (este menor)

PLD (R\$/MWh): Preço de Liquidação de Diferenças

VR (R\$/MWh): Valor Anual de Referência

6.8.4.

Custo de sobrecontratação acima de 103% da demanda

O último custo a ser calculado é o custo da sobrecontratação de energia. Esse custo ocorre quando a distribuidora efetua uma contratação de energia superior ao consumo realizado, tendo como consequência sobras de energia. Isto é desvantajoso, pois a distribuidora paga um valor total pela energia contratada, mas não tem a contrapartida do repasse integral de seus custos para a tarifa de fornecimento.

Sabe-se que as incertezas são grandes em projeções de demanda. Pelas regras de comercialização, há uma tolerância que permite um percentual de 3% de contratação acima do mercado realizado, sendo então possível o repasse integral dos custos até esse limite. Logo, a perda financeira só é concretizada quando há sobrecontratação superior aos 103% de consumo realizado.

O cálculo desse dispêndio é dado pela multiplicação do montante em MWh contratado acima de 103% pela diferença entre o valor do *Mix* e o PLD médio anual. Mais detalhes podem ser vistos no Decreto nº 5.163/2004 e no site da CCEE (Regras de Comercialização: Módulo de Penalidades). A fórmula abaixo (6-4) representa o cálculo dessa despesa devido à sobrecontratação:

$$\mathbf{C4: Custo de Sobrecontratação (R\$) = Volume Sobrecontratado acima de 103\% \times (Mix - PLD) \quad (6-4)}$$

Onde:

Volume sobrecontratado (MWh): diferença entre consumos real e contratado (este maior)

Mix (R\$/MWh): Preço médio dos contratos de energia existente da distribuidora

PLD (R\$/MWh): Preço de Liquidação de Diferenças

Apresentados todos os custos, tem-se o total por ano:

$$\text{Custo Total} = C1 + C2 + C3 + C4 \quad (6-5)$$

6.9. Análise das simulações

Nesta seção são apresentados resultados da simulação desenvolvida, utilizando os dados do caso em estudo, destacando-se alguns gráficos obtidos, além da análise das principais observações realizadas.

Inicialmente, tem-se uma seqüência de gráficos que representam a distribuição de probabilidade simulada do consumo realizado, para cada ano. Conforme já mencionado, foi associada à variável aleatória consumo realizado a distribuição normal com média igual ao valor previsto e desvio padrão igual ao do modelo de previsão, mas com uma particularidade devido ao truncamento (α) do valor gerado, que, para essa simulação, se limita em montantes 95% iguais ou superiores ao consumo previsto ($\alpha = 95\%$; Ver item 6.4).

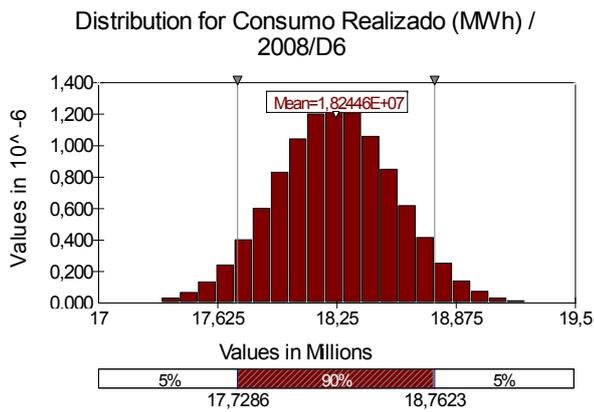


Figura 6.3 – Distribuição do consumo realizado simulado para 2008

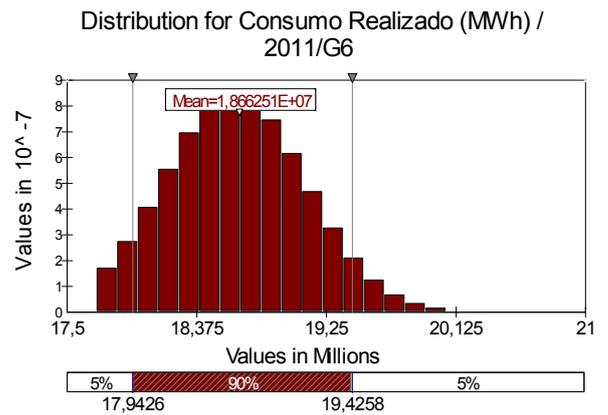


Figura 6.6 – Distribuição do consumo realizado simulado para 2011

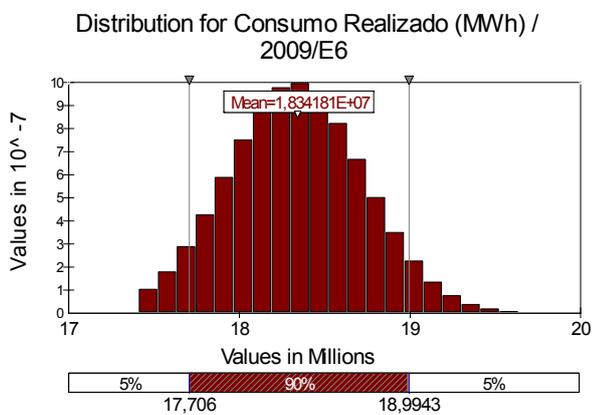


Figura 6.4 – Distribuição do consumo realizado simulado para 2009

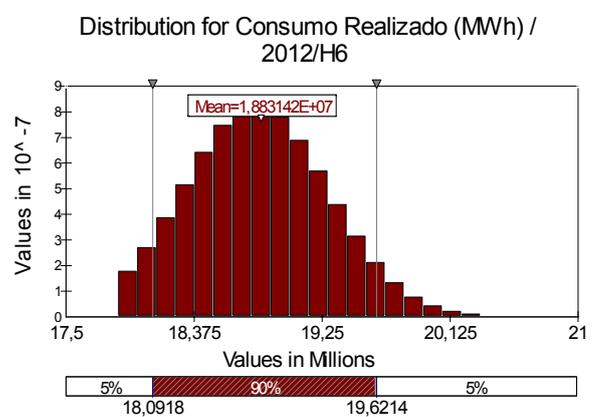


Figura 6.7 – Distribuição do consumo realizado simulado para 2012

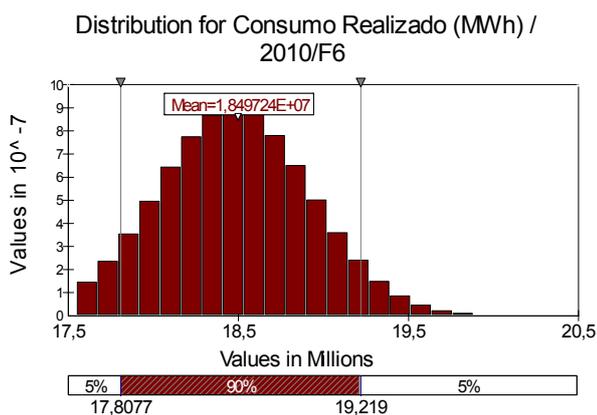


Figura 6.5 – Distribuição do consumo realizado simulado para 2010

Em 2008, mesmo com a realização do truncamento supracitado, observa-se que a distribuição resultante é essencialmente uma distribuição normal. No entanto, para as distribuições de probabilidade do consumo realizado nos anos posteriores, principalmente para 2011 e 2012, a influência do truncamento é bem mais perceptível. Nota-se na figura 6.7 (Distribuição para o Consumo Realizado em 2012) o efeito do truncamento em valores inferiores a 95% da previsão do consumo (α definido para essa simulação).

Nos gráficos a seguir são mostrados os resultados das distribuições de probabilidade dos custos totais de contratação de energia para cada ano e o custo total no período. Além disso, para cada ano, é apresentado um gráfico específico que demonstra a sensibilidade de cada custo em relação às variáveis *inputs* envolvidas no processo de simulação, ou seja, a influência destas variáveis sobre a formação de um determinado custo. A citada análise de sensibilidade, identificada no @Risk como *Tornado Graph*, é resultante de um processo de regressão onde cada interação corresponde a um valor observado. As variáveis causais são os valores aleatórios presentes no modelo de simulação que é realizada na planilha do @Risk, enquanto a variável dependente é a célula de saída, que, nos casos abaixo, é cada custo, de 2008 a 2012.

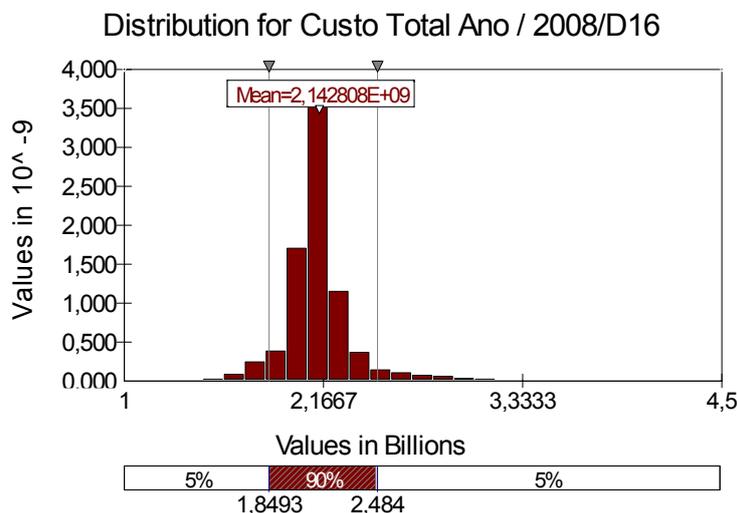


Figura 6.8 – Distribuição do custo total simulado para 2008

Pode-se observar que a distribuição do custo total simulado para 2008 apresenta uma assimetria considerável. Seguramente, está refletindo a assimetria também identificada na distribuição do PLD médio no ano de 2008.

Em relação aos valores, nota-se que 90% dos custos no ano de 2008 estão entre R\$ 1,85 bi e R\$ 2,48 bi, sendo o custo médio igual a R\$ 2,14 bi.

Tabela 6.9 – Estatísticas Descritivas da Distribuição Custo 2008

Estatística	Valor
Mínimo	1.341.145.344
Máximo	4.035.961.344
Média	2.142.807.592
Desvio Padrão	200.412.467
Skewness (Assimetria)	1,6793
Curtose	11,0297
Mediana	2.116.709.888
Percentil 90%	2.323.582.976
Percentil 95%	2.483.956.224

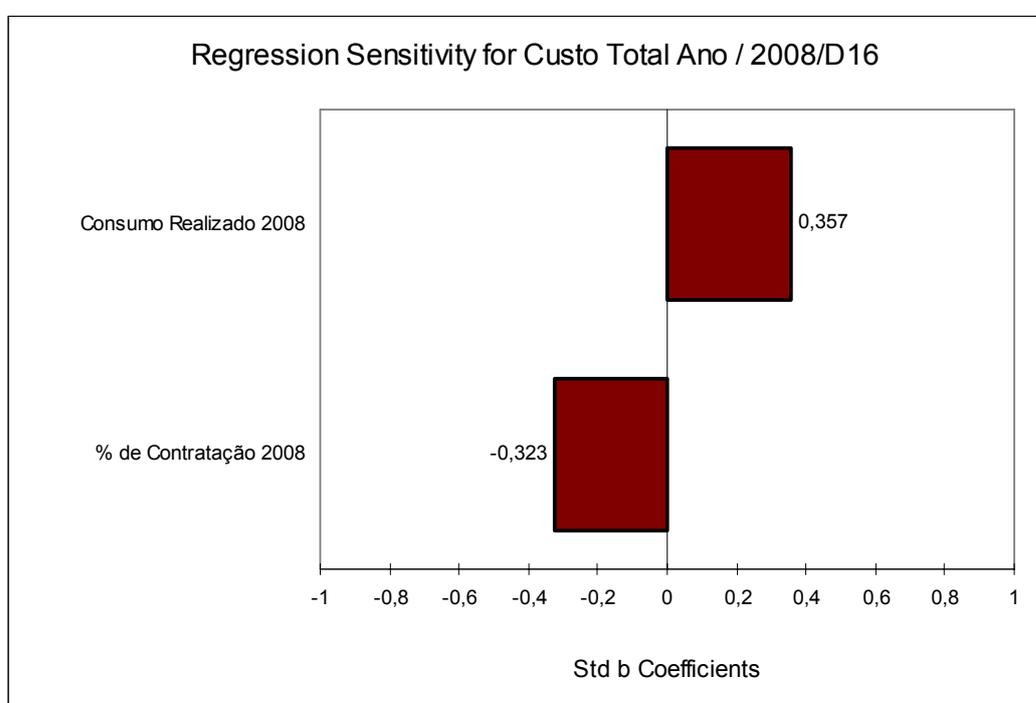


Figura 6.9 – Análise de sensibilidade aos valores de entrada – Custo total em 2008

A variável com maior influência no custo de 2008 é o consumo realizado neste ano, e logo em seguida o percentual de contratação também para o ano de 2008. No caso do percentual, o custo é afetado de maneira inversa, isto é, quanto maior o percentual de contratação, menor será o custo total de 2008. Isso se deve aos valores mais elevados observados nos PLDs de 2008, o que tende a modificar a estratégia de minimização de custos. Com PLDs supostos tão altos, é mais interessante e menos custoso sobrecontratar do que arriscar qualquer nível de subcontratação, até mesmo um nível mínimo.

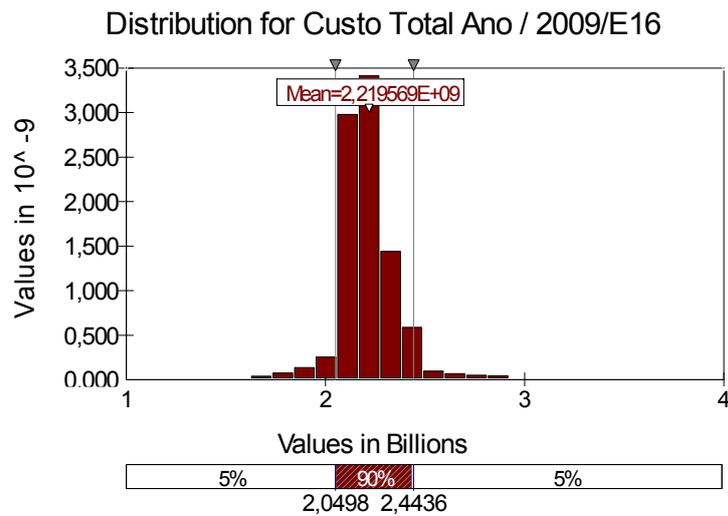


Figura 6.10 – Distribuição do custo total simulado para 2009

Pode-se observar que 90% dos custos no ano de 2009 estão entre R\$ 2,05 bi e R\$ 2,44 bi, sendo o custo médio igual a R\$ 2,22 bi.

Tabela 6.10 – Estatísticas Descritivas da Distribuição Custo 2009

Estatística	Valor
Mínimo	1.413.502.848
Máximo	3.790.165.248
Média	2.219.569.415
Desvio Padrão	158.709.473
<i>Skewness</i> (Assimetria)	1,6969
Curtose	14,8602
Mediana	2.195.419.136
Percentil 90%	2.382.755.328
Percentil 95%	2.443.605.760

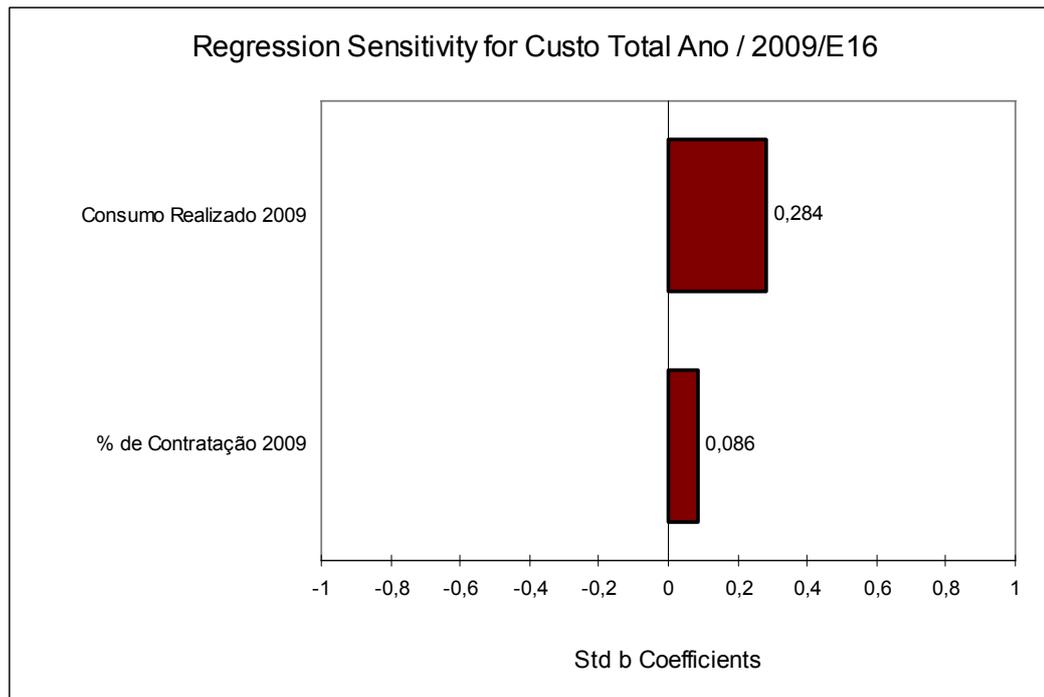


Figura 6.11 – Análise de sensibilidade aos valores de entrada – Custo total em 2009

A variável com maior influência no custo de 2009 é o consumo realizado neste ano. O percentual de contratação também afeta o custo de 2009, mas de maneira pouco significativa.

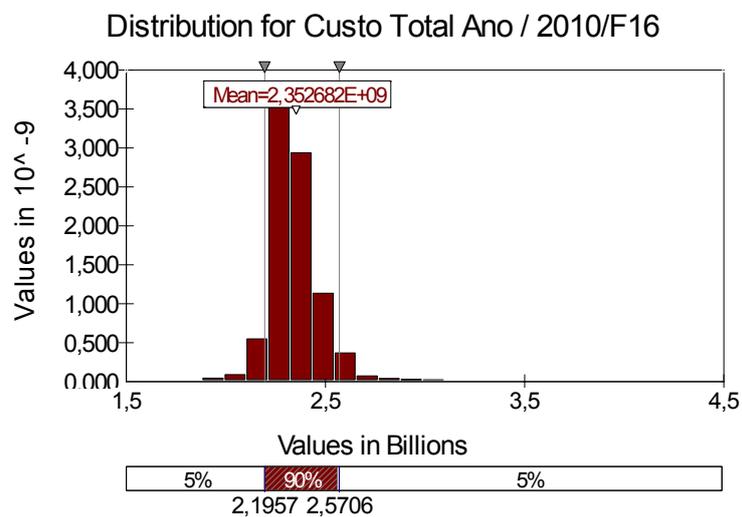


Figura 6.12 – Distribuição do custo total simulado para 2010

Observa-se que 90% dos custos no ano de 2010 estão entre R\$ 2,20 bi e R\$ 2,57 bi, sendo o custo médio igual a R\$ 2,35 bi.

