

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**MODELO DE NEGOCIAÇÃO DE CONTRATOS
BILATERAIS DE MÉDIO PRAZO PARA CENTRAIS
HIDRELÉTRICAS DE PEQUENO PORTE - PCH**

DENIS PEREZ JANNUZZI

ORIENTADOR: PABLO CUERVO FRANCO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PUBLICAÇÃO: PPGENE.DM – 0354/08

BRASÍLIA/DF: OUTUBRO – 2008

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**MODELO DE NEGOCIAÇÃO DE CONTRATOS
BILATERAIS DE MÉDIO PRAZO PARA CENTRAIS
HIDRELÉTRICAS DE PEQUENO PORTE - PCH**

**DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE
ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA.**

APROVADA POR:

Prof. Pablo Cuervo Franco, Doutor (ENE/UnB)
(Orientador)

Prof. Edvaldo Alves de Santana, Doutor (UFSC/ANEEL)
(Examinador Externo)

Prof. Ivan Camargo, Doutor (ENE/UNB)
(Examinador Interno)

BRASÍLIA/DF, 24 DE OUTUBRO DE 2008

FICHA CATALOGRÁFICA

JANNUZZI, DENIS PEREZ

Modelo de Negociação de Contratos Bilaterais de Médio Prazo para Centrais Hidrelétricas de Pequeno Porte - PCH [Distrito Federal] 2008

xix, 85p, 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Engenharia Elétrica, 2008)

Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

1.Mercado de eletricidade

2.Energia Elétrica

3.Regulação no Brasil

4.Centraís Hidrelétricas de Pequeno Porte

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

JANNUZZI, D. P. (2008). Modelo de Negociação de Contratos Bilaterais de Médio Prazo para Centrais Hidrelétricas de Pequeno Porte - PCH. Dissertação de Mestrado em Sistemas Elétricos de Potência, Publicação PPGENE.DM - 0354/08, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, xix, 85p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Denis Perez Jannuzzi.

TÍTULO: Modelo de Negociação de Contratos Bilaterais de Médio Prazo para Centrais Hidrelétricas de Pequeno Porte - PCH.

GRAU: Mestre

ANO: 2008

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Denis Perez Jannuzzi
SQN 210 Bloco J Ap. 507 – Asa Norte.
70.862-100 Brasília – DF – Brasil.

DEDICATÓRIA

Dedico a meu Pai Antonio Cezar Jannuzzi e Mestre em Engenharia Elétrica pelo incentivo a pesquisa, como forma de importante contribuição ao meio acadêmico e ao setor elétrico nacional.

Dedico a minha Mãe Preciosa Dolores Perez Jannuzzi pela dedicação em educar-me nos preceitos de Deus com muito amor e carinho.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus porquanto Senhor da Vida e em reconhecimento de que Nele venci todas as dificuldades para concluir esta contribuição.

Ao Prof. Dr. Pablo Cuervo Franco, pela enorme paciência, pelo imensurável estímulo, pelas sábias palavras, sem as quais jamais teria conseguido concluir esta dissertação.

Ao amigo e Engenheiro Eletricista Renato Abdalla Afonso, pelo apoio, sugestões e disponibilidade, registro minha gratidão.

Aos meus Irmãos Ricardo Perez Jannuzzi e André Perez Jannuzzi, que estiveram comigo todos esses anos e merecem compartilhar deste momento de alegria.

Por fim, agradeço a minha noiva Fernanda Silva Pereira pela paciência, incentivo e companheirismo dedicados a minha formação profissional, a qual não teria sucesso sem a sua presença.

RESUMO

MODELO DE NEGOCIAÇÃO DE CONTRATOS BILATERAIS DE MÉDIO PRAZO PARA CENTRAIS HIDRELÉTRICAS DE PEQUENO PORTE - PCH

Autor: Denis Perez Jannuzzi

Orientador: Pablo Cuervo

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Brasília, 24 de outubro de 2008

Este trabalho apresenta uma proposta de aplicativo computacional que visa auxiliar a tomada de decisão na negociação de contratos bilaterais em médio prazo (12 meses), em termos estatísticos e probabilísticos, no âmbito do Ambiente de Contratação Livre (ACL) do mercado de eletricidade sob o foco do Agente Gerador de Energia Elétrica. Este Agente Gerador específico deve atender aos seguintes pré-requisitos: ser possuidor de PCH ou UHE de pequeno porte passíveis de inclusão nos critérios estabelecidos por meio da Resolução ANEEL n° 652/2003 e não ser participante do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

O contexto do trabalho envolve o estudo de critérios essenciais destinados a análise da tomada de decisão, tais como Lucro, Insuficiência de Lastro de Energia e Custo de Oportunidade. Estes critérios foram escolhidos com base nas seguintes primícias: o Lucro representa a condição básica de sobrevivência do ente econômico no mercado competitivo, a Insuficiência de Lastro de Energia estabelece a medida da garantia do fornecimento conforme contrato, e por fim, o Custo de Oportunidade representa o nível de arrependimento que o agente estará sujeito em face da decisão tomada.

Com vistas a oferecer adequada visão da caracterização do Agente Gerador de Energia Elétrica, na parte inicial, o trabalho apresenta os aspectos introdutórios e regulatórios a respeito do assunto. A seguir, são apresentados os métodos de previsão utilizados na geração de amostras aleatórias das grandezas relacionadas, tais como Geração da Usina (P_G), Geração do Submercado (P_{GS}), Energia Natural Afluente (Y_S) e Preço de Liquidação das Diferenças PLD (λ_S), assim como os resultados dos mesmos. Por conseguinte, é realizada uma avaliação dos resultados das distribuições probabilísticas utilizadas,

Uniforme e Normal. O resultado da avaliação sugere que a distribuição Uniforme é mais apropriada na geração de amostras como padrão a ser adotado para as grandezas estudadas.

No último capítulo, é apresentado o método de Otimização adotado, bem como seus resultados e análises. A intenção ao final da otimização é proporcionar ao Agente, valores contratuais de Energia e Preço limites, que subsidiem as possibilidades de negociação, de forma a obter a maximização do lucro esperado. Ou seja, a partir destes valores limites, o agente tem parâmetros criteriosos e suficientes para a adoção de uma tomada de decisão cujos riscos sejam conhecidos.

ABSTRACT

COMPUTER MODEL FOR SMALL HYDRO POWER PLANT MID-TERM BILLATERAL CONTRACT NEGOTIATION

Autor: Denis Perez Jannuzzi

Orientador: Pablo Cuervo Franco

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Brasília, 24 de outubro de 2008

This work presents a proposal for a computer application to help the decision-making in the negotiation of bilateral contracts in the medium term (12 months), in statistical and probabilistic terms, under the Free Contracting Environment (ACL) of the electricity market from the electric power generator agent point of view. This specific agent must meet the following prerequisites: be the owner of small hydro power plant as defined by the criteria established through Resolution ANEEL N° 652/2003, and not be part of the Reallocation Mechanism of Energy (MRE).

The context of this work involves the study of essential criteria for decision-making, analysis, such as Profit, Energy Ballast Failure and Opportunity Cost. These criteria were elected based on the following concepts: Profit is the basic condition for economic survival in a competitive market; Energy Ballast Failure establishes the extent of power supply contract collateral; and last, the Opportunity Cost represents the level of regret that the agent will be subject via-a- is decision made

In order to provide the adequate definition for Electric Power Generator Agent, this work presents in its initial part an introduction to regulatory issues related to the scope the proposed subject. The following chapters present the forecasting methods utilized to obtain the random samples of related variables, such as, Generation of Power (P_G), Generation of Submarket (P_{GS}), Natural Energy Affluent (Y_S), Price of Unconcealed Liquidation (λ_S), and their results. Then, it presents an evaluation of the results obtained from the Uniform and Normal probability distributions. The result of the evaluation suggests that the Uniform distribution is more appropriate for the generation of samples to be used as standard for the studied quantities.

The last chapter presents the analyses and results of the adopted optimization method. The intention at the end of optimization is offer to the agent, Energy values and Price limits, which may subsidize the possibilities of contract negotiation in order to maximize profit. In other words, these limits would provide the agent with reliable parameters to balance the risk involved in the decision making process.

SUMÁRIO

1 – INTRODUÇÃO.....	01
1.1 – INTRODUÇÃO DO CAPÍTULO.....	01
1.2 – OBJETIVO.....	01
1.3 – MOTIVAÇÃO.....	01
1.4 – CARACTERÍSTICAS DO AGENTE GERADOR.....	03
1.5 – DEFINIÇÕES E COMENTÁRIOS.....	05
1.5.1 – Energia Assegurada.....	05
1.5.2 – Submercados.....	06
1.5.3 – Energia Natural Afluenta.....	06
1.5.4 – Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).....	07
1.5.5 – Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).....	08
1.5.6 – Custo de Oportunidade.....	09
1.5.7 – Penalidades por Insuficiência de Lastro de Energia.....	09
1.6 – CONTRIBUIÇÕES INICIAIS OBTIDAS NESTE ESTUDO.....	11
1.7 – RESUMO DO CAPÍTULO.....	11
2 - APRESENTAÇÃO GERAL DOS MÉTODOS APLICADOS.....	12
2.1 – INTRODUÇÃO DO CAPÍTULO.....	13
2.2 – APRESENTAÇÃO DOS MÉTODOS APLICADOS.....	13
2.2.1 – Análise com Previsores - AP para dar suporte na negociação de contratos bilaterais.....	14
2.2.2 – Análise de Riscos – AR para dar suporte na negociação de contratos bilaterais.....	15
2.3 – RESUMO DO CAPÍTULO.....	17
3 – GERADORES DE AMOSTRAS ALEATÓRIAS.....	18
3.1 – INTRODUÇÃO DO CAPÍTULO.....	18
3.2 – DADOS HISTÓRICOS UTILIZADOS PELOS GERADORES DE AMOSTRAS ALEATÓRIAS.....	18
3.3 – GERADOR DE AMOSTRAS ALEATÓRIAS DE ENERGIA.....	20

3.3.1 – Gerador de Amostras Aleatórias baseado na Distribuição Uniforme.....	20
3.3.2 – Gerador de Amostras Aleatórias baseado na Distribuição Normal.....	25
3.4 – GERADOR DE AMOSTRAS ALEATÓRIAS DE PREÇOS – PLD.....	28
3.5 – RESUMO DO CAPÍTULO.....	35
4 – PREVISÃO DAS GRANDEZAS ENVOLVIDAS NA TOMADA DE	
DECISÃO.....	36
4.1 – INTRODUÇÃO DO CAPÍTULO.....	36
4.2 – APRESENTAÇÃO DO MÉTODO DE PREVISÃO.....	36
4.3 – MODELO PROPOSTO PARA PREVISÃO DE GRANDEZAS.....	37
4.3.1 – Valor Esperado de Energia – $E(F)$	37
4.3.2 – Valor Esperado do Preço PLD– $E(\lambda_S)$	38
4.4 – VALIDAÇÃO DAS PREVISÕES.....	39
4.4.1 – Resultados e Análise da Validação dos Previsores.....	40
4.5 – CENÁRIO OTIMISTA.....	44
4.6 – CENÁRIO PESSIMISTA.....	48
4.7 – CENÁRIO INTERMEDIÁRIO.....	50
4.8 – RESUMO DO CAPÍTULO.....	52
5 – OTIMIZAÇÃO – MAXIMIZAÇÃO DO LUCRO.....	54
5.1 – INTRODUÇÃO DO CAPÍTULO.....	54
5.2 – DIAGRAMAS EXPLICATIVOS DOS MÉTODOS UTILIZADOS.....	54
5.3 – OTIMIZADOR.....	55
5.3.1 – Função Objetivo.....	55
5.3.2 – Restrições	58
5.4 – CÁLCULO DA INSUFICIÊNCIA DE LASTRO DE ENERGIA.....	59
5.5 – CÁLCULO DO CUSTO DE OPORTUNIDADE.....	60
5.6 – RESULTADOS E ANÁLISES.....	60
5.6.1 – Primeira Análise.....	61
5.6.2 – Segunda Análise	71

5.6.3 – Terceira Análise.....	72
5.6.4 – Quarta Análise.....	76
5.7 – RESUMO DO CAPÍTULO.....	77
6 – CONCLUSÕES.....	78
7 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	80
ANEXOS	
ANEXO I – DADOS HISTÓRICOS UTILIZADOS.....	82
ANEXO II – DIAGRAMA UNIFILAR DA CENTRAL HIDRELÉTRICA DE CURUÁ-UNA.....	85

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1: Quadro comparativo do erro médio (ϵ) calculado entre as curvas previstas para 2007 e a curva realizada em 2007.....	44
Tabela 5.1: Dados da Central Hidrelétrica de Curuá-Una.....	61
Tabela 5.2: Dados dos contratos a serem analisados.....	61
Tabela 5.3: Requisitos básicos de aceitação do Agente.....	61
Tabela 5.4: Espectro de probabilidades de ocorrência para \rightarrow GD=26MWmédio, λ_C =110 R\$/MWh e Flexibilização = $\pm 5\%$	69
Tabela 5.5: Quadro Resumo de atendimento aos Requisitos básicos de aceitação do Agente.....	70
Tabela 5.6: Quadro de resultados em função da variação da flexibilização para \rightarrow GD=26MWmédio, λ_C =110R\$/MWh e Flexibilização= $\pm 5\%$ e $\pm 10\%$	71
Tabela 5.7: Espectro de probabilidades de ocorrência para \rightarrow GD=25MWmédio, λ_C =110 R\$/MWh e Flexibilização = $\pm 5\%$	74
Tabela 5.8: Quadro Resumo de atendimento aos Requisitos básicos de aceitação do Agente.....	75
Tabela 5.9: Quadro de resultados em função da variação da flexibilização para \rightarrow GD=25MWmédio, λ_C =110R\$/MWh e Flexibilização= $\pm 5\%$ e $\pm 10\%$	76

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Diagrama geral do método de Análise com Previsores - AP.....	14
Figura 2.2: Diagrama geral do método de Análise de Riscos – AR.....	16
Figura 3.1: Diagrama detalhado do gerador de amostras aleatórias.....	19
Figura 3.2: Modelo de distribuição de probabilidade Uniforme.....	23
Figura 3.3: Gráfico exemplificativo da Região onde são geradas as amostras aleatórias de Energia Natural Afluyente (Y_{SU}).....	25
Figura 3.4: Modelo de distribuição de probabilidade Normal.....	27
Figura 3.5: Formação dos pares históricos geração-preço do Submercado.....	29
Figura 3.6: Formação dos pares históricos geração-preço do Submercado similares às amostras geradas.....	30
Figura 3.7: PLD's realizados no Submercado Norte.....	32
Figura 3.8: Energia Natural Afluyente (Y) referente ao Submercado Norte.....	34
Figura 4.1: Diagrama detalhado da previsão das grandezas envolvidas.....	37
Figura 4.2: Comparação entre P_G previsto para 2007 e o P_G realizado em 2007.....	40
Figura 4.3: Comparação entre P_{GS} previsto para 2007 e o P_{GS} realizado em 2007.....	41
Figura 4.4: Comparação entre Y_S previsto para 2007 e o Y_S realizado em 2007.....	42
Figura 4.5: Comparação entre λ_S previsto para 2007 e o λ_S realizado em 2007.....	43
Figura 4.6: Geração P_G prevista para 2008 – cenário otimista.....	45
Figura 4.7: Geração P_{GS} prevista para 2008 – cenário otimista.....	46
Figura 4.8: Energia Natural Afluyente Y_S prevista para 2008 – cenário otimista.....	47
Figura 4.9: PLD λ_S previsto para 2008 – cenário otimista.....	48
Figura 4.10: Energia Natural Afluyente Y_S prevista para 2008 – cenário pessimista.....	49
Figura 4.11: PLD λ_S previsto para 2008 – cenário pessimista.....	50
Figura 4.12: Energia Natural Afluyente Y_S prevista para 2008 – cenário intermediário.....	51
Figura 4.13: PLD λ_S previsto para 2008 – cenário intermediário.....	52
Figura 5.1: Diagrama detalhado da Abordagem com previsores - AP.....	54
Figura 5.2: Diagrama detalhado da Abordagem com Análise Riscos - AR.....	55
Figura 5.3: Relação Lucro Esperado x Contratos (GD) – cenário otimista.....	64
Figura 5.4: Relação Lucro Esperado x Contratos (GD) – cenário intermediário.....	65
Figura 5.5: Relação Lucro Esperado x Contratos (GD) – cenário pessimista.....	66

Figura 5.6: Histograma da maximização do lucro para o contrato \rightarrow GD=26MWmédio, $\lambda_C=110$ R\$/MWh e Flexibilização = $\pm 5\%$	68
Figura 5.7: Histograma da maximização do lucro para o contrato \rightarrow GD=25MWmédio, $\lambda_C=110$ R\$/MWh e Flexibilização = $\pm 5\%$	73

LISTA DE SÍMBOLOS, NOMENCLATURA E ABREVIACÕES

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
ELETRONORTE	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
ACL	Ambiente de Comercialização Livre
ACR	Ambiente de Comercialização Regulada
A	Vetor dos 12 (doze) valores médios dentre os dados históricos (Y_{SH}) - vetor (1x12) – (MWmédio);
B	Vetor dos 12 (doze) valores de desvio padrão dentre os dados históricos (Y_{SH}) - vetor (1x12) – (adimensional);
COP	Custo de Oportunidade: [%];
Custo	Custo de produção de energia do Agente Gerador: [R\$];
D(Lucro)	Distribuição amostral aleatória de Lucros maximizados – dimensão (Mx1);
DNF	Distribuição Normal da grandeza “ F_N ” analisada - matriz (Mx12): [MWmédio];
DNP _G	Distribuição Normal da Geração da Central Hidrelétrica “ P_G ” - matriz (Mx12): [MWmédio];
DNP _{GS}	Distribuição Normal da Geração do Submercado “ P_{GS} ” - matriz (Mx12): [MWmédio];
DNY _S	Distribuição Normal da Energia Natural Afluente “ Y_S ” - matriz (Mx12): [MWmédio];
DN λ_S	Distribuição amostral do preço λ_S no caso em que o gerador de amostras aleatórias de energia P_{GS} ou Y_S seja de origem Normal - matriz (Mx12): [R\$/MWh];
DUF	Distribuição Uniforme da grandeza “ F_U ” analisada - matriz (Mx12): [MWmédio];
DUP _G	Distribuição Uniforme da Geração da Central Hidrelétrica “ P_G ” - matriz (Mx12): [MWmédio];

DUP _{GS}	Distribuição Uniforme da Geração do Submercado “P _{GS} ” - matriz (Mx12): [MWmédio];
DUY _S	Distribuição Uniforme da Energia Natural Afluente “Y _S ” - matriz (Mx12): [MWmédio];
DUλ _S	Distribuição amostral do preço λ _S no caso em que o gerador de amostras aleatórias de energia P _{GS} ou Y _S seja de origem Uniforme - matriz (Mx12):[R\$/MWh];
EA	Energia Assegurada da Central Hidrelétrica: [MWmédio].
f _c	Valor da flexibilização do contrato: [0<f _c <1 ou %];
F _N	Vetor da grandeza (P _G , P _{GS} , ou Y _S) gerada normalmente - vetor (1x12): [MWmédio];
F _{Máx}	Vetor de dimensão 1x12 composto pelos 12 (doze) valores máximos dentre os dados históricos (F _H) da grandeza em questão (P _G , P _{GS} , ou Y _S): [MWmédio];
F _{Mín}	Vetor de dimensão 1x12 composto pelos 12 (doze) valores mínimos dentre os dados históricos (F _H) da grandeza em questão (P _G , P _{GS} , ou Y _S): [MWmédio];
F _H	Função matricial que fornece o valor do dado histórico no ano “j” e no mês “t” - dimensão (Nx12): [MWmédio];
F _U	Vetor da grandeza (P _G , P _{GS} , ou Y _S) gerada uniformemente - vetor (1x12): [MWmédio];
F _y	Fator de Hidrologia: (adimensional);
F _μ	Vetor dos 12 (doze) valores médios dentre os dados históricos (F _H) da grandeza “F” (P _G , P _{GS} , ou Y _S) analisada - vetor (1x12): [MWmédio];
F _σ	Sequência dos 12 (doze) valores de desvio padrão dentre os dados históricos (F _H) da grandeza “F” (P _G , P _{GS} , ou Y _S) analisada - vetor (1x12) [MWmédio];
GD	Quantidade de Energia a ser negociada: [MWmédio ou MWh];
GE _C	Quantidade de energia referente a contratos existentes de compra do Agente Gerador: [MWh];
GE _V	Quantidade de energia referente a contratos existentes de venda do Agente Gerador: [MWh];
IL	Insuficiência de Lastro de Energia: [MWmédio];

j	Índice indicativo de ano;
K	Fator de ajuste do preço PLD previsto – dimensão 1x12 – adimensional;
kV	quilovolts: [kV];
kW	quilowatts: [kW];
Lucro	Lucro total do Agente gerador: [R\$];
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia;
MW	Megawatts: [MW];
MWh	Megawatts.hora: [MWh];
MWmédio	Megawatts.horas/n° de horas no mês: [MWmédio];
N	Total de anos dos dados históricos: adimensional;
NA _N	Sequência aleatória normal de 12 (doze) valores adimensionais com média 0 (zero) e desvio padrão 1 (um)- vetor (1x12);
NA _U	Sequência aleatória uniforme de 12 (doze) valores adimensionais entre 0 (zero) e 1 (um) – vetor (1x12);
M	Número total de iterações utilizadas na geração de amostras: adimensional;
m	Índice indicativo de iteração: adimensional;
Penalidade	Penalidade por Insuficiência de Lastro de Energia: [R\$];
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças: [R\$/MWh];
P _G	Amostras aleatórias de Geração da Central Hidrelétrica: [MWmédio ou MWh];
P _{GH}	Amostras de Geração Realizada ou Histórica da Central Hidrelétrica: [MWmédio ou MWh];
P _{GS}	Amostras aleatórias de Geração do Submercado: [MWmédio ou MWh];
P _{GSH}	Amostras de Geração Realizada ou Histórica do Submercado: [MWmédio ou MWh];
PCH	Pequena Central Hidrelétrica;
PIE	Produtor Independente de Energia;
R _C	Receita dos contratos: [R\$];
R _S	Receita advinda do mercado de curto prazo ou mercado Spot: [R\$];
S	Coefficiente de Similaridade na iteração “m” e no mês “t” - adimensional;

UHE	Usina Hidrelétrica;
t	índice indicativo de mês;
VR	Valor Anual de Referência para cálculo da penalidade por IL - [R\$];
$Y_{Máx}$	Vetor de dimensão 1x12 composto pelos 12 (doze) valores máximos dentre os dados históricos de Energia Natural Afluyente: [MWmédio];
$Y_{Mín}$	Vetor de dimensão 1x12 composto pelos 12 (doze) valores mínimos dentre os dados históricos de Energia Natural Afluyente: [MWmédio];
Y_S	Amostras aleatórias de Energia Natural Afluyente: [MWmédio];
Y_{SH}	Amostras de Energia Natural Afluyente Realizada ou Histórica: [MWmédio];
Y_μ	Vetor de dimensão 1x12 composto pelos 12 (doze) valores médios dentre os dados históricos de Energia Natural Afluyente: [MWmédio];
ε	Erro médio entre os valores previstos e realizados [%];
λ_C	Preço do contrato a ser negociado: [R\$/MWh];
λ_E	Preço dos contratos existentes: [R\$/MWh];
λ_S	PLD da energia para o Submercado: [R\$/MWh] esta amostra pode ser de origem uniforme (λ_{SU}) ou de origem normal (λ_{SN});
λ_{SH}	Amostras de PLD Realizado ou Histórico: [R\$/MWh];
λ_{SU}	Amostra gerada do PLD na iteração “m” e no mês “t” no caso em que o gerador de amostras aleatórias de energia P_{GS} e Y_S é de origem Uniforme - matriz (1x12) [R\$/MWh];e
λ_{SN}	Amostra gerada do PLD na iteração “m” e no mês “t” no caso em que o gerador de amostras aleatórias de energia P_{GS} e Y_S é de origem Normal - matriz (1x12) [R\$/MWh].

1 – INTRODUÇÃO

1.1 – INTRODUÇÃO DO CAPÍTULO

Neste capítulo serão apresentados o objetivo, a motivação e as definições utilizadas, assim como a pesquisa legislativa que respalda as resoluções tomadas no presente trabalho.

1.2 – OBJETIVO

Este trabalho apresenta uma proposta de aplicativo computacional que visa auxiliar a tomada de decisão na negociação de contratos bilaterais em médio prazo (12 meses), em termos estatísticos e probabilísticos, no âmbito do Ambiente de Contratação Livre (ACL) do mercado de eletricidade sob o foco do Agente Gerador de Energia Elétrica. Este Agente Gerador específico deve atender aos seguintes pré-requisitos: ser possuidor de PCH ou UHE de pequeno porte passíveis de inclusão nos critérios estabelecidos por meio da Resolução ANEEL nº 652/2003 e não ser participante do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

1.3 - MOTIVAÇÃO

A motivação partiu da idéia de estabelecer critérios essenciais para a decisão relativa à negociação de contratos bilaterais do ponto de vista do Agente Gerador – PCH. Para o Agente Gerador, as condições futuras do mercado são extremamente relevantes para o julgamento de propostas comerciais de contratos em médio e longo prazo. Ou seja, o preço futuro do mercado de curto prazo irá refletir nas decisões tomadas relativas ao comprometimento contratual de geração, visto que é no mercado de curto prazo que é realizada a liquidação das diferenças de geração dos submercados.

A análise da garantia do fornecimento do contrato é preponderante, tendo em vista os aspectos regulatórios vinculados na legislação de penalidades por descumprimento de fornecimento do modelo atual do setor elétrico. Por conseguinte, a garantia de fornecimento se torna parâmetro de cálculo financeiro, pois a possível aplicação de penalidades pode resultar em prejuízos econômicos para o Agente. Dessa forma, os

critérios vislumbrados para delinear as análises foram: Lucro, Insuficiência de Lastro de Energia e Custo de Oportunidade.

O primeiro critério relacionado é o Lucro, porquanto este é fundamental para a sobrevivência do Agente num mercado competitivo e para a manutenção do desenvolvimento econômico e de investimentos no setor. Na seqüência, a Insuficiência de Lastro de Energia também é importante, visto que a sua análise repercute na garantia de fornecimento do objeto de negociação e em eventuais sanções de penalidades. E, por fim, o Custo de Oportunidade é de suma importância, pois mede o quanto uma determinada tomada de decisão repercute em termos econômicos, ou seja, é uma medida que representa o quanto o Agente deixa de ganhar financeiramente em função de determinada escolha. É uma espécie de medida de arrependimento financeiro, assim como utilizado na referência [6].

Para calcular esses critérios foi necessário estudar as variáveis fundamentais envolvidas no processo e também o modo de gerá-las aleatoriamente, visto que o histórico de amostras realizadas (Anexo I) é considerado ínfimo para a análise em médio e longo prazo. Considerando que o sistema elétrico brasileiro está em crescente evolução motivado pelo crescimento econômico, os dados históricos com mais de três anos, principalmente os relacionados à geração de energia elétrica e preço, já não refletem com acuidade as análises em condições futuras. Desse modo, estas variáveis são estudadas considerando as incertezas e as suas amostras são geradas baseadas nos dados históricos e na evolução do setor elétrico para que sejam ampliadas as possibilidades em longos horizontes. São elas:

- Geração de Energia Elétrica da Central Hidrelétrica sob consideração (P_G) [MWmédio ou MWh];
- Geração de Energia Elétrica dos Submercados (P_{GS}) [MWmédio ou MWh];
- Energia Natural Afluente dos Submercados (Y_S) [MWmédio]; e
- Preço de Liquidação das Diferenças de Energia Elétrica dos Submercados - PLD (λ_S) [R\$/MWh].

Tanto a Geração de Energia Elétrica P_{GS} como a Energia Natural Afluyente Y_S dos Submercados estão intrinsecamente ligadas à formação dos Preços de Liquidação das Diferenças dos Submercados - PLD λ_S . A Geração de Energia Elétrica dos Submercados P_{GS} está relacionada com a oferta de energia elétrica para o sistema, assim como a Energia Natural Afluyente dos Submercados Y_S está relacionada com a oferta de energia hidráulica. Cabe ressaltar que a Energia Natural Afluyente é utilizada como parâmetro de análise, em função do parque elétrico brasileiro ser de origem predominantemente hidráulica. Dessa forma, pressupõe-se que estas variáveis compõem a oferta de energia elétrica e consequentemente influenciam o comportamento do PLD. Por esta razão, tanto a Geração de Energia Elétrica P_{GS} , como a Energia Natural Afluyente Y_S dos Submercados serão utilizadas, conforme método a ser explicado em detalhe no capítulo 3, na composição de amostras aleatórias do preço – PLD λ_S . Para a Geração de Energia Elétrica das Centrais Hidrelétricas de pequeno porte P_G serão utilizadas apenas as amostras históricas de geração como base para formação de dados aleatórios, uma vez que os fatores que influenciam estas amostras são de difícil acesso e específicos para cada central hidrelétrica.

