

VITOR LUIZ DE MATOS

**ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE AS
MODELAGENS DE RESERVATÓRIO
EQUIVALENTE DE ENERGIA AGREGADO POR
SUBSISTEMA E POR CASCATA NO PROBLEMA DO
PLANEJAMENTO ANUAL DA OPERAÇÃO
ENERGÉTICA**

**FLORIANÓPOLIS
2008**

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE AS
MODELAGENS DE RESERVATÓRIO
EQUIVALENTE DE ENERGIA AGREGADO POR
SUBSISTEMA E POR CASCATA NO PROBLEMA DO
PLANEJAMENTO ANUAL DA OPERAÇÃO
ENERGÉTICA**

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

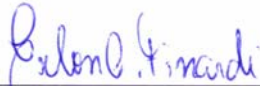
VITOR LUIZ DE MATOS

Florianópolis, Junho de 2008.

**ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE AS MODELAGENS DE
RESERVATÓRIO EQUIVALENTE DE ENERGIA
AGREGADO POR SUBSISTEMA E POR CASCATA NO
PROBLEMA DO PLANEJAMENTO ANUAL DA
OPERAÇÃO ENERGÉTICA**

Vitor Luiz de Matos

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

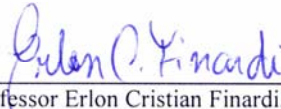


Professor Erlon Cristian Finardi, Dr.Eng.
Orientador




Professora Kátia Campos de Almeida, Ph.D.
Coordenadora do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:



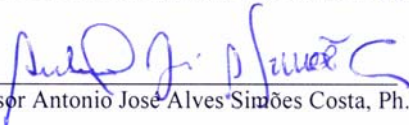
Professor Erlon Cristian Finardi, Dr.Eng.
Presidente



Professor Edson Luiz da Silva, Dr.Eng.



Professora Claudia Sagastizabal, D. Mtm. Appl.



Professor Antonio José Alves Simões Costa, Ph.D.

Aos meus pais, por tudo.

AGRADECIMENTOS

O estudo apresentado nesta dissertação foi desenvolvido no **Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica** (LabPlan), vinculado ao **Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica** (PGEEL) da **Universidade Federal de Santa Catarina** (UFSC). Ao longo do trabalho contei com o auxílio de muitas pessoas e aproveitei a oportunidade para agradecê-las.

Agradeço, em especial, ao meu orientador acadêmico, o *Prof. Erlon Cristian Finardi*, pela oportunidade oferecida, sugestão de tema, inspirada orientação, confiança demonstrada, constante incentivo em todo trabalho e amizade adquirida.

Ao *Prof. Edson Luiz da Silva* pelo importante apoio e incentivo desde o tempo de graduação, bem como pelas contribuições no decorrer dos estudos e na elaboração do documento final.

Ao *Prof. Antonio José Alves Simões Costa*, pelo apoio desde o tempo de graduação e sugestões para a elaboração do trabalho.

À *Prof. Cláudia Sagastizabal*, do **Instituto de Matemática Pura e Aplicada** (IMPA), pelas importantes discussões e sugestões.

Ao *Prof. Ildemar Cassana Decker* e demais professores do LabPlan, pela transmissão de conhecimento e apoio desde o tempo de graduação.

Aos amigos do LabPlan, *Diego Issicaba, Moises Santos, Diego Brancher, Fabio Brum, Leonardo Cavalcanti, Waneska Patrícia, Raphael Gonçalves, Fabrício Takigawa, Alexandre Zucarato, Daniel Dotta, Edison Neto, Everthon Sica, Fabiano Andrade, George Mendonça, Gustavo Arfux, Marcelo Agostini, Marcelo Santos, Maurício Sperandio, Rafael Rodrigues, Cristhiane Cechinel, Gelson Brigatto, Richie Guder, Vanessa Araújo, Alexandre Fürstenberger, Marcelo Benetti, André Krauss* pelos momentos de descontração e troca de conhecimento.

Aos meus pais, *Antonio Rodrigues de Matos* e *Vera Lúcia Luiz de Matos*, pelo amor, carinho, incentivo e apoio incondicional durante todos os momentos da minha vida.

Às minhas irmãs, *Débora Matos* e *Camila de Matos*, pela amizade e apoio.

À minha namorada, *Katherine Helena Oliveira*, pelo carinho, atenção, incentivo, apoio e compreensão sempre.

Finalmente, esta pesquisa contou com o apoio financeiro da **Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior** (CAPES).