Tabela 6.11 – Estatísticas Descritivas da Distribuição Custo 2010

Estadística	Valor
Mínimo	1.664.074.240
Máximo	4.096.550.912
Média	2.352.682.001
Desvio Padrão	146.835.374
Skewness (Assimetria)	2,2357
Curtose	17,7001
Mediana	2.330.461.696
Percentil 90%	2.506.738.176
Percentil 95%	2.570.594.304

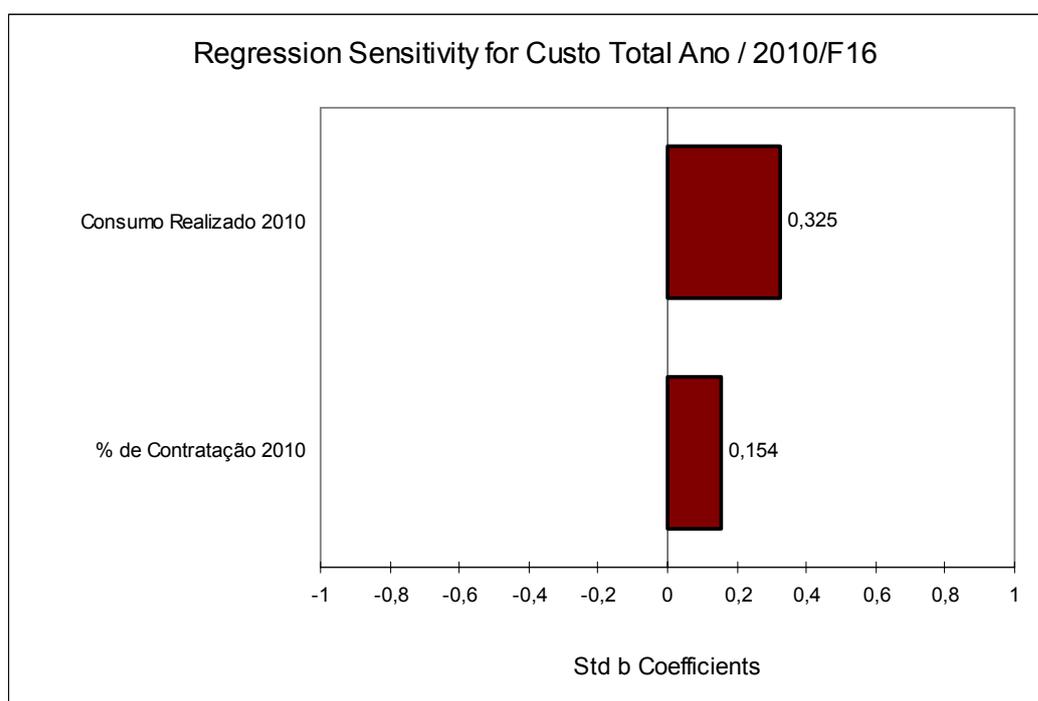


Figura 6.13 – Análise de sensibilidade aos valores de entrada – Custo total em 2010

No custo de 2010, a variável mais significativa para sua formação é o consumo realizado neste ano. O percentual de contratação também afeta o custo do ano de 2010, mas de maneira menos relevante.

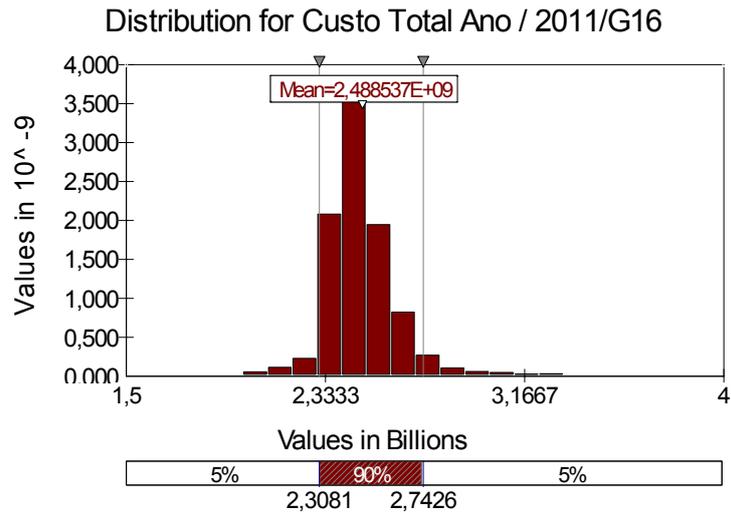


Figura 6.14 – Distribuição do custo total simulado para 2011

Observa-se que 90% dos custos no ano de 2011 estão entre R\$ 2,31 bi e R\$ 2,74 bi, sendo o custo médio igual a R\$ 2,49 bi.

Tabela 6.12 – Estatísticas Descritivas da Distribuição Custo 2011

Estatística	Valor
Mínimo	1.682.350.336
Máximo	3.951.735.296
Média	2.488.536.971
Desvio Padrão	166.557.413
<i>Skewness</i> (Assimetria)	2,0075
Curtose	14,1741
Mediana	2.464.181.504
Percentil 90%	2.655.981.824
Percentil 95%	2.742.598.912

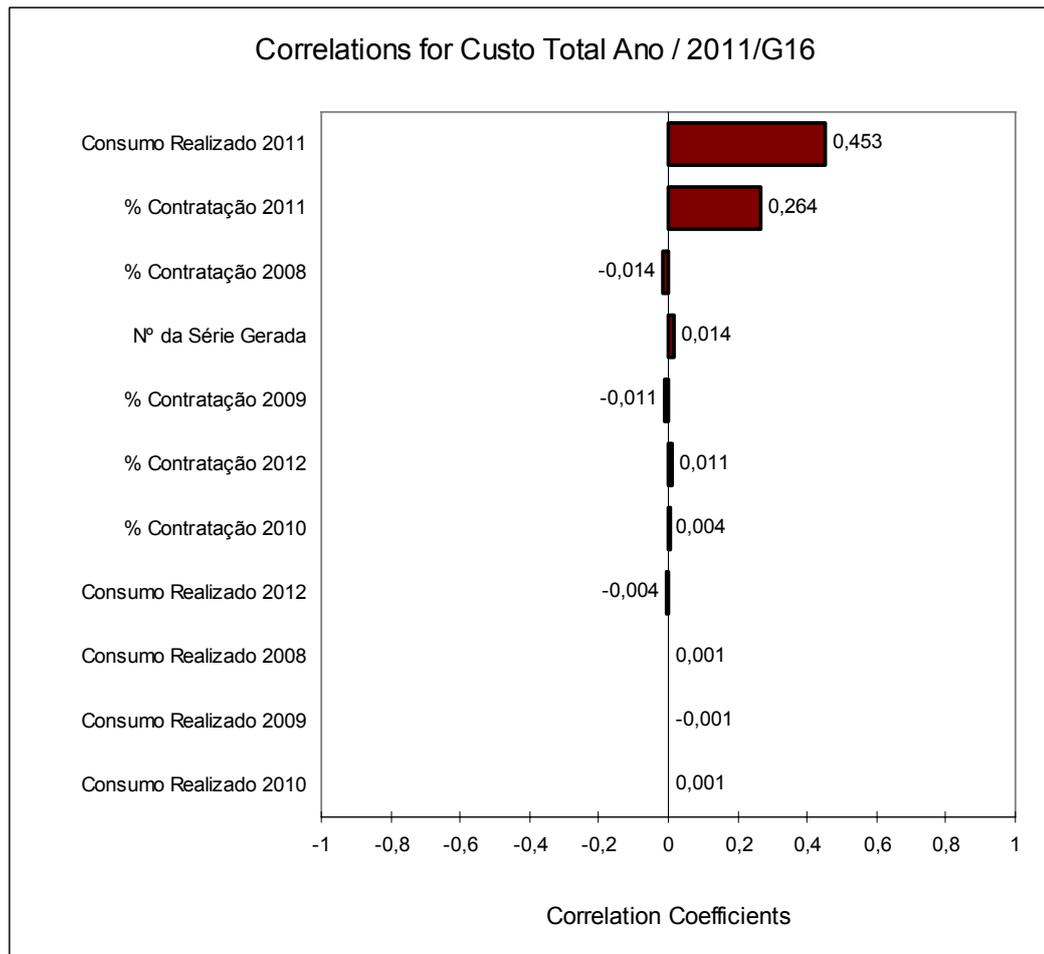


Figura 6.15 – Análise de sensibilidade aos valores de entrada – Custo total em 2011

O custo do ano de 2011 é afetado por diversas variáveis, basicamente percentuais de contratação e consumos realizados referentes aos outros anos, no entanto, essa influência, aparece de um modo ínfimo. O fator com maior influência sobre custo de 2011 é o consumo realizado neste ano. O percentual de contratação do citado ano também afeta o custo total, com uma relação um pouco menor.

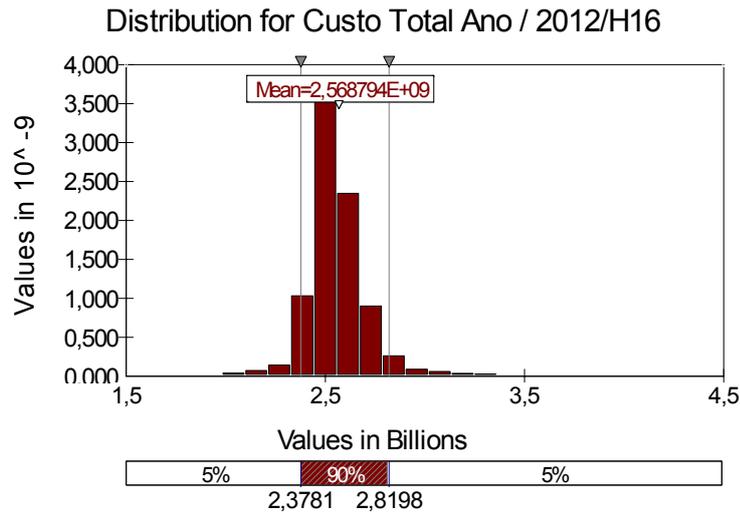


Figura 6.16 – Distribuição do custo total simulado para 2012

Pode-se notar que 90% dos custos no ano de 2012 estão entre R\$ 2,38 bi e R\$ 2,82 bi, sendo o custo médio igual a R\$ 2,57 bi.

Tabela 6.13 – Estatísticas Descritivas da Distribuição Custo 2012

Estatística	Valor
Mínimo	1.871.264.640
Máximo	4.401.924.096
Média	2.568.793.560
Desvio Padrão	177.469.034
<i>Skewness</i> (Assimetria)	2,2645
Curtose	16,8314
Mediana	2.545.505.024
Percentil 90%	2.737.121.280
Percentil 95%	2.819.771.904

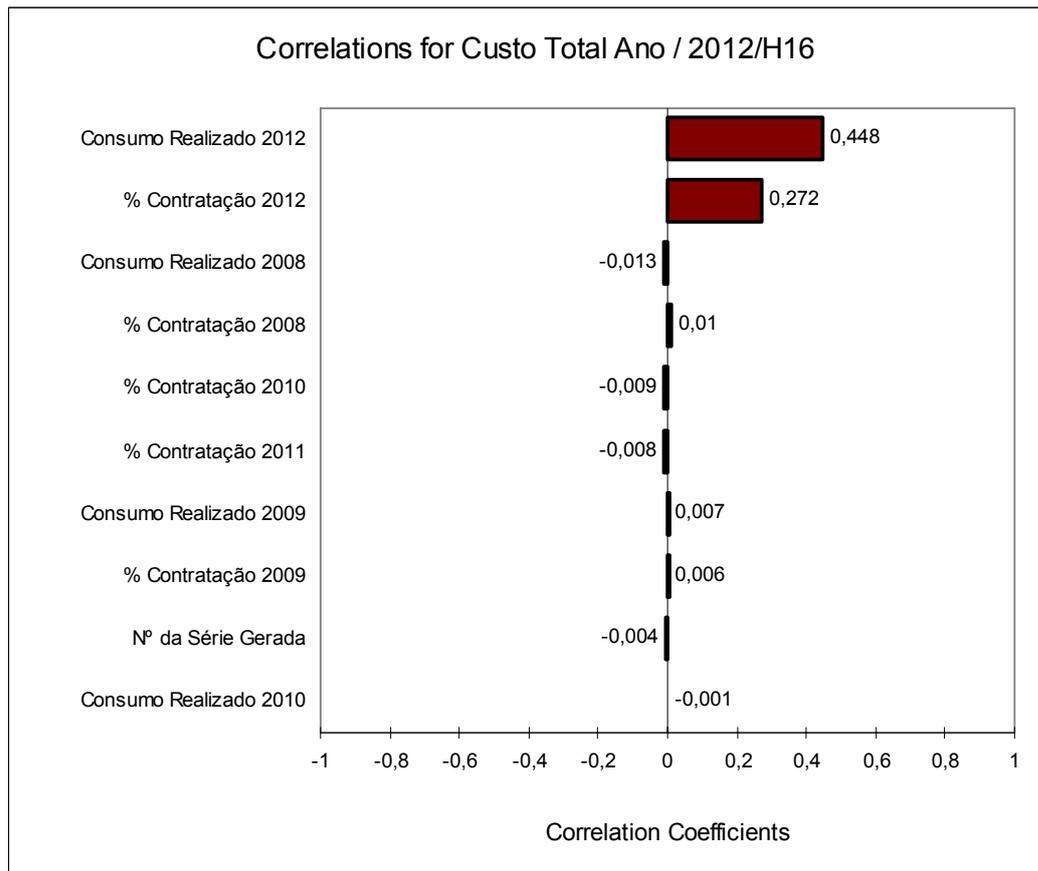


Figura 6.17 – Análise de sensibilidade aos valores de entrada – Custo total em 2012

Assim como no ano de 2011, o custo do ano de 2012 é influenciado por diversas variáveis, basicamente percentuais de contratação e consumos realizados, a maioria de forma insignificante. O número da série do PLD também aparece, mas com uma correlação pequena. O fator com maior influência sobre custo de 2012 é o consumo realizado neste mesmo ano, onde quanto maior o consumo efetivo, maior também será o custo. O percentual de contratação do citado ano também afeta o custo total, com uma relação um pouco menor.

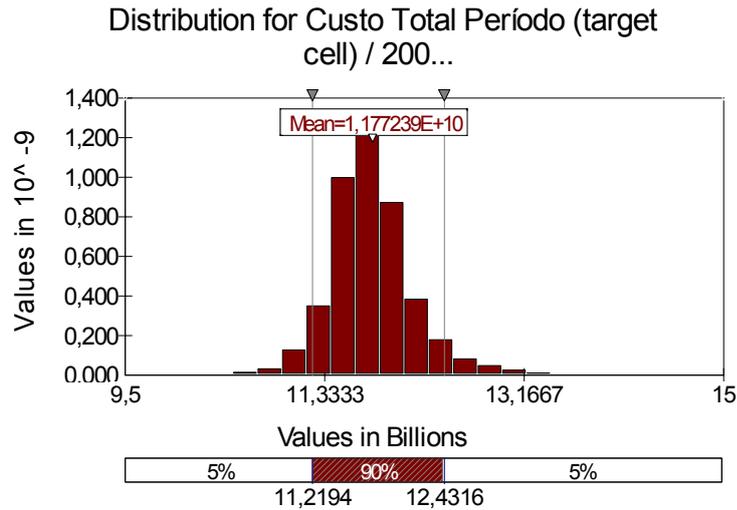


Figura 6.18 – Distribuição do custo total simulado para todo o período

Pode-se notar que 90% dos custos do período dos 5 anos estão entre R\$ 11,22 bi e R\$ 12,43 bi, sendo o custo médio igual a R\$ 11,77 bi. A distribuição é bastante assimétrica, e ainda apresenta elevada curtose.

Tabela 6.14 – Estatísticas Descritivas da Distribuição Custo Total 2008 a 2012

Estatística	Valor
Mínimo	9.821.185.024
Máximo	14.767.592.448
Média	11.772.389.541
Desvio Padrão	386.275.626
Skewness (Assimetria)	0,8666
Curtose	6,4839
Mediana	11.739.247.616
Percentil 90%	12.226.755.584
Percentil 95%	12.431.556.608

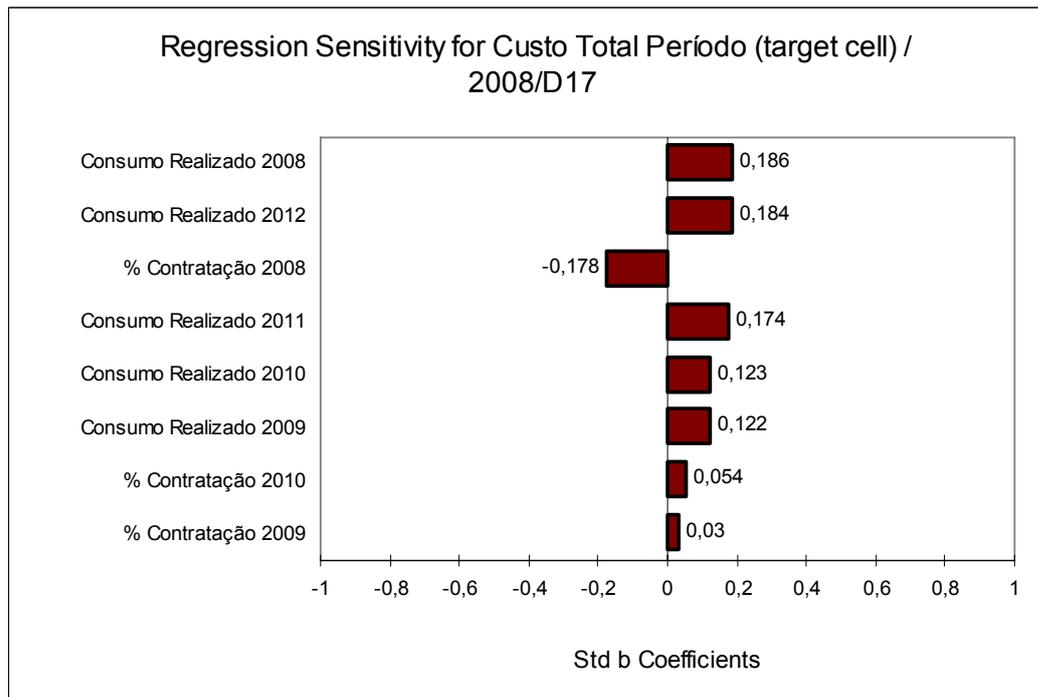


Figura 6.19 – Análise de sensibilidade aos valores de entrada – Custo total para todo o período

Os quatro *inputs* mais importantes na formação dos custos de contratação para o período em estudo em ordem decrescente são: 1) Consumo realizado em 2008: com efeito direto, ou seja, quanto maior o consumo, maior o custo total; 2) Consumo realizado em 2012: também com implicação direta na variação do custo; 3) Percentual de contratação em 2008: com impacto inverso ao custo, ou seja, o custo total do período é sensível contrariamente a variação do percentual de contratação, significa que quanto maior o percentual, menor o custo; e 4) Consumo realizado em 2011: efeito direto de variação, onde um aumento de consumo reflete em um aumento de custo.