1.4 – CARACTERÍSTICAS DO AGENTE GERADOR

Os Agentes da CCEE dividem-se nas Categorias de Geração, de Distribuição e de Comercialização, conforme definido na Convenção de Comercialização.

A atividade de geração de energia elétrica possui caráter competitivo, sendo que todos os Agentes de Geração poderão vender energia tanto no ACR (Ambiente de Comercialização Regulada) como no ACL (Ambiente de Comercialização Livre). Os Agentes Geradores também possuem livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. Os Agentes de Geração podem ser classificados em:

- Concessionários de Serviço Público de Geração: Agente titular de Concessão de Serviço Público Federal delegado pelo Poder Concedente mediante licitação, na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de Empresas para exploração e prestação de serviços públicos de energia elétrica, nos termos da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.

- Produtores Independentes de Energia Elétrica (PIE): são Agentes individuais ou reunidos em consórcio que recebem concessão, permissão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia elétrica destinada à comercialização por sua conta e risco.
- Auto-Produtores: são Agentes com concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica destinada a seu uso exclusivo, podendo comercializar eventual excedente de energia, desde que autorizado pela ANEEL.

O foco do presente trabalho está no Agente Gerador, proprietário de PCH ou UHE de pequeno porte despachada ou não centralizadamente, que comercializa energia elétrica no ACL. Ou seja, são em sua maioria, Concessionários de Serviço Público de Geração e Produtores Independentes de Energia (PIE) que almejam negociar contratos bilaterais de venda de energia no ACL. Para tanto, a análise do perfil do Agente Gerador deve ser feita de forma a identificar em quais condições este se encontra perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

A Pequena Central Hidrelétrica (PCH) ou a UHE de pequeno porte, é definida como usina hidrelétrica de pequeno porte cuja capacidade instalada seja superior a 1 MW e inferior a 30 MW e área do reservatório inferior a 3 km².

Para o caso específico das PCH's, além do critério mencionado, existem outros critérios passíveis de inclusão de aproveitamento hidráulico contidos na Resolução ANEEL n° 652/2003.

Uma PCH típica normalmente opera a fio d'água, isto é, o reservatório não permite a regularização do fluxo d'água. Com isso, em ocasiões de estiagem, a vazão disponível pode ser menor que a capacidade das turbinas, causando ociosidade. Em outras situações, as vazões são maiores que a capacidade de engolimento das máquinas, o que determina a necessidade de escoamento da água pelo vertedor.

Por esse motivo, o custo da energia elétrica por kWh produzida pelas PCH's é maior que o de uma usina hidrelétrica de grande porte, onde o reservatório pode ser operado de forma a

diminuir a ociosidade ou os desperdícios de água. Entretanto, são instalações que resultam em menores impactos ambientais e se prestam à geração descentralizada.

Este tipo de hidrelétrica é utilizada principalmente em rios de pequeno e médio porte que possuam desníveis significativos durante seu percurso, gerando potência hidráulica suficiente para movimentar as turbinas. Segundo a ANEEL, em 2007 a capacidade instalada das PCH's no Brasil era cerca de 1.700 MW.

Contudo, no desenvolvimento do presente do trabalho, constataram-se duas possibilidades de análise para os Agentes Geradores definidos inicialmente, os quais podem participar ou não do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Caso participem, a garantia física para venda de energia é dada pela Energia Assegurada Sazonalizada conforme disposto na Resolução ANEEL n° 352/2003 artigo 1°, parágrafo 7, inciso I. Caso não participem, a garantia física para venda de energia é dada com base na energia efetiva gerada, conforme disposto no artigo 1°, parágrafo 7°, inciso II da mesma Resolução.

Dessa maneira, esta dissertação será focada na segunda alternativa citada, ou seja, de não participação do MRE e nas condições de inclusão do Agente Gerador como PCH ou UHE de pequeno porte. Esta diretriz foi tomada, visto que a participação no MRE repercute numa dependência de resultados dos outros participantes no processo de realocação de energia. O foco da pesquisa está relacionado com Agentes individualizados de geração.

1.5 – DEFINIÇÕES E COMENTÁRIOS

1.5.1 – Energia Assegurada

A Energia Assegurada de cada usina hidrelétrica é a fração a ela alocada da Energia Assegurada do sistema que constituirá o limite de contratação, determinada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), para os geradores hidrelétricos do sistema [3].

Por sua vez, a Energia Assegurada do Sistema representa o total da garantia física de geração de todas as usinas relacionadas para assegurar o pleno fornecimento do sistema elétrico. De forma simplificada, significa dizer que é a medida do quanto de energia que o sistema elétrico pode garantir para contratação direta de fornecimento de energia elétrica.

1.5.2 – Submercados

Submercados são subdivisões do sistema interligado, correspondentes às áreas de mercado para as quais a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) estabelecerá preços diferenciados e cujas fronteiras são definidas em função da presença e duração de restrições relevantes de transmissão [1].

Os Submercados são importantes para determinação dos preços de liquidação de diferenças, definidos em virtude das restrições de transmissão do sistema, isto é, a dificuldade em transmitir a energia para determinada região encarece o preço da energia. De forma geral, o sistema elétrico brasileiro atualmente possui quatro Submercados constituintes do Sistema Interligado Nacional - SIN: Norte, Nordeste, Sul, Sudeste/Centro-Oeste.

1.5.3 – Energia Natural Afluyente (Y)

É a energia que se obtém quando a vazão natural afluyente a um ponto de observação é turbinada nas usinas situadas à jusante do ponto, isto é, valoração energética da afluência natural a um reservatório pela produtividade da usina hidrelétrica [1]. Por sua vez, vazão natural corresponde à vazão que aflui a uma determinada seção de um rio, ou a um reservatório, sem a influência de liberação ou retenção de água por reservatórios situados a montante [1].

A Energia Natural Afluyente pode ser integralizada por bacia hidrográfica ou sistema elétrico, representando a soma das energias naturais afluentes de todos os pontos de observação existentes na bacia ou sistema elétrico. Cabe ressaltar, que o nível pluviométrico da região é intrínseco ao cálculo da Energia Natural Afluyente, o que determina o caráter aleatório da série.

A série de Energia Natural Afluyente é essencial para a compreensão do mecanismo de formação de preços no mercado de energia brasileiro, com característica predominantemente hidráulica. Por esta razão, esta grandeza será utilizada como fator da condição hidrológica associada ao cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) do submercado em análise.

1.5.4 – Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)

Preço divulgado pela CCEE, calculado antecipadamente, com periodicidade máxima semanal e com base no Custo Marginal de Operação, limitado por preços mínimo e máximo, vigente para cada período de apuração e para cada submercado, pelo qual é valorada a energia comercializada no mercado de curto prazo [3].

A formação do preço da energia comercializada no mercado de curto prazo se faz pela utilização dos dados considerados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para a otimização da operação do Sistema Interligado Nacional. 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 [3].

A máxima utilização da energia hidrelétrica disponível em cada período é a premissa mais econômica, do ponto de vista imediato, pois minimiza os custos de combustível. No entanto, essa premissa resulta em maiores riscos de déficits futuros. Por sua vez, a máxima confiabilidade de fornecimento é obtida conservando o nível dos reservatórios o mais elevado possível, o que significa utilizar mais geração térmica e, portanto, aumento dos custos de operação [3].

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

Na CCEE são utilizados os mesmos modelos adotados pelo ONS para determinação da programação e despacho de geração do sistema, com as adaptações necessárias para refletir as condições de formação de preços na CCEE. No cálculo do PLD não são consideradas as restrições de transmissão internas a cada submercado e as usinas em testes, de forma que a

energia comercializada seja tratada como igualmente disponível em todos os seus pontos de consumo e que, conseqüentemente, o preço seja único dentro de cada uma dessas regiões. No cálculo do preço são consideradas apenas as restrições de transmissão de energia entre os submercados (limites de intercâmbios).

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. O processo completo de cálculo do PLD - Preço de Liquidação das Diferenças consiste na utilização dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, os quais produzem como resultado o Custo Marginal de Operação de cada submercado, respectivamente em base mensal e semanal [3].

Conforme disposto acima, o PLD calculado tradicionalmente é direcionado ao mercado de curto prazo. Todavia, para o presente trabalho faz-se necessário prever os PLD's num horizonte de 12 meses, isto é, em médio prazo. Par tanto foi utilizado o método apresentado no capítulo 3, baseado em dados históricos de PLD, de Geração do Submercado e de Energia Natural Afluente do Submercado.

1.5.5 – Mecanismo de Realocação de Energia

MRE – Mecanismo de Realocação de Energia: mecanismo de compartilhamento dos riscos hidrológicos associados à otimização eletro-energética do Sistema Interligado Nacional – SIN, no que concerne ao despacho centralizado das unidades de geração de energia elétrica [3].

Este mecanismo é uma forma de minimizar os riscos para as usinas hidrelétricas no processo de geração de energia. De forma clara, este mecanismo assegura que todas as usinas participantes recebam seus níveis de Energia Assegurada independentemente de seus níveis reais de produção de energia, desde que a geração total do MRE não esteja abaixo do total da Energia Assegurada do Sistema. Esta realocação possui critérios específicos contidos nos procedimentos de comercialização [3], os quais não serão abordados no presente trabalho.

1.5.6 – Custo de Oportunidade

O custo de oportunidade é um termo usado na economia para indicar o custo de algo em termos de uma oportunidade renunciada, ou seja, o custo causado pela renúncia do ente econômico, bem como os benefícios que poderiam ser obtidos a partir desta oportunidade renunciada ou, ainda, a mais alta renda gerada em alguma aplicação alternativa. Para o Economista Paul A. Samuelson [2], “O Economista compreende que alguns dos mais importantes custos atribuíveis ao se fazer uma escolha em detrimento de outra têm origem nas oportunidades sacrificadas ao se fazer aquela determinada escolha. Esse sacrifício de fazer outra escolha qualquer é chamado de Custo de Oportunidade”.

Para o presente trabalho o Custo de Oportunidade será aplicado da seguinte maneira: ao se decidir por celebrar um contrato bilateral de venda de energia, qual será a oportunidade renunciada ao se negociar a mesma quantidade de energia no mercado de curto prazo.

1.5.7 – Penalidades por Insuficiência de Lastro de Energia

A aplicação de penalidades técnicas, instituídas no âmbito da CCEE e aprovadas pela ANEEL, têm o objetivo de garantir o cumprimento dos limites de contratação e do lastro de venda de potência e energia elétrica, definidos nas Regras de Comercialização – Penalidades [16].

A partir de janeiro de 2005, o Decreto nº 5.163/2004 alterou o método de apuração dos limites de contratação, determinando que 100% do consumo dos Agentes de Distribuição e dos Consumidores Livres estejam cobertos em termos de energia e potência por intermédio de geração própria e contratos de compra de energia. A cobertura dos limites de contratação de potência, entretanto, será realizada a partir de 2009.

Por meio do Decreto nº 5.163/2004 estabelece também que os Agentes vendedores devem garantir lastro para a venda de energia e potência de 100% de seus contratos, sendo tal lastro constituído por garantia física proporcionada por empreendimento de geração próprio ou de terceiros, nesse caso mediante contratos de energia ou potência.

A Resolução Normativa ANEEL nº 109/2004 define, entre outros aspectos, 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 Regulada (ACR).

Quando os limites de contratação e lastro definidos nas Regras de Comercialização não são cumpridos, os Agentes são notificados pela Superintendência da CCEE e estão sujeitos à aplicação de penalidade financeira. Os Agentes da CCEE podem, conforme Procedimento de Comercialização específico, apresentar Contestação, a qual é objeto de análise pelo Conselho de Administração da CCEE, que delibera pela aplicação ou cancelamento da penalidade.

Na valoração das penalidades por Insuficiência de Lastro para Venda de Energia Elétrica, critério relacionado no presente trabalho, é utilizado o Valor Anual de Referência (VR). O VR é definido pelo Decreto nº 5.163/2004 e alterações promovidas pelo Decreto nº 5.911/2006, sendo:

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;

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 de que trata esta Seção, será aplicado o VR vigente no ano de início de entrega da energia contratada, cabendo à ANEEL garantir a manutenção do valor econômico do VR, mediante aplicação do índice de correção monetária previsto nos CCEAR, tendo janeiro como mês de referência.

Valores do VR:

VR 2005 - R\$/MWh 62,10 - Maior valor no leilão realizado em 2004 com início em 2005.

VR 2006 - R\$/MWh 69,98 - Maior valor no leilão realizado em 2004 com início em 2006.

VR 2007 - R\$/MWh 84,70 - Conforme Ofício nº 014/2007-SEM/ANEEL, de 14 de fevereiro de 2007, enviado à CCEE estabelecendo Valor Anual de Referência (VR) para o ano de 2007.

VR 2008 - R\$/MWh 139,44 - Conforme Ofício nº 031/2008-SEM/ANEEL, de 13 de fevereiro de 2008, enviado à CCEE estabelecendo Valor Anual de Referência (VR) para o ano de 2008.

As equações modeladas para o cálculo da Insuficiência de Lastro e da respectiva Penalidade estão mostradas no capítulo 5.

1.6 – CONTRIBUIÇÕES INICIAIS OBTIDAS NESTE ESTUDO

A comercialização de Energia Elétrica em ambientes de livre mercado é feita em duas modalidades: De um lado existe o mercado de longo prazo cujos contratos são negociados bilateralmente entre compradores e vendedores com um determinado horizonte de tempo. Por outro lado existe o mercado de curto prazo onde geralmente são negociadas as diferenças entre os contratos bilaterais e o despacho real com horizontes de tempo que variam de hora a hora ou ainda de dia a dia. Os Agentes Geradores precisam saber se é factível implementar um novo contrato que está sendo negociado do ponto de vista de disponibilidade energética e benefício financeiro. Neste trabalho analisamos o caso de Agentes que possuem pequenas unidades hidrelétricas e pensam em negociar contratos bilaterais em médio prazo.

A referência [18] embasou a estrutura deste trabalho principalmente em relação aos montantes de energia anuais que devem ser comprometidos num novo contrato para que o risco de ocorrer insuficiência de garantia esteja dentro de um nível de tolerância adequado. Como contribuição inovadora, este trabalho agregou além desta abordagem, a análise de riscos financeiros (Lucro e Custo de Oportunidade) e de previsão do Lucro esperado com base na ampliação do espaço amostral desenvolvido por processos de amostragem aleatória.

1.7 – RESUMO DO CAPÍTULO

A finalidade do capítulo introdutório é apresentar de forma clara o objetivo, a motivação e as definições acerca das expressões utilizadas na tese, assim como os comentários relacionados ao trabalho. Também foi mostrada a pesquisa legislativa, que norteou como amparo legal, os parâmetros de cálculo das grandezas relacionadas, principalmente em

relação ao preço de liquidação das diferenças PLD e a aplicação da penalidade por Insuficiência de Lastro de energia.

2 – APRESENTAÇÃO GERAL DOS MÉTODOS APLICADOS

2.1 – INTRODUÇÃO DO CAPÍTULO

Neste capítulo são apresentadas de maneira geral, as abordagens adotadas nos métodos utilizados no presente estudo. Os métodos foram estabelecidos no intuito de subsidiar a tomada de decisão com base numa análise determinística, de riscos financeiros e de cumprimento contratual.

2.2 – APRESENTAÇÃO DOS MÉTODOS APLICADOS

Foram desenvolvidos dois métodos que trabalham de forma complementar, cujo objetivo é dar suporte à tomada de decisão do Agente Gerador (PCH ou UHE de pequeno porte) não participante do MRE, que deseja realizar um contrato bilateral. Utilizando os dois métodos propostos no processo de negociação, o Agente analisará a oferta de preço, a quantidade de energia do contrato e também a sua disponibilidade energética factíveis com as suas condições limites de aceitação, as quais consubstanciam fronteiras sinalizadoras dos contratos que merecem ser analisados pelo Agente.

Para o presente trabalho, foi planejado implementar um aplicativo baseado em dados históricos publicados, que produzisse uma amostra aleatória, diversificada e condizente com a realidade para dar suporte a avaliação de longo prazo requerida no estudo. A partir dessa amostra, os dados são trabalhados de forma a serem inseridos num otimizador baseado na maximização do Lucro do Agente Gerador. Os resultados deste aplicativo são analisados por duas abordagens: uma delas gera amostras e utiliza métodos de previsão para determinar o lucro esperado, a outra permite avaliar o risco de se obter este lucro esperado. A primeira é chamada de Abordagem com Previsores - AP e a segunda de Abordagem avaliadora de Riscos - AR. É importante salientar a razão da utilização dos métodos propostos: a análise com previsão (AP) visa à obtenção do Lucro Esperado do Agente para diferentes preços e quantidades de energia contratuais. Em complementação, a análise de riscos (AR) visa calcular a probabilidade de ocorrência do Lucro máximo para determinada condição contratual de preço e energia. Dessa maneira, ao final, o Agente terá subsídios para avaliar a situação contratual em que ocorre o Lucro Esperado máximo e a

sua respectiva probabilidade de ocorrência, assim como da Insuficiência de Lastro e do Custo de Oportunidade.

2.2.1 – Análise com Previsores - AP para dar suporte à negociação de contratos bilaterais

A idéia deste método é determinar o Lucro Esperado do Agente a partir da previsão das grandezas relacionadas e dos contratos a serem negociados, isto é, para um determinado horizonte de análise do mercado de eletricidade e das condições de fornecimento de energia elétrica, a intenção é determinar o Lucro Esperado em função dos contratos em negociação. A seguir é mostrado o modelo do método por meio do diagrama da Figura 2.1.

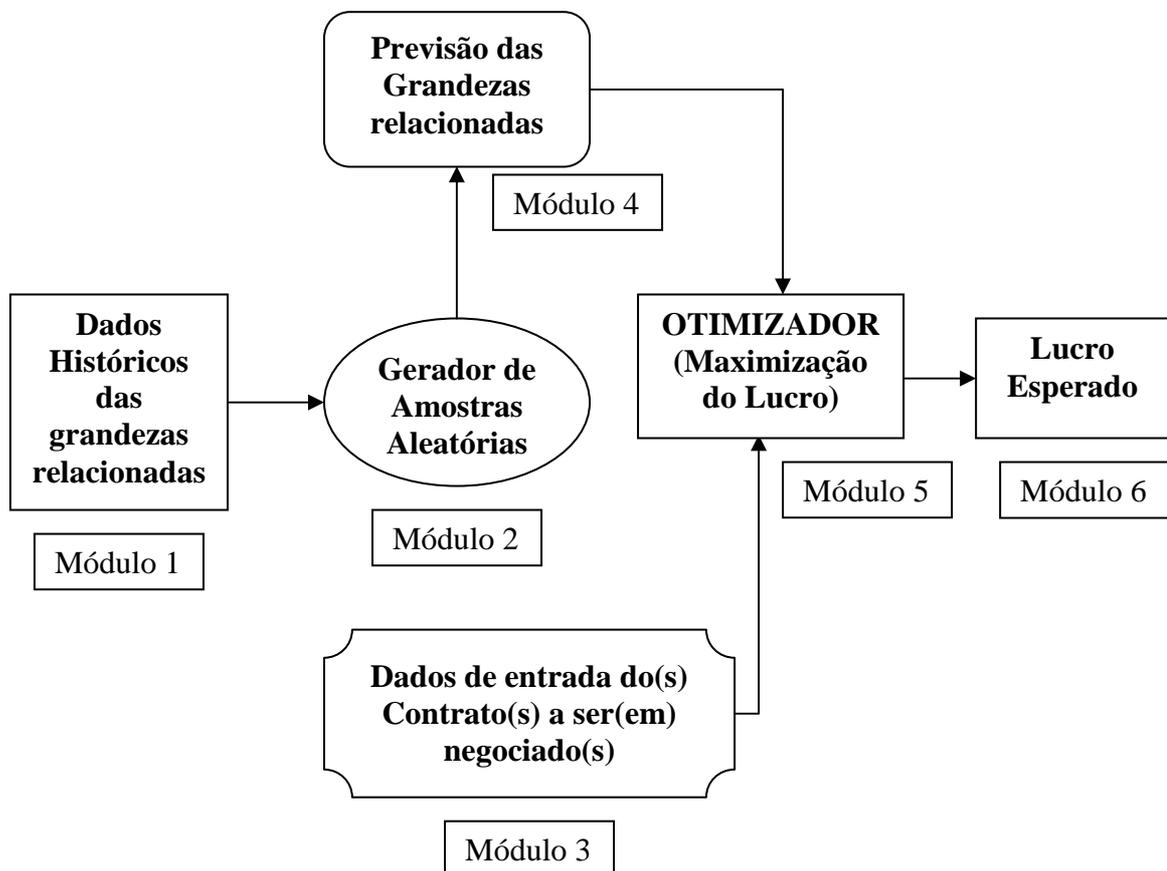


Figura 2.1: Diagrama geral do método de Análise com Previsores - AP.

No Módulo 1 da Figura 2.1 são armazenados os dados históricos: Geração da Usina (P_{GH}) (2005, 2006 e 2007), Geração do Submercado (P_{GSH}) (2005, 2006 e 2007), Energia Natural

Afluentes (Y_{SH}) (2003, 2004, 2005, 2006 e 2007) e PLD (λ_{SH}) (2005, 2006 e 2007). Os dados históricos estão disponíveis no Anexo I do presente trabalho.

O Módulo 2 da Figura 2.1 representa o gerador de amostras, isto é, o aplicativo que a partir dos dados históricos gera um espaço amostral aleatório para cada grandeza envolvida, baseado em distribuição probabilística.

No Módulo 3 da Figura 2.1 são armazenados os dados de entrada do contrato a ser negociado como: Preço contratual, quantidade de energia e flexibilização do contrato.

O Módulo 4 da Figura 2.1 representa o previsor que calculará os valores esperados referente às amostras aleatórias das grandezas relacionadas.

O Módulo 5 da Figura 2.1 representa o aplicativo que otimiza o Lucro em função do(s) contrato(s) proposto(s), ou seja, o aplicativo simula para os valores esperados calculados no módulo anterior uma única otimização, obtendo um valor determinístico de Lucro Esperado para o(s) contrato(s) em análise.

Por fim, no Módulo 6 da Figura 2.1 é mostrado o valor esperado do Lucro, resultado da aplicação da abordagem AP.

2.2.2 – Análise de Riscos – AR para dar suporte à negociação de contratos bilaterais

A finalidade desta abordagem é complementar a análise AP, calculando a probabilidade de ocorrência do Lucro máximo, assim como da Insuficiência de Lastro e do Custo de Oportunidade. A seguir é mostrado o modelo do método por meio do diagrama da Figura 2.2.

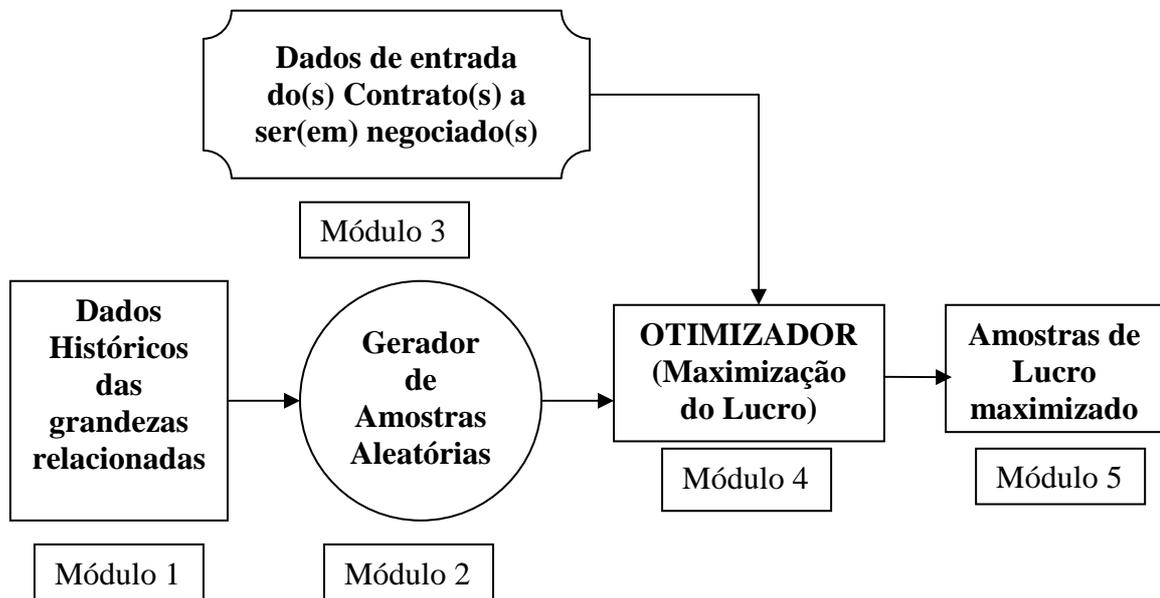


Figura 2.2: Diagrama geral do método de Análise de Riscos - AR.

No Módulo 1 da Figura 2.2 são armazenados os dados históricos: Geração da Usina (P_{GH}) (2005, 2006 e 2007), Geração do Submercado (P_{GSH}) (2005, 2006 e 2007), Energia Natural Afluente (Y_{SH}) (2003, 2004, 2005, 2006 e 2007) e PLD (λ_{SH}) (2005, 2006 e 2007). Os dados históricos estão disponíveis no Anexo I do presente trabalho.

O Módulo 2 da Figura 2.2 representa o gerador de amostras, isto é, o aplicativo que a partir dos dados históricos gera um espaço amostral aleatório para cada grandeza relacionada, baseado em distribuição probabilística.

No Módulo 3 da Figura 2.2 são armazenados os dados de entrada do contrato a ser negociado como: Preço contratual, quantidade de energia e flexibilização do contrato.

O Módulo 4 da Figura 2.2 representa o aplicativo que otimiza o Lucro baseado nas condições do(s) contrato(s), ou seja, o aplicativo simula para todas as amostras geradas, a maximização do Lucro. Dessa forma, o otimizador gerará um espaço amostral de origem aleatória de Lucros para o(s) contrato(s) em análise.

Por fim, no Módulo 5 da Figura 2.2 é calculado a probabilidade de ocorrência de determinada faixa de Lucro, assim como da Insuficiência de Lastro e do Custo de Oportunidade associados às ofertas de propostas para contrato(s).

2.3 – RESUMO DO CAPÍTULO

A finalidade deste capítulo é introduzir as abordagens propostas para auxiliar a tomada de decisão na negociação de contratos por parte do Agente Gerador - PCH de maneira geral e simplificada. A aplicação de dois modelos de análise é necessária, tendo em vista a relação de complementariedade existente entre eles a ser comprovada nos resultados obtidos, isto é, um procedimento determina e o outro conjectura a ocorrência. No próximo capítulo, será descrito o funcionamento do gerador de amostras aleatórias, que é comum aos dois procedimentos apresentados.

3 – GERADORES DE AMOSTRAS ALEATÓRIAS

3.1 – INTRODUÇÃO DO CAPÍTULO

O foco deste capítulo é apresentar, de forma sistêmica, os procedimentos utilizados para se gerar um espaço amostral aleatório de geração de energia elétrica da PCH (P_G) e de preços de energia do submercado PLD (λ_S) a partir de dados históricos realizados, uma vez que, via de regra, contratos bilaterais podem ter período de validade de meses a anos.

3.2 – DADOS HISTÓRICOS UTILIZADOS PELOS GERADORES DE AMOSTRAS ALEATÓRIAS

Para se gerar amostras é necessário buscar dados históricos das grandezas a serem analisadas. Para tanto, o Operador Nacional do Sistema (ONS), a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o Ministério de Minas e Energia (MME) e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), disponibilizaram os dados históricos utilizados neste trabalho (Anexo I). As grandezas analisadas e seus históricos disponíveis são:

- Geração de Energia Elétrica da Central Hidrelétrica sob consideração (P_{GH}) [MWmédio];
- Geração de Energia Elétrica dos Submercados (P_{GSH}) [MWmédio];
- Energia Natural Afluente dos Submercados (Y_{SH}) [MWmédio];
- Energia Assegurada das Usinas despachadas centralizadamente (EA) [MWmédio];
e
- Preço de Liquidação das Diferenças de Energia Elétrica nos Submercados PLD (λ_{SH}) [R\$/MWh].

A seguir é mostrada na Figura 3.1 a estrutura do gerador de amostras aleatórias, bem como as explicações sobre o fluxo de informações em cada módulo de apresentação. Cabe destacar que a finalidade do gerador de amostras aleatórias está realçada nos módulos 2, 3, 5 e 6.