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

ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE AS MODELAGENS DE RESERVATÓRIO EQUIVALENTE DE ENERGIA AGREGADO POR SUBSISTEMA E POR CASCATA NO PROBLEMA DO PLANEJAMENTO ANUAL DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA

Vitor Luiz de Matos

Junho/2008

Orientador : Professor Erlon Cristian Finardi, Dr.Eng.
Área de Concentração: Sistemas de Energia.
Palavras-chaves : Planejamento Anual da Operação Energética, Reservatório Equivalente de Energia, modelo AutoRegressivo Periódico, Programação Dinâmica Dual Estocástica.
Número de páginas : 159

O problema do planejamento da operação energética do Sistema Interligado Nacional (SIN) é bastante peculiar devido, especialmente, à sua dimensionalidade e a grande participação de geração hidrelétrica. A participação majoritária de recursos hídricos exige um planejamento bastante minucioso, uma vez que a capacidade de armazenamento dos reservatórios é limitada e, portanto, a disponibilidade futura de energia dependerá da operação dos reservatórios e das vazões afluentes futuras. Devido às complexidades do problema, no Brasil optou-se por separar os estudos de planejamento da operação energética em etapas de médio prazo, curto prazo e programação diária. O foco deste trabalho é o médio prazo – Planejamento Anual da Operação Energética (PAOE), cujo objetivo consiste em estabelecer estratégias de médio prazo para a operação, por meio da análise das condições de atendimento a demanda no horizonte de estudo. Este trabalho apresenta, então, as metodologias utilizadas no estudo do PAOE realizado no Brasil, como por exemplo, a representação por Reservatório Equivalente de Energia (REE), o modelo AutoRegressivo Periódico (ARP) e a Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE). Com essas metodologias desenvolveu-se uma plataforma computacional que permite alterar algumas configurações adotadas no Brasil e, assim, analisar as conseqüências nos resultados do PAOE. O principal objetivo deste trabalho é avaliar o efeito no PAOE da representação por REE, quando agregado por Subsistema ou por Cascata; adicionalmente, são analisadas alterações no modelo ARP, na árvore de cenários e no horizonte de estudo. Dessa forma, a partir dos estudos de casos pôde-se concluir que os resultados do REE por Cascata apresentaram maior consistência nos estudos de casos, e que a redução no horizonte de estudo não compromete a política de operação, entre outros aspectos importantes do PAOE. Destaca-se que os casos em que o REE foi agregado por Cascata exigiu um tempo de processamento três vezes maior que o caso equivalente com REE por Subsistema.

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

COMPARATIVE ANALYSIS BETWEEN THE MODELLING OF ENERGY EQUIVALENT RESERVOIR AGGREGATED PER SUBSYSTEM AND PER CASCADE IN THE LONG-TERM OPERATION PLANNING IN BRAZIL

Vitor Luiz de Matos

June/2008

Advisor : Professor Erlon Cristian Finardi, Dr.Eng.
Area of Concentration: Energy Systems.
Keywords : Long-term Operation Planning, Energy Equivalent Reservoir, Periodic AutoRegressive model, Stochastic Dual Dynamic Programming.
Number of Pages : 159

The Interconnected Brazilian Power System's operation planning problem is very unique, due to its dimension and high participation of hydroelectric power plants. As a consequence of the latter, it is necessary to perform a very precise hydrothermal scheduling because the reservoirs capacity are limited and, therefore, the energy availability depends on how the reservoirs are operated and the future inflows. Due to the problem's complexity, the Brazilian hydrothermal scheduling is divided into three stages: long-term, short-term and daily operation programming. This work is focused on the Long-Term Operation Planning (LTOP), which aims to determine an optimal operational strategy through the analysis of the energy market and load supply conditions over the planning period. This work presents the methodologies used in the Brazilian LTOP problem, such as: Energy Equivalent Reservoir (EER), Periodic AutoRegressive (PAR) model and the Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP). In this work, it was implemented a computational platform using the methodologies listed above, in which the user is able to set up different configurations in order to analyze the impact on the LTOP results. This dissertation aims to evaluate the consequences on the LTOP results when the EER is aggregated per Subsystem and per Cascade. Additionally, different configurations for the PAR model, scenario tree and planning horizon are studied. The results obtained in this work indicate that the EER per Cascade presents a more consistent result in the study cases and reducing the planning horizon does not compromise the operational policy, in addition to other important aspects. It is important to point out that the EER per Cascade configuration required three times more running time than when the EER were aggregated per Subsystem.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	IX
LISTA DE TABELAS	XIII
LISTA DE ABREVIATURAS	XV
1. INTRODUÇÃO	1
1.1 Revisão Bibliográfica	7
1.2 Objetivos deste trabalho	10
1.3 Estrutura da Dissertação	11
2. RESERVATÓRIO EQUIVALENTE DE ENERGIA	13
2.1 Introdução.....	13
2.2 Energia Armazenável Máxima.....	14
2.3 Energia Afluente.....	16
2.3.1 Energia Controlável.....	16
2.3.2 Correção da Energia Controlável	17
2.3.3 Energia Fio D'Água	20
2.3.4 Perdas de Energia Fio D'Água por Limitação de Turbinamento	22
2.3.5 Separação da Energia Controlável da Energia Afluente	24
2.4 Energia de Vazão Mínima	26
2.5 Energia Evaporada.....	27
2.6 Geração Hidráulica Máxima.....	29
2.7 Geração de Pequenas Usinas	30
2.8 Energia Armazenável Máxima por Volume de Espera	30
2.9 Energia Armazenável Mínima por Limites Operativos.....	31
2.10 Configuração Hidrelétrica	31
2.10.1 Correção da Energia Armazenada devido a mudança de configuração	33
2.11 Cascatas com diferentes REEs	35
2.11.1 Uso de usinas hidrelétricas fictícias	36
2.11.2 Considerar os diferentes REEs no cálculo	37
2.12 Conclusão	38