É possível tirar algumas conclusões a partir de uma análise mais apurada do gráfico de sensibilidade do custo global. Esta análise pode auxiliar na formação de uma estratégia para minimização dos custos totais.

Observando os resultados finais, pode-se concluir que o modelo sugere: a) Manter os percentuais de contratação elevados no ano de 2008; e b) Manter os percentuais de 2009 e 2010 bem ajustados, mesmo que menos significantes, objetivando evitar custos desnecessários.

7

Otimização dos custos de contratação

Após a realização dos modelos de previsão, que fornecem os consumos estimados, além de outras informações, e depois do desenvolvimento do modelo de simulação, que define as características das variáveis que formam os custos e demonstra a sensibilidade desses custos em função dos fatores fixos e aleatórios envolvidos, chega-se ao ponto culminante deste desenvolvimento metodológico: o modelo de otimização dos custos de contratação de energia elétrica proveniente de leilões.

7.1. Configurações envolvidas na otimização

Assim como o modelo de simulação, o desenvolvimento do modelo de otimização foi realizado através de planilha do Excel, mas com aplicação do suplemento *RiskOptimizer* (*Palisade Corporation*). A utilização deste programa possibilita a obtenção de soluções ótimas considerando as incertezas existentes no modelo (Winston, 2000, 2001). Essas incertezas estão contidas no processamento devido a características dos fatores envolvidos. É adequado o uso da ferramenta *RiskOptimizer*, pois esta envolve a simulação dos dados através do *@Risk*, que trata das incertezas relacionadas ao modelo, e a busca de soluções ótimas através do *software Evolver* igualmente da *Palisade Corporation*, que utiliza o processo de Algoritmos Genéticos (Goldberg, 1989), uma técnica computacional inteligente inspirada no princípio Darwiniano da evolução das espécies e na genética. Mais especificamente, o *Evolver* realiza um processo de geração de valores nas células ajustáveis, respeitando os limites impostos. A consequência dessa relação entre simulação e otimização é a combinação dos valores ajustáveis, visando à maximização ou minimização da *target cell* (“célula alvo”). Nesta metodologia, o custo total de contratação (aquisição de energia + penalidades) do período em análise é definido como a *target cell* do modelo e o objetivo é sua minimização. Com isso a distribuidora tem o repasse mais adequado de seus custos.

Em relação a esta variável de saída que será a célula alvo da otimização, sabe-se a sua distribuição que foi simulada na fase anterior. Neste momento, entretanto, é necessária a determinação da função desta célula que será otimizada. Dentre as possibilidades existentes, a otimização será realizada considerando o critério conhecido como MINIMAX¹⁶. No presente estudo, essa forma de otimização busca, basicamente, definir os percentuais de contratação para cada ano do período em análise (2008-2012), de forma que o máximo do custo total desse período seja minimizado. Vale ressaltar que existem diversos critérios possíveis; além disso, haveria também a alternativa de minimização de uma função do custo em um ano qualquer, o que limitaria o processo em otimizar o percentual de contratação somente no ano em análise. A função de avaliação que deve ser otimizada segundo critério estabelecido é apresentada a seguir:

$$C_{TP} = \sum C_{TA_n} = \sum C1_n + \sum P1_n + \sum P2_n + \sum P3_n \quad (7-1)$$

Onde:

n = 2008, 2009, ..., 2012

C_{TP}: Custo Total do Período

C_{TA}: Custo Total do Ano

C1: Custo de Aquisição de Energia (Ver item 6.8.1)

P1: Perda por Não Repasse do Custo na CCEE (Subcontratação) (Ver eq. 6-2)

P2: Multa por Subcontratação (Ver eq. 6-3)

P3: Custo da Sobrecontratação acima de 103% da demanda (Ver eq. 6-4)

Como se está trabalhando com uma distribuição de probabilidade de custos, anuais e totais, não se pode considerar simplesmente a minimização de um único custo, pois o objetivo da otimização é encontrar o menor custo de todo período. Esse é um detalhe que torna o processo mais complexo, descartando então a possibilidade de utilizar ferramentas mais simples como o *Solver* do EXCEL.

No item seguinte são apresentadas algumas das otimizações realizadas, suas configurações e os resultados alcançados.

¹⁶ O Teorema *MiniMax* foi estabelecido pelo matemático John von Neumann (1903-1957). Em teoria da decisão, minimax é um método para minimizar a perda máxima possível.

7.2. Otimizações realizadas

Neste item são demonstrados os resultados das otimizações geradas para o caso em análise, utilizando a metodologia desenvolvida nesta dissertação. Para um melhor entendimento dos parâmetros referentes à configuração do processo de busca da melhor solução, através de algoritmos genéticos, recomenda-se a leitura do Apêndice A.

7.2.1. Otimização nº. 1

Tabela 7.1 – Informações Gerais e Resultados da Otimização 1

Configurações	
Descrição	Opção Definida
Critério de Demanda Realizada	Com truncamento de 0,95
Restrição ao Intervalo dos % de Contratação	95% a 110%
<i>Target Cell</i>	Custo total 2008 - 2012
Critério de Otimização	MINIMAX
Valor Inicial	R\$ 12,031 bi
Critério de Parada	Alterações <1% nas últimas 100 simulações
Opções dos Algoritmos Genéticos	
<i>Método de Solução</i>	<i>Recipe</i>
<i>Taxa de Mutação</i>	0,1
<i>Taxa de Crossover</i>	0,5
<i>Tamanho da População</i>	50
Resultados	
Valor Final	R\$ 12,012 bi
Ocorrido na Rodada	5
N.º de Simulações	106
Tempo de Execução	5'24"
% 2008	102,5%
% 2009	103,9%
% 2010	102,5%
% 2011	102,5%
% 2012	102,5%

7.2.2. Otimização nº. 2

Tabela 7.2 – Informações Gerais e Resultados da Otimização 2

Configurações	
Descrição	Opção Definida
Critério de Demanda Realizada	Com truncamento de 0,95
Restrição ao Intervalo dos % de Contratação	95% a 110%
<i>Target Cell</i>	Custo total 2008 - 2012
Critério de Otimização	MINIMAX
Valor Inicial	R\$ 12,242 bi
Critério de Parada	Alterações <1% nas últimas 100 simulações
Opções dos Algoritmos Genéticos	
<i>Método de Solução</i>	<i>Recipe</i>
<i>Taxa de Mutação</i>	0,06
<i>Taxa de Crossover</i>	0,8
<i>Tamanho da População</i>	40
Resultados	
Valor Final	R\$ 11,884 bi
Ocorrido na Rodada	75
N.º de Simulações	176
Tempo de Execução	7'22"
% 2008	103,6%
% 2009	102,5%
% 2010	102,5%
% 2011	102,5%
% 2012	104,0%

7.2.3. Otimização nº. 3

Tabela 7.3 – Informações Gerais e Resultados da Otimização 3

Configurações	
Descrição	Opção Definida
Critério de Demanda Realizada	Com truncamento de 0,95
Restrição ao Intervalo dos % de Contratação	100% a 110%
<i>Target Cell</i>	Custo total 2008 - 2012
Critério de Otimização	MINIMAX
Valor Inicial	R\$ 12,198 bi
Critério de Parada	30'
Opções dos Algoritmos Genéticos	
<i>Método de Solução</i>	<i>Recipe</i>
<i>Taxa de Mutação</i>	0,03
<i>Taxa de Crossover</i>	0,9
<i>Tamanho da População</i>	30
Resultados	
Valor Final	R\$ 11,967 bi
Ocorrido na Rodada	691
N.º de Simulações	705
Tempo de Execução	30'
% 2008	102,9%
% 2009	104,6%
% 2010	102,5%
% 2011	102,9%
% 2012	104,6%

7.2.4. Otimização nº. 4

Tabela 7.4 – Informações Gerais e Resultados da Otimização 4

Configurações	
Descrição	Opção Definida
Critério de Demanda Realizada	Com truncamento de 0,95
Restrição ao Intervalo dos % de Contratação	95% a 110%
<i>Target Cell</i>	Custo total 2008 - 2012
Critério de Otimização	MINIMAX
Valor Inicial	R\$ 12,211 bi
Critério de Parada	20'
Opções dos Algoritmos Genéticos	
<i>Método de Solução</i>	<i>Recipe</i>
<i>Taxa de Mutação</i>	0,06
<i>Taxa de Crossover</i>	0,8
<i>Tamanho da População</i>	40
Resultados	
Valor Final	R\$ 11,890 bi
Ocorrido na Rodada	285
N.º de Simulações	380
Tempo de Execução	20'
% 2008	103,1%
% 2009	103,4%
% 2010	102,5%
% 2011	103,0%
% 2012	104,5%

7.2.5. Otimização nº. 5

Tabela 7.5 – Informações Gerais e Resultados da Otimização 5

Configurações	
Descrição	Opção Definida
Critério de Demanda Realizada	Com truncamento de 0,95
Restrição ao Intervalo dos % de Contratação	100% a 110%
<i>Target Cell</i>	Custo total 2008 - 2012
Critério de Otimização	MINIMAX
Valor Inicial	R\$ 12,462 bi
Critério de Parada	Alterações <1% nas últimas 100 simulações
Opções dos Algoritmos Genéticos	
<i>Método de Solução</i>	<i>Recipe</i>
<i>Taxa de Mutação</i>	0,06
<i>Taxa de Crossover</i>	0,8
<i>Tamanho da População</i>	40
Resultados	
Valor Final	R\$ 11,812 bi
Ocorrido na Rodada	9
N.º de Simulações	110
Tempo de Execução	7'10"
% 2008	102,5%
% 2009	102,5%
% 2010	102,5%
% 2011	103,2%
% 2012	102,5%

7.3. Análise dos resultados das principais otimizações de custo

Primeiramente, segue abaixo um quadro resumo com os resultados obtidos das otimizações realizadas no item anterior:

Tabela 7.6 – Quadro Resumo com os percentuais de contratação gerados pelo modelo de otimização

% Contratação Ano	Otm 1	Otm 2	Otm 3	Otm 4	Otm 5
2008	102,5%	103,6%	102,9%	103,1%	102,5%
2009	103,9%	102,5%	104,6%	103,4%	102,5%
2010	102,5%	102,5%	102,5%	102,5%	102,5%
2011	102,5%	102,5%	102,9%	103,0%	103,2%
2012	102,5%	104,0%	104,6%	104,5%	102,5%

Em todos os casos mostrados o procedimento de otimização sugere a contratação de percentuais acima do consumo previsto, evitando-se assim o risco de subcontratação. Em alguns casos testados recomendam-se contratações superiores ao limite de 103%. Para o ano de 2008, estes cenários vão de acordo com o indicado nas simulações no item 6.9, onde foi recomendada a estratégia de aumentar o percentual de contratação para este ano. No entanto, as sugestões do processo de otimização contradizem um pouco o esperado para os anos de 2009 a 2012. De acordo com as simulações do item 6.9, quanto maiores os percentuais de contratação para esses anos, maior seria o custo total, então, percentuais muito acima do consumo previsto deveriam ser evitados. Entretanto, os percentuais deste processo de otimização são superiores ao consumo estimado, logo os resultados não apresentam valores tão ajustados como havia sido orientado para estes anos.

7.4. Otimização pela minimização das penalidades

Um procedimento alternativo de otimização seria a minimização das penalidades que o agente de distribuição pode sofrer devido à sub ou sobrecontratação nos leilões de energia. A função de avaliação que deve ser otimizada segundo este novo critério estabelecido é apresentada a seguir:

$$P_{TP} = \sum P_{TA_n} = \sum P1_n + \sum P2_n + \sum P3_n \quad (7-2)$$

Onde:

$n = 2008, 2009, \dots, 2012$

P_{TP} : Penalidade Total do Período

P_{TA} : Penalidade Total do Ano

$P1$: Perda por Não Repasse do Custo na CCEE (Subcontratação)

$P2$: Multa por Subcontratação

$P3$: Custo da Sobrecontratação acima de 103% da demanda

$$P1 = \text{Volume Subcontratado (MWh)} \times (\text{PLD} - \text{Mín (PLD ; VR)}) \text{ (R\$/MWh)} \quad (7-3)$$

$$P2 = \text{Volume Subcontratado (MWh)} \times \text{Máx (PLD ; VR)} \text{ (R\$/MWh)} \quad (7-4)$$

$$P3 = \text{Volume Sobrecontratado acima de 103\% (MWh)} \times (\text{Mix} - \text{PLD}) \text{ (R\$/MWh)} \quad (7-5)$$

Analisando as expressões de uma forma mais apurada, observa-se que, quando ocorrerem, P1 e P2 serão sempre positivos, tendo como consequência a

elevação dos custos. Por outro lado, P3 pode apresentar valores negativos quando o *Mix* da concessionária tiver valor menor do que o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), tendo como consequência um ganho devido à sobrecontratação, o que até então não era tão comum, mas que pode acontecer devido a condições de escassez no sistema hidrelétrico.

Originalmente, acreditava-se que este ganho fosse pouco habitual, pois o *Mix* da distribuidora quase sempre estaria superior ao PLD, logo a sobrecontratação acima de 103% teria como efeito perdas para a empresa. Mas, no cenário de PLD obtido a partir do *deck* mais recente do *Newave*, este fato se altera, e o que seria uma ocasião de prejuízo para a empresa pode vir a ser uma oportunidade de lucro. É importante ressaltar que durante o período total avaliado (1 ano) é realizado um mecanismo de sazonalidade (REN nº 255/07), onde são compensadas as variações entre os meses, para então, na contabilização final, se calcular o custo de sobrecontratação acima dos 103%.

Realizadas as simulações das penalidades consideradas, apresentam-se a seguir os resultados obtidos em particular para o custo de sobrecontratação (P3) relativo ao período de 2008 a 2012.

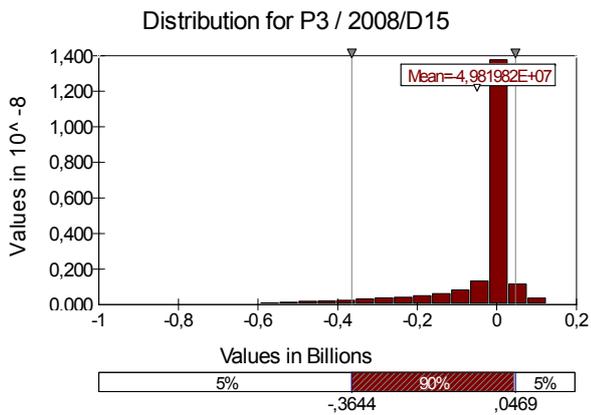


Figura 7.1 – Componente de Perda devida à sobrecontratação acima de 103% em 2008

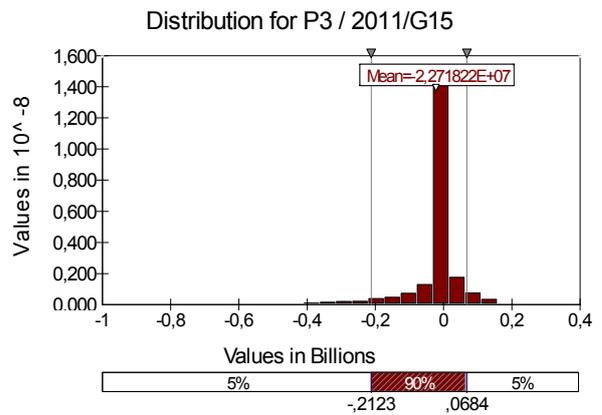


Figura 7.4 – Componente de Perda devida à sobrecontratação acima de 103% em 2011

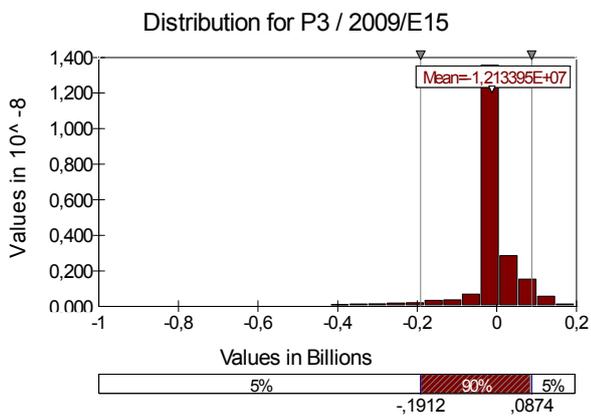


Figura 7.2 – Componente de Perda devida à sobrecontratação acima de 103% em 2009

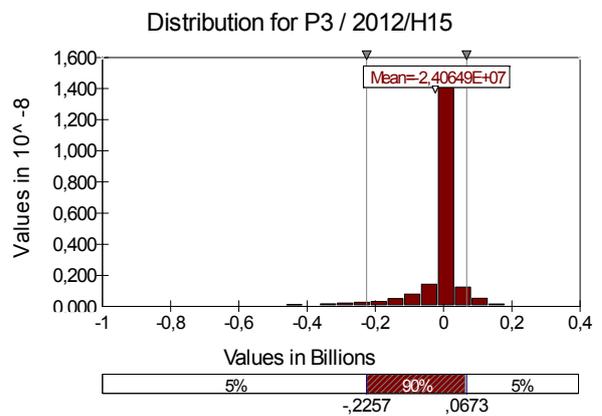


Figura 7.5 – Componente de Perda devida à sobrecontratação acima de 103% em 2012

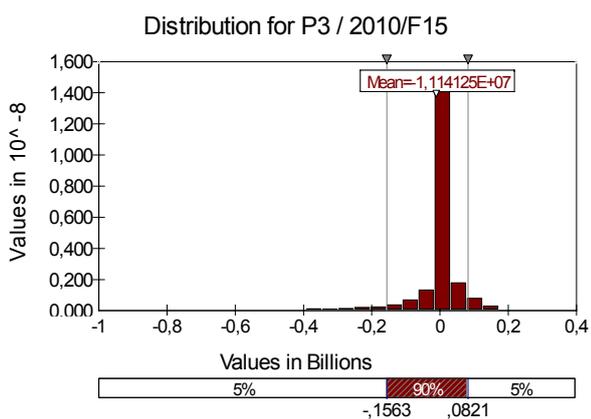


Figura 7.3 – Componente de Perda devida à sobrecontratação acima de 103% em 2010

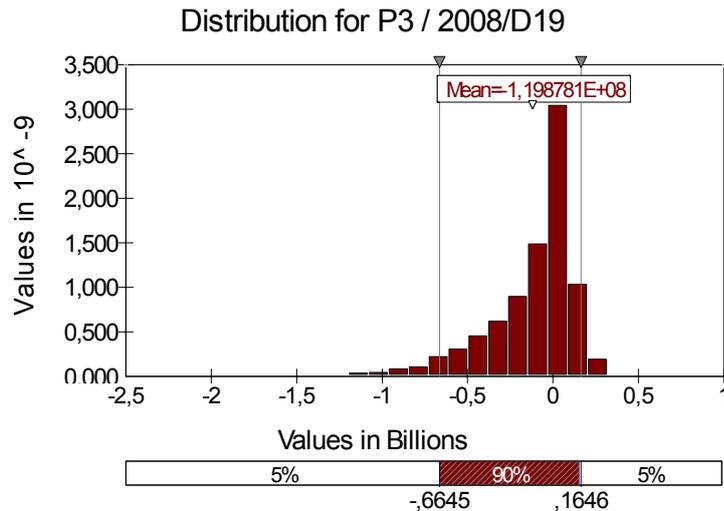


Figura 7.6 – Componente de Perda devida à sobrecontratação acima de 103% em todo o período 2008 - 2012

Analisando os gráficos acima, observa-se que a componente de perda de sobrecontratação superior ao limite de 103% (P3) é, em grande parte do período analisado (2008 a 2012), um ganho, e não um dispêndio (ver figs. 7.1 a 7.6: maior parte da distribuição em valores negativos). Conforme comentado anteriormente, isto possivelmente é consequência das estimativas de PLDs consideradas para este período, que estão numa faixa alta de valor, muitas vezes superior ao *Mix* da distribuidora.