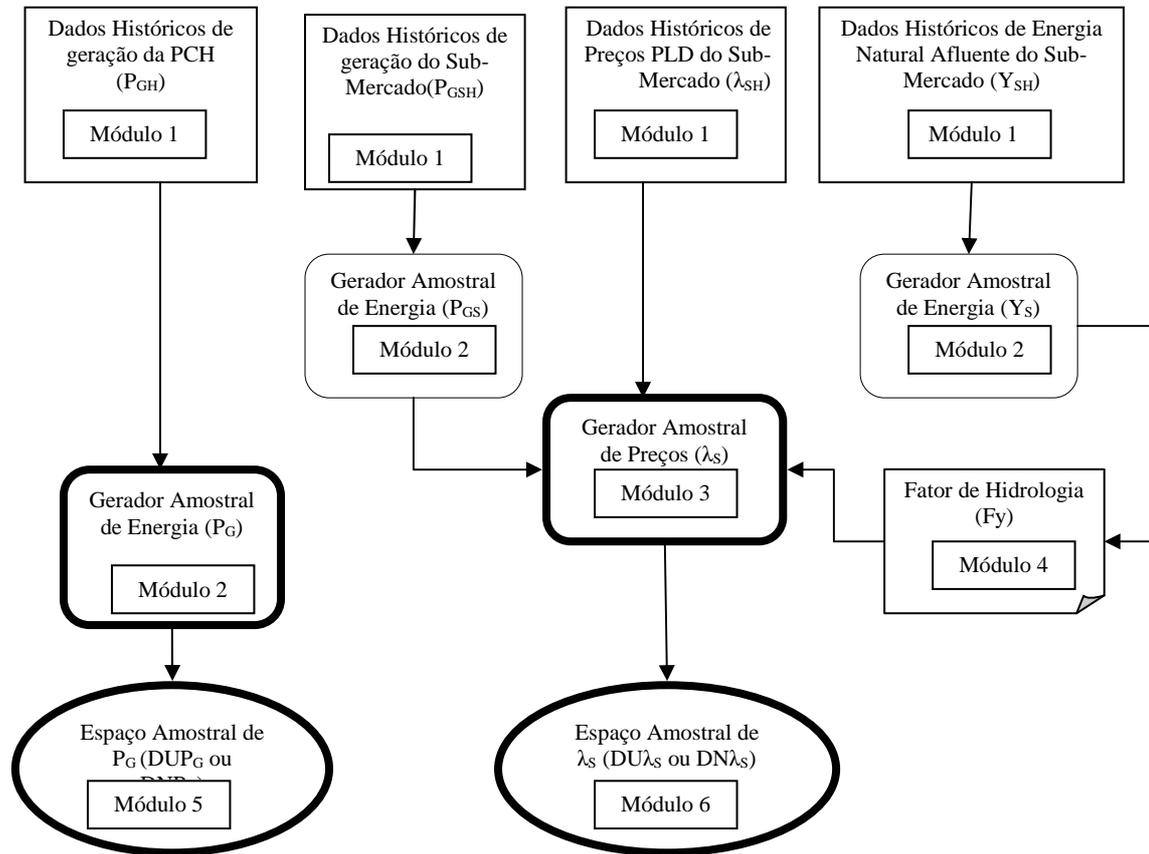


Figura 3.1: Diagrama detalhado do gerador de amostras aleatórias.

No Módulo 1 da Figura 3.1 são armazenados os dados históricos: Geração da Usina (P_{GH}) (2005, 2006 e 2007), Geração do Submercado (P_{GSH}) (2005, 2006 e 2007), Energia Natural Afluente (Y_{SH}) (2003, 2004, 2005, 2006 e 2007) e PLD (λ_{SH}) (2005, 2006 e 2007). Os dados históricos estão disponíveis no Anexo I do presente trabalho.

O Módulo 2 da Figura 3.1 representa o gerador de amostras de Geração da Usina P_G , Geração do Submercado P_{GS} , e Energia Natural Afluente Y_S , isto é, o aplicativo que a partir dos dados históricos gera um espaço amostral aleatório para cada grandeza mencionada, baseado em distribuição probabilística conforme explicado nas seções 3.3.1 e 3.3.2.

O Módulo 3 da Figura 3.1 representa o gerador de amostras de PLD' λ_s do submercado, isto é, o aplicativo que, utilizando o método da Similaridade [15], gera um espaço amostral aleatório de PLD's, conforme explicado em detalhes na seção 3.4.

No Módulo 4 da Figura 3.1 é calculado o fator de hidrologia F_y , o qual é utilizado para refletir nos preços a situação hidrológica das bacias dos Submercados. Este módulo também está explicado na seção 3.4.

No Módulo 5 da Figura 3.1 é apresentado o espaço amostral aleatório de Geração da Usina, gerado a partir do Módulo 2.

No Módulo 6 da Figura 3.1 é apresentado o espaço amostral aleatório de PLD's do Submercado, gerado a partir do Módulo 3.

3.3 – GERADOR DE AMOSTRAS ALEATÓRIAS DE ENERGIA

Neste trabalho, os geradores de amostras de Geração da Usina P_G , de Geração do Submercado P_{GS} e de Energia Natural Afluente Y_s estão baseados em dois tipos de distribuição amostral: Distribuição Uniforme e Distribuição Normal. A Distribuição Uniforme é a mais apropriada para se estabelecer regiões de envoltória, isto é, formar faixas de valores contidos entre patamares extremos (superior e inferior). A formação destas regiões é importante para realizar possíveis análises por cenários específicos, focados numa determinada situação. Já a Distribuição Normal é uma distribuição padrão em estudos probabilísticos e facilita comparações em relação aos dados históricos e as amostras geradas por meio da distribuição uniforme. Além disso, uma das intenções na formação de amostras aleatórias é verificar qual das duas distribuições apresenta um comportamento mais realístico para cada tipo de grandeza analisada.

3.3.1 – Gerador de Amostras Aleatórias baseado na Distribuição Uniforme

O gerador de amostras de energia baseia-se primordialmente em dados históricos que são agrupados em matrizes para cada grandeza relacionada da seguinte forma: Geração da Usina – matriz P_{GH} , Geração do Submercado - matriz P_{GSH} e Energia Natural Afluente -

matriz Y_{SH} . Como o método de geração de amostras é o mesmo para as três grandezas mencionadas, a identificação da função “F” será utilizada de forma genérica para as três grandezas (P_G , P_{GS} , ou Y_S). Tendo em vista a correlação existente entre as variáveis afluência e geração, a definição da afluência como única variável aleatória seria plausível. No entanto, a disponibilidade de geração nem sempre está garantida e por outro lado, a geração do subsistema depende de fatores externos como importação e exportação de energia e entrada de novas unidades de diferentes fontes primárias o que agrega o carácter aleatório da variável. Por conseguinte, segue a lei de formação da matriz de armazenamento dos dados históricos disponíveis (F_H) – com dimensão $N \times 12$, considerando “t” o índice indicativo de mês e “j” o índice indicativo de ano:

$$F_H(j,t) = \begin{bmatrix} F_H(1,1) & F_H(1,2) & F_H(1,3) & F_H(1,4) & F_H(1,5) & F_H(1,6) & F_H(1,7) & F_H(1,8) & F_H(1,9) & F_H(1,10) & F_H(1,11) & F_H(1,12) \\ F_H(2,1) & F_H(2,2) & F_H(2,3) & F_H(2,4) & F_H(2,5) & F_H(2,6) & F_H(2,7) & F_H(2,8) & F_H(2,9) & F_H(2,10) & F_H(2,11) & F_H(2,12) \\ \vdots & \vdots \\ F_H(N,1) & F_H(N,2) & F_H(N,3) & F_H(N,4) & F_H(N,5) & F_H(N,6) & F_H(N,7) & F_H(N,8) & F_H(N,9) & F_H(N,10) & F_H(N,11) & F_H(N,12) \end{bmatrix} \leftarrow \text{Linhas "j"} \quad (3.1)$$

↑
Colunas "t"

Onde:

N é o total de anos dos dados históricos.

Para se gerar um espaço amostral aleatório, uniformemente distribuído e compreendido numa região específica é necessário determinar patamares mínimos e máximos que delimitem o campo amostral a ser gerado. Dessa forma, utilizando as matrizes de armazenamento dos dados históricos seguem os passos utilizados para a geração das amostras aleatórias uniformemente distribuídas:

- Passo 1: Formar o vetor $F_{Mín}$ (dimensão 1×12) composto pelos 12 (doze) valores mínimos dentre os dados históricos (F_H) da grandeza em questão (P_G , P_{GS} , ou Y_S). Ou seja, o vetor $F_{Mín}$ representa o conjunto de grandezas mínimas em cada mês de apuração dentre os dados históricos relacionados obtidos seguindo 3.2;

$$\mathbf{F}_{Min}(t) = \underset{j}{Min} \mathbf{F}_H(j,t) \quad , t = 1, \dots, 12 \quad (3.2)$$

$$\mathbf{F}_{Min}(t) = \begin{bmatrix} \mathbf{F}_{Min}(t=1) \\ \mathbf{F}_{Min}(t=2) \\ \cdot \\ \cdot \\ \mathbf{F}_{Min}(t=12) \end{bmatrix}^T \quad (3.3)$$

Onde:

\mathbf{F}_{Min} é o vetor de dimensão 1x12 composto pelos 12 (doze) valores mínimos dentre os dados históricos (\mathbf{F}_H) da grandeza em questão (P_G , P_{GS} , ou Y_S): [MWmédio].

- Passo 2: Formar o vetor $\mathbf{F}_{Máx}$ (dimensão 1x12) composto pelos 12 (doze) valores máximos dentre os dados históricos (\mathbf{F}_H) da grandeza em questão (P_G , P_{GS} , ou Y_S). Ou seja, o vetor $\mathbf{F}_{Máx}$ representa o conjunto de grandezas máximas em cada mês de apuração dentre os dados históricos relacionados;

$$\mathbf{F}_{Máx}(t) = \underset{j}{Max} \mathbf{F}_H(j,t) \quad , t = 1, \dots, 12 \quad (3.4)$$

$$\mathbf{F}_{Máx}(t) = \begin{bmatrix} \mathbf{F}_{Máx}(t=1) \\ \mathbf{F}_{Máx}(t=2) \\ \cdot \\ \cdot \\ \mathbf{F}_{Máx}(t=12) \end{bmatrix}^T \quad (3.5)$$

Onde:

$\mathbf{F}_{Máx}$ é o vetor de dimensão 1x12 composto pelos 12 (doze) valores máximos dentre os dados históricos (\mathbf{F}_H) da grandeza em questão (P_G , P_{GS} , ou Y_S): [MWmédio].

- Passo 3: Para cada iteração realizada é gerada uma sequência NA_U de 12 (doze) valores adimensionais entre “a” e “b” distribuídos uniformemente por meio da função randômica do Matlab (rand) [17], a qual atende ao modelo uniforme descrito pela equação 3.6. A Figura 3.2 mostra graficamente como o modelo uniforme é implementado em função da equação densidade de probabilidade 3.6.

$$f(x) = \begin{cases} \frac{1}{b-a}, & \text{se } a < x < b \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.6)$$

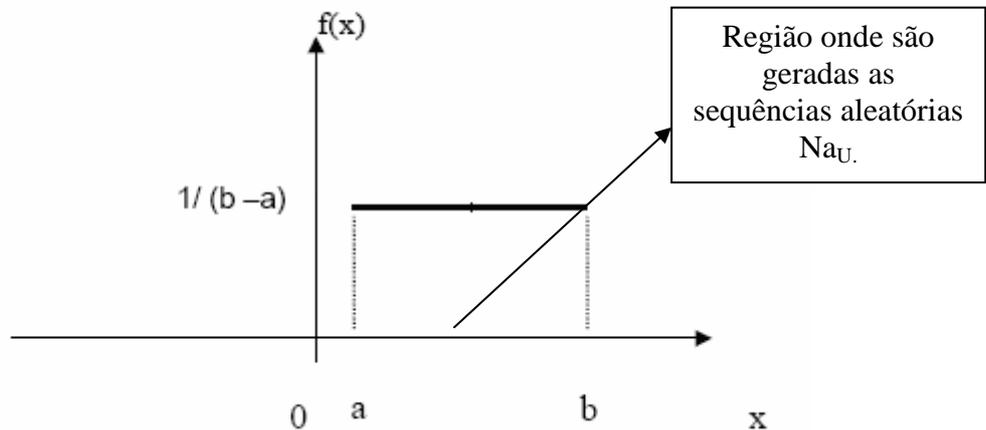


Figura 3.2: Modelo de distribuição de probabilidade Uniforme.

Onde:

a é igual a 0(zero), b igual a 1(um);e

NA_U é a sequência aleatória uniforme de 12 (doze) valores adimensionais entre 0 (zero) e 1 (um) – vetor (1x12).

- Passo 4: Em sequência, por meio da equação 3.7, gera-se, para cada iteração, um vetor da grandeza “ F_U ” (dimensão 1x12) composto por 12 valores referentes a cada mês do ano contido entre os patamares $F_{Mín}$ e $F_{Máx}$ definidos nos Passos 1 e 2. Em suma, este vetor representa o conjunto das 12 amostras geradas aleatoriamente compreendidas entre os patamares mínimos e máximos estabelecidos.

$$\mathbf{F}_U(t) = \mathbf{F}_{Mín}(t) + \left\{ \mathbf{F}_{Máx}(t) - \mathbf{F}_{Mín}(t) \right\} \times \mathbf{NA}_U(t) \quad , t = 1, \dots, 12 \quad (3.7)$$

Onde:

F_U é o vetor da grandeza (P_G , P_{GS} , ou Y_S) gerada uniformemente - vetor (1x12).

- Passo 5: Finalizadas às “M” iterações, é armazenado todo o espaço amostral aleatório formado pelos vetores “ F_U ” (dimensão 1x12), na função de distribuição uniforme DUF, conforme representado na equação 3.8.

$$\mathbf{DUF}(m,t) = \mathbf{F}_U(t), \begin{cases} t = 1, \dots, 12 \\ m = 1, \dots, M \end{cases} \quad (3.8)$$

Onde:

m é o índice indicativo de iteração e M é o número total de iterações realizadas; e

DUF é a Distribuição Uniforme da grandeza “ F_U ” analisada - matriz (Mx12).

Por exemplo: no caso da Energia Natural Afluente (Y), é mostrada na figura 3.3 a região onde serão geradas as amostras aleatórias indicadas no passo 4, ou seja, esta região está compreendida entre os valores mínimos e máximos relacionados nos dados históricos de Energia Natural Afluente. Para as demais grandezas P_G e P_{GS} o procedimento é similar ao descrito para a grandeza Energia Natural Afluente.

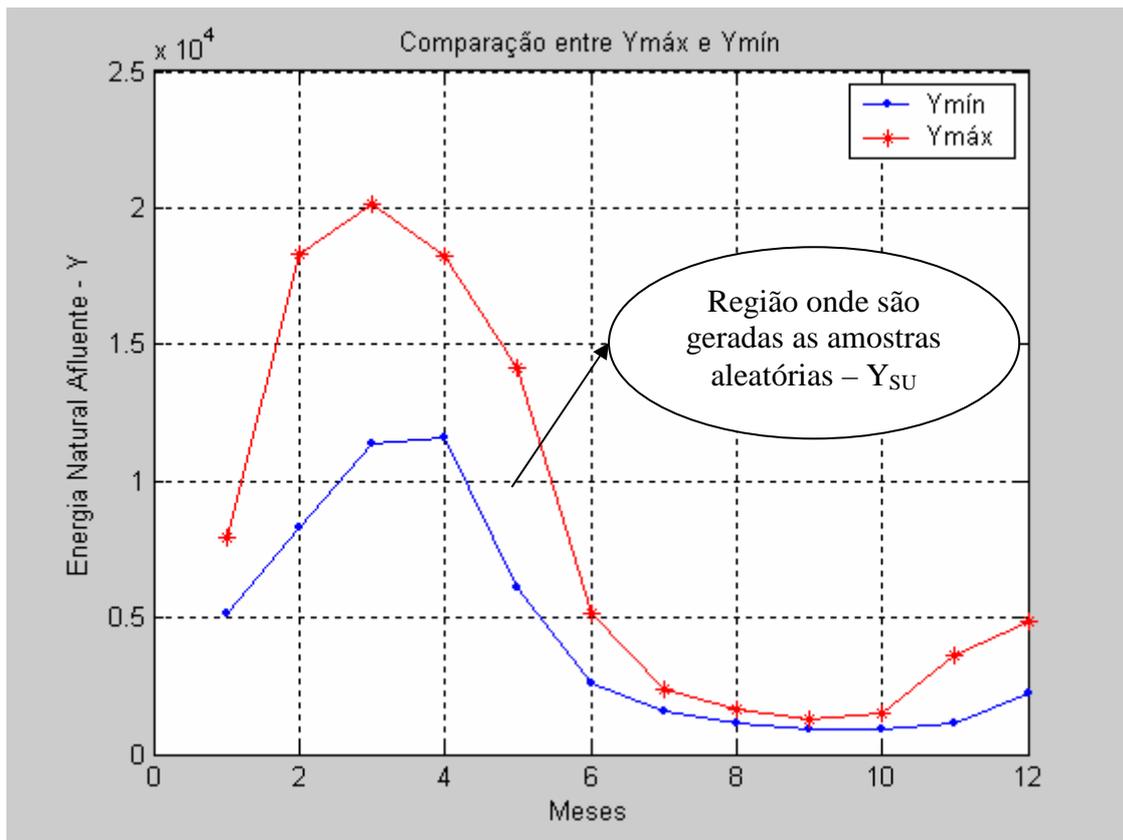


Figura 3.3: Gráfico exemplificativo da região onde são geradas as amostras aleatórias de Energia Natural Afluente (Y_{SU}).

3.3.2 - Gerador de Amostras Aleatórias baseado na Distribuição Normal

Esta seção está dedicada à descrição dos procedimentos utilizados para a geração das amostras aleatórias normalmente distribuídas. Dessa forma, os passos utilizados para a geração das amostras são os seguintes:

- Passo 1: Calcular a média para cada mês de análise dos dados históricos (F_H) da grandeza “F” (P_G , P_{GS} , ou Y_S) em questão, isto é, para cada mês “t” e considerando um histórico com “N” dados, a média de cada mês é mensurada de acordo com a equação 3.9:

$$F_{\mu}(t) = \frac{\sum_{j=1}^N F_H(j,t)}{N} \quad , t = 1, \dots, 12 \quad (3.9)$$

$$\mathbf{F}_{\mu}(t) = \begin{bmatrix} \mathbf{F}_{\mu}(t=1) \\ \mathbf{F}_{\mu}(t=2) \\ \cdot \\ \cdot \\ \mathbf{F}_{\mu}(t=12) \end{bmatrix}^T \quad (3.10)$$

Onde:

F_{μ} é o vetor dos 12 (doze) valores médios dentre os dados históricos (F_H) da grandeza “F” analisada - vetor (1x12) [MWmédio].

- Passo 2: Calcular o desvio padrão para cada mês de análise dos dados históricos (F_H) da grandeza “F” em questão. O desvio padrão é calculado para o conjunto de valores do histórico de cada mês “t”, segundo a equação 3.11:

$$\mathbf{F}_{\sigma}(t) = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^N [\mathbf{F}_H(j,t) - \mathbf{F}_{\mu}(t)]^2}{N}} \quad , t = 1, \dots, 12 \quad (3.11)$$

$$\mathbf{F}_{\sigma}(t) = \begin{bmatrix} \mathbf{F}_{\sigma}(t=1) \\ \mathbf{F}_{\sigma}(t=2) \\ \cdot \\ \cdot \\ \mathbf{F}_{\sigma}(t=12) \end{bmatrix}^T \quad (3.12)$$

Onde:

F_{σ} é o vetor dos 12 (doze) valores de desvio padrão dentre os dados históricos (F_H) da grandeza “F” analisada - vetor (1x12) [MWmédio].

- Passo 3: Para cada iteração realizada é gerada uma sequência NA_N de 12 (doze) valores adimensionais com média “ μ ” e desvio padrão “ σ ” distribuídos normalmente por meio da função randômica do Matlab (randn) [17], a qual atende ao modelo normal descrito pela equação 3.13. A Figura 3.4 mostra

graficamente como o modelo normal é implementado em função da equação densidade de probabilidade 3.13.

$$f(x) = \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (3.13)$$

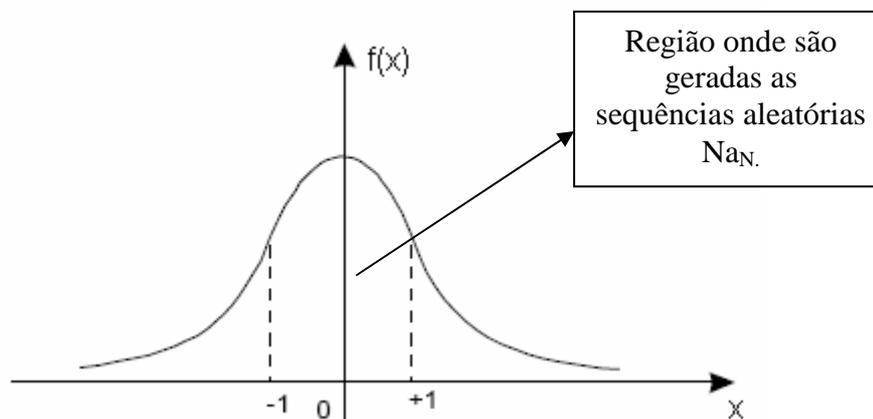


Figura 3.4: Modelo de distribuição de probabilidade Normal.

Onde:

μ é igual a 0 (zero), σ é igual a 1 (um); e

NA_N é a sequência aleatória normal de 12 (doze) valores adimensionais com média 0 (zero) e desvio padrão 1 (um) - vetor (1x12).

- Passo 4: Em sequência, por meio da equação 3.14, gera-se, para cada iteração, um vetor da grandeza “ F_N ” (dimensão 1x12) composto por 12 valores referentes a cada mês do ano, cujos parâmetros de média e desvio padrão F_μ e F_σ foram definidos nos Passos 1 e 2. Em suma, este vetor representa o conjunto das 12 amostras geradas aleatoriamente por meio da distribuição normal com desvio padrão dado por F_σ e média por F_μ .

$$\mathbf{F}_N(t) = \mathbf{F}_\mu(t) + [\mathbf{F}_\sigma(t) \times \mathbf{NA}_N(t)] \quad , t = 1, \dots, 12 \quad (3.14)$$

Onde:

F_N é o vetor da grandeza (P_G , P_{GS} , ou Y_S) gerada normalmente - vetor (1x12) [MWmédio].

- Passo 5: Finalizadas às “M” iterações, é armazenado todo o espaço amostral aleatório formado pelos vetores “F_N” (dimensão 1x12), na função de distribuição uniforme DNF, conforme representado na equação 3.15.

$$\mathbf{DNF}(m,t) = \mathbf{F}_N(t), \begin{cases} t = 1, \dots, 12 \\ m = 1, \dots, M \end{cases} \quad (3.15)$$

Onde:

DNF é a Distribuição Normal da grandeza “F_N” analisada - matriz (Mx12)[MWmédio].

3.4 – GERADOR DE AMOSTRAS ALEATÓRIAS DE PREÇOS – PLD - λ_S

Esta seção está dedicada às grandezas do Submercado que são PLD (λ_S), geração do Submercado (P_{GS}) e Energia Natural Afluente (Y_S). O gerador de amostras de PLD baseia-se na metodologia da Similaridade [15], isto é, fazer previsões comparando com dados históricos similares.

Inicialmente são considerados “N” dados históricos de preço λ_{SH} e “N” dados históricos de geração do submercado P_{GSH}, formando pares geração-preço históricos, conforme mostrado na Figura 3.5. Considerando um horizonte de 12 (doze) meses, estes dados são armazenados em matrizes. Nas matrizes P_{GSH}(j,t_H) e λ_{SH}(j, t_H), as linhas “j” representam os anos j = 1,...,N, e as colunas representam os meses t_H = 1,...,12.

De posse destas matrizes são comparados os coeficientes das amostras aleatórias P_{GS} com os coeficientes da matriz de dados históricos de geração do submercado P_{GSH}, de forma a detectar qual valor dos dados históricos mais se parece com o valor da amostra aleatória, conforme mostrado na Figura 3.6. Este procedimento é feito por meio da comparação da amostra P_{GS} com os valores do histórico P_{GSH} de acordo com a equação 3.16. Para a situação ideal, quando P_{GS} é igual à P_{GSH}, a razão entre estas duas parcelas é 1 e o valor do coeficiente “S” é zero. Dessa forma o menor valor modular do coeficiente “S” indicará a geração P_{GSH}(j*, t_H*) que mais se aproxima do valor da amostra P_{GS}. A comparação coeficiente a coeficiente é representada na equação 3.16 pela simbologia “. / ” conforme implementada no Matlab [17]:

$$S(t) = \underset{j, t_H}{\text{Mín}} \left| \left(P_{GS}(t) / P_{GSH}(j, t_H) \right) - 1 \right|, t = 1, \dots, 12 \quad (3.16)$$

O resultado desta minimização fornece $P_{GSH}(j^*, t_H^*)$, que corresponde ao valor histórico mais parecido com o valor da amostra $P_{GS}(t)$, indicando o ano (j^*) e o mês (t_H^*). O ano (j^*) e o mês (t_H^*) servirão para associar a geração $P_{GSH}(j^*, t_H^*)$ com o preço da energia do Submercado neste período $\lambda_{SH}(j^*, t_H^*)$.

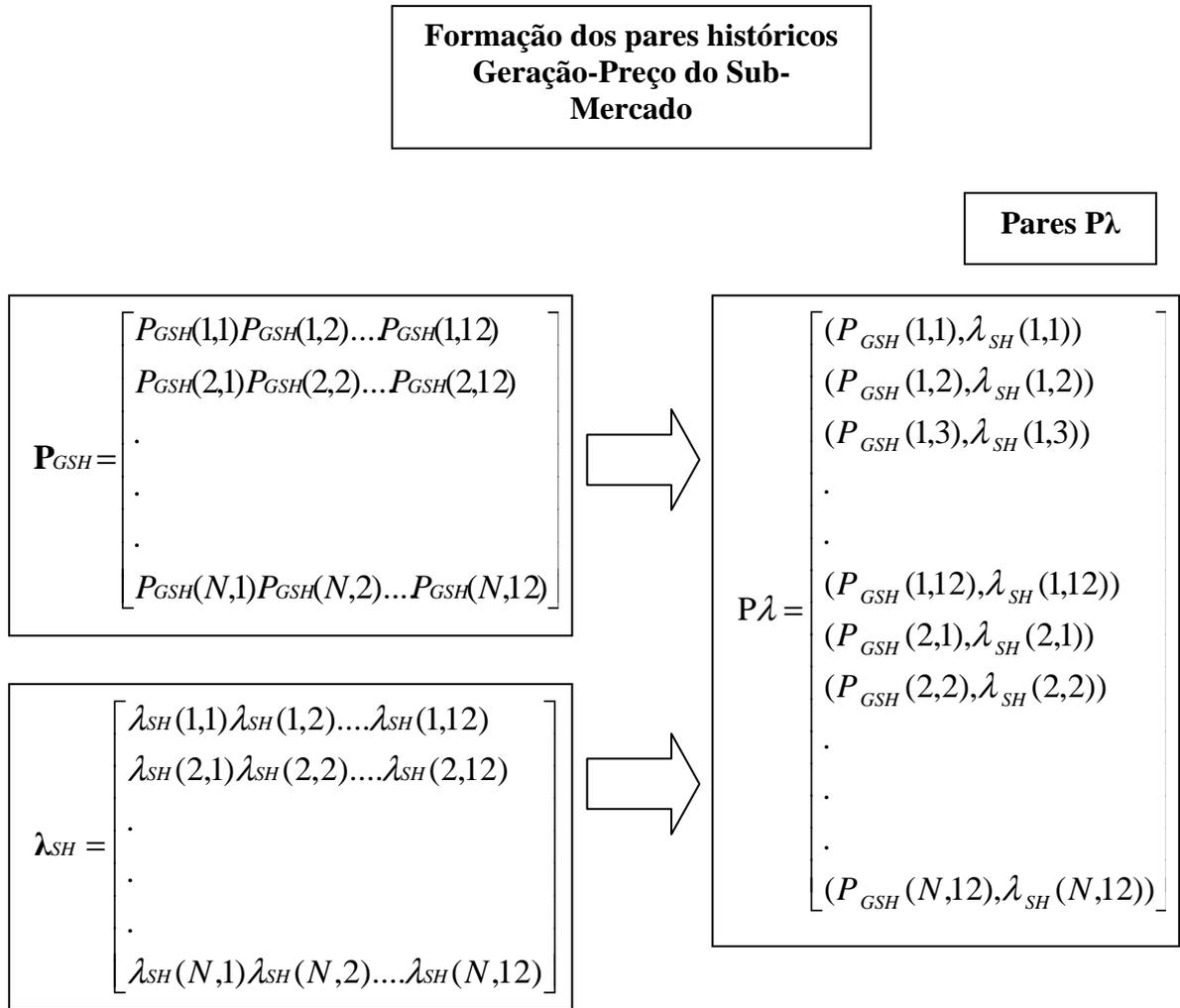


Figura 3.5: Formação dos pares históricos geração-preço do Submercado.