3. MODELO DE GERAÇÃO DE SÉRIES SINTÉTICAS	41
3.1 Introdução	41
3.2 Estatísticas Básicas.....	42
3.3 Modelo Auto-Regressivo Periódico	43
3.3.1 Identificação da ordem.....	45
3.3.2 Estimação dos parâmetros.....	48
3.4 Correções para os modelos utilizados	50
3.4.1 Modelo LogNormal.....	50
3.4.2 Modelo Normal	51
3.5 Correlação Espacial.....	52
3.6 Geração das Séries Sintéticas	54
3.6.1 Modelo LogNormal.....	55
3.6.2 Modelo Normal	55
3.7 Validação do Modelo	55
3.8 Conclusão.....	58
4. METODOLOGIA DE SOLUÇÃO DO PROBLEMA DO PLANEJAMENTO ANUAL DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA	59
4.1 Introdução	59
4.2 Programação Linear Estocástica com Dois Estágios	60
4.3 Programação Linear Estocástica para T estágios	67
4.4 Programação Dinâmica Dual Estocástica	71
4.5 Compartilhamento dos cortes.....	75
4.6 Formulação para o PAOE	77
4.6.1 Patamares de carga.....	82
4.6.2 Modelo ARP(p).....	84
4.6.3 Coeficientes da Função de Custo Futuro	87
4.6.4 Energia Afluente como Variável de Estado	90
4.6.5 Formulação Completa do PAOE.....	92
4.7 Conclusão.....	93
5. RESULTADOS	95
5.1 Introdução	95
5.2 Sistema hidrotérmico	95

5.3 Configurações dos estudos de casos.....	100
5.4 Resultados.....	102
5.4.1 Comparação com o NEWAVE.....	102
5.4.2 Energia Afluente como variável de estado.....	109
5.4.3 Redução do horizonte de estudo.....	114
5.4.4 Análise de sensibilidade: Cenários sorteados.....	120
5.4.5 Análise de sensibilidade: Abertura da árvore de cenários.....	125
5.5 Conclusão	129
6. CONCLUSÕES	133
6.1 Proposta de trabalhos futuros	135
APÊNDICE A. CASCATAS DO SIN.....	137
APÊNDICE B. PLATAFORMA COMPUTACIONAL	147
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	155

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Atividades da Operação Integrada do SIN.	2
Figura 1.2 - Fluxograma do estudo do PAOE.	6
Figura 2.1 - Principais parâmetros do modelo a REE.	14
Figura 2.2 - Parábola de correção da energia controlável,	19
Figura 2.3 - Relação de PERDAS e EFIOB para o REE SE/CO.	24
Figura 2.4 - Relação entre energia controlável e afluyente para o REE Sudeste.	25
Figura 2.5 - Parábola da Energia de Vazão Mínima para o REE SE/CO.	27
Figura 2.6 - Parábola da Energia Evaporada no mês de Janeiro do REE SE/CO.	28
Figura 2.7 - Parábola da Geração Hidráulica Máxima para o REE SE/CO.	30
Figura 2.8 - Cascata com diferentes REEs 36	36
Figura 2.9 - Separação da cascata por REE..... 36	36
Figura 2.10 - Cascata com usinas fictícias 37	37
Figura 3.1 - Distribuição de probabilidade da Energia Afluyente do Subsistema SE/CO (Junho)..... 44	44
Figura 3.2 - Coeficientes da FACP e Intervalo de Confiança. 48	48
Figura 3.3 - Distribuição de probabilidade do Subsistema SE/CO (Junho) após transformação. 51	51
Figura 3.4 - Distribuição de probabilidade da série sintética do modelo Normal do Subsistema SE/CO (Junho). 52	52
Figura 3.5 - Distribuição de probabilidade da série sintética após transformada inversa. .. 52	52
Figura 3.6 - Seqüência Positiva e Negativa. 56	56
Figura 4.1 – Cenários para um problema de PLE-2. 61	61
Figura 4.2 - Função de Custo Futuro formada pelos Cortes de Benders..... 65	65
Figura 4.3 - Evolução do Z_{INF} e Z_{SUP} 67	67
Figura 4.4 - Árvore de cenários. 68	68
Figura 4.5 - Árvore de cenários. 69	69
Figura 4.6 - Algoritmo simplificado da Decomposição Aninhada..... 71	71