Neste momento, e provavelmente para os anos próximos, existe a possibilidade concreta de ganhos através da estratégia de contratos acima de 103% do consumo realizado.

Os gráficos a seguir visam a demonstrar em detalhe os resultados da simulação da distribuição referente ao total de custo pelas penalidades (P) (Figuras 7.7 a 7.11), juntamente com algumas estatísticas desta distribuição para cada ano (Tabelas 7.7 a 7.11), encerrando com o resultado para todo o período (Figura 7.13 e Tabela 7.12). Também adiante, os mesmos gráficos anuais são colocados em uma única página, apenas para se ter uma melhor comparação entre as mudanças por ano (Figura 7.12).

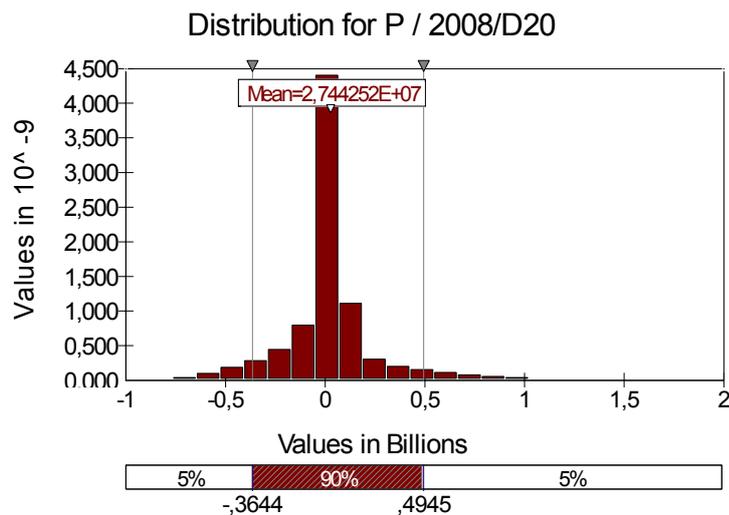


Figura 7.7 – Distribuição do total de penalidade para 2008

Tabela 7.7 – Estatísticas Descritivas da Distribuição do Custo de Penalidade 2008

Estatística	Valor
Mínimo	-880.581.312
Máximo	1.740.688.256
Média	27.442.521
Desvio Padrão	244.383.893
Skewness (Assimetria)	1,1861
Curtose	8,5260
Mediana	0
Percentil 90%	250.265.600
Percentil 95%	494.479.456

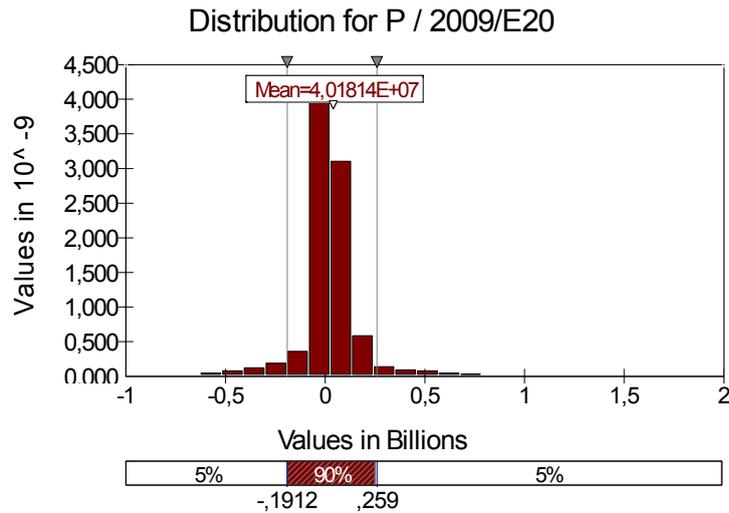


Figura 7.8 – Distribuição do total de penalidade para 2009

Tabela 7.8 – Estatísticas Descritivas da Distribuição do Custo de Penalidade 2009

Estatística	Valor
Mínimo	-840.436.352
Máximo	1.549.565.824
Média	40.181.401
Desvio Padrão	173.954.093
<i>Skewness</i> (Assimetria)	1,6809
Curtose	16,5309
Mediana	19.096.748
Percentil 90%	151.400.912
Percentil 95%	259.005.792

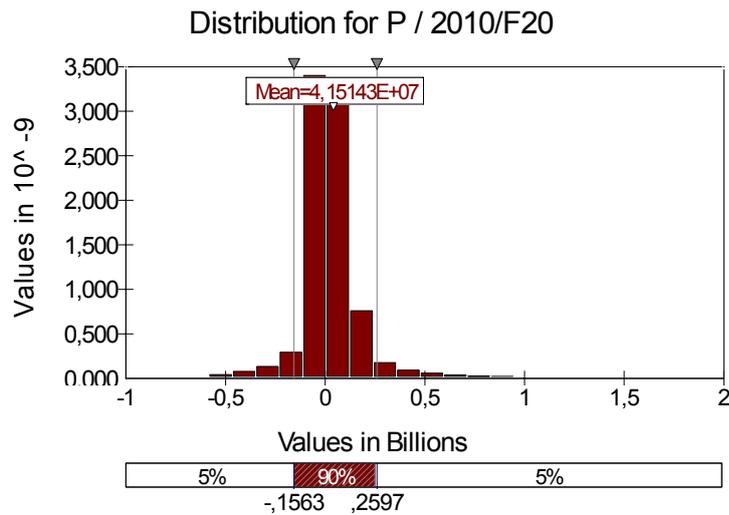


Figura 7.9 – Distribuição do total de penalidade para 2010

Tabela 7.9 – Estatísticas Descritivas da Distribuição do Custo de Penalidade 2010

Estatística	Valor
Mínimo	-814.360.704
Máximo	1.776.448.000
Média	41.514.299
Desvio Padrão	163.678.115
Skewness (Assimetria)	2,0004
Curtose	19,0795
Mediana	16.260.710
Percentil 90%	159.887.984
Percentil 95%	259.658.592

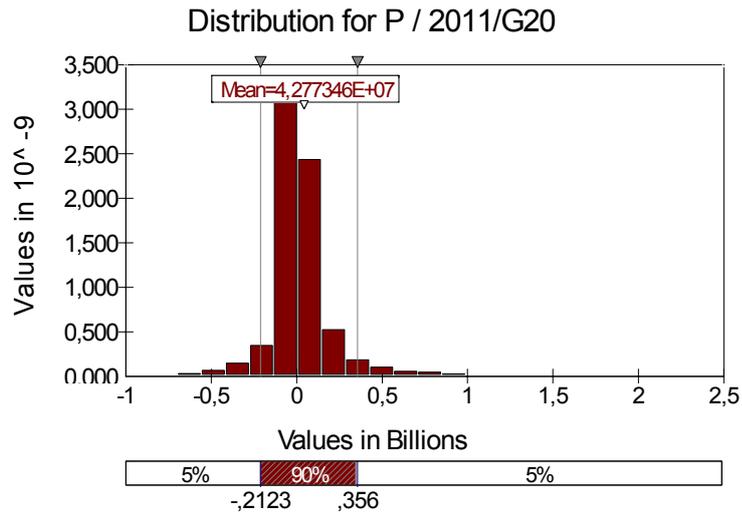


Figura 7.10 – Distribuição do total de penalidade para 2011

Tabela 7.10 – Estatísticas Descritivas da Distribuição do Custo de Penalidade 2011

Estatística	Valor
Mínimo	-834.119.552
Máximo	2.261.062.656
Média	42.773.454
Desvio Padrão	198.249.002
Skewness (Assimetria)	2,0326
Curtose	16,1535
Mediana	6.243.813
Percentil 90%	196.484.416
Percentil 95%	355.975.040

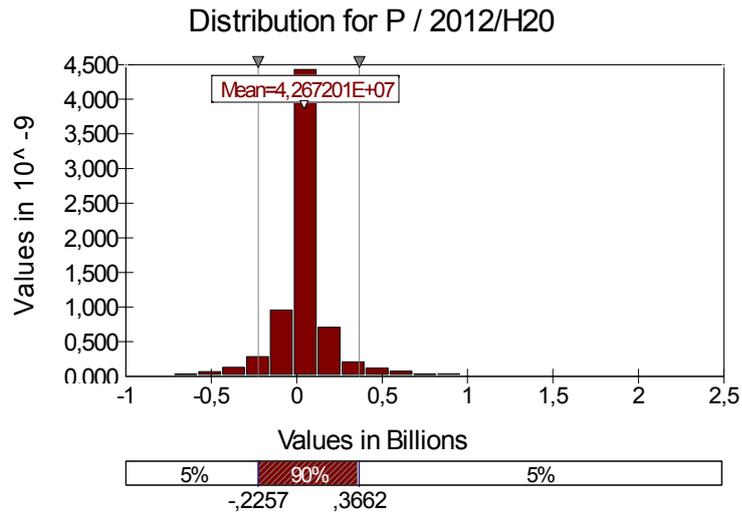


Figura 7.11 – Distribuição do total de penalidade para 2012

Tabela 7.11 – Estatísticas Descritivas da Distribuição do Custo de Penalidade 2012

Estatística	Valor
Mínimo	-854.525.760
Máximo	2.225.127.424
Média	42.672.007
Desvio Padrão	202.151.989
Skewness (Assimetria)	1,8917
Curtose	15,1221
Mediana	6.751.304
Percentil 90%	198.028.960
Percentil 95%	366.240.160

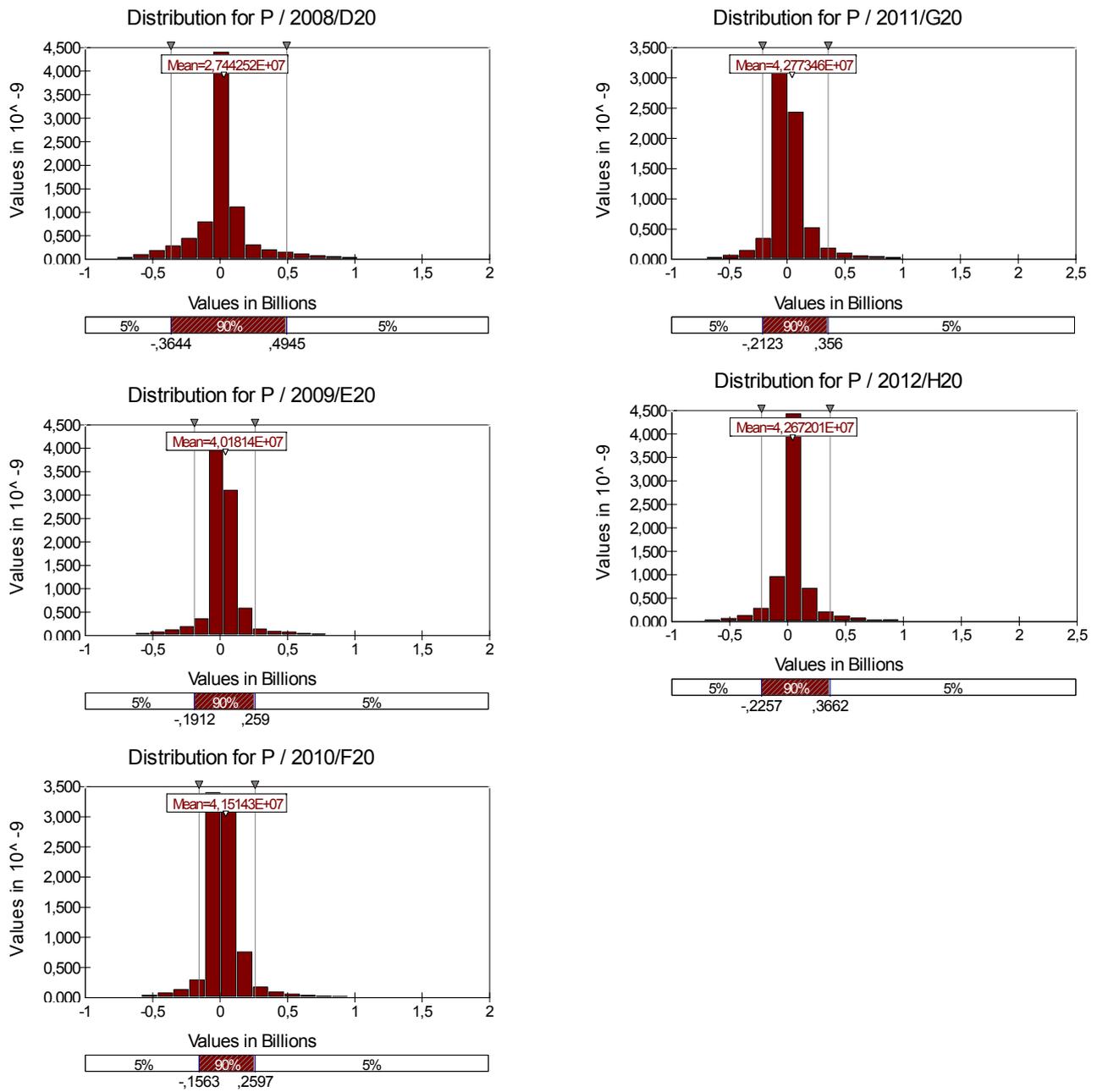


Figura 7.12 – Visão geral das distribuições de probabilidade do total de penalidade por ano

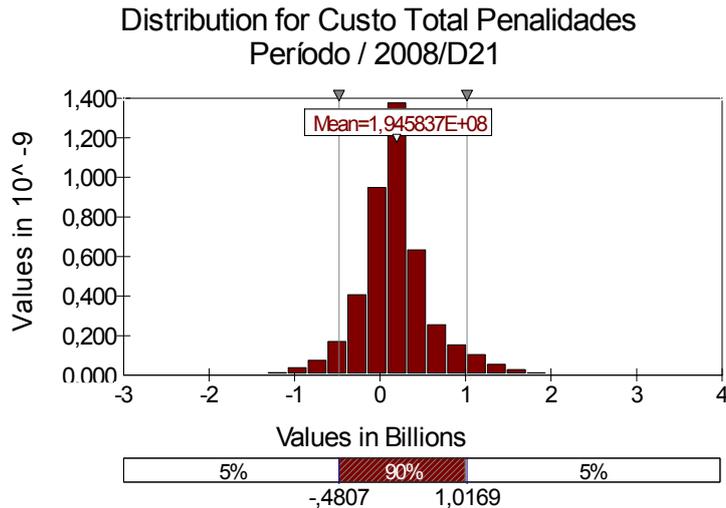


Figura 7.13 – Distribuição do total de penalidade para todo o período de 2008 a 2012

Tabela 7.12 – Estatísticas Descritivas da Distribuição do Custo de Penalidade para todo o período de 2008 a 2012

Estatística	Valor
Mínimo	-2.006.224.640
Máximo	3.119.016.448
Média	194.583.682
Desvio Padrão	445.350.745
Skewness (Assimetria)	0,6605
Curtose	6,3683
Mediana	166.864.992
Percentil 90%	712.214.336
Percentil 95%	1.016.927.360

Um deslocamento da distribuição para a esquerda significa que ela está se dirigindo para valores mais negativos em relação ao ano anterior, o que indica a possibilidade de ganhos. Nos gráficos de distribuição acima (figs. 7.7 a 7.11), esse fato praticamente não ocorre.

A distribuição para o período total (fig. 7.13) é uma função simétrica, em torno de aproximadamente R\$ 194 milhões. Neste caso, a distribuição está concentrada num valor médio, ainda que haja alguma compensação entre perdas e ganhos.

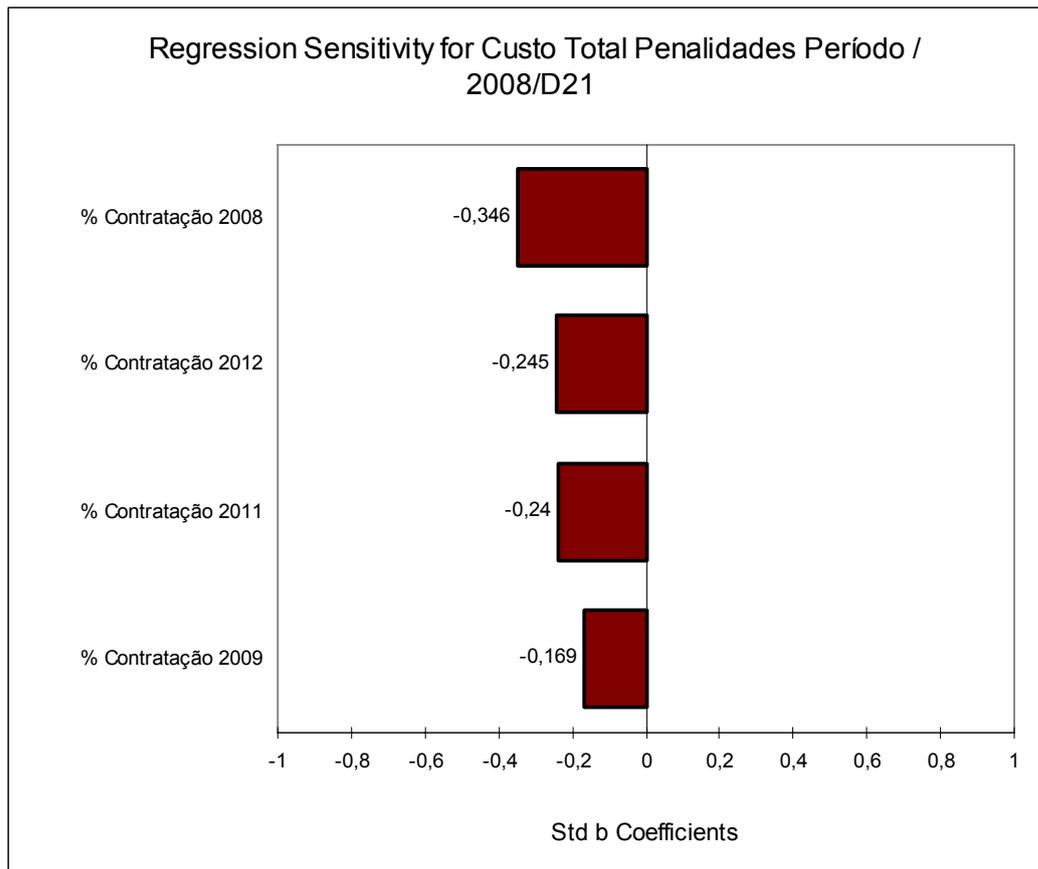


Figura 7.14 Análise de sensibilidade da função penalidade para todo o período de 2008 a 2012

A análise de sensibilidade da distribuição de probabilidade do custo total de penalidades para o período 2008 a 2012 demonstra importantes entendimentos. As variáveis de entrada com mais relevância para obter o total de despesa com as penalidades são os percentuais de contratação, começando pelo percentual de 2008 como mais significativo, seguido pelos de 2012, 2011 e 2009 em ordem de influência. Como os valores negativos representam um efeito inverso de variação, tem-se que, quanto maior o percentual de contratação, menor serão os riscos com as penalidades de subcontratação.