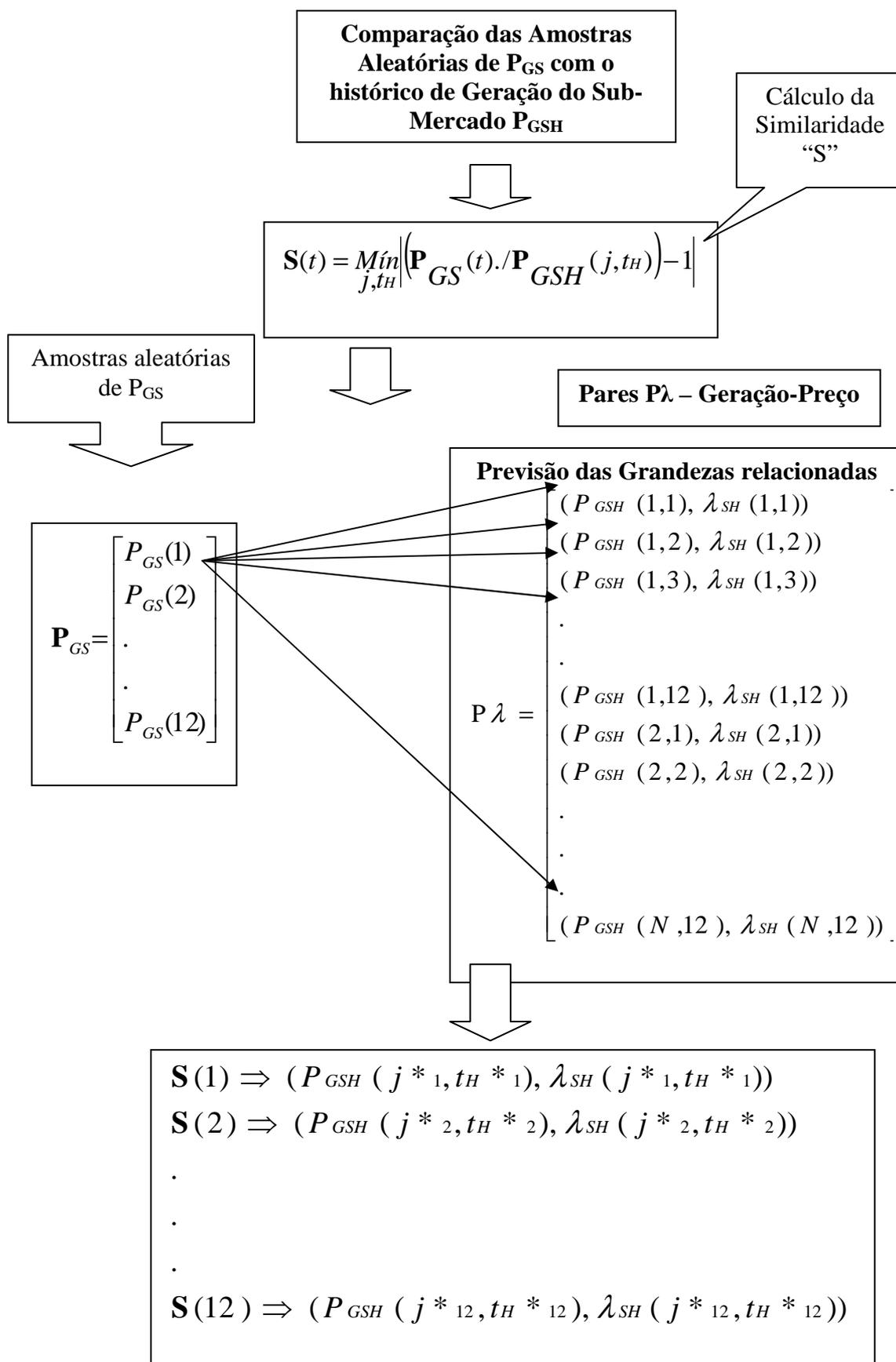


Figura 3.6: Formação dos pares históricos geração-preço do Submercado similares às amostras geradas.

No caso dos PLD's de energia elétrica, a metodologia apresentada nas Figuras 3.5 e 3.6 pode ser descrita pelos procedimentos a seguir:

- Passo 1: encontrar amostras aleatórias de geração de energia elétrica $P_{GS}(t)$ do submercado em questão que sejam semelhantes às gerações de energia elétrica contidas nos dados históricos de geração P_{GSH} do submercado, utilizando o coeficiente de similaridade (S). O menor valor do coeficiente de similaridade “S” indicará a geração $P_{GSH}(j^*, t_H^*)$ que mais se aproxima do valor da amostra $P_{GS}(t)$, conforme equação 3.16.
- Passo 2: Relacionar a geração $P_{GSH}(j^*, t_H^*)$ indicada no Passo 1 com o respectivo PLD $\lambda_{SH}(j^*, t_H^*)$ do histórico;

$$S(t) \Rightarrow P_{GSH}(j^*, t_H^*) \Rightarrow \lambda_{SH}(j^*, t_H^*) \quad (3.17)$$

Onde:

$P_{GSH}(j^*, t_H^*)$ é a geração histórica do Submercado que mais se próxima da amostra gerada “ $P_{GS}(t)$ ”; e

$\lambda_{SH}(j^*, t_H^*)$ é o PLD histórico relacionado a $P_{GSH}(j^*, t_H^*)$.

- Passo 3: Calcular o fator de reajuste (K). Este fator é justificado pelo crescente aumento de PLD's revelado ao longo dos anos e como parâmetro incrementador conexo a evolução do setor elétrico. Esta constatação pode ser vista na figura 3.7. Este crescente aumento de PLD pode ser interpretado tendo em vista o desenvolvimento sócio-econômico da região e da retirada da oferta de energia de fontes advindas de outros países latino-americanos, como o GLP boliviano e hidrelétricas argentinas. Ou seja, quanto maior o desenvolvimento, maior a infraestrutura e maior a demanda de energia requisitada. Isto é, este fator incrementará o preço relacionado no histórico de maneira a prever um preço reajustado para o horizonte de interesse.

$$K(t) = \frac{\Delta P_{GS}(t)}{P_{GSH}(j^*, t_H^*)}, t = 1, \dots, 12 \quad (3.18)$$

Onde:

$K(t)$ é o fator de reajuste do PLD previsto – vetor 1×12 – adimensional.

Conforme equação 3.22, o fator $K(t)$ é inserido para incrementar o valor do preço da energia da seguinte maneira: para $K(t) > 1$, $K(t)$ multiplica o preço $\lambda_{SH}(j^*, t_H^*)$ e para $K(t) < 1$, $K(t)$ divide o preço associado.

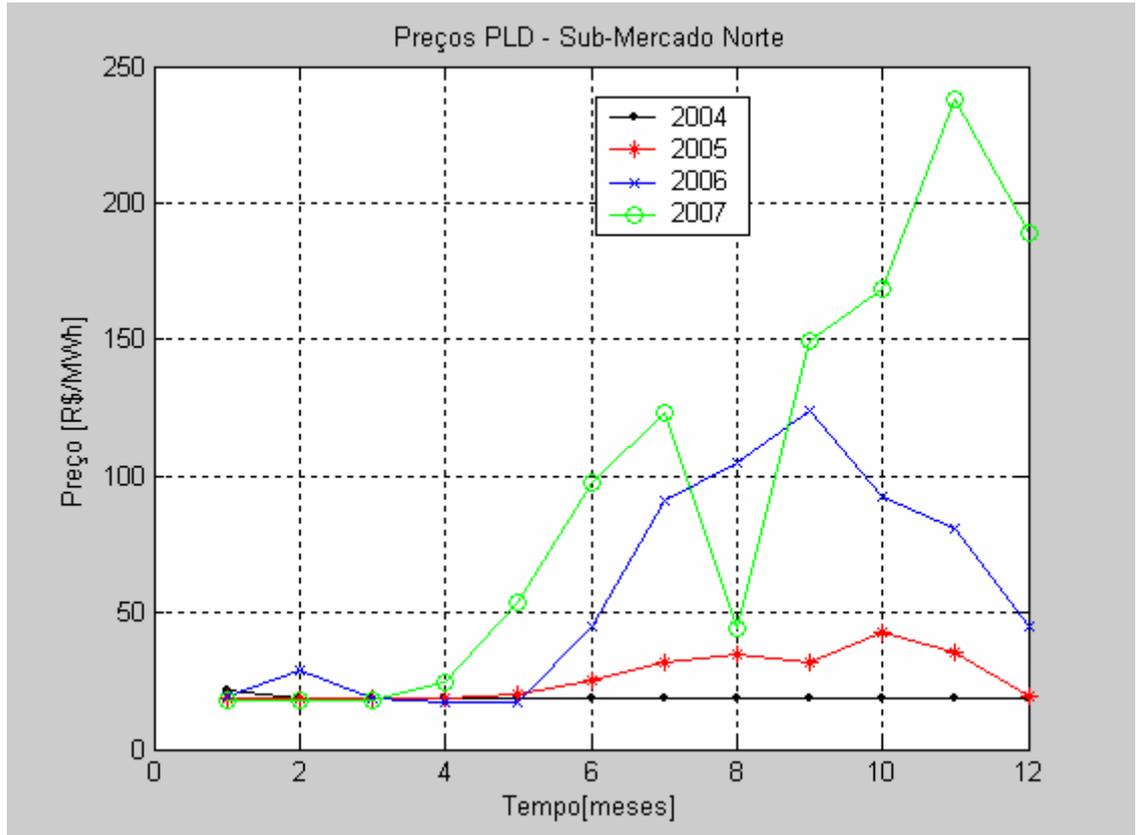


Figura 3.7: PLD's realizados no Submercado Norte.

- Passo 4: Calcular o fator de Hidrologia (F_y) utilizando a amostra gerada da Energia Natural Afluente (Y_S).

Este fator está associado à influência dos volumes armazenados nos reservatórios dos submercados no PLD em face às restrições operativas impostas ao atendimento à carga. O fator “ F_y ” é calculado conforme equação 3.19, sendo uma variável diretamente proporcional ao PLD segundo equação 3.22. Vê-se que o fator “ F_y ” é inversamente proporcional a Energia Natural Afluente Y_S , dado que os fatores A e B são vetores (1×12) com coeficientes constantes. Ou seja, o fator “ F_y ”, assim como o PLD, mantém a relação

de proporcionalidade inversa em relação à Energia Natural Afluente Y_S . Caso o nível dos reservatórios esteja baixo, o preço da energia tenderá a subir, pois as usinas térmicas e/ou as importações de energia dos outros Submercados, cujos custos de produção e/ou transmissão respectivamente são maiores, serão acionadas para atender a demanda de carga do sistema.

Caso o nível dos reservatórios esteja alto, o preço da energia tende a diminuir, pois as usinas hidráulicas locais do Submercado possuem baixo custo de produção comparado às térmicas e às importações. A relação de proporcionalidade pode ser verificada comparando as figuras 3.7 e 3.8 referentes aos dados históricos de PLD e de Energia Natural Afluente (Y) do Submercado Norte. Verifica-se que quanto maior a afluência menor o preço e vice-versa.

$$\mathbf{Fy}(t) = \left(\mathbf{A}(t) \cdot \mathbf{Y}_S(t) \right) + \mathbf{B}(t) \quad , t = 1, \dots, 12 \quad (3.19)$$

$$\mathbf{A} = \mathbf{Y}_\mu = \text{Média}(\mathbf{Y}_{SH}) \quad (3.20)$$

$$\mathbf{B} = \sqrt{\mathbf{Y}_\sigma \cdot \mathbf{Y}_\mu} \quad (3.21)$$

Onde:

$\mathbf{Fy}(t)$ é o fator de hidrologia previsto na iteração “m” e no mês “t” - vetor (1x12) – (adimensional);

$\mathbf{Y}_S(t)$ é a amostra gerada de “ Y_S ” na iteração “m” e no mês “t” - vetor (1x12);

\mathbf{Y}_{SH} é a amostra de valores históricos de Energia Natural Afluente – Y - vetor (Nx12);

\mathbf{Y}_μ é o vetor dos 12 (doze) valores médios dentre os dados históricos (\mathbf{Y}_{SH}) da grandeza “ Y_S ” analisada - vetor (1x12) [MWmédio];

\mathbf{Y}_σ é o vetor dos 12 (doze) valores de desvio padrão dentre os dados históricos (\mathbf{Y}_{SH}) da grandeza “ Y_S ” analisada - vetor (1x12) [MWmédio];

$\mathbf{A} = \mathbf{Y}_\mu$ é o vetor dos 12 (doze) valores médios dentre os dados históricos (\mathbf{Y}_{SH}) - vetor (1x12) – (MWmédio); e

\mathbf{B} é o vetor dos 12 (doze) valores da relação desvio padrão por média dentre os dados históricos (\mathbf{Y}_{SH}) - vetor (1x12) – (adimensional).

Os fatores A e B foram obtidos por meio de calibração ao se analisar diversas fórmulas nas simulações. Assim, os fatores A e B apresentaram os resultados mais consistentes e relevantes para as amostras estudadas.

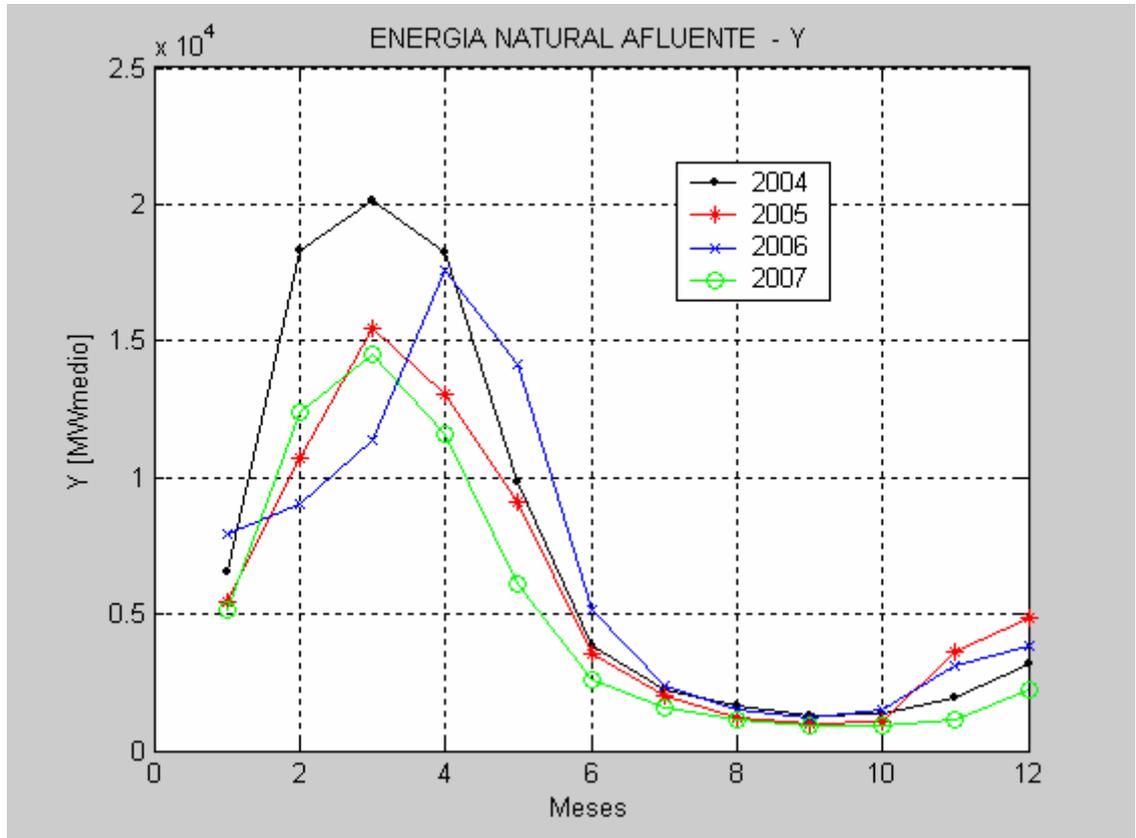


Figura 3.8: Energia Natural Afluyente (Y) referente ao submercado Norte.

- Passo 5: Calcular a amostra do PLD - $\lambda_S(t)$ conforme equação 3.22:

$$\lambda_S(t) = \begin{cases} \left(\frac{\lambda_{SH}(j^*, t_H^*) \times Fy(t)}{\mathbf{K}(t)} \right), \mathbf{K}(t) < 1 \\ \left(\lambda_{SH}(j^*, t_H^*) \times \mathbf{K}(t) \times Fy(t) \right), \mathbf{K}(t) > 1 \end{cases} \quad (3.22)$$

Onde:

$\lambda_S(t)$ é a amostra gerada do PLD na iteração “m” e no mês “t” - vetor (1x12) [R\$/MWh].

A amostra $\lambda_S(t)$ pode estar baseada na função de densidade uniforme ou normal:

$\lambda_S(t) = \lambda_{SU}(t)$ é a amostra gerada do PLD na iteração “m” e no mês “t” no caso em que o gerador de amostras aleatórias de energia P_{GS} e Y_S são de origem Uniforme - vetor (1x12) [R\$/MWh]; e

$\lambda_S(t) = \lambda_{SN}(t)$ é a amostra gerada do PLD na iteração “m” e no mês “t” no caso em que o gerador de amostras aleatórias de energia P_{GS} e Y_S são de origem Normal - vetor (1x12) [R\$/MWh].

- Passo 6: Por fim, ao final das “M” iterações, é armazenado todo o espaço amostral aleatório formado pelos vetores “ λ_S ” (dimensão 1x12), na função de distribuição $DU\lambda$ ou $DN\lambda$, conforme representado na equação 3.26.

$$DU\lambda_S(m, t) = \lambda_S(t), \begin{cases} t = 1, \dots, 12 \\ m = 1, \dots, M \end{cases} \text{ ou } DN\lambda_S(m, t) = \lambda_S(t), \begin{cases} t = 1, \dots, 12 \\ m = 1, \dots, M \end{cases} \quad (3.23)$$

Onde:

$DU\lambda_S$ representa a distribuição amostral do preço λ_{SU} no caso em que o gerador de amostras aleatórias de energia P_{GS} e Y_S são de origem Uniforme - matriz (Mx12)[R\$/MWh];e

$DN\lambda_S$ representa a distribuição amostral do preço λ_{SN} no caso em que o gerador de amostras aleatórias de energia P_{GS} e Y_S são de origem Normal - matriz (Mx12) [R\$/MWh].

3.5 – RESUMO DO CAPÍTULO

Este capítulo apresentou os procedimentos utilizados para se gerar uma distribuição amostral das grandezas envolvidas. Em suma, os processos descritos promovem a integração das variáveis abrangidas com o propósito de conceber um espaço amostral aleatório de geração de energia elétrica da PCH (P_G) e de preços de energia do submercado PLD (λ_S), ou seja, a finalidade do aplicativo gerador de amostras. No próximo capítulo será feita a previsão das grandezas relacionadas que determinará a real condição das amostras aleatórias geradas em relação aos dados realizados.

4 – PREVISÃO DAS GRANDEZAS ENVOLVIDAS NA TOMADA DE DECISÃO

4.1 – INTRODUÇÃO DO CAPÍTULO

Este Capítulo apresenta o método utilizado, os aspectos conceituais e uma avaliação da aplicabilidade da ferramenta computacional proposta para determinação dos valores esperados das grandezas relacionadas P_G , P_{GS} , Y_S e λ_S . O objetivo é mostrar de maneira sistêmica como as grandezas mencionadas são calculadas, os resultados obtidos e a análise dos mesmos.

4.2 – APRESENTAÇÃO DO MÉTODO DE PREVISÃO

Nesta etapa é apresentado o modelo de previsão das grandezas relacionadas utilizado na abordagem AP, cujo objetivo principal é determinar as condições ótimas de Lucro do Agente em horizontes futuros.

A seguir é mostrada a estrutura do previsor, bem como as explicações sobre o fluxo de informações em cada módulo de apresentação. Cabe registrar que a finalidade da previsão das grandezas envolvidas está realçada nos módulos 7, 8, 9 e 10, com destaque às grandezas de interesse P_G e λ_S (módulos 9 e 10 respectivamente).

Os módulos de 1 a 6 são constituídos de maneira análoga ao descrito no capítulo 3. Já nos Módulos 7, 8, 9 e 10 da Figura 4.1 são calculados os valores esperados das respectivas grandezas, Geração do Submercado $E(P_{GS})$, Energia Natural Afluente $E(Y_S)$, Geração da Usina $E(P_G)$ e PLD $E(\lambda_S)$. Em suma, os valores esperados são as médias mensais das amostras aleatórias geradas.

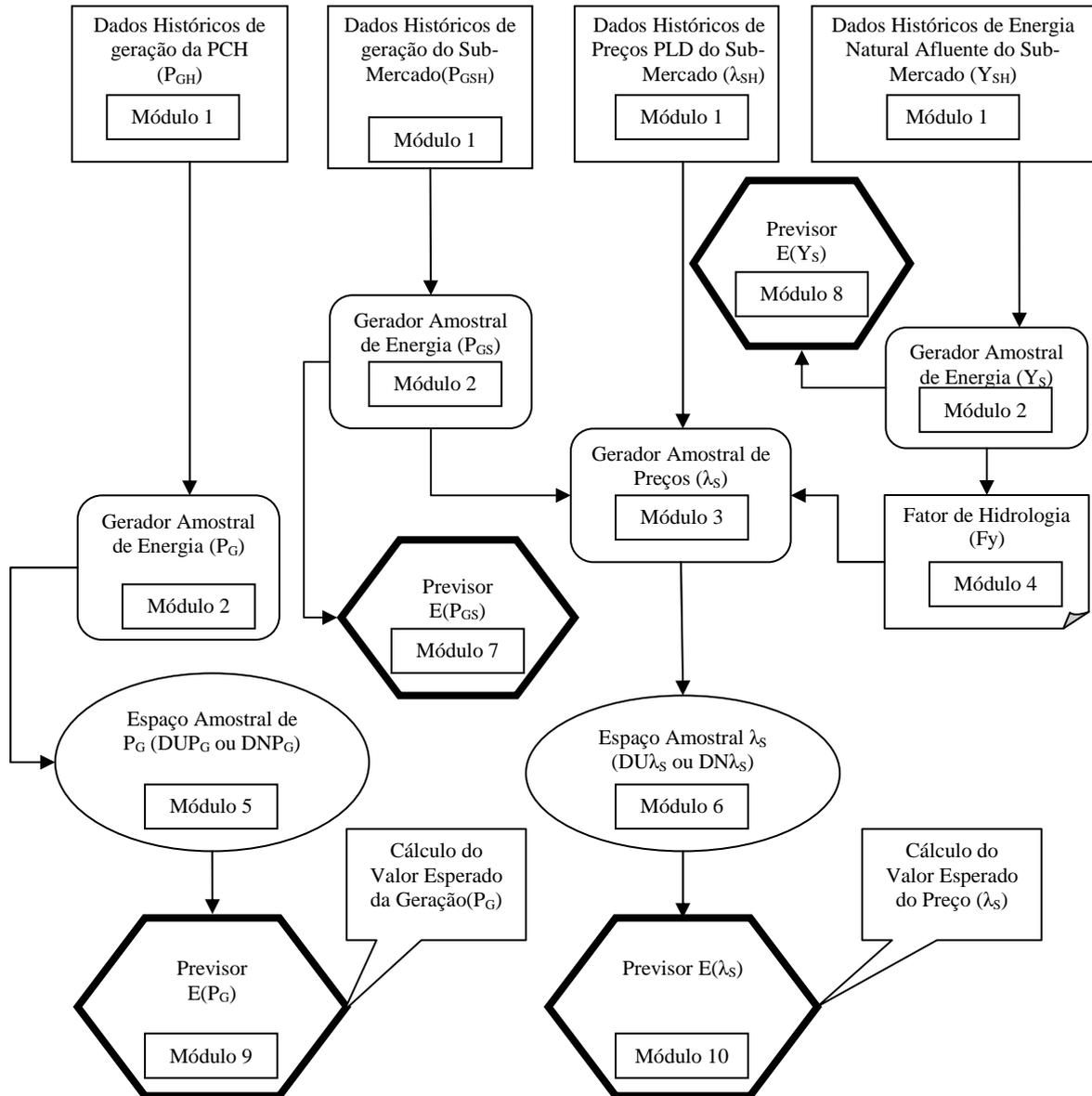


Figura 4.1: Diagrama detalhado da previsão das grandezas envolvidas.

4.3 – MODELO PROPOSTO PARA PREVISÃO DE GRANDEZAS

4.3.1 – Valor Esperado de Energia – $E(F)$

Considerando que a variável F pode representar P_G , P_{GS} , ou Y_S , o valor esperado mensal $E(F)$ é obtido aplicando-se a média aritmética nas colunas ($t=1, \dots, 12$ meses) das matrizes de composição do espaço amostral aleatório (DUF ou DNF). Como se decidiu trabalhar com dois tipos de distribuição, Uniforme e Normal, tem-se que:

- Valor Esperado $E(F_U)$ - vetor (1x12), utilizando a distribuição Uniforme – DUF - matriz (Mx12).

$$\mathbf{E}(F_U)(t) = \frac{\sum_{m=1}^M \mathbf{DUF}(m,t)}{M}, \quad t = 1, \dots, 12 \quad (4.1)$$

$$\mathbf{E}(F_U) = \begin{bmatrix} \mathbf{E}(F_U)(t=1) \\ \mathbf{E}(F_U)(t=2) \\ \cdot \\ \cdot \\ \mathbf{E}(F_U)(t=12) \end{bmatrix}^T \quad (4.2)$$

- Valor Esperado $E(F_N)$ - vetor (1x12), utilizando a distribuição Normal – DNF - matriz (Mx12).

$$\mathbf{E}(F_N)(t) = \frac{\sum_{m=1}^M \mathbf{DNF}(m,t)}{M}, \quad t = 1, \dots, 12 \quad (4.3)$$

$$\mathbf{E}(F_N) = \begin{bmatrix} \mathbf{E}(F_N)(t=1) \\ \mathbf{E}(F_N)(t=2) \\ \cdot \\ \cdot \\ \mathbf{E}(F_N)(t=12) \end{bmatrix}^T \quad (4.4)$$

4.3.2 – Valor Esperado do Preço PLD - $E(\lambda_S)$

Considerando que a amostra aleatória de PLD λ_S é constituída pela composição de vários fatores, cuja base de cálculo depende do tipo de distribuição probabilística utilizada, adotou-se duas formas para estabelecer o valor esperado mensal do PLD:

- Valor Esperado do preço $E(\lambda_{SU})$ - vetor (1x12), utilizando a distribuição Uniforme ($DU\lambda_S$) - matriz (nx12).

$$E(\lambda_{SU})(t) = \frac{\sum_{m=1}^M \mathbf{DU}\lambda_S(m,t)}{M}, t = 1, \dots, 12 \quad (4.5)$$

$$E(\lambda_{SU})^T = \begin{bmatrix} E(\lambda_{SU})(t=1) \\ E(\lambda_{SU})(t=2) \\ \cdot \\ \cdot \\ E(\lambda_{SU})(t=12) \end{bmatrix}^T \quad (4.6)$$

Caso o gerador de amostras aleatórias de energia P_{GS} e Y_S seja de origem Normal, o valor esperado mensal do preço $E(\lambda_{SN})$ deve ser calculado da seguinte maneira:

- Valor Esperado preço $E(\lambda_{SN})$ - matriz (1x12), utilizando a distribuição Normal ($DN\lambda_S$) - matriz (nx12).

$$E(\lambda_{SN})(t) = \frac{\sum_{m=1}^M \mathbf{DN}\lambda_S(m,t)}{M}, t = 1, \dots, 12 \quad (4.7)$$

$$E(\lambda_{SN}) = \begin{bmatrix} E(\lambda_{SN})(t=1) \\ E(\lambda_{SN})(t=2) \\ \cdot \\ \cdot \\ E(\lambda_{SN})(t=12) \end{bmatrix}^T \quad (4.8)$$

4.4 – VALIDAÇÃO DAS PREVISÕES

A fim de verificar a eficácia dos previsores implementados, utilizou-se o histórico de dados do Anexo I para realizar as previsões referentes ao ano de 2007, o qual os dados realizados estão disponíveis para comparação. Para realização dos testes foram utilizados os dados históricos da Central Hidrelétrica de Curuá-Una e do Submercado Norte, ao qual a referida

Central Hidrelétrica está vinculada e adotou-se como número total de iterações na formação dos espaços amostrais aleatórios “M = 1000”.