Esse fato corrobora o que foi sugerido como estratégia de contratação a partir dos resultados dos processos de otimização realizados no item 7.2, onde foram sugeridos, para os anos em análise, percentuais de contratação acima do consumo estimado (ver tabela 7.6), ficando então esta alternativa de otimização pela minimização das penalidades bem coerente com os valores encontrados na otimização.

7.5. Perdas elétricas do sistema de distribuição

É reconhecido que a concessionária distribuidora não possui controle sobre os custos da Parcela A¹⁷, embora se possa admitir que ela possua certa capacidade para negociar os preços de compra de energia elétrica, dadas as condições e restrições determinadas pela legislação vigente. No entanto, é válido afirmar que a concessionária possui uma forte capacidade de gestão sobre as perdas de energia elétrica, que influem na quantidade de energia elétrica comprada. Essas quantidades correspondem à soma das vendas da distribuidora com as perdas incorridas nas atividades desenvolvidas para fazer chegar a energia elétrica desde os pontos de produção até os pontos de consumo.

Para a distribuidora definir os valores a serem contratados nos leilões de energia é preciso obter, através de estudos e previsões, o montante aproximado que será consumido pelo seu mercado cativo. No capítulo 4, por meio de técnica de modelagem de previsão, estimou-se, para o período analisado, o consumo de energia do mercado cativo de uma distribuidora, e posteriormente aplicaram-se esses valores no modelo de simulação e otimização de contratação de energia. Realizado o processo de otimização, têm-se os valores sugeridos de contratação, no entanto, não é correto praticar diretamente esses valores. Isto porque a previsão foi feita utilizando a série de consumo faturado de energia, não contemplando, até então, o valor referente às perdas elétricas do sistema de distribuição. Estas perdas também devem ser inseridas no total de energia a ser adquirida visando à correta formação da carteira de contratos, logo, um montante de energia maior deverá ser adquirido para compensar as perdas ocorridas. É importante ressaltar que a estratégia de contratação não sofre alterações, pois, neste estudo, será considerado um percentual de perdas sobre o valor estimado inicialmente para contratação em cada ano, como se fosse um fator multiplicativo que alterasse proporcionalmente todos os valores finais.

Segundo definição da Resolução nº 166 de 10 de outubro de 2005, as perdas elétricas do sistema de distribuição são compostas por:

¹⁷ Inclui os denominados custos “não-gerenciáveis” da concessionária, isto é, custos cujos montantes e variação não são administrados pela concessionária. Tais custos referem-se à compra de energia elétrica, encargos tarifários e custo com transporte de energia.

- **perdas na Rede Básica:** correspondentes às perdas nos sistemas de transmissão, apuradas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE;
- **perdas técnicas:** correspondentes às perdas no transporte da energia nas redes de distribuição e transmissão; e
- **perdas não técnicas:** correspondentes à parcela de energia consumida e não faturada por concessionária de distribuição, devido a irregularidades no cadastro de consumidores, na medição e nas instalações de consumo. São definidas como a diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas.

Esse último tipo de perda está diretamente associado à gestão comercial da concessionária distribuidora.

Para formação de tarifas de energia, no que se refere à parte dos custos com compra de energia, o Regulador determina, para cada ano de um período tarifário, o nível máximo de perdas a serem admitidas sobre as quantidades de energia que a distribuidora prevê fornecer para atender seu mercado. Essa determinação pode ser feita mediante a fixação de um valor único para todo o período tarifário ou mediante a definição de uma “trajetória” ou curva decrescente (Resolução ANEEL nº 234/2006). Com o valor “regulatório” de perdas determinado dessa forma adicionado ao valor das perdas de energia na rede básica, se calcula o montante de energia a ser considerado no cálculo das tarifas da concessionária.

Para este estudo, conforme mencionado mais acima, não será considerada uma trajetória de perdas durante o período, mas sim um valor médio, considerado no processo de reajuste tarifário de 2007 da empresa em análise (Fontes: Resolução ANEEL nº 563/2007 e Nota Técnica nº 288/2007). Um tratamento mais específico para a determinação das perdas pode ser encarado com uma possível continuação e aperfeiçoamento para trabalhos futuros.

Para um melhor entendimento temos as seguintes equações, com seus componentes expressos em MWh:

$$\text{Perdas na Distribuição} = \text{Perdas Técnicas} + \text{Perdas Comerciais} \quad (7-6)$$

$$\text{Energia Injetada} - \text{Energia Fornecida} = \text{Perdas na Distribuição} \quad (7-7)$$

$$\text{Perdas Comerciais} = \text{Energia Injetada} - \text{Energia Fornecida} - \text{Perdas Técnicas} \quad (7-8)$$

A Energia Injetada é o referencial para cálculo dos valores percentuais das Perdas de Energia na Distribuição, conforme segue:

$$\text{Energia Injetada} = \text{cativo} + \text{livres} + \text{perdas distribuição} \quad (7-9)$$

$$\text{Perdas na Distribuição (\%)} = \frac{\text{Perdas na Distribuição (MWh)}}{\text{Energia Injetada (MWh)}} \times 100 \quad (7-10)$$

$$\text{Perdas Técnicas (\%)} = \frac{\text{Perdas Técnicas (MWh)}}{\text{Energia Injetada (MWh)}} \times 100 \quad (7-11)$$

$$\text{Perdas Comerciais (\%)} = \frac{\text{Perdas Comerciais (MWh)}}{\text{Energia Injetada (MWh)}} \times 100 \quad (7-12)$$

$$\text{Perdas na Distribuição (\%)} = \text{Perdas Técnicas (\%)} + \text{Perdas Comerciais (\%)} \quad (7-13)$$

Obtida a carteira de contratos da empresa de distribuição de energia elétrica através do modelo otimização, aplica-se o percentual médio de perdas identificado no caso em análise, resultando então nos valores finais (em MWh) a serem praticados na contratação de energia nos leilões do ambiente regulado.

Os requisitos de energia elétrica da Distribuidora em análise (Light SESA) para atendimento ao seu mercado de referência em 2007 foi de 23.271.218 MWh, formado por 17.938.247 MWh¹⁸ para atendimento ao mercado cativo e 5.332.971 MWh para cobertura das perdas de energia elétrica, sendo 15,61% de perdas na rede de distribuição (calculada sobre a energia injetada) e 2,45% de perdas na Rede Básica (incide sobre o mercado de fornecimento e suprimento e sobre as perdas na rede de distribuição) (Fontes: Resolução ANEEL nº 563/2007 e Nota Técnica nº 288/2007). Com isso, define-se o percentual a ser acrescido ao valor do montante de contratação referente ao consumo para se obter então a energia requerida (energia total a ser contratada que inclui consumo e perdas), conforme cálculo abaixo:

$$\text{Perdas de energia elétrica / Mercado cativo} = 5.332.971 / 17.938.247 = 29,7\%$$

¹⁸ Valor um pouco diferente do consumo faturado (GWh) de 2007 (18.263 GWh – Tabela 4.27), pois um é referente ao ano civil 2007 (jan-dez), enquanto o outro acima é referente ao ano tarifário 2007 da Light (nov-out).

Definido-se a otimização nº 5 para estratégia de compras da distribuidora, o valor utilizado como valor a ser contratado, por exemplo, para o montante de 2008, seria obtido da seguinte forma:

% contratação 2008 = 102,5%

GWh 2008 mercado cativo previsto = 18.243

GWh 2008 total a contratar sem perdas = % contr. 2008 x merc. cat. prev. 2008

GWh 2008 total a contratar sem perdas = 1,025 x 18.243 = 18.699

% perdas = 29,7%

GWh 2008 total a contratar com perdas = mont. sem perdas x (1+%Perdas)

GWh 2008 total a contratar com perdas = 18.699 x (1 + 0,297) = **24.252**

A tabela 7.13 abaixo apresenta os valores dos montantes a serem contratados pela distribuidora em análise, incluindo a parcela referente às perdas elétricas:

Tabela 7.13 – Energia a ser contratada para atendimento do mercado cativo da distribuidora com parcela de perdas elétricas embutida

ANO	% contratação definido	Mercado Estimado GWh	% Perdas	Energia Req. GWh
2008	102,5%	18.243	29,7%	24.252
2009	102,5%	18.330	29,7%	24.368
2010	102,5%	18.475	29,7%	24.561
2011	103,2%	18.633	29,7%	24.941
2012	102,5%	18.797	29,7%	24.990

Esse procedimento de inclusão das perdas deve ser feito sempre quando definido a carteira de contratos pelo modelo de otimização desenvolvido neste estudo.

7.6. Fluxograma geral

De forma a passar uma visão geral da metodologia desenvolvida, temos a seguir um Fluxograma Geral que mostra o passo a passo desta dissertação. A idéia e mencionar todas as técnicas e procedimentos utilizados.

METODOLOGIA DE OTIMIZAÇÃO DA CONTRATAÇÃO EM LEILÕES DE ENERGIA PARA DISTRIBUIDORES

DISTRIBUIDORA "X": Quanto de energia contratar para atender seu mercado em um horizonte de 5 anos?

1ª ETAPA: Previsão do consumo 5 anos à frente

Estimar um cenário futuro do montante de energia a ser consumido pelo mercado da distribuidora para auxiliar na orientação da formação da carteira de contratos

Dados utilizados:

- Séries históricas de consumo mensal por classe de consumo (Variáveis Dependentes)
- Séries históricas de variáveis que podem vir a explicar o comportamento do consumo de energia (Variáveis Causais: Ex. temperatura e economia)

Desenvolvimento dos Modelos de Previsão por classe
Software *Forecast Pro* => Método Regressão Dinâmica

Análise dos modelos e de suas estatísticas de desempenho: quando Ok continua...

Modelos de previsão definidos => VALORES ESTIMADOS DE CONSUMO PARA 5 ANOS A FRENTE!!

2ª ETAPA: Simulação do PLD méd anual

Significante fator do ambiente de comercialização, nesta etapa o objetivo é obter as séries de PLDs projetados e observar suas distrib. de probabilidade

Estimação dos fatores sazonais

Importante para amenizar o perfil sazonal distorcido dos CMOs estimados

Obtenção das séries mensais de CMOs projetados – Horizonte 5 anos

Programa *Newave* – com *deck* padrão da CCEE

Aplicação dos fatores sazonais como pesos mensais
Determinação das séries de PLDs méd anuais

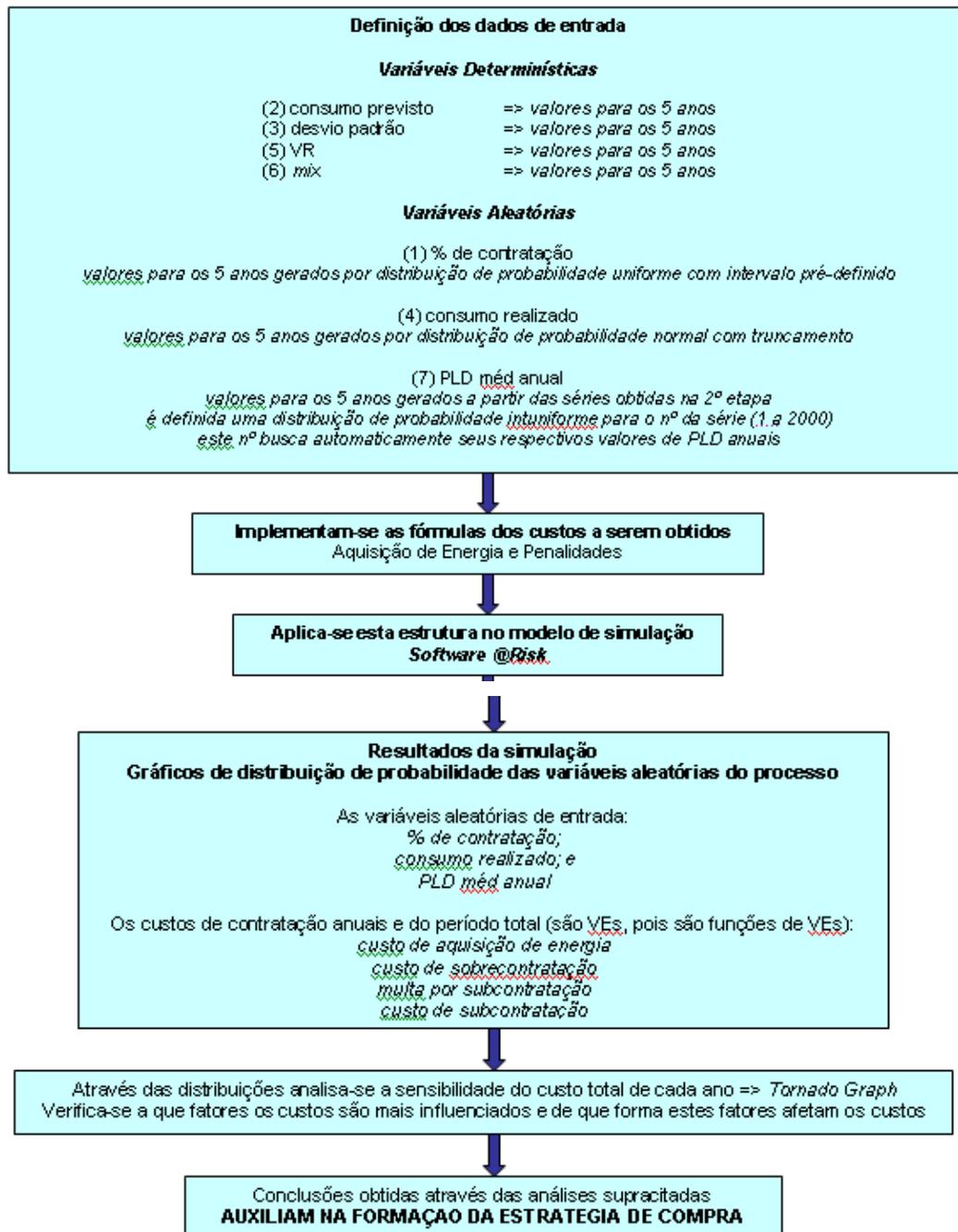
Reamostragem das séries de PLDs méd anuais