4.4.1 – Resultados e Análise da Validação dos Previsores

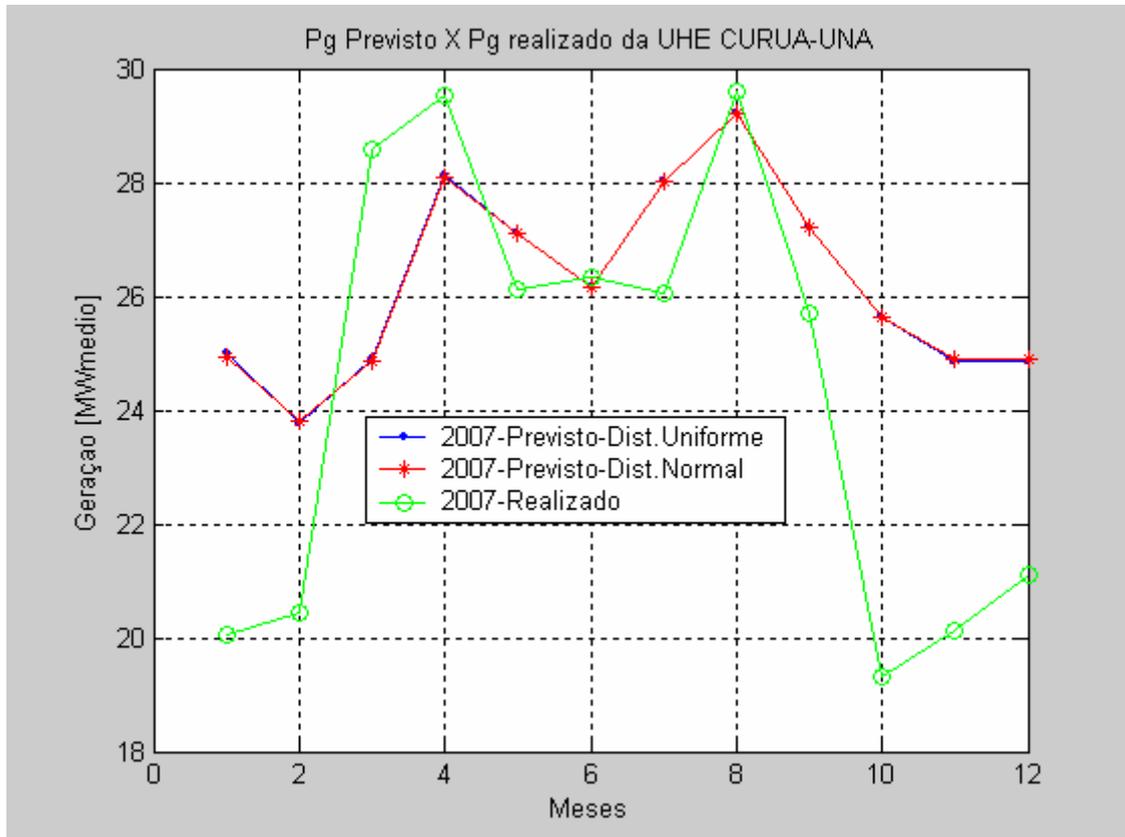


Figura 4.2: Comparação entre P_G previsto para 2007 e o P_G realizado em 2007.

Nota-se na Figura 4.2 que as curvas de origem uniforme e normal praticamente coincidem. Verificou-se que a maior diferença entre as curvas previstas e a realizada foi de 36 pontos percentuais ocorrida no mês 10.

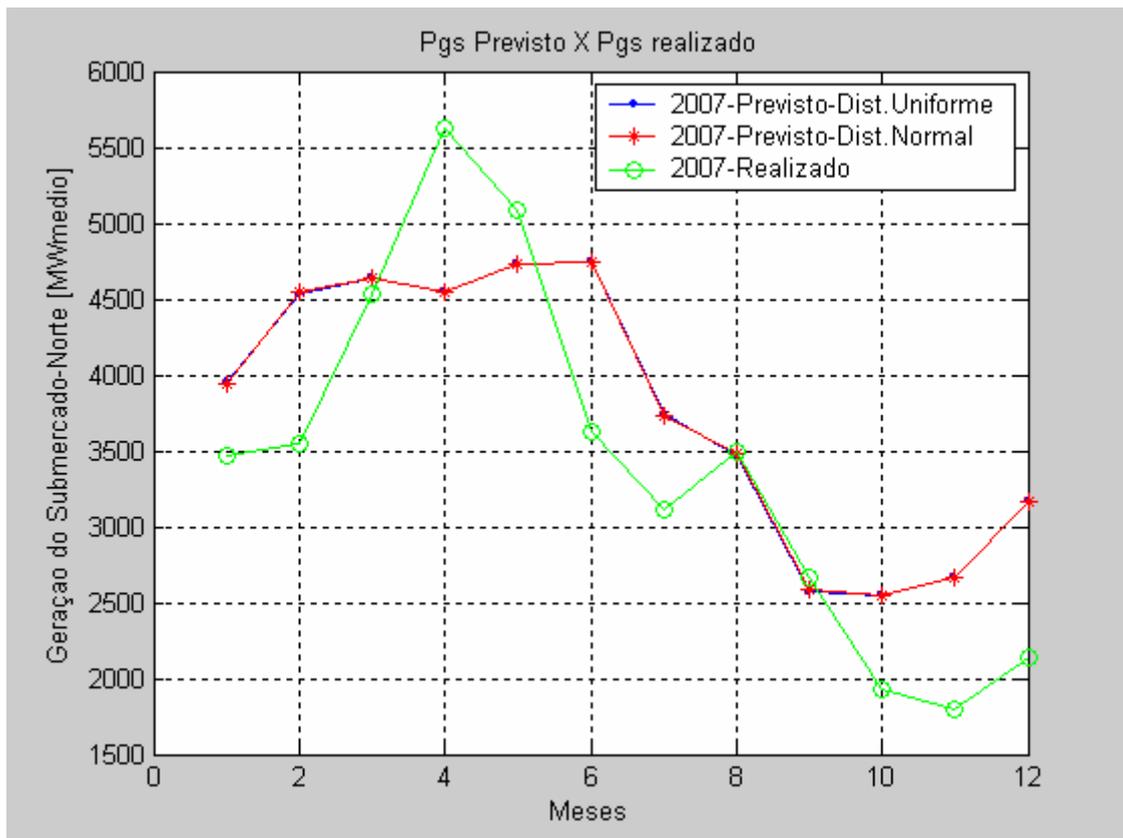


Figura 4.3: Comparação entre P_{GS} previsto para 2007 e o P_{GS} realizado em 2007.

Vê-se na Figura 4.3 que as curvas de origem uniforme e normal praticamente coincidem neste caso também. Verificou-se que a maior diferença entre as curvas previstas e a realizada foi de aproximadamente 25 pontos percentuais ocorrida no mês 6.

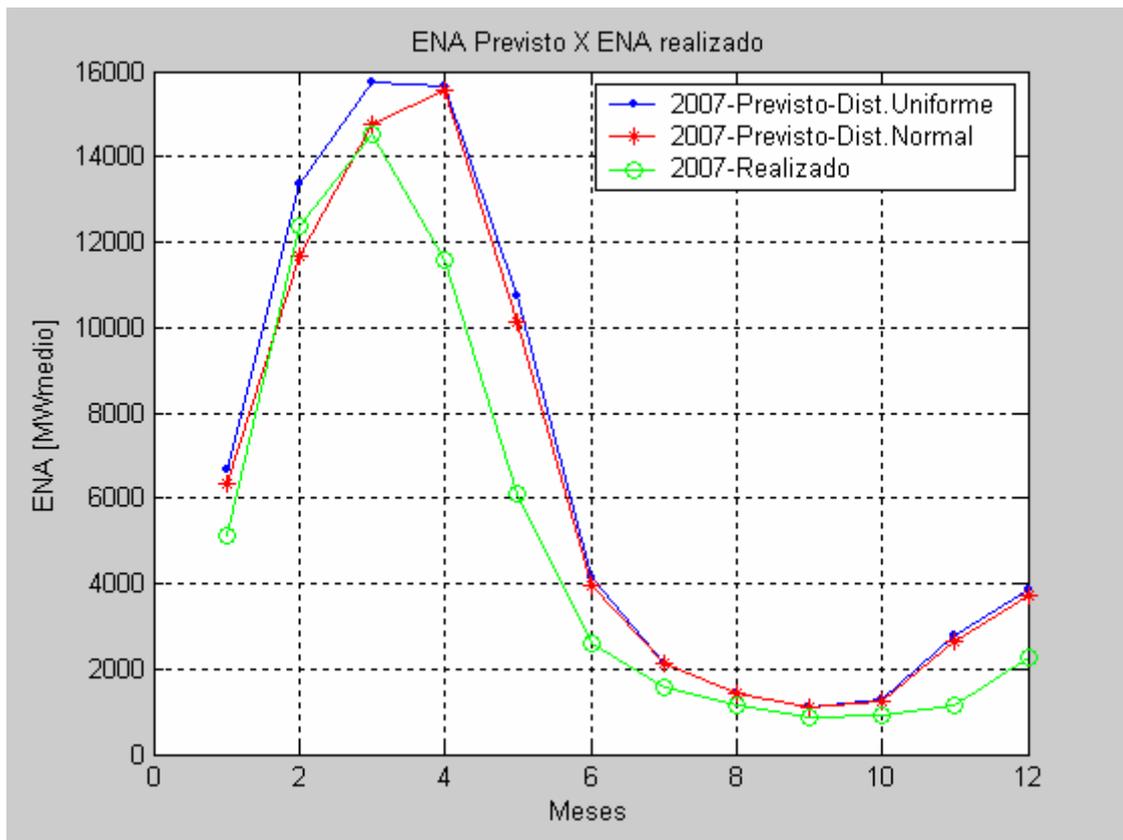


Figura 4.4: Comparação entre Y_S previsto para 2007 e o Y_S realizado em 2007.

Observa-se na Figura 4.4 que as curvas de origem uniforme e normal praticamente coincidem a partir do mês 4. Já nos meses 2 e 3 as curvas de previsão apresentam uma diferença relativa em torno de 7%. Com relação à curva realizada, verificou-se que a maior diferença entre as curvas previstas e a realizada foi de aproximadamente 25 pontos percentuais que ocorreu nos meses 4 e 5.

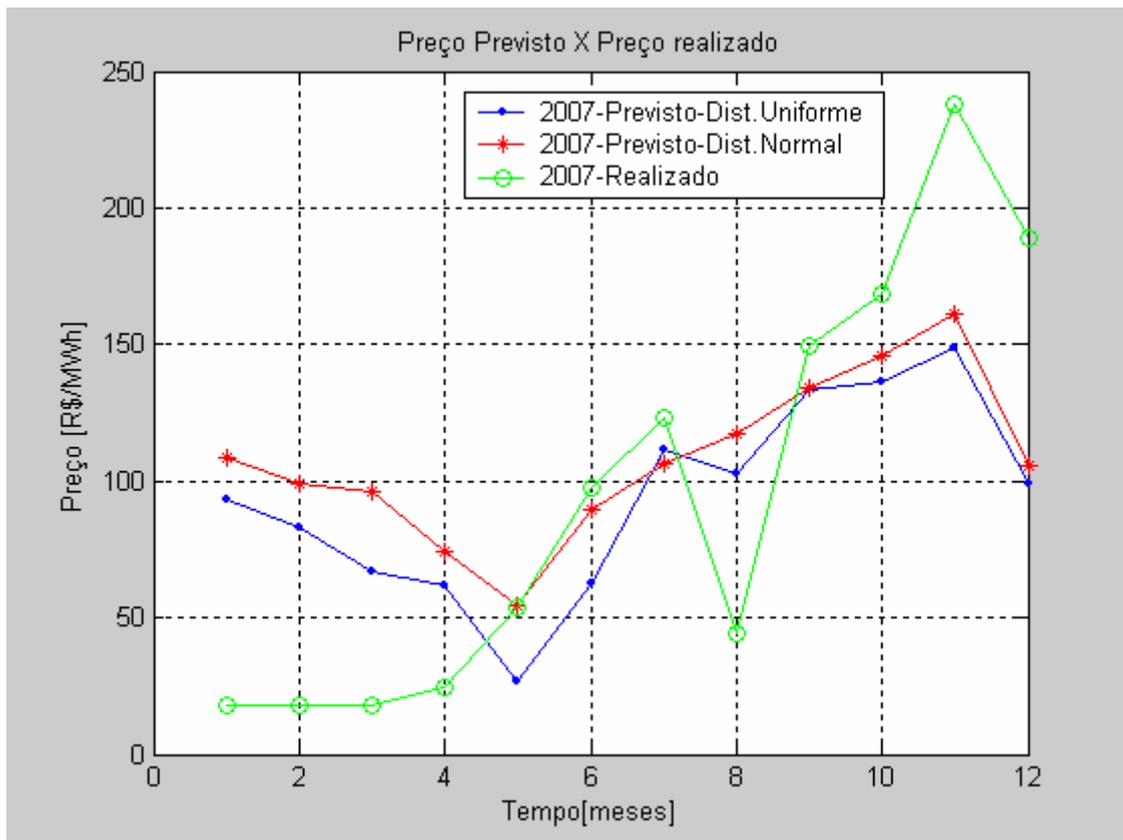


Figura 4.5: Comparação entre λ_s previsto para 2007 e o λ_s realizado em 2007.

Na Figura 4.5 as curvas de origem uniforme e normal praticamente seguem numa mesma tendência, mas não coincidem. A maior diferença relativa entre as curvas de previsão foi de aproximadamente 15%. Com relação à curva realizada, verificou-se que a maior diferença entre as curvas previstas e a realizada foi de aproximadamente 80 pontos percentuais ocorrida no mês 1.

Da Figura 4.5 é claramente perceptível que os PLD's são menores durante o primeiro semestre, momento em que os níveis de Energia Natural Afluyente estão mais elevados, conforme visto na Figura 4.4, e maiores no segundo semestre, quando os níveis de Energia Natural Afluyente estão mais baixos conforme visto também na Figura 4.4. Ou seja, a relação de proporcionalidade inversa entre PLD e Energia Natural Afluyente do submercado está verificada.

Tendo as curvas de todos os previsores, pode-se calcular o erro médio (ϵ) entre os valores previstos e realizados conforme equação 4.9:

$$\varepsilon = \left\{ \text{Média} \left(\left| \mathbf{E}(\mathbf{F})_{(2007)} - \mathbf{F}_{H(2007)} \right| / \mathbf{F}_{\mu} \right) \right\} \times 100 \quad (4.9)$$

Esses fatores medem a proximidade das curvas previstas e realizadas com referência ao ano de 2007. Logo, pela tabela, têm-se os seguintes resultados:

Tabela 4.1: Quadro comparativo do erro médio (ε) calculado entre as curvas previstas para 2007 e a curva realizada em 2007.

ε (%) - \mathbf{P}_G		ε (%) - \mathbf{P}_{GS}		ε (%) - \mathbf{Y}_S		ε (%) - $\mathbf{PLD} - \lambda_S$	
Uniforme	Normal	Uniforme	Normal	Uniforme	Normal	Uniforme	Normal
11,3582	11,3607	18,0740	18,0328	30,0562	26,3430	53,648	52,1217

Considerando que para previsões de médio e longo prazo, um erro em torno de 30% pode ser considerado admissível, as previsões de \mathbf{P}_G , \mathbf{P}_{GS} e \mathbf{Y}_S são consideradas aceitáveis. Contudo, a previsão do PLD cujo erro foi maior que 50%, não foi considerada aceitável. Da Tabela 4.1 e dos gráficos, observa-se que a diferença das previsões utilizando distribuição Uniforme e Normal é mínima, em alguns casos até coincidindo na primeira casa decimal.

Por conseguinte, visto a dificuldade de se prever o PLD no médio e longo prazo, decidiu-se partir para uma análise por cenários, obtendo previsões focadas numa determinada situação, afim de que se possa aplicar a otimização do lucro proposta. Por esta razão e por não obter resultados significativos que refletissem melhor grau de precisão entre os dois tipos de distribuição escolhidos, adotou-se a distribuição Uniforme como a padrão para o presente trabalho. Desta forma, optou-se por criar três cenários de interesse: Cenário Otimista, Cenário Pessimista e Cenário Intermediário, cujas classificações são determinadas conforme as seções 4.5, 4.6 e 4.7, respectivamente.

4.5 – CENÁRIO OTIMISTA

No cenário otimista, destaca-se a situação de bacias hidrológicas com quantidade abundante de Energia Natural Afluente. Pressupõe-se de maneira simplificada que, com reservatórios abastecidos, o preço da energia no mercado de curto prazo tende a um valor

menor, pois as usinas hidrelétricas possuem prioridade no despacho ótimo de geração em relação às térmicas, visto o baixo custo de geração. Ou seja, neste cenário a possibilidade da entrada de usinas térmicas em períodos de estiagem é considerada baixa, visto uma situação de excelente afluência fluvial. O cenário otimista é implementado utilizando os valores máximos do histórico acrescido de uma variação aleatória de $\pm 5\%$ conforme equação 4.10.

$$[Y_{Máx} \times 0,95] \leq Y_S \leq [Y_{Máx} \times 1,05] \quad (4.10)$$

A equação 4.10 evidencia que a amostra aleatória de Energia Natural Afluente Y_S será gerada, conforme equacionamento mostrado na seção 3.3, entre os parâmetros máximos $Y_{Máx}$ incrementados de uma variação de $\pm 5\%$. Dessa maneira, seguem os resultados obtidos no cenário otimista para a previsão de 2008:

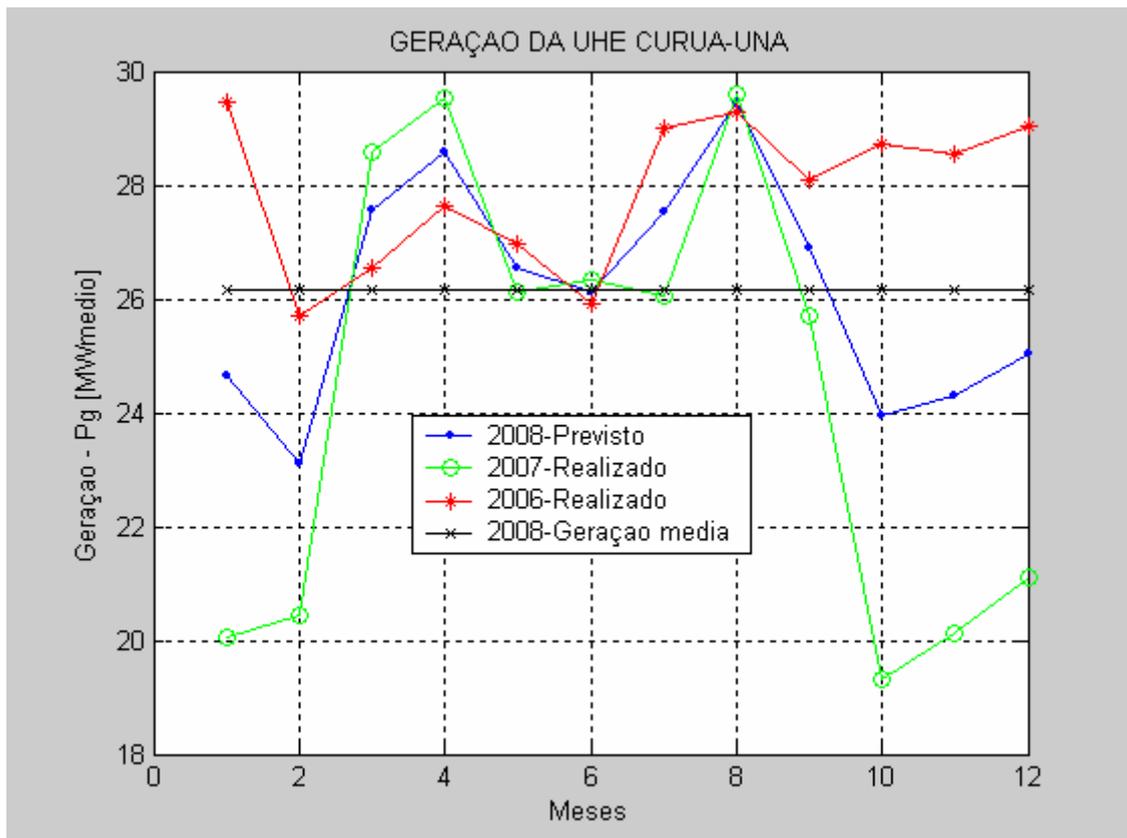


Figura 4.6: Geração P_G prevista para 2008 – cenário otimista.

Na Figura 4.6, a curva de previsão para 2008 encontra-se entre os patamares de 23 e 29 MWmédio. Já a curva realizada em 2007 apresenta-se com variações bruscas, principalmente entre o 2º e 4º mês e entre o 8º e 10º mês. Em 2006 a curva se apresenta sem tantas variações ao longo do ano, alternando entre os patamares de 26 e 29 MWmédio.

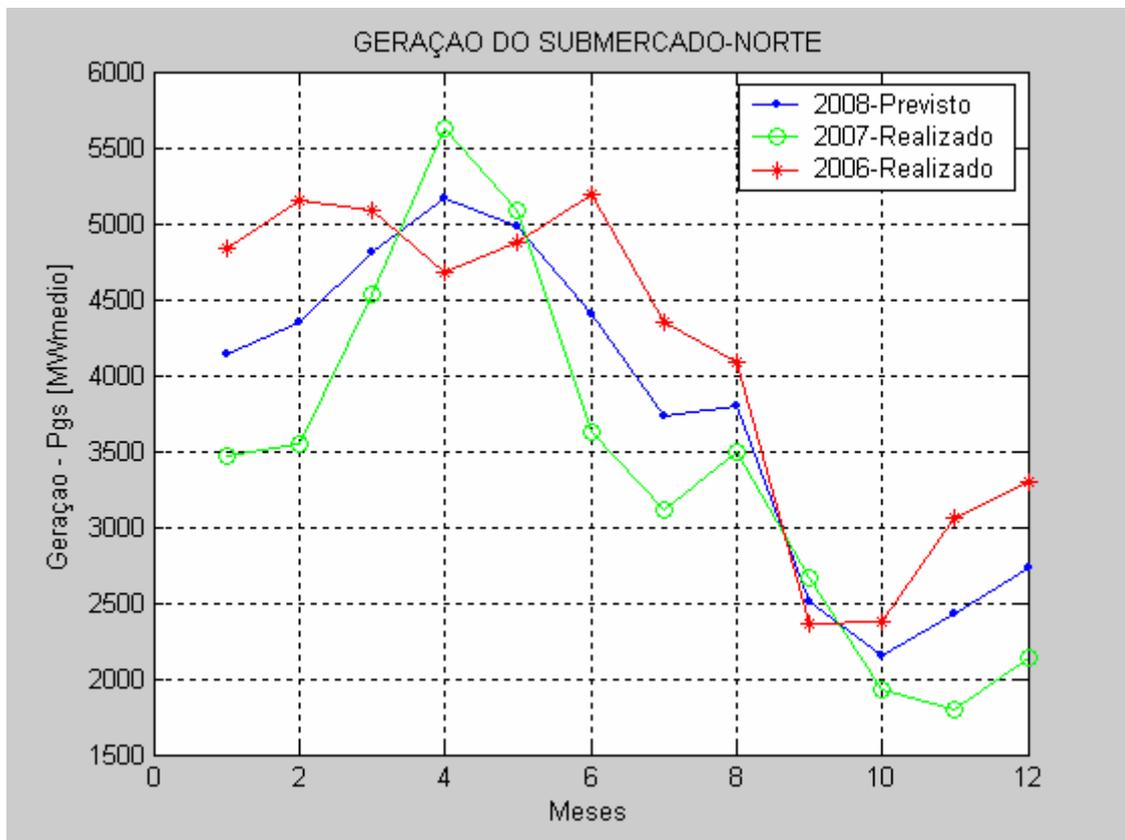


Figura 4.7: Geração P_{GS} prevista para 2008 – cenário otimista.

De forma geral, a previsão para 2008 de geração do Submercado Norte evidencia valores que alternam entre as curvas de 2006 e 2007, isto é, a previsão para 2008 mostra uma tendência intermediária entre os anos de 2006 e 2007.

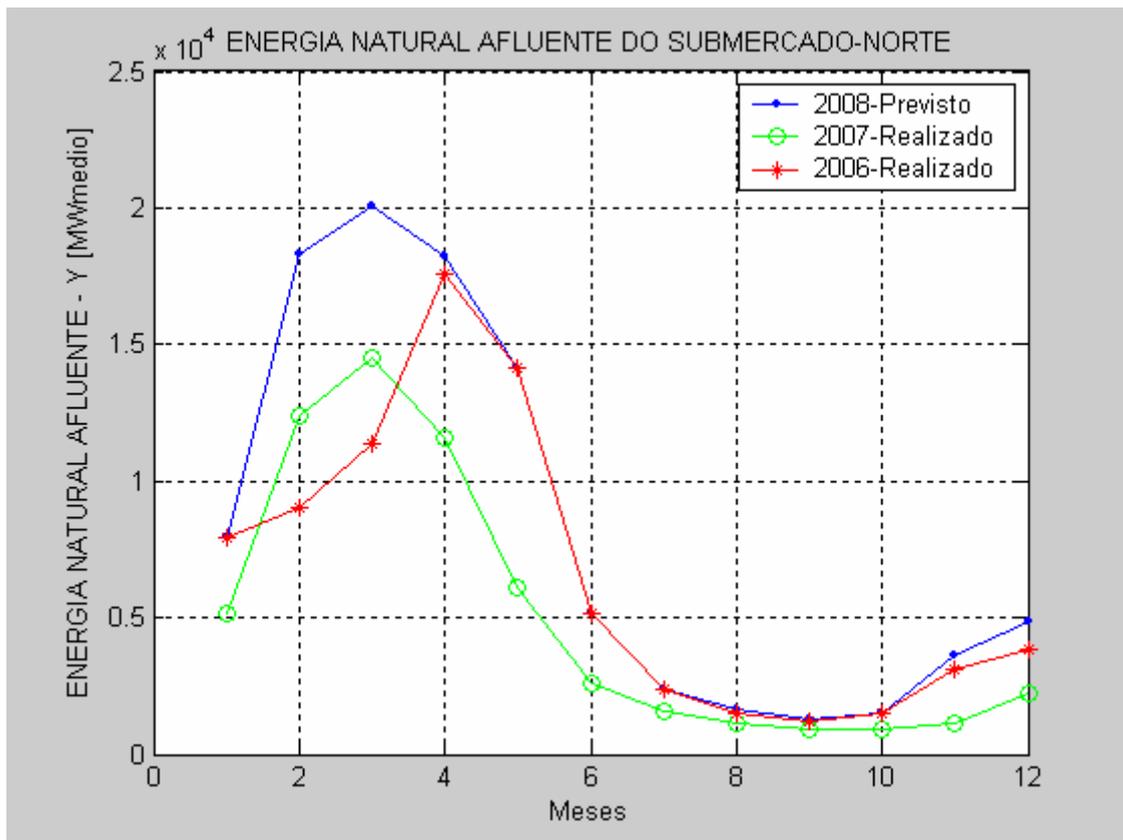


Figura 4.8: Energia Natural Afluente Y_S prevista para 2008 – cenário otimista.

Conforme gráfico da Figura 4.8 a previsão otimista para 2008 apresenta uma curva de Energia Natural Afluente acima das curvas dos anos anteriores. Este resultado já era esperado visto que foram utilizados os valores máximos do histórico para se efetuar a geração dos dados aleatórios. Vale lembrar que este cenário se baseia na hipótese de vazão afluente abundante no Submercado Norte, ou seja, grande oferta de energia hidráulica. Logo, pela composição do fator F_y , o PLD da energia tende a um valor menor. No caso em questão, o preço neste cenário foi semelhante ao realizado em 2007, como mostra a Figura 4.9, com exceção para os dois primeiros meses do ano.

É claramente perceptível na Figura 4.9 que os PLD's são menores durante o primeiro semestre, momento em que os níveis de Energia Natural Afluente estão mais elevados conforme visto na Figura 4.8 e maiores no segundo semestre, quando os níveis de Energia Natural Afluente estão mais baixos conforme visto também na Figura 4.8. Ou seja, a relação de proporcionalidade inversa entre PLD's e Energia Natural Afluente continua sendo mantida.