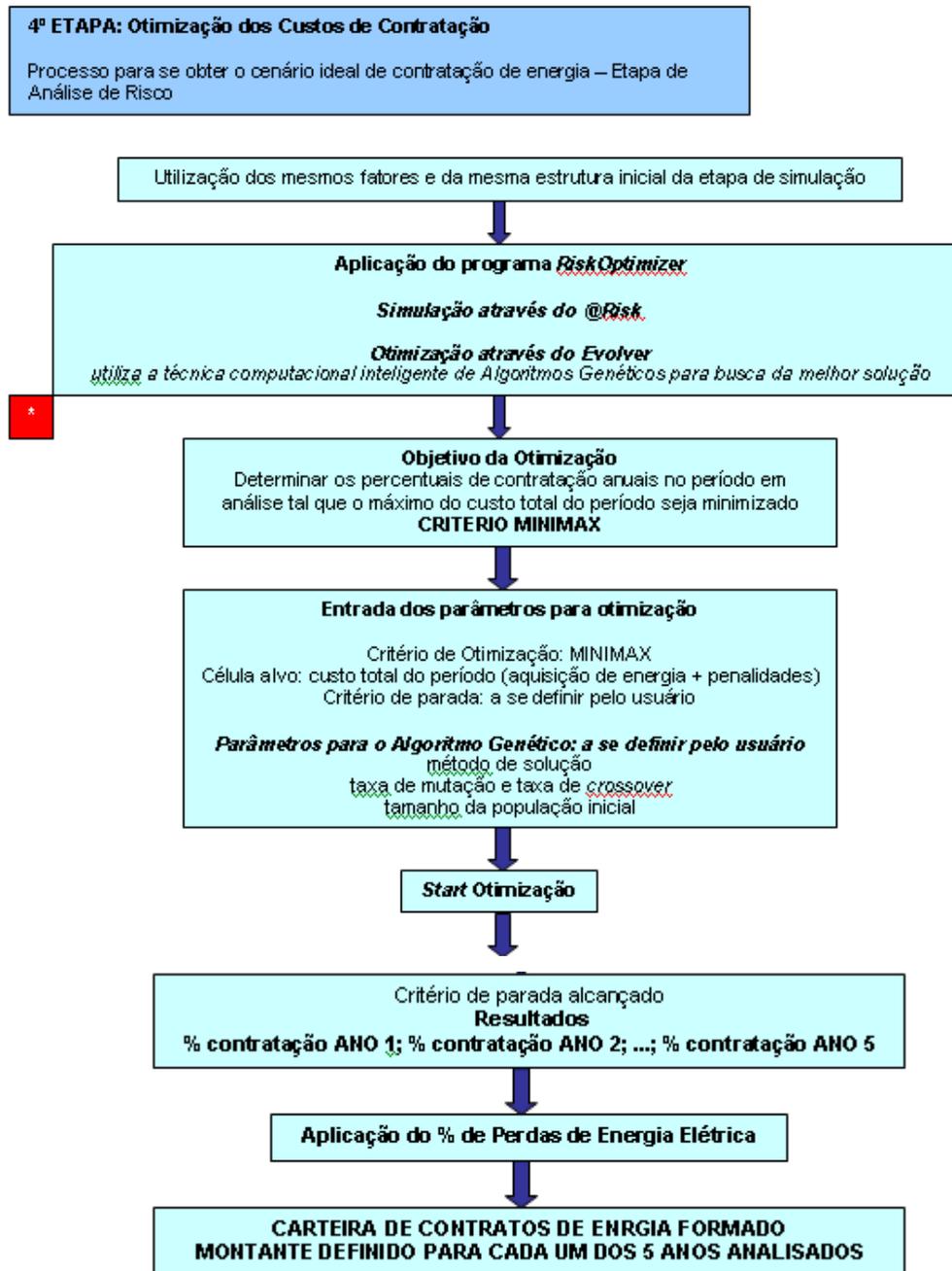
Software *@Risk*

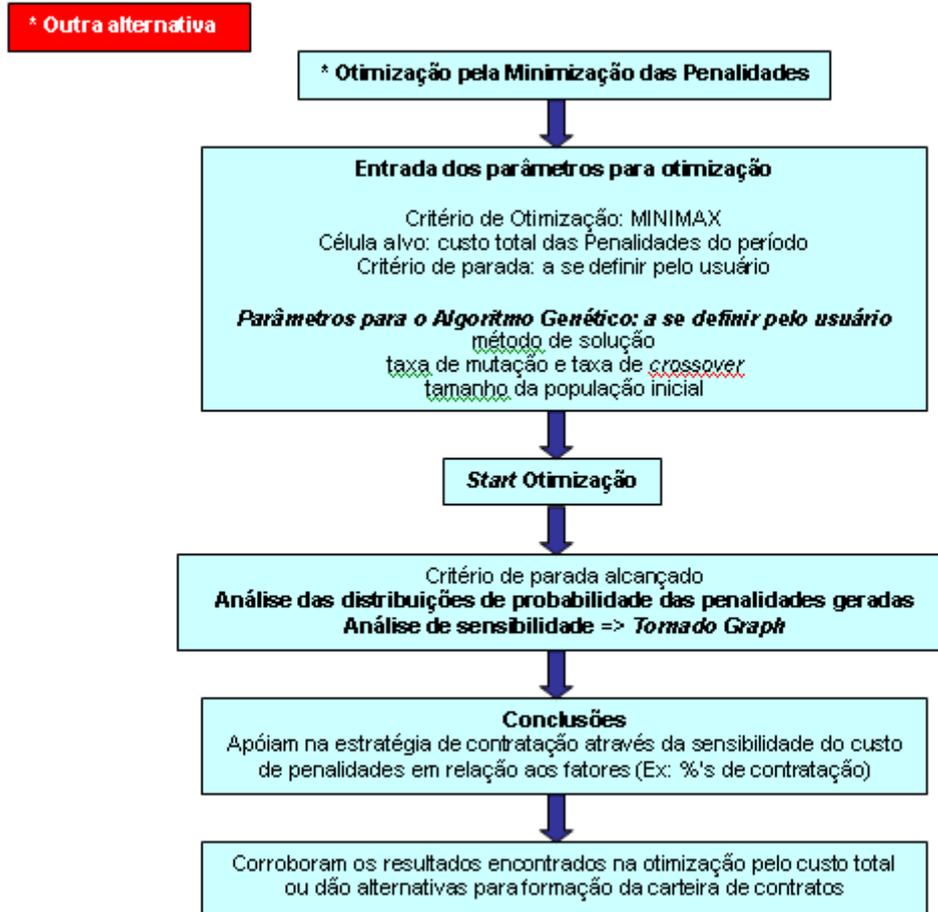
Intenção de identificar a forma da distribuição de probabilidade desta variável e tirar conclusões

3ª ETAPA: Simulação dos Custos de Contratação

Objetivo de identificar a sensibilidade do custo total de contratação em relação aos fatores que o formam – Etapa de Análise de Risco







8 Conclusões

As Leis nº 10.847/04 e nº 10.848/04 lançaram as bases de um novo ordenamento institucional para o setor elétrico brasileiro. Esse novo modelo institucional do setor elétrico teve como foco principal a criação de uma estrutura e marco regulatório que possam atrair o investimento privado e garantir a expansão da oferta e do transporte de energia elétrica, aliada à busca pela modicidade tarifária. A principal mudança na área de comercialização de energia foi a centralização das aquisições. O Decreto nº 5.163/04 estabelece basicamente as regras desse novo modelo na área de comercialização de energia elétrica dando suas diretrizes principais. O modelo de comercialização segmenta o setor em dois ambientes: Ambiente de Contratação Regulada (ACR), que abrange o mercado cativo, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), que representa a parcela do consumo dos consumidores livres.

A fim de atender a premissa da modicidade tarifária, a forma de contratação de energia no ACR é basicamente através de leilões regulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e executados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Sendo assim, a única forma das distribuidoras garantirem o atendimento à totalidade de seu mercado cativo é mediante contratação regulada.

Diante deste fato, as distribuidoras procuram se adequar às regras vigentes, de forma a garantir o suprimento de seus clientes e, em paralelo, otimizar suas estratégias de contratação. O objetivo da distribuidora passou a ser não comprometer seu equilíbrio econômico-financeiro, devido a contratos sub ou sobre dimensionados, o que acarretaria a prejuízos financeiros, em forma de multas, compra a preços maiores no mercado de curto prazo (sem repasse integral) ou perdas por repasse de custos inferiores ao da aquisição.

Este trabalho buscou desenvolver uma metodologia que auxilia na tomada de decisão do agente de distribuição, diante desse ambiente de riscos, visando a garantir uma correta aquisição de energia em leilões, que contemple o atendimento completo de seu mercado cativo num período pré-definido e, além disso, minimize as penalizações previstas.

Diversas técnicas foram empregadas no desenvolvimento desta metodologia, que tem como uma característica positiva o envolvimento de várias áreas de atuação e pesquisa, o que refletiu uma maior complexidade para a execução da dissertação. As principais áreas envolvidas foram: 1) comercialização de energia elétrica, onde se incluem os tipos de leilões e regras de comercialização; 2) legislação do setor elétrico, onde importantes resoluções sustentaram a implementação de cada etapa; 3) econometria e estatística, no envolvimento de métodos de previsão com séries temporais e na análise de distribuições de probabilidade; 4) inteligência computacional, com o uso da técnica de algoritmos genéticos na etapa de otimização; e por fim 5) análise de riscos, através das simulações e otimizações que, diante de fatores de incerteza, buscaram a melhor solução dentro de muitos cenários possíveis.

Ferramentas computacionais foram imprescindíveis para a realização deste estudo, vale destacar o *Software FPW*, que, a partir de séries históricas de consumo e de fatores considerados como variáveis explicativas, desenvolveu os modelos de previsão através do método de regressão dinâmica. Outro programa aplicado foi o *Newave*, desenvolvido pelo CEPEL, e que foi utilizado, nesta metodologia, para projeção dos Custos Marginais de Operação do sistema, conseqüentemente projeção dos Preços de Liquidação de Diferenças. Não tão menos importante, os programas de análise de riscos da *Palisade Corporation* foram fundamentais para realização das simulações de cenários, por meio do *software @Risk*, e para realização das otimizações, com o *RiskOptimizer*, que, na busca da melhor solução, tem o suporte do programa *Evolver*, que aplica a técnica de algoritmos genéticos.

A metodologia se iniciou com o desenvolvimento de modelos de previsão do consumo de energia elétrica. Um ineditismo nesta fase está relacionado ao fato de se gerar modelos de previsão por classes de consumo, além da separação por nível de tensão de determinadas. Classes estas com maior representação no consumo de energia de uma distribuidora: Residencial, Comercial e Industrial.

Foram utilizadas séries mensais, possibilitando assim uma melhor modelagem de previsão, visto que séries anuais implicariam em menor quantidade de dados, o que não é preferencial num processo de previsão a partir de dados históricos. Quanto ao período a ser estimado – 5 anos – ressalta-se que é um horizonte de médio prazo, o que significa necessidade de maior cautela na previsão. A estimação das variáveis causais selecionadas, por exemplo, não é uma tarefa tão simples, logo, a análise deve ser bem apurada,

com o intuito de não gerar modelos muito distorcidos, mantendo um nível de precisão aceitável.

A modelagem através do método de regressão dinâmica se mostrou satisfatório e foi importante, pois possibilitou a inclusão de fatores externos ao consumo de energia elétrica, que ajudam a explicar o comportamento passado e futuro da variável dependente. Os modelos de regressão dinâmica relacionam a implicação das variáveis causais e a dinâmica das séries temporais, logo, este processo de modelagem ampliou a atuação do método de regressão.

A escolha das variáveis explicativas testadas no processo de previsão foi feita de maneira coerente, visando a refletir variáveis *proxy*, isto é, fatores que influenciam no comportamento da variável principal. No caso do consumo de energia, fatores como temperatura e índices econômicos são relevantes para o modelo de previsão. Outro ponto que vale ser mencionado foi a possibilidade de inserir no processo de previsão, as variáveis de intervenção, conhecidas como variáveis *dummy*. No caso da previsão de consumo, eventos pontuais, como o racionamento, puderam ser considerados.

O fato do período de algumas séries de variáveis explicativas não coincidir com o período disponível para a série de consumo (1990-2007), trouxe a possibilidade de se analisar e comparar modelos diferentes. Por fim, definiu-se o modelo final pela análise das estatísticas de desempenho MAPE, R^2 ajustado e GMRE. A estratégia de análise dos erros *in-sample* e *out-of-sample* que consiste em “guardar” parte dos dados para testar o poder de generalização do modelo, auxiliou nas escolhas, pois, de uma forma mais ilustrativa, foi possível avaliar a relação entre valores previstos e valores já realizados.

Para os clientes industriais de alta tensão, não se formou um modelo de previsão específico, o que não tira a credibilidade das projeções consideradas, cujo procedimento consiste na interação junto aos clientes e às áreas de mercado de alta tensão das distribuidoras. Alguns pontos baseiam esse processo, como exemplo: quantidade de clientes pequena, rotina de consumo já padronizada em sua maioria, e planejamento informado quando da expansão ou redução relevante da produção, bem como migração para o mercado livre. No âmbito geral, as projeções foram satisfatórias para o objetivo deste trabalho, e refletem um cenário conservador.

A maior dificuldade nesta etapa é, sem dúvida, a obtenção das séries históricas, ação que requer pesquisa em fontes públicas de credibilidade. A busca de alguns dados da concessionária também é bem complexa, caso a metodologia seja aplicada por alguém não vinculado a mesma. Além disso, o

período histórico deve ser suficientemente grande e a série precisa ter valores coerentes sem muitos erros ou dados faltantes.

No caso analisado, os modelos apresentaram bom desempenho preditivo (MAPE baixo e R2 alto). Apresentaram ainda um bom poder de generalização (erro *out-of-sample* próximo ao erro *in-sample*). Exceções foram os modelos para as classes Industrial MT, Rural e Serviços Públicos (TEL e AES), que apresentaram um poder de explicação um pouco menor do que os dos outros setores, e o modelo Industrial BT, que apresentou dificuldade de generalização. Como era esperado, *samples* diferentes geram estruturas de modelos diferentes. Das variáveis de temperatura, a que melhor se ajustou foi a Temperatura Média Mínima na Região Metropolitana do RJ (TMRM), mas a Temperatura Média (TM) também está presente em alguns modelos, isto é coerente visto que, por exemplo, a área de concessão da distribuidora possui temperaturas elevadas, o que leva a alterações no consumo, principalmente pelo uso de aparelhos de ar-condicionado. Outra variável freqüente nos modelos é o Rendimento Médio Real do Pessoal Ocupado na Região Metropolitana do Rio de Janeiro (RMPOC). Das variáveis *proxy* das características de faturamento da Light, uma variável que se ajustou bem aos modelos foi o Número de dias de faturamento (NDFAT e NDFBT). O número de contas faturadas e a tarifa média cobrada aparecem também em alguns modelos. Das variáveis de atividade econômica, destacam-se algumas como o Índice de Emprego na Indústria Fluminense (IEI) e Índice da Produção Física da Indústria de Transformação (PFIT). Em todos os modelos é possível visualizar também a existência de dinâmica (estruturas de defasagem), tanto da variável dependente (energia faturada) quanto das variáveis independentes (variáveis causais). Por fim, em quase todos os modelos é possível observar a existência de variáveis de intervenção (como para o Racionamento e Pós-acionamento).

Os resultados dos valores futuros, gerados pelos modelos de previsão, foram bem aceitáveis, refletindo um crescimento discreto, o que parece ser mais próximo da realidade, visto as evoluções históricas recentes similares. Além disso, se trata de uma distribuidora com mercado saturado, sem expectativas de grande elevação de consumo ou surgimento de muitos novos clientes.

A fase seguinte foi a de simulação dos valores do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). Sem dúvida este fator é um dos mais relevantes na análise riscos para contratação de energia, principalmente por ser um valor muito volátil, diretamente ligado às condições do sistema elétrico e que reflete o custo

marginal de operação do sistema. O PLD influencia fortemente os custos das penalizações sofridas pelos agentes devido à contratação não adequada.

Nesta fase, o procedimento de estimação dos fatores sazonais pode ser destacado. Esses fatores são importantes para amenizar as distorções identificadas entre os perfis sazonais das afluências e dos PLDs projetados.

Em seguida, tivemos a obtenção dos CMOs projetados através do *Newave*, que proporcionou a possibilidade de se trabalhar com uma gama imensa de cenários possíveis, pois disponibiliza 2000 séries de CMOs para um período de 60 meses. Com a aplicação dos fatores sazonais sobre os PLDs mensais (CMOs restritos), foram definidos os PLDs médios anuais, que, em etapas posteriores, são utilizados na formação dos custos. A variedade de cenários do PLD médio anual é fundamental para as etapas de simulação e otimização de custos.

Por fim, foi realizada a reamostragem das séries de PLD através de simulação no programa *@Risk*. Este procedimento gerou as distribuições de probabilidade dos PLDs anuais e veio confirmar a grande variabilidade que os mesmos apresentam. Considerá-los como variáveis fixas nas simulações e também nas otimizações de custos poderia esconder um componente de risco importante. É necessário ressaltar que não foi definida nenhuma proposição sobre a distribuição de probabilidade do PLD, o que implica a realização da reamostragem, obtendo por fim a distribuição de probabilidade empírica desse componente.

No caso analisado, observou-se uma assimetria existente nas distribuições de probabilidade, além da ocorrência de alguns valores extremos. Em alguns anos, as distribuições apresentam uma característica bimodal. É muito perceptível o aparecimento de altos valores, com destaque para o ano de 2008. Isso reflete a recente alta dos PLDs, causada principalmente pelas condições de escassez do sistema, sinalizando inclusive riscos de racionamento de energia.

Na etapa de simulação dos custos de contratação foi possível, considerando as incertezas pertinentes ao processo, identificar a sensibilidade do custo total em relação aos fatores que o formam. A estrutura de simulação incorporou todos os fatores que têm correlação com os custos de contratação, tanto na compra de energia, como nas penalidades aplicadas. Este modelo foi implementado no *@Risk* e então foram feitas as simulações de diversos cenários, possibilitando avaliar o comportamento e a influência de todas as variáveis aleatórias do modelo, tanto os dados de entrada como as saídas geradas.

Conforme visto, o modelo considerou 7 variáveis diferentes, sendo 4 determinísticas e 3 aleatórias, no entanto, como o período analisado é de 5 anos, o total de variáveis é de 35.

As variáveis determinísticas são: consumo previsto, desvio padrão, valor anual de referência e o *mix* da empresa. Para cada uma dessas variáveis foram definidos valores fixos. Os consumos previstos para os 5 anos são obtidos na etapa de previsão e nesta mesma etapa são obtidos, através do modelo de previsão, os desvios padrões. O valor anual de referência é definido por meio de resoluções, mas não contemplam 5 anos à frente, logo, projeções foram feitas para essa variável. Na metodologia proposta, a atualização do VR pelo IPCA se mostra coerente em comparação a possíveis incertezas, caso fossem projetados valores de forma não tão criteriosa. Os valores do *Mix* são definidos para o período analisado a partir da carteira de contratos de energia existente da distribuidora, obtendo-se um valor referencial para os anos em questão.

Já as variáveis aleatórias são: percentual de contratação, consumo realizado e o PLD médio anual. Estas variáveis são consideradas no modelo por meio da definição de distribuições de probabilidade, a fim de se tornar possível a simulação de diversos valores prováveis. Para o percentual de contratação foi proposta uma distribuição uniforme, com um intervalo definido, visto que já está presumido que valores extremos não seriam considerados. Para o consumo realizado foi definida uma distribuição normal, com parâmetros associados ao consumo estimado, mantendo a coerência de que a realidade não será tão distorcida em relação ao previsto. Ainda com esta visão é considerado um truncamento de seus possíveis valores em função do consumo previsto, também como forma de se evitar valores extremamente diferentes. Ao tornar admissíveis apenas valores acima do limite escolhido em função do valor original estimado, feito através deste truncamento, se teve como consequência a inserção no modelo de um viés “de alta”, o que atinge uma meta já esperada, pois exclui uma parte maior da distribuição. No caso do PLD médio anual, a forma de se trabalhar com seus possíveis valores foi bem prática, alternando apenas o número da série do PLD através de uma distribuição inteira uniforme, que, na simulação, busca automaticamente os respectivos valores para cada ano. Este procedimento se deve ao fato de não ser possível definir previamente o tipo de distribuição de probabilidade deste componente.

Por fim, as fórmulas da aquisição de energia e das penalidades foram incluídas no modelo gerando então os custos totais a serem analisados.

No caso estudado, se obteve inicialmente uma análise das distribuições de probabilidade do consumo realizado. Em 2008, mesmo com a realização do truncamento supracitado, observou-se que a distribuição resultante é essencialmente uma distribuição normal. No entanto, para as distribuições de probabilidade do consumo realizado nos anos posteriores, principalmente para 2011 e 2012, a influência do truncamento é bem mais perceptível.

Em relação à análise dos custos totais por ano, observou-se que a distribuição do custo simulado para 2008 apresentou uma assimetria considerável, seguramente refletindo a assimetria também identificada na distribuição do PLD médio no ano de 2008. Ainda em 2008, verificou-se pela análise de sensibilidade que as variáveis com maior influência no custo são: o consumo realizado e o percentual de contratação, este último de maneira inversa, ou seja, quanto maior o percentual, menor o custo. Isto se deve aos valores mais elevados observados nos PLDs de 2008, o que tende a modificar a estratégia de minimização de custos. Fica evidente que, com PLDs supostos tão altos, é mais interessante e menos custoso sobrecontratar do que arriscar qualquer nível de subcontratação, até mesmo um nível mínimo. Nos outros anos, as principais variáveis também foram o percentual de contratação e o consumo realizado para o mesmo ano, o que sinaliza, entre outros, o peso dos gastos com a aquisição de energia no custo total.

Observando os resultados finais, pôde-se concluir que o modelo sugeriu inicialmente manter os percentuais de contratação elevados no ano de 2008 e manter os percentuais de 2009 a 2012 bem ajustados, objetivando evitar custos desnecessários.