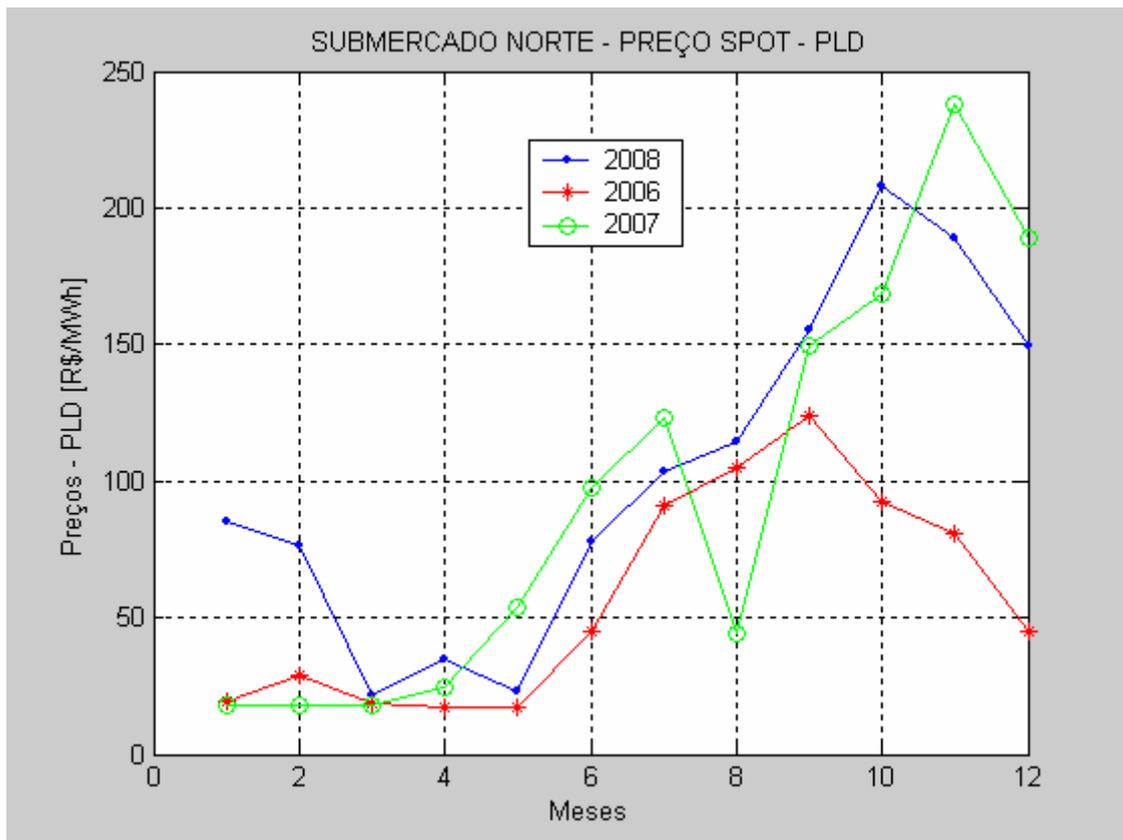


Figura 4.9: PLD λ_s previsto para 2008 – cenário otimista.

4.6 – CENÁRIO PESSIMISTA

No cenário pessimista, destaca-se a situação de bacias hidrológicas com quantidade reduzida de Energia Natural Afluente. Pressupõe-se também de maneira simplificada que, com reservatórios comprometidos, o preço da energia tende a um valor maior, visto o alto custo de geração de usinas térmicas que deverão ser despachadas para atender a demanda do sistema. Ou seja, neste cenário a possibilidade da entrada de usinas térmicas em períodos de estiagem é considerada alta, visto uma situação de reduzida afluência fluvial. O cenário pessimista é implementado utilizando os valores mínimos do histórico acrescido de uma variação aleatória de $\pm 5\%$, conforme equação 4.11.

$$[Y_{Mín} \times 0,95] \leq Y_S \leq [Y_{Mín} \times 1,05] \quad (4.11)$$

A equação 4.11 indica que a amostra aleatória de Energia Natural Afluente Y_S será gerada, conforme equacionamento mostrado na seção 3.3, entre os parâmetros mínimos $Y_{Mín}$ incrementados de uma variação de $\pm 5\%$.

Cabe ressaltar que a mudança de cenários não influencia na previsão de geração do Submercado (P_{GS}), visto que esta medida corresponde ao total de geração do Submercado incluindo a geração térmica, a hidráulica e de outras fontes necessárias para atender a demanda do sistema. Como a finalidade do método é a formação do PLD e não a previsão de geração do Submercado, somente o fator hidrológico F_y tem seu modo de cálculo alterado em função do cenário, de forma a incrementar o PLD posto que as restrições operativas (geração térmica e/ou importação de energia de outros Submercados) encarecem o atendimento a carga. Dessa maneira, seguem os resultados obtidos no cenário pessimista para a previsão de 2008:

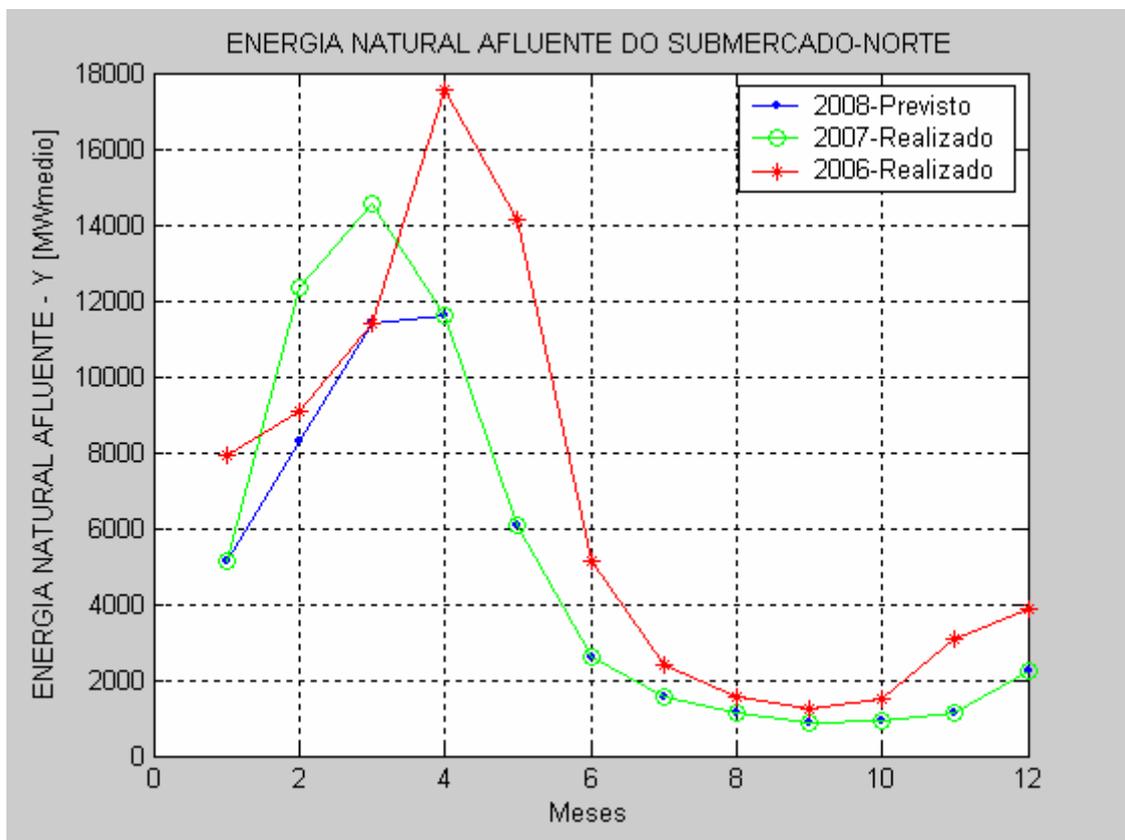


Figura 4.10: Energia Natural Afluente Y_S prevista para 2008 – cenário pessimista.

Conforme gráfico da Figura 4.10 vê-se que a previsão pessimista para 2008 apresenta uma curva de Energia Natural Afluente inferior das curvas anteriores, o que já era esperado visto à hipótese de condições hidrológicas desfavoráveis. Logo, pela composição do fator F_y , o PLD da energia tende a um maior valor, conforme pode ser visto na Figura 4.11:

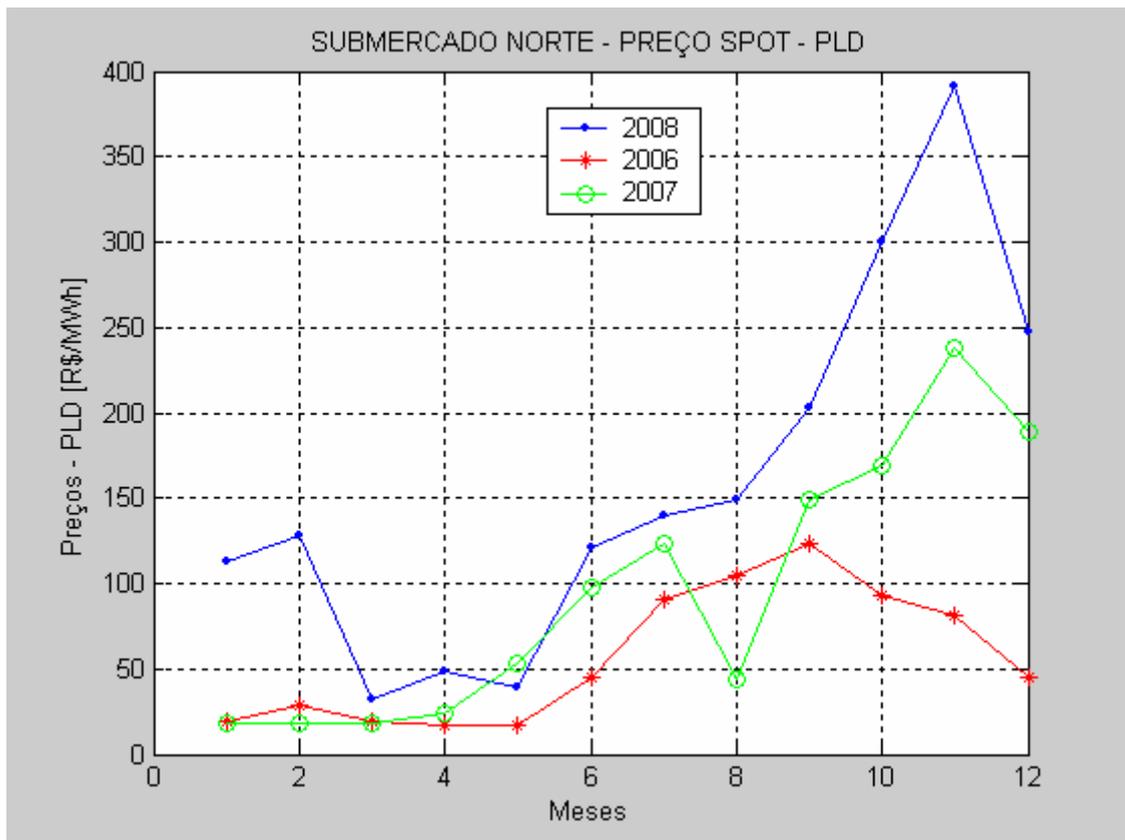


Figura 4.11: PLD λ_s previsto para 2008 – cenário pessimista.

Conforme gráfico da Figura 4.11, a previsão pessimista para 2008 apresenta uma curva de PLD's bem acima ao realizado em 2007 e 2006.

4.7 – CENÁRIO INTERMEDIÁRIO

O cenário intermediário é implementado utilizando a média do histórico de Energia Natural Afluente Y_μ , conforme calculado na seção 3.3 acrescido de uma variação aleatória de $\pm 5\%$. Pressupõe-se que, com reservatórios estabilizados num valor médio, o preço da energia tende a um valor intermediário aos dois cenários propostos acima. Ou seja, este cenário complementa a análise em três situações distintas.

$$[Y_\mu \times 0,95] \leq Y_S \leq [Y_\mu \times 1,05] \quad (4.12)$$

A equação 4.12 indica que a amostra aleatória de Energia Natural Afluente Y_S será gerada, conforme equacionamento mostrado na seção 3.3, entre os parâmetros médios Y_μ

incrementados de uma variação de $\pm 5\%$. Desta forma, seguem os resultados obtidos no cenário intermediário para a previsão de 2008:

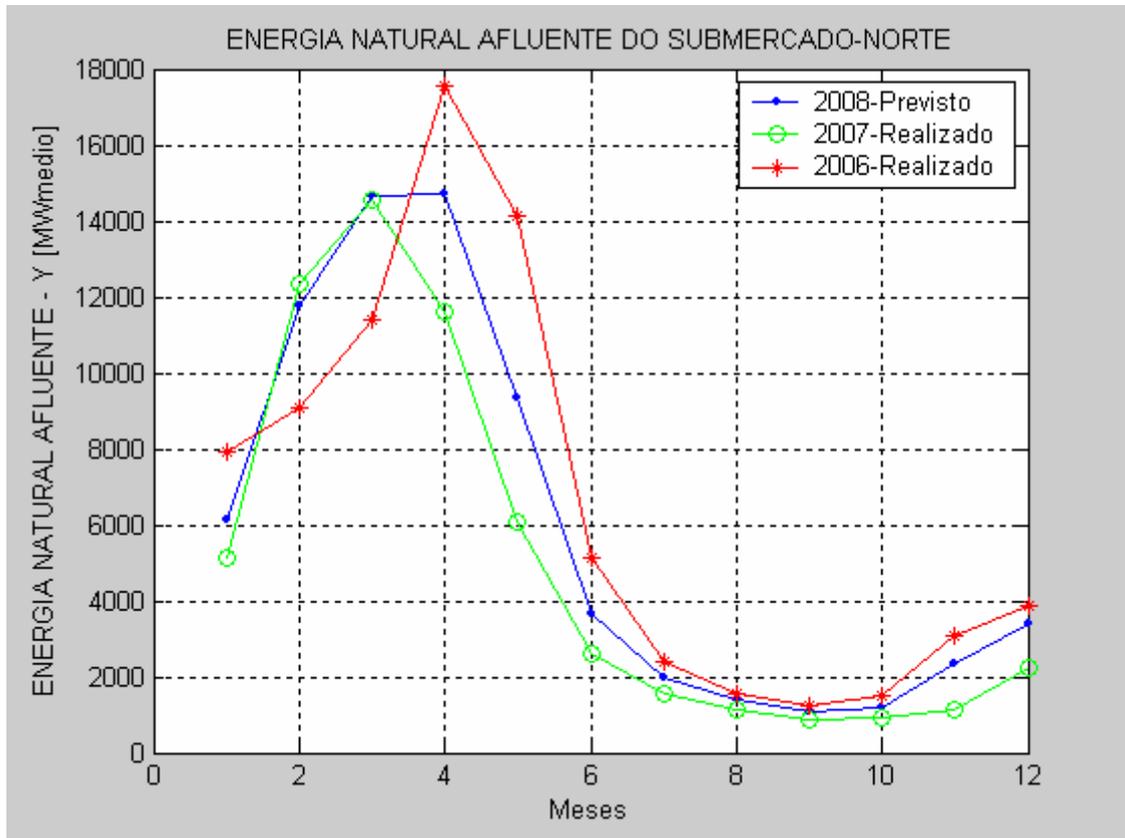


Figura 4.12: Energia Natural Afluente Y_S prevista para 2008 – cenário intermediário.

Conforme Figura 4.12, a previsão para 2008 apresenta uma curva de Energia Natural Afluente intermediária às curvas anteriores. Logo, pela composição do fator F_y , o PLD da energia tende a um valor intermediário também.

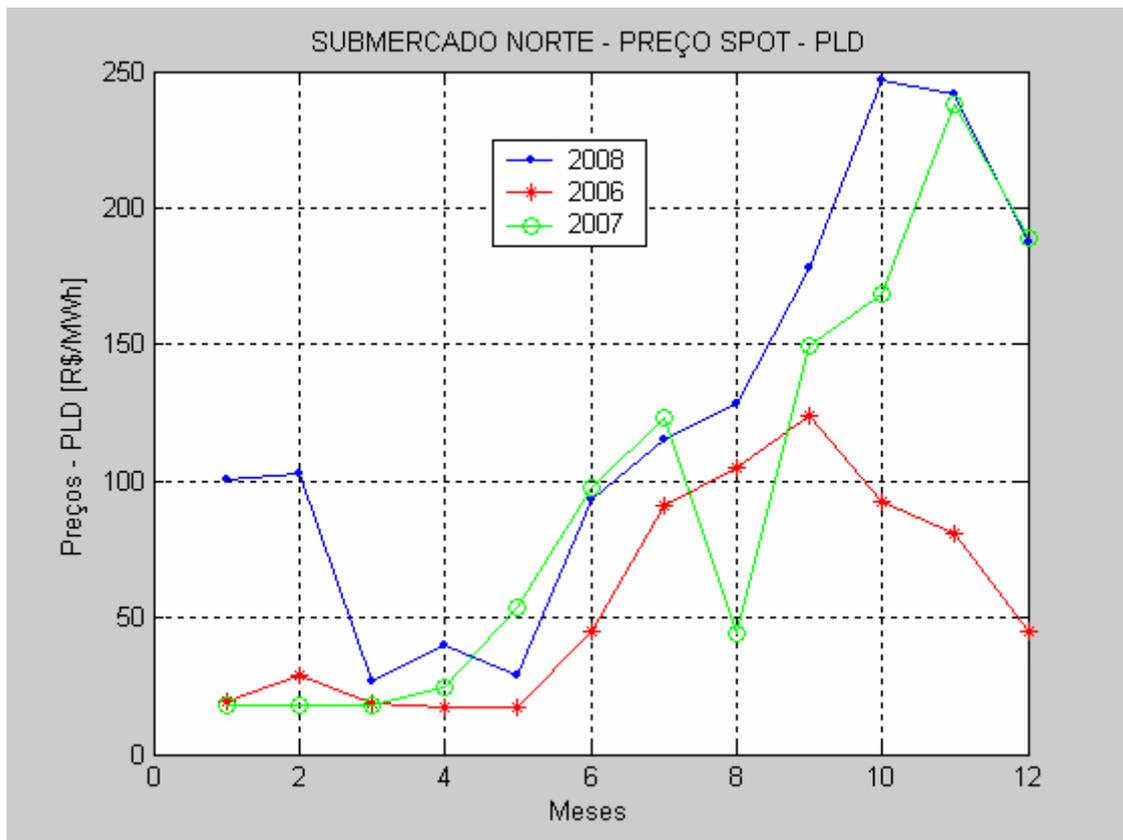


Figura 4.13: PLD λ_s previsto para 2008 – cenário intermediário.

Da Figura 4.13, vê-se que a previsão intermediária para 2008 apresenta uma curva de PLD's um pouco acima ao realizado em 2006 e 2007.

4.8 – RESUMO DO CAPÍTULO

Neste capítulo, foram apresentados os equacionamentos e resultados na previsão das grandezas envolvidas. Verificou-se na validação da previsão um erro médio do PLD superior a 50%, o que levou a estabelecer três cenários de análise: cenário otimista, cenário pessimista e cenário intermediário. Conclui-se que o cenário otimista, caracterizado pela oferta de energia de origem hidráulica, deve ser considerado o cenário de principal análise, pois com PLD's menores, os lucros esperados também serão menores. Ou seja, do ponto de vista econômico-financeiro, este cenário é o mais preocupante pelos baixos lucros advindos do mercado de curto prazo de eletricidade. Neste cenário, a estratégia prioritária é buscar o máximo lucro esperado advindo dos contratos bilaterais, de forma a dirimir os riscos de exposição aos baixos PLD's. Nesse contexto, deve-se verificar para este cenário qual o preço contratual e a quantidade de energia que tornará factível (mínimo lucro

aceitável) o negócio para o Agente, conforme a ser mostrado no capítulo 5. Para os outros cenários, seja qual for o preço contratual definido no cenário otimista, o mínimo lucro estará sendo atendido, além do fato da energia excedente ser liquidada a um PLD maior que o do cenário otimista.

5 – OTIMIZAÇÃO – MAXIMIZAÇÃO DO LUCRO

5.1 – INTRODUÇÃO DO CAPÍTULO

Tendo em vista que o objetivo deste trabalho é dar subsídios na negociação de blocos de contratos “flat” com flexibilização na perspectiva do Agente Gerador de energia (PCH), nesta parte é feita a maximização do lucro considerando as abordagens apresentadas nos capítulos 3 e 4, com a formação de amostras aleatórias e a previsão de grandezas respectivamente.

5.2 – DIAGRAMAS EXPLICATIVOS DOS MÉTODOS UTILIZADOS

De porte das informações necessárias para a determinação dos espaços amostrais aleatórios de Geração da usina e do PLD, são apresentados a seguir os diagramas explicativos considerando a inserção do otimizador de lucro para determinação dos resultados de avaliação das propostas de contratos bilaterais de venda de energia.

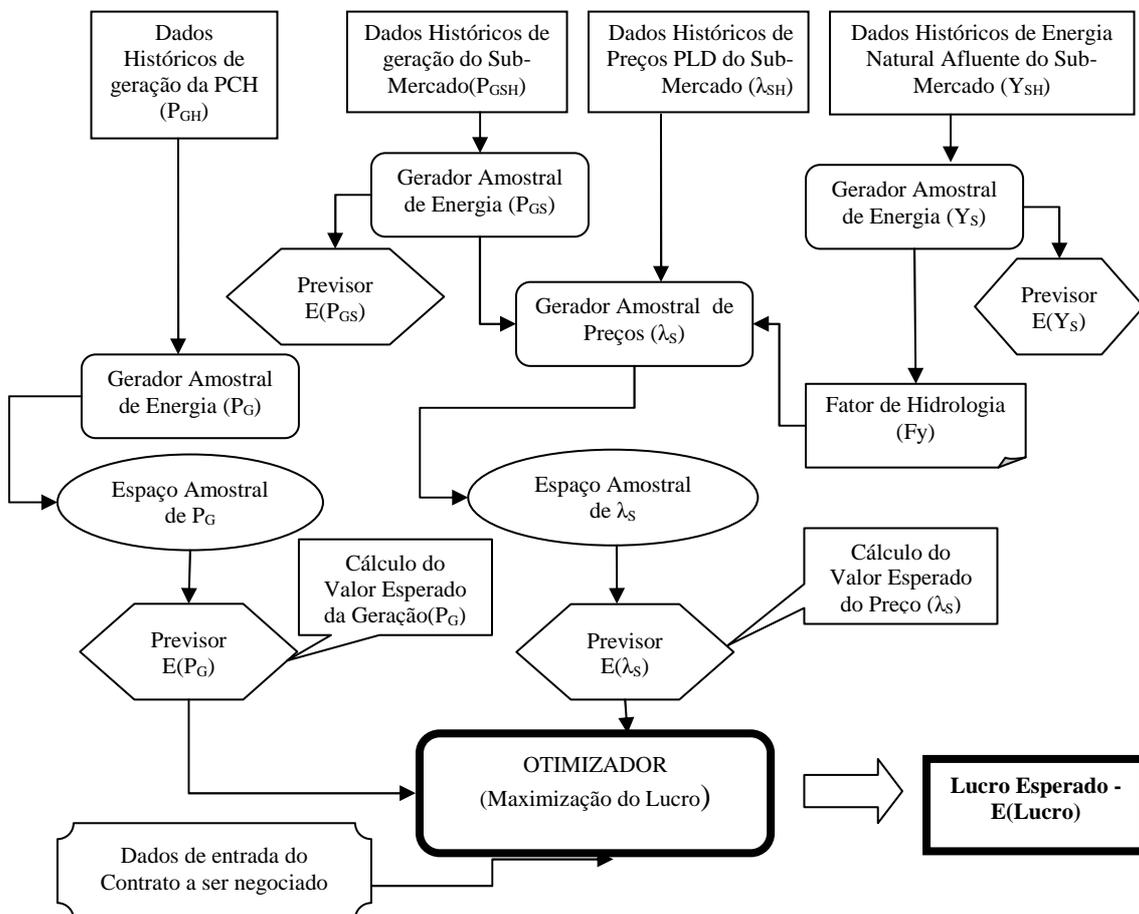


Figura 5.1: Diagrama detalhado da Abordagem com Previsores - AP.

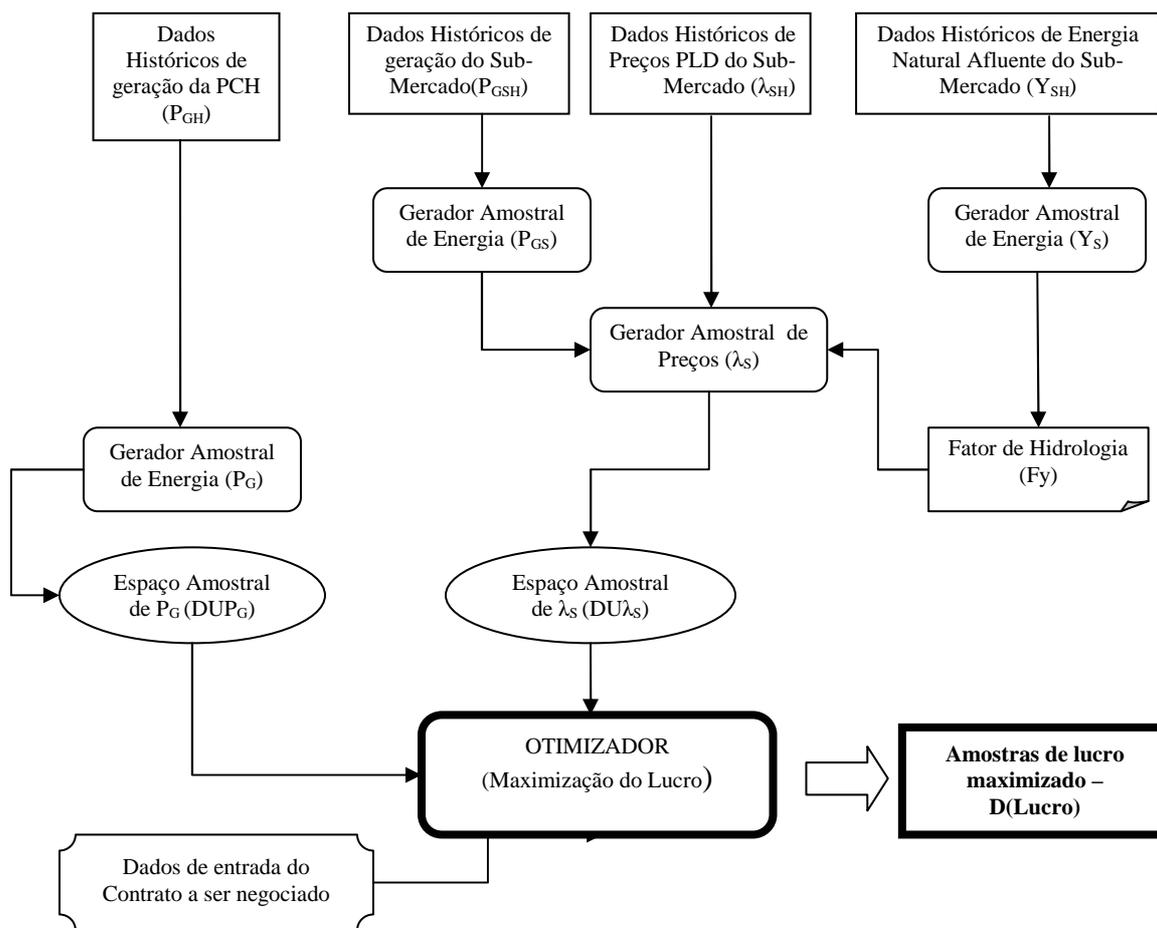


Figura 5.2: Diagrama detalhado da Abordagem com Análise Riscos - AR.

5.3 – OTIMIZADOR

5.3.1 – Função Objetivo

A função objetivo corresponde à função a ser otimizada. No caso em questão, é de interesse que se avalie as possibilidades de lucro para diferentes quantidades de energia a serem negociadas, ou seja, a função objetivo Lucro será otimizada em função da quantidade a ser negociada (GD), podendo esta variar entre os limites de flexibilização estipulados pelo contrato, a fim de que forneça lucro máximo para o Agente.

Tendo em vista a impossibilidade de implementação da função Custo original da Central Hidrelétrica de Curuá-Una por se tratar de informação confidencial, utilizou-se funções padrões de segundo grau conforme equações 5.4 e 5.8 para estimar esta grandeza.

Para ambas abordagens adotadas AP e AR, o modo de cálculo permanece o mesmo. Contudo, faz-se importante ressaltar que na análise AP, são inseridos no otimizador apenas 12 valores mensais referentes à previsão dos valores esperados de energia da usina $E(P_G)$ e PLD $E(\lambda_S)$, no intuito de calcular o Lucro esperado para aquele período. Em suma, na análise AP o resultado é um valor determinado de Lucro esperado - $E(\text{Lucro})$, conforme equação 5.1.

$$E(\text{Lucro}) = \sum_{t=1}^{12} \{R_C(t) + E(R_S(t)) - E(\text{Custo}(t))\} - E(\text{Penalidade}) \quad (5.1)$$

Onde:

$R_C(t)$ é a receita dos contratos no período “t” - [R\$];

$E(R_S(t))$ é a receita esperada do mercado de curto prazo ou mercado Spot no período “t” - [R\$]; Esta receita pode ser negativa caso o Agente não atenda os contratos firmados com geração própria e/ou contratos de compra de energia, tendo que comprar energia necessária no mercado de curto prazo.

$E(\text{Custo}(t))$ é o custo esperado de produção de energia do Agente Gerador no período “t” - [R\$]; e

$E(\text{Penalidade})$ é a penalidade esperada por Insuficiência de Lastro de Energia para o período de apuração - [R\$].

Nesta condição de análise a variável R_C não detém parâmetros advindos de dados probabilísticos, diferentemente das variáveis R_S , Custo e Penalidade.

$$R_C(t) = \sum_{t=1}^{12} \{GD(t) \times \lambda_C(t) + GE(t) \times \lambda_E(t)\} \quad (5.2)$$

$$E(R_S(t)) = \sum_{t=1}^{12} \{E(P_G(t)) + GE_C(t) - GD(t) - GE_V(t)\} \times E(\lambda_S(t)) \quad (5.3)$$

$$E(\text{Custo}(t)) = c_0 + a_0 \times [E(P_G(t))] + \frac{b_0}{2} \times [E(P_G(t))]^2 \quad (5.4)$$

Onde:

$GD(t)$ é a quantidade de energia otimizada para maior lucro, referente ao contrato de análise em questão no período “t” - [MWh];

$GE_C(t)$ é a quantidade de energia referente a contratos existentes de compra do Agente Gerador no período “t” - [MWh]; Esta grandeza permanece constante ao longo da otimização, visto que se refere a contratos já realizados.