A última etapa da metodologia proposta se refere à otimização dos custos de contratação. O objetivo desta etapa foi obter, através da análise de riscos, o cenário ideal de contratação de energia, por meio da minimização dos custos, garantindo o atendimento completo do mercado da distribuidora. O programa *RiskOptimizer* foi utilizado e se mostrou muito eficiente e adequado para o objetivo desta etapa, principalmente pela flexibilidade dada ao usuário na estruturação do modelo a ser implementado, levando em conta inclusive as incertezas presentes. Vale ressaltar que esta ferramenta usa a simulação através do *@Risk* e a otimização através do *Evolver*, que aplica a técnica de algoritmos genéticos, introduzida neste trabalho pela sua qualificação em buscar soluções em problemas complexos.

Num primeiro momento o objetivo foi a minimização do custo total de contratação (aquisição de energia + penalidades) do período em análise. Este

custo foi definido como a *target cell* do modelo. O critério MINIMAX foi o definido como critério de otimização. Em teoria da decisão, minimax é um método para minimizar a perda máxima possível, por isso foi adequada a sua escolha, visto que o objetivo nesta otimização foi definir os percentuais de contratação para cada ano do período em análise, de forma que o máximo do custo total desse período fosse minimizado.

Parte da parametrização desta etapa não possui valores pré-estabelecidos. São testados critérios e valores de forma empírica, no entanto, os dados são escolhidos inicialmente com certa coerência de acordo com práticas usuais. Dentre esses parâmetros está o critério de parada. Inúmeros critérios podem ser aplicados, e de acordo com os resultados finais são definidos os melhores. Outros parâmetros que dependem da sensibilidade do usuário são os parâmetros dos algoritmos genéticos. Também não é possível definir valores exatos, no entanto algumas recomendações puderam auxiliar para melhores resultados, como considerar taxas de *crossover* em torno de 60 a 80% e taxas de mutação na faixa de 1%.

No caso estudado, as otimizações desenvolvidas procuraram considerar critérios de parada diferenciados a fim de se verificar a variabilidade dos resultados. Como os resultados não foram tão diferentes entre si, a otimização mais adequada poderá ser a que possui critério de parada com tempo de duração baixo. Na parte dos algoritmos genéticos o método de solução definido foi o *Recipe*. Neste método, as variáveis podem ser ajustadas independentemente umas das outras e a restrição é apenas do domínio (mín, máx). O método está condizente para o tipo de problema analisado. As taxas de *crossover* estão na ordem de grandeza sugerida como mais coerente, já as taxas de mutação, no entanto, tiveram os melhores resultados, com valores próximos a 6%, um pouco superior ao limite sugerido de 1%, o que de maneira alguma inviabiliza os resultados visto que esses parâmetros, na prática, são obtidos de forma empírica.

Os casos apresentados de otimização do custo total orientaram a contratação de percentuais acima do consumo previsto, evitando-se assim o risco de subcontratação. Em alguns casos testados recomendam-se contratações superiores ao limite de 103%. Para o ano de 2008, estes cenários vão de acordo com o indicado nas simulações, onde foi recomendada a estratégia de aumentar o percentual de contratação para este ano. No entanto, as sugestões do processo de otimização contradizem um pouco o esperado para os anos de 2009 a 2012. De acordo com as simulações, quanto maiores os

percentuais de contratação para esses anos, maior seria o custo total, então, percentuais muito acima do consumo previsto deveriam ser evitados. Entretanto, os percentuais deste processo de otimização são superiores ao consumo estimado, logo os resultados não apresentam valores tão ajustados como havia sido orientado para estes anos.

No âmbito geral, a metodologia apresentou resultados satisfatórios visto que torna possível a inclusão de diversos fatores aleatórios, além de considerar cenários de incerteza, tornando possível obter resultados que podem orientar a distribuidora na contratação de sua carteira de contratos. Como se trata de um processo que possibilita inúmeros testes e diferentes parâmetros, resultados um pouco melhores poderiam possivelmente ser identificados.

Quanto à alternativa de otimização pela minimização das penalidades, resultados satisfatórios foram obtidos. Foi um procedimento alternativo visando à minimização das penalidades que o agente de distribuição possa vir a sofrer devido à sub ou sobrecontratação nos leilões de energia.

No caso estudado, observou-se que a componente de perda de sobrecontratação superior ao limite de 103% é, em grande parte do período analisado (2008 a 2012), um ganho, e não um dispêndio, isso porque a maior parte da distribuição, nos anos vistos, está em valores negativos. Este fato é consequência das estimativas de PLDs consideradas para este período, que estão numa faixa alta de valor, muitas vezes superior ao *Mix* da distribuidora. Neste momento, e provavelmente para os anos próximos, existe a possibilidade concreta de ganhos através da estratégia de contratos acima de 103% do consumo realizado.

A análise de sensibilidade da distribuição do custo total de penalidades para o período demonstrou importantes entendimentos. As variáveis de entrada com mais relevância para obter o total de despesa com as penalidades são os percentuais de contratação, começando pelo percentual de 2008 como mais significativo, seguido pelos de 2012, 2011 e 2009 em ordem de influência. Como os valores negativos representam um efeito inverso de variação, tem-se que, quanto maior o percentual de contratação, menor será o risco com as penalidades de subcontratação. Esse fato corrobora o que foi sugerido como estratégia de contratação a partir dos resultados dos processos de otimização do custo total, onde foram sugeridos, para os anos em análise, percentuais de contratação acima do consumo estimado. Esta alternativa de otimização pela minimização das penalidades está bem coerente com os valores encontrados no processo de otimização (valores maiores que 100%).

Com o processo de otimização tivemos os valores sugeridos de contratação, basta então, após definição da otimização mais viável, aplicar-se o valor referente às perdas elétricas do sistema de distribuição. Estas perdas devem ser inseridas no total de energia a ser adquirida visando à correta formação da carteira de contratos.

A otimização nº 5 foi definida como uma contratação viável, baseada na recomendação de se contratar valores acima do previsto. Foi aplicado o percentual de contratação sobre os consumos previstos para os respectivos anos e em seguida o percentual de perda da distribuidora em análise (29,7%), resultando então nos valores finais a serem praticados na contratação de energia (na faixa de 25.000 GWh/ano).

A metodologia por completa se mostrou uma importante ferramenta de orientação para as distribuidoras de energia elétrica e a análise do caso estudado ratificou essa conclusão, apresentado resultados aceitáveis e bastante factíveis.

A análise risco no ambiente de contratação é um assunto atual e, devido à variedade de temas que fazem parte desta área, aperfeiçoamentos e atualizações são freqüentemente praticadas. Logo, sugestões futuras serão aqui mencionadas como forma de garantir o aprimoramento e continuação do desenvolvimento deste tema.

No desenvolvimento de modelos de previsão, mais técnicas podem ser verificadas, procurando diversificar o processo, sempre buscando agregar uma precisão ainda maior aos resultados.

Os limites máximos e mínimos do PLD foram considerados iguais para todo o período. Projetar valores para os outros anos num processo bem embasado seria interessante.

A metodologia desenvolvida resulta em montantes totais a serem contratados anualmente. A estratégia poderia ser refinada, através da destinação exata dos montantes por tipo de leilões.

Outro ponto relevante seria a implementação da possibilidade de efetuar mecanismos de compensação previstos na regulamentação (Ex.: Leilão de Ajuste e MCSD), o que melhoraria o gerenciamento de riscos.

A perda de energia elétrica é um tema a ser mais apurado, no intuito de se propor, por exemplo, percentuais de perdas específicos para cada ano, através de um estudo que definisse a trajetória de perdas da empresa, considerando, entre outros pontos, a atuação da distribuidora no combate às perdas. Outro

tema importante nessa área seria a inclusão no modelo de ganhos com a eficiência energética, que influenciaria no consumo do mercado da distribuidora.

Por fim, é válido lembrar que a regulamentação é dinâmica, logo a cada nova alteração ou inclusão nas regras, torna-se importante a avaliação dos riscos e seus impactos.

9

Referências bibliográficas

Agência Nacional de Energia Elétrica – **ANEEL**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 27 dez. 2007.

Apostila de Introdução à Computação Evolucionária. **Algoritmos Genéticos: Princípios e Aplicações**. Laboratório de Inteligência Computacional Aplicada – ICA. Disponível em: <<http://www.ica.ele.puc-rio.br>>. Acesso em: 01 mar. 2008.

Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – **ABRADEE**. Disponível em: <<http://www.abradee.org.br>>. Acesso em: 12 jan. 2008.

Banco Central do Brasil – BCB. **Relatório Focus – Expectativas de Mercado**. Disponível em: <<http://www4.bcb.gov.br/?FOCUSERIES>>. Acesso em: 19 fev. 2008.

BARROS, M.; MELLO, M.F.; RODRIGUES B.D.; SOUZA, R.C. **Métodos de Apoio à Decisão Estratégica de Contratação em Leilões de Energia**. Artigo CITENEL (ANEEL) - Ampla - 2007. Paper submetido à Revista SOBRAPO.

BLICKLE, T. **Theory of Evolutionary Algorithms and Application to System Synthesis**. Dissertação de doutorado. Swiss Federal Institute of Technology. Zurique, 1996.

BOX, G.E.P.; JENKINS, G. M.; REINSEL, G.C. **Time Series Analysis Forecasting and Control** – Third Edition. New Jersey: Prentice Hall, 1994.

BRASIL. ANEEL. **Nota Técnica nº 085 de 05 de março de 2008**. Apresenta as regras de comercialização referente ao repasse do custo de sobrecontratação de energia elétrica. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/nren2008305.pdf>>. Acesso em: 23 mar. 2008.

BRASIL. ANEEL. **Nota Técnica nº 288 de 30 de outubro de 2007**. Apresenta os detalhes do Reajuste Tarifário Anual de 2007 da Light Serviços de Eletricidade S.A. - LIGHT. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/nreh2007563.pdf>>. Acesso em: 16 fev. 2008.

BRASIL. ANEEL. **Resolução ANEEL nº 264 de 13 de agosto de 1998**. Estabelece as condições para contratação de Energia Elétrica por consumidores livres. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bres1998264.pdf>>. Acesso em: 15 fev. 2008.

BRASIL. ANEEL. **Resolução Homologatória nº 477 de 12 de junho de 2007**. Homologa o Valor Anual de Referência - VR para os anos de 2008 e 2009. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh2007477.pdf>>. Acesso em: 09 fev. 2008.

BRASIL. ANEEL. **Resolução Homologatória nº 550 de 09 de outubro de 2007**. Altera o art. 1º da Resolução Homologatória ANEEL 477/07, que

homologou o Valor Anual de Referência - VR para os anos de 2008 e 2009. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh2007550.pdf>>. Acesso em: 09 fev. 2008.

BRASIL. ANEEL. **Resolução Homologatória nº 563 de 07 de novembro de 2007**. Homologa o resultado do reajuste tarifário anual sobre as tarifas de fornecimento de energia elétrica, estabelece a receita anual referente às instalações de conexão, fixa as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição - TUSD e o valor da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE, referentes à Light Serviços de Eletricidade S.A - LIGHT. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh2007563.pdf>>. Acesso em: 16 fev. 2008.

BRASIL. ANEEL. **Resolução Normativa nº 109 de 26 de outubro de 2004**. Institui a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, estabelecendo a estrutura e a forma de funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2004109.pdf>>. Acesso em: 22 fev. 2008.

BRASIL. ANEEL. **Resolução Normativa nº 166 de 10 de outubro de 2005**. Estabelece as disposições consolidadas relativas ao cálculo da tarifa de uso dos sistemas de distribuição (TUSD) e da tarifa de energia elétrica (TE). Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2005166.pdf>>. Acesso em: 16 jan. 2008.

BRASIL. ANEEL. **Resolução Normativa nº 234 de 31 de outubro de 2006**. Estabelece os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos iniciais para realização do segundo ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2006234.pdf>>. Acesso em: 11 jan. 2008.

BRASIL. ANEEL. **Resolução Normativa nº 255 de 6 de março de 2007**. Estabelece os critérios para repasse, às tarifas do consumidor final, do custo de sobrecontratação de energia elétrica, em atendimento ao art. 38 do DEC nº 5.163/2004 e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2007255.pdf>>. Acesso em: 17 dez. 2007.

BRASIL. ANEEL. **Resolução Normativa nº 293 de 04 de dezembro de 2007**. Aprova as Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2008, de que trata a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica (REN nº 109/04) e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2007293.pdf>>. Acesso em: 03 fev. 2008.

BRASIL. ANEEL. **Resolução Normativa nº 305 de 18 de março de 2008**. Aprova as Regras de Comercialização referentes ao repasse do custo de sobrecontratação de energia elétrica e altera dispositivos da REN nº 255/2007. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2008305.pdf>>. Acesso em: 25 mar. 2008.

BRASIL. **Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004**. Regulamenta a Comercialização de Energia Elétrica e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: 04 jan. 2008.

BRASIL. **Decreto nº 5.177 de 12 de agosto de 2004**. Autoriza a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, sob a regulação e fiscalização da ANEEL, e dispõe sobre sua organização, atribuições e

funcionamento. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: 22 dez. 2007.

BRASIL. **Lei nº 10.847 de 15 de março de 2004**. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: 20 dez. 2007.

BRASIL. **Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004**. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis 5.655/71, 8.631/93, 9.074/95, 9.427/96, 9.478/97, 9.648/98, 9.991/00, 10.438/02, e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: 20 dez. 2007.

BRASIL. **Lei nº 9.074 de 07 de julho de 1995**. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: 14 fev. 2008.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia – MME. **Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico**. Brasília, 17 de dezembro de 2003. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em: 19 dez. 2007.

BUSINESS FORECAST SYSTEMS, INC. **User's manual Forecast Pro for Windows - Versão 3.00D Extended Edition**. Belmont, Massachusetts, USA, 1997 - site: www.forecastpro.com

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 12 jan. 2008.

Canal Energia. Reportagem sobre Revisão Tarifária. Disponível em: <<http://www.canalenergia.com.br>>. Acesso em: 29 dez. 2007.

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL. Grupo Eletrobrás. Disponível em: <<http://www.cepel.br>>. Acesso em: 05 fev. 2008.

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL. **Manual do Usuário do Programa Newave, Versão 13a**. Projeto Newave - Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes. CEPEL – Grupo Eletrobrás, 2007 – email: newave@cepel.br

COCHRANE, D.; ORCUTT, G.H. **Application of Least Squares Regression to Relationships Containing Autocorrelated Error Terms**. Journal of the American Statistical Association, 44, p. 32-61, 1949.

DAVIDSON, J. **Econometric Theory**. Blackwell Publishing, 2000.

DIAS, I.V.; LEITE, P.T.; AOKI, A.R.; LOURENÇO E.M.; FERNANDES, T.S.P.; COELHO, T.C.; BURATTI, R.M.; MIGUEL, F.K. **Sistema Inteligente na Gestão de Compra de Energia Elétrica para Agente de Distribuição**. Projeto de P&D ANEEL ciclo 2005/2007. COPEL & LACTEC, 2007.

DUDEWICZ, E. J.; MISHRA, S. N. **Modern Mathematical Statistics**. New York: John Wiley & Sons, 1988.

Enciclopédia On Line. **Wikipédia**. Disponível em: <<http://pt.wikipedia.org>>. Acesso em: 19 mar. 2008.

Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro – **FIRJAN**. Disponível em: <<http://www.firjan.org.br>>. Acesso em: 18 jan. 2008.

GOLDBERG, D. E. **Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning**. EUA: Addison-Wesley, 1989.

GOODRICH, R.L. **Applied Statistical Forecasting**. Belmont, Business Forecast Systems, 1989.

GUJARATI, D.N. **Basic Econometrics**. McGraw Hill, 1995.

HAMILTON, J. D. **Time Series**. Princeton, 1994.

Instituto Acende Brasil e PSR Consultoria. **Monitoramento Permanente dos Cenários de Oferta e do Risco de Racionamento**. Programa Energia Transparente, 4ª Edição, fevereiro de 2008.

Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – **IBGE**. Disponível em: <<http://www.ibge.gov.br>>. Acesso em: 10 jan. 2008.

Laboratório de Inteligência Computacional Aplicada – **ICA**. Disponível em: <<http://www.ica.ele.puc-rio.br>>. Acesso em: 17 mar. 2008.

Light Serviços de Eletricidade S.A. – LIGHT SESA. **Relatório Anual de Responsabilidade Socioambiental 2007**. Disponível em: <<http://www.light.com.br>>. Acesso em: 25 mar. 2008.

LINDEN, R. **Algoritmos Genéticos**. Brasport, isbn: 85-7452-265-1, 2006.

MICHALEWICZ, Z. **Genetic Algorithms + Data Structures = Evolution Programs**. Springer-Verlag, 1994.

MONTGOMERY, D.C.; JOHNSON, L.A. **Forecasting and Times Series Analysis**. Mc Graw-Hill Book Co.: New York, 1976.

Operador Nacional do Sistema – **ONS**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 29 jan. 2008.

PALISADE CORPORATION – **Guide to RiskOptimizer** – Simulation Optimization for Microsoft Excel – Windows Version, Release 1.0, October, 2001 – site: www.palisade.com

PALISADE CORPORATION – **Guide to Using @Risk** – version 4.5, February, 2002 – site: www.palisade.com

PESSANHA, A. J. **Estratégia de contratação de energia elétrica em leilões regulados: uma aplicação de um modelo de simulação e otimização**. Dissertação de mestrado. UFF, 2007.

PSR Consultoria. **Market Report PSR / GasEnergy – 13º Edição**. Rio de Janeiro, janeiro de 2008.

PSR Consultoria. **Market Report PSR / GasEnergy – 14º Edição**. Rio de Janeiro, fevereiro de 2008.

Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2008. **MÓDULO 1: Preço de Liquidação de Diferenças**. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 21 jan. 2008.

Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2008. **MÓDULO 2: Determinação da Geração e Consumo de Energia**. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 21 jan. 2008.

Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2008. **MÓDULO 3: Contratos**. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 21 jan. 2008.

Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2008. **MÓDULO 4: Energias Asseguradas**. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 21 jan. 2008.

Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2008. **MÓDULO 5: Excedente Financeiro**. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 22 jan. 2008.

Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2008. **MÓDULO 6: Encargos de Serviços do Sistema**. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 22 jan. 2008.

Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2008. **MÓDULO 7: Consolidação dos Resultados**. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 22 jan. 2008.

Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2008. **MÓDULO 8: Ajuste de Contabilização e Recontabilização**. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 22 jan. 2008.

Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2008. **MÓDULO de Definições e Interpretações**. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 23 jan. 2008.

Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2008. **MÓDULO de Contabilização de CCEAR por Disponibilidade**. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 23 jan. 2008.

Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2008. **MÓDULO de Liquidação**. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 24 jan. 2008.

Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2008. **MÓDULO de Penalidades**. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 24 jan. 2008.

Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2008. **MÓDULO de Governança**. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 24 jan. 2008.

SALIBY, E. **Repensando a Simulação, A Amostragem Descritiva**. Editora Atlas, 1989.