λ_C é o preço do contrato a ser negociado - [R\$/MWh];

$GE_V(t)$ é a quantidade de energia referente a contratos existentes de venda do Agente Gerador no período “t” - [MWh]; Esta grandeza permanece constante ao longo da otimização, visto que se refere a contratos já realizados.

$\lambda_E(t)$ é o preço dos contratos existentes - [R\$/MWh]; Esta grandeza também permanece inalterada na otimização pelo mesmo motivo acima mencionado.

$E(P_G(t))$ é a quantidade de energia esperada produzida pelo agente gerador PCH no período “t” - [MWh];

$E(\lambda_S(t))$ é o PLD esperado da energia para o submercado em questão no período “t” - [R\$/MWh];

$c_0=50$ [R\$/h];

$a_0=58$ [R\$/MWh]; e

$b_0=0,00$ [R\$/MWx2h] – (para centrais hidrelétricas $b_0=0$).

Na análise AR, são inseridos no otimizador linha por linha o total de amostras geradas (DUP_G e $DU\lambda_S$ - dimensão “Mx12”) de energia da usina P_G e PLD λ_S com o propósito de calcular “M” amostras de Lucro maximizado relativo aos períodos de apuração de 12 meses. Na análise AR o resultado é um espaço amostral aleatório de Lucros maximizados – $D(\text{Lucro})$ – dimensão (Mx1).

$$Lucro = \sum_{t=1}^{12} \{Rc(t) + Rs(t) - Custo(t)\} - Penalidade \quad (5.5)$$

$$D(Lucro)(m) = Lucro \quad , m = 1, \dots, M \quad (5.6)$$

Onde:

$RS(t)$ é a receita do mercado de curto prazo ou mercado Spot com base nas amostras geradas de P_G e λ_S - [R\$];

Custo(t) é o custo de produção de energia do Agente Gerador no período “t” com base nas amostras geradas de P_G - [R\$];

Penalidade é a penalidade por Insuficiência de Lastro de Energia para o período de apuração com base nas amostras geradas de P_G e λ_S - [R\$];e

D(Lucro) é a distribuição amostral aleatória de Lucros maximizados – vetor (Mx1).

$$R_s(t) = \sum_{t=1}^{12} \{P_G(t) + GEc(t) - GD(t) - GEv(t)\} \times \lambda_S(t) \quad (5.7)$$

$$Custo(t) = c_0 + a_0 \times P_G(t) + \frac{b_0}{2} \times P_G(t)^2 \quad (5.8)$$

Onde:

$P_G(t)$ é a variável referente a quantidade de energia produzida pelo agente gerador PCH no período “t” contida na distribuição amostral DUP_G - [MWh];

$\lambda_S(t)$ é a variável referente ao PLD da energia para o submercado em questão no período “t” contida na distribuição amostral $DU\lambda_S$ - [R\$/MWh];

5.3.2 – Restrições

A fim de que a otimização seja feita, considerando todo o montante contratado de energia, é necessário que se estabeleça uma região factível delimitada por um conjunto de restrições. No caso em questão, as restrições obedecem às seguintes condições:

- Condição de Igualdade

$$g(GD(t)) = \sum_{t=1}^{12} \{GD(t)\} - 12 \times GD = 0 \quad (5.9)$$

Tal restrição permite que em todas as iterações realizadas, a quantidade de energia a ser negociada GD seja contabilizada integralmente na função objetivo em todos os períodos do ano.

- Condição de Limites de Flexibilização

$$\left[GD \times (1 - f_C) \right] \leq GD(t) \leq \left[GD \times (1 + f_C) \right] , 0 < f_C < 1 \quad (5.10)$$

Tal restrição permite que em todas as iterações realizadas, a quantidade de energia a ser negociada esteja contida entre os limites definidos pela flexibilização contratual (onde $0 < f_C < 1$, representa a fração em %).

Dessa maneira, respeitando as restrições indicadas, para cada otimização com horizonte de 12 meses, têm-se 12 valores ótimos de $GD(t)$ o qual maximiza o lucro do agente gerador.

5.4 – CÁLCULO DA INSUFICIÊNCIA DE LASTRO DE ENERGIA

Para o cálculo da Insuficiência de Lastro de Energia faz-se necessário que as quantidades de energia contratadas, sejam contabilizadas num período de um ano (12 meses) em relação à Energia Assegurada da central hidrelétrica em análise.

Dessa forma, calcula-se a Insuficiência de Lastro (IL) ocorrida para o período de 12 meses simulados conforme equação 5.11, de acordo com as Regras de Comercialização – Penalidades [16] aprovada pela Resolução Normativa ANEEL n° 254/2007:

$$IL = \left[\sum_{t=1}^{12} \{GD(t) + GE_V(t) - EA - GE_C(t)\} \right] \quad (5.11)$$

Onde:

IL: Insuficiência de Lastro de Energia – [MWmédio];

EA: Energia Assegurada da Central Hidrelétrica - [MWmédio].

Conforme exposto no capítulo 2, para o presente trabalho a Energia Assegurada EA é dada pela própria energia efetiva gerada P_G . Caso a Insuficiência de Lastro IL para o período de apuração tenha um valor positivo, calcula-se a penalidade por descumprimento contratual com base no valor de referência VR ou na média do PLD. Esta definição é tomada

comparando qual das duas medidas apresenta maior valor monetário. Portanto, a equação modelada para aplicação da penalidade por Insuficiência de Lastro IL é dada conforme 5.12:

$$Penalidade = Média(IL) \times Máx(VR, Média(\lambda_S)) \quad (5.12)$$

Onde:

VR: Valor de Referência para cálculo da penalidade por IL - [R\$];

5.5 – CÁLCULO DO CUSTO DE OPORTUNIDADE

O Custo de Oportunidade determina quanto o agente ganharia ou deixaria de ganhar em caso de negociar a quantidade de energia GD no mercado de curto prazo em relação ao contrato bilateral proposto para negociação. Logo, para executar esta medida de rentabilidade, a fórmula de cálculo do Custo de Oportunidade visa contabilizar mensalmente, no horizonte de 12 meses, a diferença entre a venda do montante de energia no contrato bilateral e no mercado de curto prazo, normalizado pelo Lucro, conforme mostra a equação 5.13:

$$COP = \frac{\left[\sum_{t=1}^{12} \{GD(t) \times (\lambda_S(t) - \lambda_C(t))\} \right]}{Lucro} \times 100 \quad (5.13)$$

A intenção em normalizar o Custo de Oportunidade pelo Lucro objetiva facilitar a comparação dos rendimentos advindos da negociação. Para o agente a condição ideal e mais segura é quando o preço do contrato λ_C supera o preço do Submercado λ_S , ocasionando lucro máximo e custo de oportunidade menor que zero. Nesta condição, a negociação é favorável ao contrato bilateral de energia. Por outro lado, quando o preço do Submercado excede o preço contratual, incide em custo de oportunidade, ou seja, o agente deixa de ganhar no mercado de curto prazo.

5.6 – RESULTADOS E ANÁLISES

Para a realização das simulações foi tomada como modelo para testes a Central Hidrelétrica de Curuá-Una, de propriedade das Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A -

Eletronorte, localizada no Estado do Pará e, por consequência, para fins de contabilização energética e financeira no Submercado norte. As características principais dessa Central para o presente estudo estão mostradas na Tabela 5.1. O diagrama unifilar representativo dessa usina está disponível no Anexo II e os dados históricos de geração utilizados estão apresentados no Anexo I.

Tabela 5.1: Dados da Central Hidrelétrica de Curuá-Una.

Capacidade de Geração da Usina (MW)	Energia Assegurada – (MWmédio)	Reservatório
30	0-30	Não tem

5.6.1 – Primeira Análise

- Análise com Previsores - AP

Em primeiro lugar, estão sendo avaliadas as possibilidades de contratos entre o Agente Gerador e a carga de acordo com as características descritas na Tabela 5.2, a fim de verificar qual a condição limiar de lucro máximo esperado. Em seguida, é efetuada a análise de riscos AR para verificação de aceitação dos requisitos básicos do Agente. Os requisitos básicos exigidos pelo Agente estão resumidos na Tabela 5.3. A intenção é saber em quais condições é possível realizar contratos.

Tabela 5.2: Dados dos contratos a serem analisados.

GD (MWmédio)	f_c (%) (Flexibilização do contrato)	λ_C (R\$/MWh)	GE (MWmédio)	λ_E (R\$/MWh)
0-30	± 5	50-200	0	0

Tabela 5.3: Requisitos básicos de aceitação do Agente.

Lucro	Insuficiência de Lastro (IL)	Custo de Oportunidade (COP)
$E(\text{Lucro}) > 50\%$		
$P(\text{Lucro} > 50\%) > 70\%$	$P(\text{IL} < 1\%) = 100\%$	$P(\text{COP} < 30\%) > 60\%$

Num ambiente de negociação, o agente gerador deve adotar como proposição inicial um lucro esperado mínimo para analisar dentre as diversas possibilidades de contratos, o preço limiar de contrato, no qual a partir deste torna-se passível de ser negociado. Em outras palavras, significa dizer que a partir de um determinado preço contratual, o que for negociado acima desse preço estará acima do lucro esperado mínimo. Sendo assim, a primeira análise a ser feita é verificar este preço contratual limiar utilizando os gráficos das figuras 5.3 a 5.5. Estes gráficos são gerados da seguinte forma: para cada quantidade de energia GD e preço contratual λ_C inseridos no aplicativo efetua-se uma simulação para cada cenário proposto no qual o valor esperado do Lucro - E (Lucro) é fornecido, gerando assim uma curva para as diversas condições de entrada dos contratos. Em resumo, cada ponto da curva representa uma condição de contrato, baseado em energia e preço, cujo resultado é o lucro esperado para esta situação.

É mostrada, em cada cenário típico, a relação lucro esperado por quantidade de energia a ser contratada, no qual cada curva possui um preço específico. Estes cenários são divididos de acordo com a disponibilidade hidrológica dos reservatórios dos submercados, isto é, num cenário otimista, destaca-se a situação de bacias hidrológicas com quantidade abundante de Energia Natural Afluyente, pressuposto que, com reservatórios abastecidos, o preço da energia no mercado de eletricidade tende a um valor menor, visto o baixo custo de geração de usinas hidrelétricas em relação às térmicas. Neste cenário, é esperado o menor lucro, em virtude da oferta abundante de energia. Logo, a situação limiar de negociação contratual, a qual subsidiará a decisão do agente, deve ser focada neste cenário.

No cenário pessimista, as bacias hidrológicas têm quantidade reduzida de Energia Natural Afluyente. Com reservatórios comprometidos, o preço da energia no mercado de eletricidade tende a um valor maior, visto o alto custo de geração de usinas térmicas que deverão ser disponibilizadas para atender a demanda do sistema.

No cenário intermediário, com reservatórios estabilizados num valor médio, o preço da energia no mercado de eletricidade tende a um valor intermediário aos outros dois cenários retrocitados.

Para o caso hipotético em questão, o agente gerador assume um lucro esperado mínimo de 50%, isto é, ele só analisará contratos que forneçam lucro esperado acima de 50%. Além

do Lucro Esperado, o agente também leva em consideração os requisitos básicos mostrados na Tabela 5.3, os quais determinam os contratos que serão avaliados. Para tanto, o Agente tem disponível a totalidade de sua energia gerada para negociar, ou seja, P_G . Pela previsão verificada na Figura 4.6, a geração média prevista está em torno de 26 MWmédio. Logo, infere-se que, caso negocie quantidade de energia a mais que a geração média, o agente estará sujeito à aplicação de penalidade por Insuficiência de Lastro de energia, principalmente nos meses 1, 2, 10, 11 e 12, onde a geração P_G encontra-se abaixo de 26 MWmédio.

Caso a geração da usina mais os contratos de compra de energia não cubram a quantidade de energia contratada, a garantia física da central hidrelétrica fica comprometida, gerando penalidade por Insuficiência de Lastro de energia, onerando o lucro esperado. De forma oposta, a relação Custo de Oportunidade por Lucro esperado aumenta consideravelmente, pois como são grandezas inversamente proporcionais, ao ocorrer à incidência da penalidade por Insuficiência de Lastro, o lucro esperado diminui, aumentando a diferença entre o Custo de Oportunidade e o lucro esperado. Quanto maior esta diferença, maior a quantidade de recursos financeiros que o Agente deixa de ganhar. Ou seja, para o Agente a condição ideal e mais segura é quando o preço do contrato supera o preço do mercado de curto-prazo, ocasionando lucro máximo e custo de oportunidade menor que zero.

Todavia, ao longo do ano, nem sempre o preço do contrato é maior que o preço do mercado de curto prazo, gerando Custo de Oportunidade. Quanto maior a quantidade de energia contratada, menor será a energia disponível para liquidação no mercado de curto-prazo, principalmente no segundo semestre, quando o preço da energia tende a subir no Submercado Norte conforme mostrada nas Figuras 4.9, 4.11 e 4.13.

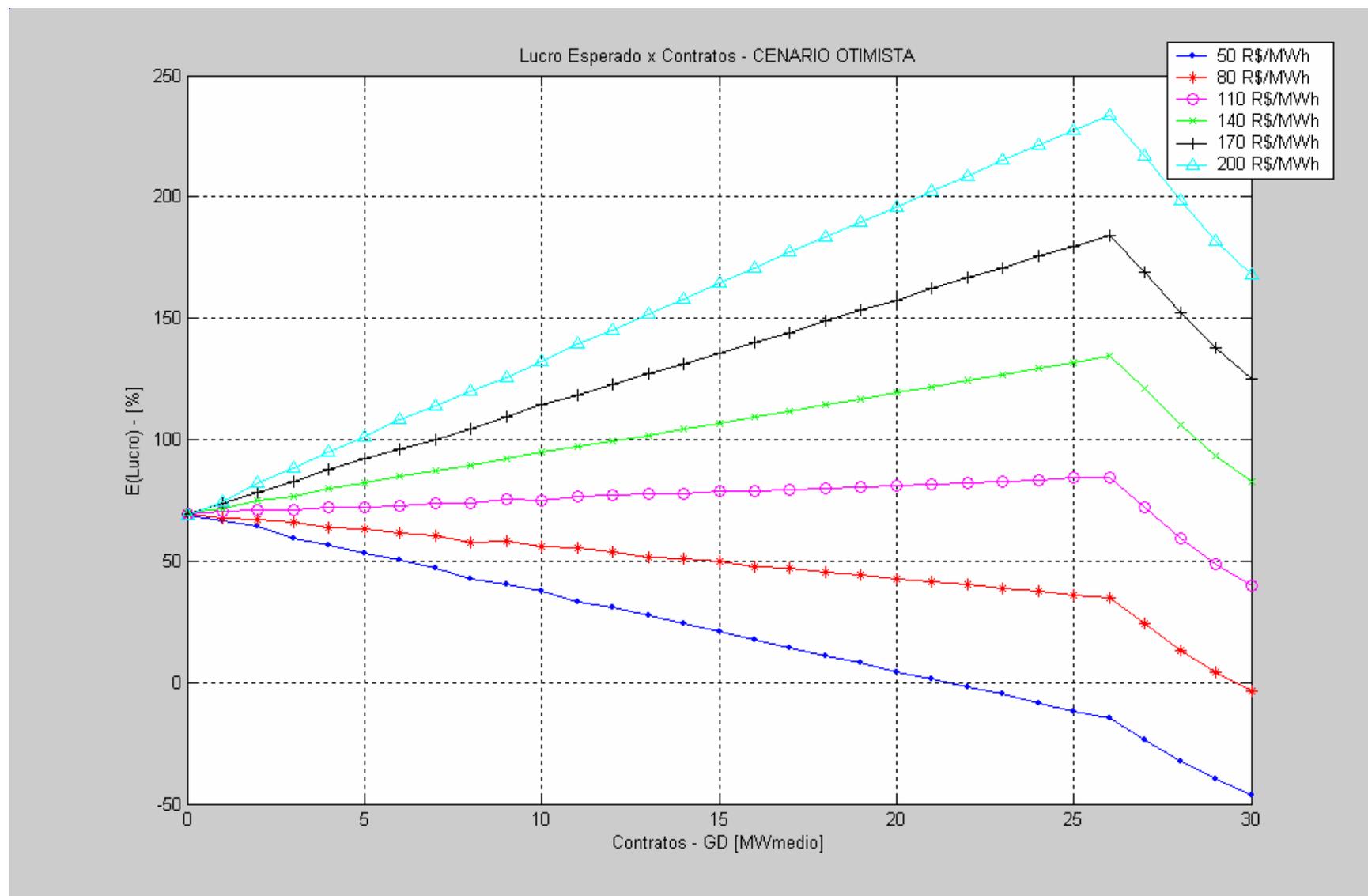


Figura 5.3: Relação Lucro Esperado x Contratos (GD) – cenário otimista.

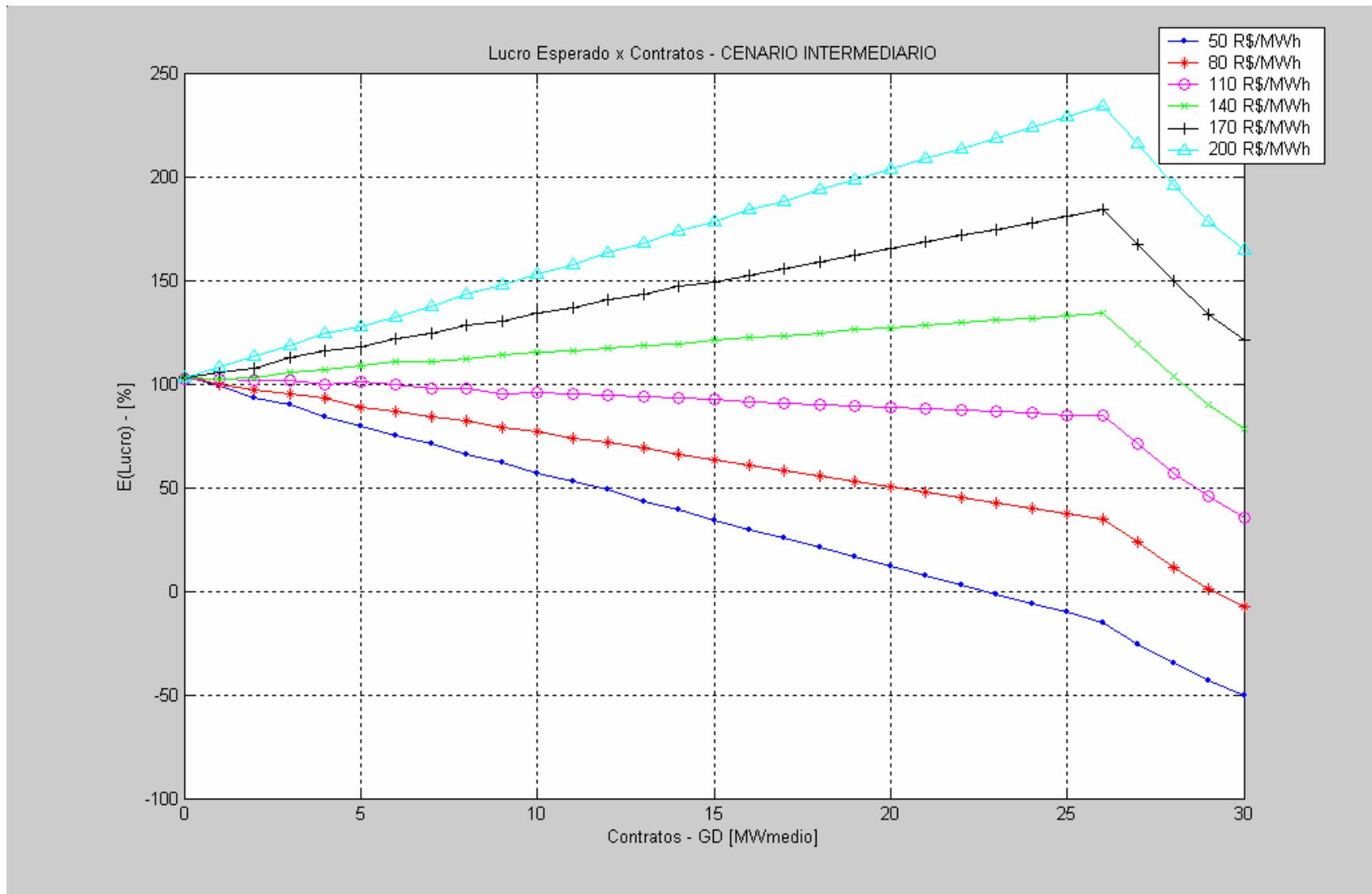


Figura 5.4: Relação Lucro Esperado x Contratos (GD) – cenário intermediário.

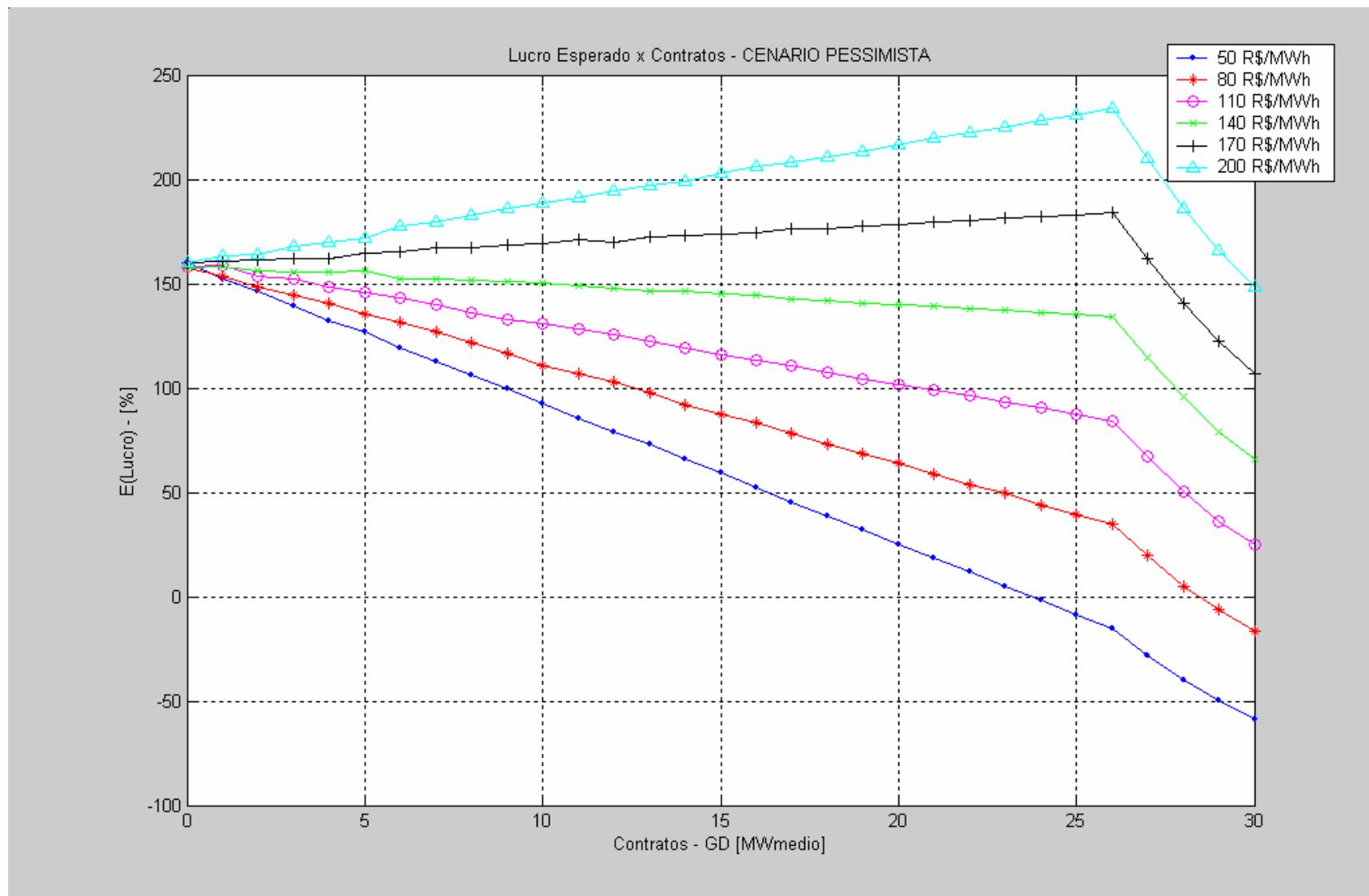


Figura 5.5: Relação Lucro Esperado x Contratos (GD) – cenário pessimista.

Observa-se das Figuras 5.3 a 5.5, que a partir de 26 MWmédio o lucro esperado em todas as curvas de preços de contratos começam a decair vertiginosamente, em virtude da incidência de penalidade por Insuficiência de Lastro. Portanto, verifica-se que as possibilidades de quantidade de energia a serem negociadas devem estar entre 0 e 26 MWmédio.

Nota-se da Figura 5.3 (cenário otimista), que mesmo que o Agente não comprometa nada da sua energia em contratos bilaterais, isto é, $GD=0$, e negocie toda a sua energia no mercado de curto prazo o Agente terá um lucro esperado em torno de 70%, valor maior que o mínimo aceitável na Tabela 5.3. Isto se deve aos preços de contrato λ_C e PLD (λ_S) estarem proporcionando receitas de maior valor que as esperadas em relação aos custos de produção adotados. Logo, as curvas que apresentam declividade negativa a partir de $GD=0$ ($\lambda_C = 50R\$/MWh$ e $80R\$/MWh$) devem ser descartados, visto que retornarão um lucro esperado menor que 70% em qualquer condição de GD .

De forma análoga, da Figura 5.4 quando $GD=0$, o Agente terá um lucro esperado em torno de 100%. Nesta situação, somente contratos com preços maiores ou iguais a $140R\$/MWh$ são factíveis, pois apresentam declividade positiva a partir de $GD=0$. Já da Figura 5.5 quando $GD=0$, o Agente terá um lucro esperado em torno de 160%. Para esta condição, apenas contratos com preços maiores ou iguais a $170R\$/MWh$ tornam-se factíveis.

Considerando o cenário otimista da Figura 5.3, para os preços de $110R\$/MWh$, $140R\$/MWh$, $170R\$/MWh$ e $200R\$/MWh$, qualquer quantidade de energia negociada entre 0 e 26 MWmédio fornece lucro esperado acima do lucro esperado de 70%. Sendo assim, o preço contratual limiar de negociação é $110R\$/MWh$. Neste preço a quantidade de energia que fornece o maior lucro esperado ($E(\text{Lucro})=84,7\%$) é de 26 MWmédio.

Outro aspecto envolvido no suporte à tomada de decisão é analisar a probabilidade de ocorrência do lucro para saber dentro do preço contratual limiar de negociação ($110R\$/MWh$), como se comporta o espectro de probabilidades na condição de máximo lucro esperado $E(\text{Lucro})=84,7\%$ e $GD=26MWmédio$.

- Análise de Riscos - AR

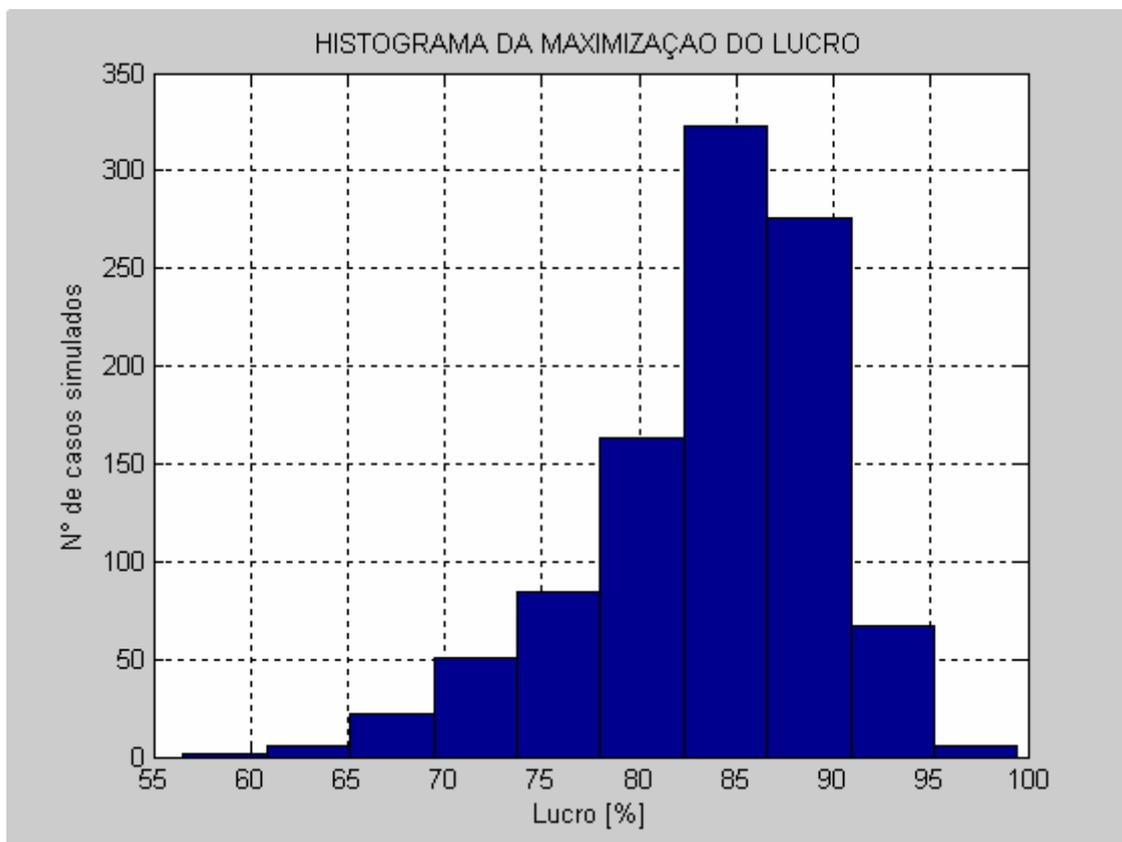


Figura 5.6: Histograma da maximização do lucro para o contrato \rightarrow GD=26MWmédio, $\lambda_C=110$ R\$/MWh e $f_c = \pm 5\%$.

Da Figura 5.6, verifica-se que a maioria dos valores das amostras de Lucro se encontra na região entre 80% e 90%. Ou seja, a probabilidade maior de ocorrência do lucro máximo estará nesta faixa de valores. É evidente também que a forma gráfica da distribuição probabilística de lucro máximo na Figura 5.6 assemelha-se a uma distribuição Normal, embora a formação das variáveis aleatórias de geração da usina P_G e de PLD - λ_S sejam de origem Uniforme.

Tabela 5.4: Espectro de probabilidades de ocorrência para \rightarrow GD=26MWmédio, $\lambda_c=110$ R\$/MWh e Flexibilização = $\pm 5\%$.

UNIVERSIDADE DE BRASILIA - UnB

Faculdade de Tecnologia - FT

Departamento de Engenharia Elétrica - ENE

=====

ANALISE DE RISCOS PARA PEQUENAS CENTRAIS HIDRELETRICAS

Orientador: Pablo Cuervo Franco

Aluno: Denis Perez Jannuzzi

=====

CONDIÇÕES CONTRATUAIS

Quantidade de Energia - MWmedio (GD):26.00

Preço do Contrato - R\$/MWh (Pc):110.00

Flexibilização - Por cento (fc): 5.00

=====

-----PROBABILIDADE DO LUCRO MAXIMO----- (PORCENTAGEM)-----							
P(Prejuizo)	P(0<Lucro<20)	P(20<Lucro<40)	P(40<Lucro<60)	P(60<Lucro<80)	P(80<Lucro<100)	P(100<Lucro<120)	P(Lucro)>120
0.00	0.00	0.00	0.20	22.20	77.60	0.00	0.00

-----PROBABILIDADE DE INSUFICIENCIA DE LASTRO----- (PORCENTAGEM)-----

P(Lastro)	P(0<IL<1.0)	P(1.0<IL<2.0)	P(2.0<IL<3.0)	P(3.0<IL<4.0)	P(4.0<IL<5.0)	P(5.0<IL<6.0)	P(IL)>6.0)
62.60	18.00	11.60	5.30	2.00	0.50	0.00	0.00

-----PROBABILIDADE DO (CUSTO DE OPORTUNIDADE/LUCRO)--- (PORCENTAGEM)-----

P(COP)<0	P(0<COP<10)	P(10<COP<20)	P(20<COP<30)	P(30<COP<40)	P(40<COP<50)	P(50<COP<60)	P(COP)>100
26.30	10.30	13.40	12.00	10.20	10.10	6.60	11.10

=====

Legenda:

P(Lucro):Probabilidade de ocorrência do Lucro Maximo

P(IL):Probabilidade de Insuficiencia de Lastro

P(COP):Probabilidade da Relação(Custo de Oportunidade/Lucro)

Na análise de riscos, verificou-se que a maior probabilidade de ocorrência do Lucro Máximo (77,6%), encontra-se compreendida na seguinte faixa de valores: $80 \leq Lucro \leq 100\%$, confirmando a expectativa evidenciada na análise AP. Nota-se que este contrato, além de oferecer alto lucro, não oferece risco de prejuízo, mas oferece risco de Insuficiência de Lastro. Pela tabela 5.4, observa-se também que, com este contrato a probabilidade de se ter um Custo de Oportunidade menor que 30% (quantia considerada aceitável) é de 62,0%. Esta probabilidade é mensurada somando os valores obtidos nas faixas inferiores à $P(COP < 30\%)$.

$$P(COP < 30\%) = 26,3\% + 10,3\% + 13,4\% + 12,0\% = 62,0\%$$

Ou seja, a probabilidade do Agente deixar de ganhar até 30% do lucro no mercado de eletricidade com a negociação deste contrato é de 62%, o que é considerada satisfatória.

Quanto à probabilidade de Insuficiência de Lastro, vê-se da Tabela 5.4 que a probabilidade de se ter lastro é de 62,6%, ou seja, situação indesejável. Da mesma tabela, verifica-se que a probabilidade de se ter Insuficiência de Lastro menor que 1% (requisito básico do agente conforme Tabela 5.3) é de 80,60%, implicando num risco não aceitável pelo Agente.

$$P(IL < 1\%) = 62,6\% + 18,0\% = 80,6\%$$

Conseqüentemente, esta insuficiência resulta em penalidades que oneram o lucro final. Com base na Figura 4.6 (Geração Esperada da UHE Curuá-Una), constata-se que nos meses 1, 2, 10, 11 e 12 a geração P_G encontra-se abaixo de 26 MW médio, ocasionando a Insuficiência de Lastro evidenciada.

Tabela 5.5: Quadro Resumo de atendimento aos Requisitos básicos de aceitação do Agente.

Lucro	Insuficiência de Lastro (IL)	Custo de Oportunidade (COP)
E(Lucro)=84,7% Aceitável		
P(Lucro>50%)=100% Aceitável	P(IL<1%)=80,60% Inaceitável	P(COP<30%)=62,0% Aceitável

Os resultados da análise de riscos nos remetem a asseverar que a quantidade máxima de energia que poderá ser contratada no contexto dos requisitos básicos apresentados na Tabela 5.3 deve ser menor que 26 MWmédio, visto que o item Insuficiência de Lastro não foi atendido, conforme verificado na Tabela 5.5.

5.6.2 – Segunda Análise

Nesta segunda análise, verificou-se o comportamento do Lucro esperado em função da variação da flexibilização contratual entre os três tipos de cenários estudados.

Tabela 5.6: Quadro de resultados em função da variação da flexibilização para \rightarrow GD=26MWmédio, $\lambda_C=110$ R\$/MWh e Flexibilização $f_c = \pm 5\%$ e $\pm 10\%$.

<i>GD</i> (MWmédio)	λ_C (R\$/MWh)	f_c (%)	<i>Cenário</i> <i>Otimista</i>	<i>Cenário</i> <i>Intermediário</i>	<i>Cenário</i> <i>Pessimista</i>
			<i>E(Lucro)</i> (%)	<i>E(Lucro)</i> (%)	<i>E(Lucro)</i> (%)
26	110	5	84,70	84,50	84,00
		10	88,85	89,38	90,90

Da Tabela 5.6, verifica-se que ao aumentar a flexibilidade dos contratos, o lucro esperado também aumenta. Isto se deve ao fato de disponibilizar aos Agentes, cujos contratos possuem maior flexibilização, a possibilidade de manipular a geração de maneira a diminuir a quantidade GD até o mínimo possível e liquidar a energia excedente no mercado de curto prazo quando o PLD λ_S for maior que o preço λ_C ou aumentar a quantidade GD até o máximo possível quando o preço de contrato λ_C for maior que o PLD λ_S , no intuito de incrementar sua rentabilidade. Dessa forma, quanto maior a flexibilização, maiores serão as possibilidades de negociação para o Agente.

Para flexibilização de 5%, observa-se que o lucro esperado para os três cenários é praticamente coincidente, divergindo na primeira casa decimal. Esta constatação é justificada tendo em vista que a quantidade de energia de 26 MWmédio representa praticamente a média da energia gerada ao longo do ano, conforme Figura 4.6, e por esse motivo não há disponibilidade suficiente de energia excedente de maneira a destacar alguma interferência do mercado de curto prazo. Em resumo, a quantidade de energia de

26 MWmédio a uma flexibilização de 5% está sendo vendida quase que integralmente a preço de contrato λ_C .

Para flexibilização de 10%, observa-se que o lucro esperado para os três cenários propostos apresenta pequena divergência na escala de pontos percentuais. Este fato é justificado em função da maior possibilidade de manipulação dos contratos em face aos preços vantajosos do mercado de curto prazo. Em suma, com uma flexibilidade maior dos contratos, o Agente pode diminuir o fornecimento de energia contratada até o limite estipulado pela flexibilização (90% de GD) aumentando a quantidade de energia excedente a ser negociada no mercado de curto prazo no período em que o PLD λ_S for maior que o preço λ_C , ou então, aumentar o fornecimento de energia contratada até o limite estipulado pela flexibilização (110% de GD) diminuindo a quantidade de energia excedente exposta ao PLD λ_S quando este for menor que o preço λ_C . Oportuno lembrar que para o Agente tomar a decisão de aumentar ou diminuir o fornecimento de energia é necessário verificar a previsão da geração para o período de interesse no intuito de cumprir os requisitos de Lastro.

5.6.3 – Terceira Análise

Na primeira análise, os contratos com quantidade de energia de 26 MWmédio não foram aceitos pelo agente. Portanto, impõe-se realizar uma nova análise de riscos com uma quantidade inferior até que se encontre a quantidade limite de energia aceitável pelo Agente. Dessa maneira, simulou-se um contrato com as seguintes características: GD=25 MWmédio, $\lambda_C = 110$ R\$/MWh e Flexibilização = $\pm 5\%$.

- Análise de Riscos - AR

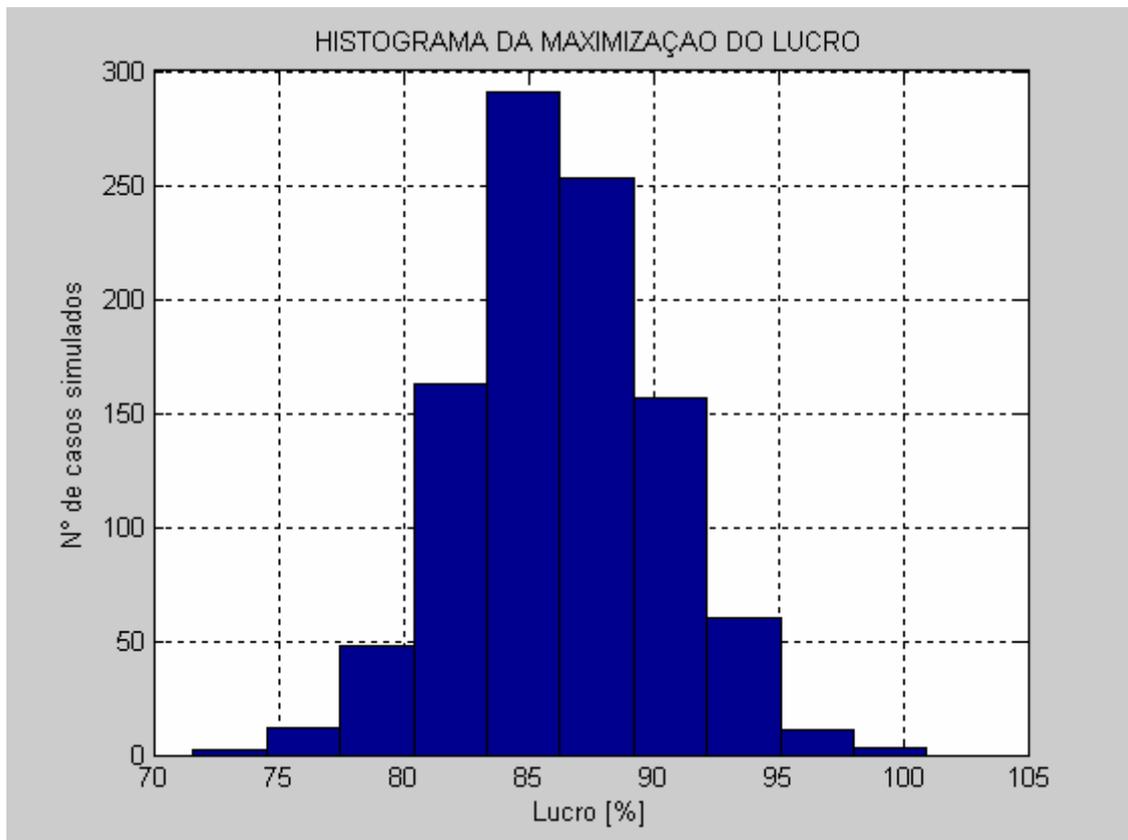


Figura 5.7: Histograma da maximização do lucro para o contrato \rightarrow GD=25MWmédio, $\lambda_C=110$ R\$/MWh e Flexibilização = $\pm 5\%$.

Da Figura 5.7, nota-se que a maioria dos valores de Lucro se encontra na região entre 80% e 90%. Contudo, é perceptível que nesta região da Figura 5.7, os valores estão mais aglomerados, isto é, a amostra está mais densa na região entre 80% e 90% do que na Figura 5.6. Infere-se então que a probabilidade de ocorrência do Lucro deve aumentar significativamente em relação ao contrato simulado na seção 5.6.1.

Tabela 5.7: Espectro de probabilidades de ocorrência para \rightarrow GD=25MWmédio, $\lambda_C=110$ R\$/MWh e Flexibilização = $\pm 5\%$.

UNIVERSIDADE DE BRASILIA - UnB

Faculdade de Tecnologia - FT

Departamento de Engenharia Elétrica - ENE

=====

ANALISE DE RISCOS PARA PEQUENAS CENTRAIS HIDRELETRICAS

Orientador: Pablo Cuervo Franco

Aluno:Denis Perez Jannuzzi

=====

CONDIÇÕES CONTRATUAIS

Quantidade de Energia - MWmédio (GD):25.00

Preço do Contrato - R\$/MWh (Pc):110.00

Flexibilização - Por cento (fc): 5.00

=====

-----PROBABILIDADE DO LUCRO MAXIMO----- (PORCENTAGEM)-----							
P(Prejuizo)	P(0<Lucro<20)	P(20<Lucro<40)	P(40<Lucro<60)	P(60<Lucro<80)	P(80<Lucro<100)	P(100<Lucro<120)	P(Lucro)>120
0.00	0.00	0.00	0.00	5.20	94.70	0.10	0.00

-----PROBABILIDADE DE INSUFICIENCIA DE LASTRO----- (PORCENTAGEM)-----

P(Lastro)	P(0<IL<1.0)	P(1.0<IL<2.0)	P(2.0<IL<3.0)	P(3.0<IL<4.0)	P(4.0<IL<5.0)	P(5.0<IL<6.0)	P(IL)>6.0)
99.50	0.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

-----PROBABILIDADE DO (CUSTO DE OPORTUNIDADE/LUCRO)--- (PORCENTAGEM)-----

P(COP)<0	P(0<COP<10)	P(10<COP<20)	P(20<COP<30)	P(30<COP<40)	P(40<COP<50)	P(50<COP<60)	P(COP)>100
27.20	11.90	12.20	13.60	11.00	9.40	6.10	8.60

=====

Legenda:

P(Lucro):Probabilidade de ocorrência do Lucro Maximo

P(IL):Probabilidade de Insuficiencia de Lastro

P(COP):Probabilidade da Relação(Custo de Oportunidade/Lucro)

Na Tabela 5.7, verificou-se que a maior probabilidade de ocorrência do Lucro Máximo (94,7%), encontra-se compreendida na seguinte faixa de valores: $80 \leq Lucro \leq 100\%$, confirmando a expectativa evidenciada na Figura 5.7. Nota-se que este contrato, além de oferecer alto lucro, não oferece risco de prejuízo e risco de Insuficiência de Lastro aceitável. Ainda pela tabela 5.7, observa-se que, com este contrato a probabilidade de se ter um Custo de Oportunidade menor que 30% (quantia considerada aceitável) é de 64,9%.

$$P(COP < 30\%) = 27,2\% + 11,9\% + 12,2\% + 13,6\% = 64,9\%$$

Ou seja, a probabilidade do agente deixar de ganhar até 30% do lucro esperado no mercado de eletricidade com a negociação deste contrato é de aproximadamente 65,0%, o que é considerada satisfatória.

Da mesma tabela, verifica-se que a probabilidade de se ter Insuficiência de Lastro menor que 1% (requisito básico do agente conforme Tabela 5.3) é de 100%.

$$P(IL < 1\%) = 99,50\% + 0,50\% = 100\%$$

Todavia, da Figura 5.4 e da Tabela 5.8, verifica-se que com a quantidade de 25 MW médio, o lucro esperado diminui para 84,15% ($E(Lucro) = 84,15\%$). Mesmo assim, apresenta lucro esperado que atende aos requisitos básicos da Tabela 5.3.

Tabela 5.8: Quadro Resumo de atendimento aos Requisitos básicos de aceitação do Agente.

Lucro	Insuficiência de	Custo de
E(Lucro)=84,15%	Lastro (IL)	Oportunidade
Aceitável		(COP)
P(Lucro>50%)=100%	P(IL<1%)=100%	P(COP<30%)=64,9%
Aceitável	Aceitável	Aceitável

Logo, a quantidade máxima e limite de energia que atende aos requisitos básicos do Agente para contratação é de 25 MW médio a um preço de 110 R\$/MWh.

5.6.4 – Quarta Análise

Na quarta análise, analisou-se a variação da flexibilização para condição de GD=25 MWmédio e $\lambda_C = 110$ R\$/MWh entre os três cenários propostos:

Tabela 5.9: Quadro de resultados em função da variação da flexibilização para \rightarrow GD=25MWmédio, $\lambda_C = 110$ R\$/MWh e Flexibilização $f_c = \pm 5\%$ e $\pm 10\%$.

<i>GD</i> (MWmédio)	λ_C (R\$/MWh)	f_c (%)	<i>Cenário</i> <i>Otimista</i>	<i>Cenário</i> <i>Intermediário</i>	<i>Cenário</i> <i>Pessimista</i>
			<i>E(Lucro)</i> (%)	<i>E(Lucro)</i> (%)	<i>E(Lucro)</i> (%)
25	110	5	84,15	85,05	87,10
		10	88,15	89,73	93,37

Comparando as Tabela 5.6 e 5.9, ratificou-se que quanto maior a flexibilização, maior o lucro esperado. Além disso, na Tabela 5.6 os lucros esperados entre os cenários analisados não tiveram variações significativas na escala de pontos percentuais como evidenciado na Tabela 5.9. Ratificando a análise feita na seção 5.6.2, com o contrato de 26 MWmédio, a geração da usina fica praticamente toda comprometida para atender este contrato, não disponibilizando energia para negociar no mercado de curto prazo de eletricidade. Em resumo, o lucro calculado nesta condição é resultante quase que inteiramente da venda de energia do contrato, não sofrendo influência do mercado de curto prazo.

Para os contratos de 25 MWmédio, ocorre a disponibilidade de energia excedente para que seja liquidado no mercado de curto prazo quando o PLD estiver vantajoso, até mesmo com uma flexibilização menor (5%). Por este motivo é notável a diferença entre os cenários em função dos resultados de lucro esperado mostrados na Tabela 5.6 e na Tabela 5.9, principalmente no que alude o cenário pessimista, caracterizado pelos altos PLD's.

Dessa maneira, pode-se concluir que não é favorável comprometer-se contratualmente mais que 25 MWmédio, visto que com esta quantidade foi verificado melhores resultados. Portanto, é mais vantajoso para este caso específico estudado comprometer-se contratualmente com no máximo 83,33% da potência de geração da usina, o que corresponde a cerca de 25 MWmédio de energia.

5.7 – RESUMO DO CAPÍTULO

Neste capítulo, foi apresentado o método utilizado na otimização do lucro, assim como os seus resultados para o caso do Agente Gerador não participante do MRE. Para este Agente, o excedente gerado é liquidado no mercado de curto-prazo de eletricidade sem a interferência do mecanismo de realocação de energia. Logo, a energia assegurada considerada é a própria energia gerada. Concluiu-se então que, para o Agente em questão analisado, o máximo de energia que ele pode comprometer-se contratualmente é de 25 MW médio a um preço mínimo de 110 R\$/MWh, considerando uma flexibilização maior ou igual a 5%. Entretanto, cabe ressaltar que esta conclusão não é genérica e cada caso deve ser estudado de maneira independente, levando em consideração as condicionantes de cada Agente Gerador.

6 - CONCLUSÕES

Fundamental destacar preliminarmente, a dificuldade na previsão, principalmente de preços de liquidação das diferenças PLD em médio e longo prazo e a falta de referências bibliográficas que sedimentem o assunto. Como o objetivo principal da dissertação não era a previsão, mas sem ela não seria possível aplicar o método, é importante salientar que se fazem necessários mais estudos a respeito, de maneira a dar suporte às pesquisas relacionadas ao mercado de eletricidade.

Atualmente, a previsão de preços no curto prazo está baseada nos processos estocásticos utilizados no NEWAVE e DECOMP. Todavia, tudo leva a crer que a previsão de preços a médio e longo prazo deve ser estudada utilizando vários métodos de previsão: redes neurais, lógica fuzzy, MAPE (Média Absoluta do Erro Percentual) [15], Similaridade [15] etc, de maneira a formar um conjunto de métodos que selecione a melhor forma de aplicação em cada horizonte de previsão.

Com relação aos resultados obtidos no capítulo 5, o método se mostrou satisfatório na determinação da quantidade máxima de energia e preço limiar para contratação do Agente Gerador em questão. Ou seja, a partir destes, o Agente Gerador tem subsídios para tomar uma decisão. Fica evidente que os critérios adotados como essenciais (Lucro, Insuficiência de Lastro e Custo de Oportunidade) foram de extrema valia na definição das condições limites de formalização contratual, eis que o Lucro é a condição básica de sobrevivência do ente econômico no mercado, a Insuficiência de Lastro é a medida da garantia do fornecimento e o Custo de Oportunidade representa o nível de arrependimento que o Agente estará sujeito em face da decisão tomada.

Conclui-se que o presente trabalho representa uma evolução do estudo de mercados de eletricidade, entendendo assim oportuno elencar alguns pontos que devam ser objeto de futuras análises:

- Aplicação do método para um sistema onde os Agentes sejam participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE;

- Extensão do estudo apresentado para as condições de geração em Usinas Termelétricas;
- Extensão do estudo apresentado para as condições de geração em Usinas Hidrelétricas de grande porte;
- Inclusão da aplicação da Penalidade por Indisponibilidade de Unidades Geradoras no cálculo do lucro esperado do Agente Gerador;
- Estudo de um previsor de preços PLD para médio e longo prazo; e
- Extensão do estudo apresentado para outros tipos de distribuição de probabilidade, como por exemplo, a distribuição Monte Carlo.

7 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] – Enertrade -Grupo Energias do Brasil (Comercializadora de Energia). “Dicionário do Setor Elétrico”.

Disponível em:

<http://www.enertrade.com.br/mercadolivre/?sessao=Glossário&contentID=540>

Acesso em: 18 de maio de 2008.

[2] – Samuelson, P. A.,(1979). “Introdução à Análise Econômica”. Editora Livraria Agir, Rio de Janeiro.8ª Edição, traduzida da 9ª Edição em inglês.

[3] – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) – “Glossário”.

Disponível em:

<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vnextoid=1e7aa5c1de88a010VgnVCM10000aa01a8c0RCRD>

Acesso em: 15 de maio de 2008.

[4] – Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) – “Glossário”.

Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/glossario.cfm>

Acesso em: 10 de maio de 2008.

[5] – Magalhães, M. N., Lima, A. C. P., (2001). “Noções de Probabilidade e Estatística”. Editora Instituto de Matemática e Estatística – Universidade de São Paulo. 3ª Edição.

[6] – Sameh, K. E., Galiana, F. D., “Bilaterals Contracts Negotiation in Electricity Markets”- Paper IEEE.

[7] – “Decreto nº 5.911, de 27 de setembro de 2006”.

Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br>

Acesso em: 10 de junho de 2007.

[8] – “Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004”.

Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br>

Acesso em: 10 de junho de 2007.

[9] – “Resolução ANEEL nº 352, de 22 de julho de 2003”.

Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br>

Acesso em: 10 de junho de 2007.

[10] – "Resolução ANEEL nº 652, de 09 de dezembro de 2003".

Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br>

Acesso em: 20 de maio de 2007.

[11] – "Ofício nº 014/2007-SEM/ANEEL, de 14 de fevereiro de 2007".

Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br>

Acesso em: 20 de maio de 2007.

[12] – "Ofício nº 031/2008-SEM/ANEEL, de 13 de fevereiro de 2008".

Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br>

Acesso em: 20 de maio de 2007.

[13] – "Resolução ANEEL nº 109, de 26 de outubro de 2004".

Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br>

Acesso em: 10 de junho de 2007.

[14] – "Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995".

Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br>

Acesso em: 10 de junho de 2007.

[15] – Shahidehpour, M., Yamin, H., Li, Z. "Market Operation in Elétric Power Systems – Forecasting, Scheduling and Risk Management". IEE – Wiley – Interscience. A John Wiley & Son, INC; Publication.

[16] – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) – "Regras de Comercialização - Penalidades". Versão 2007

Disponível em:

<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vnextoid=1e7aa5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>

Acesso em: 15 de maio de 2008.

[17] – MATLAB 6.5 – Documentação de suporte técnico disponível na versão 6.5.

[18] – Mateus, J.C, Cuervo, P., Jannuzzi, D. P., "Bilateral Contracts Management in Hydrothermal Generation with available Energy Risk and Financial Risk Analysis", Proc. IEE PES General Meeting 2008, July 20-24, Pittsburgh(PA), USA.

ANEXO I – DADOS HISTÓRICOS UTILIZADOS

- Dados da Central Hidrelétrica de Curuá-Una

Dados Históricos de Geração da Usina - P_{GH}		
(MWmédio)		
2005	2006	2007
20,421	29,465	20,052
21,854	25,714	20,437
24,243	26,559	28,594
28,568	27,640	29,541
27,214	26,977	26,125
26,412	25,899	26,327
27,025	29,016	26,054
29,121	29,292	29,611
28,354	28,077	25,687
25,022	28,709	19,322
23,320	28,551	20,138
27,745	29,301	21,103

- Dados de Geração do Submercado Norte

Dados Históricos de Geração do Submercado Norte - P_{GSH}		
(MWmédio)		
2005	2006	2007
3073,06	4834,82	3464,28
3910,73	5151,72	3544,50
4181,14	5085,86	4528,62
4409,92	4683,91	5630,53
4577,98	4878,24	5090,80
4278,64	5197,00	3624,09
3136,87	4346,56	3112,31
2860,40	4081,74	3492,00

Dados Históricos de Geração do Submercado Norte - P_{GSH}		
(MWmédio)		
2005	2006	2007
2809,59	2358,70	2664,81
2732,80	2371,96	1921,41
2264,56	3061,34	1793,02
3030,43	3301,21	2131,86

- Dados de Energia Natural Afluente do Submercado Norte

Dados Históricos de Energia Natural Afluente do Submercado Norte - Y_{SH}				
(MWmédio)				
2003	2004	2005	2006	2007
5581,35	6528,00	5426,00	7909,58	5139,77
8283,14	18322,00	10720,00	9058,29	12364,29
11886,16	20106,00	15448,00	11401,48	14527,35
13361,80	18230,00	13038,00	17574,83	11590,30
7383,29	9858,00	9125,00	14144,23	6099,94
3207,50	3812,00	3568,00	5120,37	2599,53
1835,10	2234,00	1982,00	2388,81	1557,68
1419,52	1620,00	1221,00	1529,00	1125,48
953,10	1278,00	1005,28	1241,70	883,50
1070,52	1325,00	1051,25	1517,00	899,90
1984,30	1946,00	3594,00	3071,00	1148,53
2926,48	3201,00	4851,00	3850,39	2259,71

- Dados de PLD do Submercado Norte

Dados Históricos de PLD's do Submercado Norte – λ_{SH}		
(R\$/MWh)		
2005	2006	2007
18,83	19,14	17.59
18,83	29,20	17.59
18,83	18,94	17.59
18,87	16,92	24.25
20,28	16,97	53.37
25,42	44,84	97.35
31,74	90,90	122.87
34,51	104,98	44.36
31,94	123,88	149.53
43,12	92,42	168.46
35,73	80,82	237.66
19,20	45,23	189.25

ANEXO II – DIAGRAMA UNIFILAR DA CENTRAL HIDRELÉTRICA DE CURUÁ-UNA