SOUZA, R.C. **Métodos Automáticos de Amortecimento Exponencial para Previsão de Séries Temporais**. Monografia GSM-10/83, DEE, PUC-Rio, 1983.

SOUZA, R.C.; ZANINI, A.; MENDES, E.L. **Sistema de Previsão de Cargas Mensais da Light**. Programa Light de Pesquisa e Desenvolvimento P&D nº 37. PUC-Rio, 2003.

SUSTERAS, G. L. **Aplicação de Algoritmos Genéticos para Previsão do Comportamento das Distribuidoras como apoio à Estratégia de Comercialização de Energia de Agentes Geradores**. Dissertação de Mestrado. Escola Politécnica, USP, 2006.

Tutorial Sobre Algoritmos Genéticos. Disponível em: <<http://www.obitko.com/tutorials/genetic-algorithms>>. Acesso em: 18 mar. 2008.

WINSTON, W. **Financial Models Using Simulation and Optimization**. Vol. I, 2nd. Edition. Palisade Corporation, 2000.

WINSTON, W. **Financial Models Using Simulation and Optimization**. Vol. II, 2nd. Edition. Palisade Corporation, 2001.

ZANINI, A. **Redes neurais e regressão dinâmica: um modelo híbrido para previsão de curto prazo da demanda de gasolina automotiva no Brasil**. Dissertação de Mestrado, PUC-RJ, 2000.

Apêndice A

Algoritmos Genéticos

A.1. Introdução aos Algoritmos Genéticos

Algoritmo genético é uma técnica de procura utilizada na ciência da computação para achar soluções aproximadas em problemas de otimização e busca (Goldberg, 1989). São algoritmos evolutivos que usam técnicas inspiradas pela biologia evolutiva como hereditariedade, mutação, seleção natural e recombinação (ou *crossover*). A figura A.1 a seguir ilustra essa definição:

ANALOGIA COM A NATUREZA		
Evolução Natural	↔	Algoritmos Genéticos
Indivíduo		Solução
Cromossoma		Representação
Reprodução Sexual		Operador Cruzamento
Mutação		Operador Mutação
População		Conjunto de Soluções
Gerações		Ciclos
Meio Ambiente		Problema

Figura A.1 – Analogia entre a Evolução Natural e os Algoritmos Genéticos

Algoritmos genéticos diferem dos algoritmos tradicionais de otimização em basicamente quatro aspectos (Goldberg, 1989):

- se baseiam em uma codificação do conjunto das soluções possíveis, e não nos parâmetros da otimização em si;
- os resultados são apresentados como uma população de soluções e não como uma solução única;
- não necessitam de nenhum conhecimento derivado do problema, apenas de uma forma de avaliação do resultado;
- usam transições probabilísticas e não regras determinísticas.

Os algoritmos genéticos são implementados em uma simulação de computador em que uma população de representações abstratas de solução é selecionada em busca de soluções melhores. A evolução geralmente se inicia a partir de um conjunto de soluções criado aleatoriamente e é realizada através de

gerações. A cada geração, a adaptação das soluções na população é avaliada, então alguns indivíduos são selecionados para a próxima geração, e são recombinados (*crossover*) e/ou modificados (mutação), formando assim uma nova população. A nova população é utilizada como entrada para a próxima iteração do algoritmo.

O indivíduo é meramente um portador do seu código genético. O código genético é uma representação do espaço de busca do problema a ser resolvido, em geral na forma de seqüências de *bits*. Por exemplo, para otimizações em problemas cujos valores de entrada são inteiros positivos de valor menor que 255 podemos usar 8 *bits*, com a representação binária normal. Problemas com múltiplas entradas podem combinar as entradas em uma única seqüência de *bits*, ou trabalhar com mais de um cromossoma, cada um representando uma das entradas. O código genético deve ser uma representação capaz de representar todo o conjunto dos valores no espaço de busca, e precisa ter tamanho finito (Goldberg, 1989, p.80).

Os Algoritmos genéticos são em geral algoritmos simples e fáceis de serem implementados. Segue abaixo na figura A.2 um trecho de *pseudo-código* descrevendo um algoritmo genético (Fonte: ICA – PUC):

```

procedure algoritmo_genético
begin
    t = 0 ; primeira geração
    inicializa P(t) ; população inicial aleatória
    avalia P(t) ; calcula f(i) p/ cada indivíduo
    while (not condição_parada) do
        begin
            t = t + 1 ; próxima geração
            seleciona P(t) de P(t-1)
            altera P(t) ; crossover e mutação
            avalia P(t) ; calcula f(i) p/ cada indivíduo
        end
    end
end

```

Figura A.2 – *Pseudo-código* para desenvolvimento de um Algoritmo Genético

A.2. Caracterização dos Algoritmos Genéticos

Podemos caracterizar os Algoritmos Genéticos através dos seguintes componentes:

1. Problema a ser otimizado
2. Representação das Soluções de Problema
3. Decodificação do Cromossoma
4. Avaliação
5. Seleção
6. Operadores Genéticos
7. Inicialização da População

A.2.1. Problema

Algoritmos Genéticos são particularmente aplicados em problemas complexos de otimização: problemas com diversos parâmetros ou características que precisam ser combinadas em busca da melhor solução; problemas com muitas restrições ou condições que não podem ser representadas matematicamente; e problemas com grandes espaços de busca.

Essa técnica tem sido aplicada a diversos problemas de otimização (Michalewicz, 1994), tais como:

- Otimização de Funções Matemáticas;
- Otimização Combinatorial;
- Otimização de Planejamento; e
- Otimização de Rotas (Caixeiro Viajante).

A.2.2. Representação

A representação das possíveis soluções do espaço de busca de um problema define a estrutura do cromossoma a ser manipulado pelo algoritmo.

A representação do cromossoma depende do tipo de problema e do que, essencialmente, se deseja manipular geneticamente. Os principais tipos de representação são:

Tabela A.1 – Representação em Algoritmos genéticos de acordo com o tipo de problema

Representação	Problemas
Binária	Numéricos, Inteiros
Números Reais	Numéricos
Permutação de Símbolos	Baseados em Ordem
Símbolos Repetidos	Grupamento

A representação binária é simples, fácil de manipular os cromossomas através dos operadores genéticos, fácil de ser transformada em inteiro ou real e, ainda, facilita a prova de alguns teoremas. Todavia, a representação por números reais (ponto flutuante) oferece melhor desempenho.

A.2.3. Decodificação

A decodificação do cromossoma consiste basicamente na construção da solução real do problema a partir do cromossoma. O processo de decodificação constrói a solução para que esta seja avaliada pelo problema. A vantagem da representação binária é a fácil transformação para inteiro ou real.

Na transformação para número real, considera-se o intervalo de valores ou comprimento contínuo do domínio (C) dos reais de tal forma que:

$$X_R = X_b \times \frac{C}{2^n - 1} + X_{\min} \quad (\text{A-1})$$

Onde: $X_R \in (X_{\min}, X_{\max})$; X_b é o inteiro correspondente ao binário; n é o número de *bits* de do cromossoma; e C é o comprimento do domínio da variável X , dado por $C = |X_{\max} - X_{\min}|$ (Para mais detalhes: ver *site* do ICA – PUC).

A.2.4. Avaliação

A função de avaliação ou função objetivo é o objeto da otimização. Pode ser um problema de otimização, um conjunto de teste para identificar os indivíduos mais aptos, ou mesmo uma "caixa preta" onde sabemos apenas o formato das entradas e nos retorna um valor que queremos otimizar. A grande vantagem dos algoritmos genéticos está no fato de não precisarmos saber como

funciona esta função objetivo, apenas tê-la disponível para ser aplicada aos indivíduos e comparar os resultados.

A avaliação é o elo entre o GA (*Genetic Algorithm*) e o mundo externo. A avaliação é feita através de uma função que melhor representa o problema e tem por objetivo fornecer uma medida de aptidão de cada indivíduo na população corrente, que irá dirigir o processo de busca. A função de avaliação é para um GA o que o meio ambiente é para seres humanos. Funções de avaliação são específicas de cada problema. Por exemplo, se a intenção for maximizar a função $f(x) = x^2$, é possível medir a aptidão de cada indivíduo utilizando essa formulação matemática (Ver figura A.3).

Indivíduo	Cromossoma	x	$f(x) = x^2$
C1	0 0 1 0 0 1	9	81
C2	0 0 0 1 0 0	4	16

Figura A.3 – Demonstração para medir a aptidão de dois indivíduos na busca de maximizar a função $f(x) = x^2$

O Indivíduo C1 é mais apto que C2.

A.2.5. Seleção

A seleção também é outra parte chave do algoritmo. O processo de seleção em algoritmos genéticos seleciona indivíduos para a reprodução. O problema é como selecionar esses cromossomas. De acordo com a teoria da evolução de Darwin, o melhor sobrevive para criar a descendência. Em geral, usa-se o algoritmo de seleção por "roleta", onde os indivíduos são ordenados de acordo com a função-objetivo e lhes são atribuídas probabilidades decrescentes de serem escolhidos. A escolha é feita então aleatoriamente de acordo com essas probabilidades. Dessa forma, conseguimos escolher como pais os mais bem adaptados, sem deixar de lado a diversidade dos menos adaptados. Outras formas de seleção podem ser aplicadas dependendo do problema a ser tratado (Goldberg, 1989, p.121).

A seleção é baseada na aptidão dos indivíduos: indivíduos mais aptos têm maior probabilidade de serem escolhidos para reprodução. Assim, se f_i é a avaliação do indivíduo i na população corrente, a probabilidade p_i do indivíduo i ser selecionado é proporcional a:

$$P_i = \frac{f_i}{\sum_{j=1}^N f_j}$$

(A-2)

Onde N é o número de indivíduos na população.

Na seleção em GA, implementada por uma roleta, cada indivíduo é representado por uma fatia proporcional a sua aptidão relativa (ver figura A.4). Evidentemente os cromossomas com maiores valores de adequação serão selecionados mais vezes.

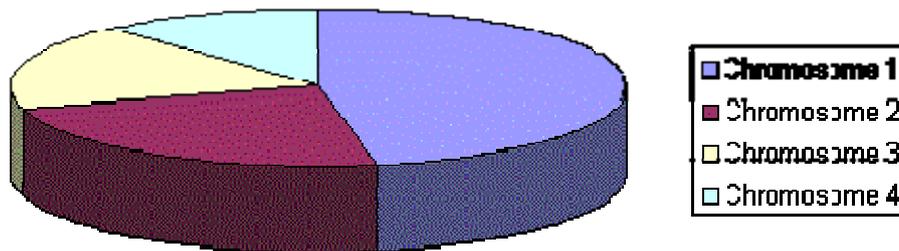


Figura A.4 – Representação da proporção da aptidão relativa a indivíduos no processo de seleção

A literatura identifica cinco principais mecanismos de seleção: proporcional, por torneios, com truncamento, por normalização linear e por normalização exponencial (Blickle, 1996).

A.2.6. Operadores Genéticos

Os operados genéticos atuam no processo de criação de novos indivíduos.

A.2.6.1. Crossover

O *crossover* é um processo que imita o processo biológico homônimo na reprodução sexuada: os descendentes recebem em seu código genético parte do código genético do pai e parte do código da mãe. O operador de *crossover* é considerado a característica fundamental dos GAs. Pares de genitores são escolhidos aleatoriamente da população, baseado na aptidão, e novos indivíduos são criados a partir da troca do material genético. Os descendentes serão diferentes de seus pais, mas com características genéticas de ambos os

genitores. A figura abaixo ilustra o processo de *crossover* entre indivíduos com representação binária:

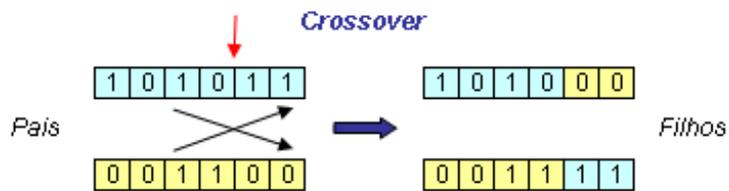


Figura A.5 – Representação ilustrativa da aplicação do operador *crossover*

Esta recombinação garante que os melhores indivíduos sejam capazes de trocar entre si as informações que os levam a ser mais aptos a sobreviver, e assim gerar descendentes ainda mais aptos.

Na sua forma mais simples, o *crossover* de um ponto de corte (*one-point crossover*) corta os dois genitores em uma posição aleatoriamente escolhida, criando dois possíveis descendentes:

A.2.6.2. Mutaç o

Os cromossomas criados a partir do operador de *crossover* s o ent o submetidos   opera o de muta o. Muta o   um operador explorat rio que tem por objetivo aumentar a diversidade na popula o, isto  , tem como objetivo permitir maior variabilidade gen tica na popula o, impedindo que a busca fique estagnada em um m nimo local (Goldberg, 1989, p.147).

O operador de muta o troca o conte do de uma posi o do cromossoma, com uma determinada probabilidade, em geral baixa (<1%).

A figura abaixo ilustra o processo de muta o entre indiv duos com representa o bin ria:



Figura A.6 – Representa o ilustrativa da aplica o do operador muta o

A.2.6.3. Outros operadores genéticos

Existem outros tipos de operadores genéticos. Podemos citar: *crossover* de um-ponto, *crossover* de dois-pontos, *crossover* uniforme, *non-uniform mutation* e *arithmetic crossover*.

A.2.7. Inicialização da população

A inicialização da população determina o processo de criação dos indivíduos para o primeiro ciclo do algoritmo. Tipicamente, a população inicial é formada a partir de indivíduos aleatoriamente criados. Populações iniciais aleatórias podem ser semeadas com bons cromossomas para uma evolução mais rápida, quando se conhece, a priori, o valor de boas “sementes”.

Uma técnica eficiente para se encontrar por GA boas soluções em um problema consiste em executar evoluções (rodadas) sucessivas, semeando-se a população inicial da evolução seguinte com as melhores soluções encontradas na anterior.

A.3. Técnicas de reprodução

Técnicas, parâmetros e tipos de operadores genéticos afetam significativamente o desempenho de um algoritmo genético. Em geral, o algoritmo genético é extremamente sensível a introdução ou combinação de técnicas empregadas. A escolha de técnicas, parâmetros e tipos de operadores é empírica, porém em sintonia com o problema.

As técnicas de reprodução determinam o critério de substituição dos indivíduos de uma população para a próxima geração. Existem basicamente os seguintes métodos:

a) **Troca de toda população**: a cada ciclo, N novos indivíduos são criados substituindo a população anterior: N/2 pares são escolhidos para o acasalamento, gerando N descendentes.

b) **Elitismo** – troca de toda a população com elitismo: todos os cromossomas são substituídos, sendo o cromossoma mais apto da população corrente copiado na população seguinte.

c) **Steady State** – troca parcial da população: gera M indivíduos ($M < N$), que substituem os piores indivíduos da população corrente (o número de indivíduos

substituídos também é conhecido como GAP). Técnica elitista que mantém população mais estática, permitindo, portanto, a utilização de operadores menos conservadores como o *crossover* uniforme.

d) **Steady State sem duplicados** – troca parcial da população: semelhante ao anterior, sem permitir a presença de indivíduos duplicados que são descartados da população. Garante, assim, o melhor aproveitamento do paralelismo intrínseco dos GAs (N pontos diferentes do espaço de busca sendo avaliados a cada ciclo). Todavia, implica em “*overhead*” para a detecção de duplicados e criação de novos indivíduos.

A.4. Parâmetros e critérios de parada

Em algoritmos genéticos vários parâmetros controlam o processo evolucionário:

- **Tamanho da População:** número de pontos do espaço de busca sendo considerados em paralelo a cada ciclo.
- **Taxa de Crossover:** probabilidade de um indivíduo ser re combinado com outro.
- **Taxa de Mutação:** probabilidade do conteúdo de uma posição/gene do cromossoma ser alterado.
- **Número de Gerações:** total de ciclos de evolução de um GA.
- **Total de Indivíduos:** tamanho da população x número de gerações.

Os dois últimos parâmetros são em geral empregados como critério de parada de um algoritmo genético. Um algoritmo genético pode ser descrito como um processo contínuo que repete ciclos de evolução controlados por um critério de parada.

A.5. Métodos de solução

Definem representação e operadores. Devem ser pré-determinados quando da aplicação de programas de otimização como o *RiskOptimizer* (*Palisade Corporation*), que tem como um de seus suplementos o *Evolver*, que realiza o processo de busca de melhor solução através da técnica de GA. A escolha depende das características do problema que está sendo analisado. Os principais métodos são:

- **Recipe Solving Method:** Método “Receita de Bolo” onde as variáveis podem ser ajustadas independentemente umas das outras. Restrição apenas do domínio: (mín, máx).
- **Order Solving Method:** Busca a melhor maneira de ordenar os itens de uma lista. Valores dos itens devem ser definidos nos campos ajustáveis da planilha, antes da execução.
- **Grouping Solving Method:** Usado em problemas que envolvem múltiplas variáveis para serem arranjadas em grupos.

A.6. Algumas Recomendações

Nesta seção são dadas recomendações básicas para a implementação inicial de um algoritmo genético. Essas recomendações não são regras, isto é, não representam uma teoria geral que possa ser aplicada no auxílio da sintonia dos parâmetros dos GA para qualquer problema. As recomendações são obtidas a partir de resultados encontrados mais freqüentemente, ou seja, é um processo empírico.

- **Taxa de *crossover*:** a taxa de *crossover* deve em geral ser alta, cerca de 80% a 95%. Entretanto, alguns resultados mostram que para alguns tipos de problemas, uma taxa de cerca de 60% também pode ser utilizada gerando boas soluções.
- **Taxa de Mutação:** por outro lado, a taxa de mutação deve ser mais baixa. As melhores taxas parecem estar na faixa de 0,5% a 1%.
- **Tamanho da População:** um bom tamanho para a população é cerca de 20 a 30, entretanto às vezes tamanhos de 50 a 100 são relatados como os melhores. Pode ser um pouco surpreendente que populações de tamanho muito grande, normalmente não aumentam o desempenho do GA (no sentido de aumentar a velocidade com que são encontradas as soluções).
- **Seleção:** a seleção através da Roleta pode ser usada, mas às vezes a Seleção por Normalização pode ser melhor.
- **Elitismo:** recomendável o seu uso.
- **Steady State:** também pode ser testado.
- **Representação:** A representação depende do tipo de problema e sua complexidade.

Livros Grátis

(<http://www.livrosgratis.com.br>)

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)
[Baixar livros de Matemática](#)
[Baixar livros de Medicina](#)
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)
[Baixar livros de Meteorologia](#)
[Baixar Monografias e TCC](#)
[Baixar livros Multidisciplinar](#)
[Baixar livros de Música](#)
[Baixar livros de Psicologia](#)
[Baixar livros de Química](#)
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)
[Baixar livros de Serviço Social](#)
[Baixar livros de Sociologia](#)
[Baixar livros de Teologia](#)
[Baixar livros de Trabalho](#)
[Baixar livros de Turismo](#)