Figura 4.7 - Recursão progressiva com cenários sorteados por Monte Carlo.....	72
Figura 4.8 - Critério de convergência da PDDE.	73
Figura 4.9 - Recursão regressiva.	74
Figura 4.10 - Algoritmo simplificado da PDDE.	74
Figura 4.11 - Divisão da demanda de energia em três patamares de carga.....	82
Figura 5.1 - Posição geográfica dos subsistemas e intercâmbios.....	96
Figura 5.2 - Evolução do Z_{INF} e Z_{SUP} - Casos 1 e 2.....	104
Figura 5.3 - Evolução do Z_{INF} e Z_{SUP} - Casos 3 e 4.....	104
Figura 5.4 - CMO médio do subsistema SE/CO para os casos 1 a 4.	106
Figura 5.5 - Geração hidrelétrica e termelétrica média.	106
Figura 5.6 - Energia de vazão mínima, energia fio d'água e geração térmica mínima.	107
Figura 5.7 - Geração total hidrelétrica e termelétrica e de pequenas usinas.	108
Figura 5.8 - EA_{t+1} do subsistema SU - Casos 1 a 4.....	109
Figura 5.9 - EA_{t+1} do subsistema SE/CO - Casos 1 a 4.....	109
Figura 5.10 - Evolução do Z_{INF} e Z_{SUP} - Casos 5, 6 e 7.....	110
Figura 5.11 - CMO médio do subsistema SE/CO para os casos 5 a 7.	112
Figura 5.12 - Geração hidrelétrica e termelétrica média.	112
Figura 5.13 - Energia de vazão mínima, energia fio d'água e geração térmica mínima. ..	113
Figura 5.14 - Geração total hidrelétrica e termelétrica e de pequenas usinas.	113
Figura 5.15 - EA_{t+1} do subsistema SU - Casos 5 a 7.....	114
Figura 5.16 - EA_{t+1} do subsistema SE/CO - Casos 5 a 7.....	114
Figura 5.17 - Evolução do Z_{INF} e Z_{SUP} - Casos 8 e 9.....	115
Figura 5.18 - Evolução do Z_{INF} e Z_{SUP} - Casos 10 e 11.....	116
Figura 5.19 - CMO médio do subsistema SE/CO para os casos 8 a 11.	118
Figura 5.20 - Geração hidrelétrica e termelétrica média.	118
Figura 5.21 - Energia de vazão mínima, energia fio d'água e geração térmica mínima. ..	119
Figura 5.22 - Geração total hidrelétrica e termelétrica e de pequenas usinas.	119
Figura 5.23 - EA_{t+1} do subsistema SU - Casos 8 a 11.....	120
Figura 5.24 - EA_{t+1} do subsistema SE/CO - Casos 8 a 11.....	120
Figura 5.25 - Evolução do Z_{INF} e Z_{SUP} - Casos 12 e 13.....	122
Figura 5.26 - Evolução do Z_{INF} e Z_{SUP} - Casos 14 e 15.....	122
Figura 5.27 - CMO médio do subsistema SE/CO para os casos 12 a 15.	124

Figura 5.28 - Geração total hidrelétrica e termelétrica e de pequenas usinas.	124
Figura 5.29 - Evolução do Z_{INF} e Z_{SUP} - Casos 16 e 17.	126
Figura 5.30 - Evolução do Z_{INF} e Z_{SUP} - Casos 18 e 19.	127
Figura 5.31 - CMO médio do subsistema SE/CO para os casos 16 a 19.	128
Figura 5.32 - Geração total hidrelétrica e termelétrica e de pequenas usinas.	129

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Relação entre os principais parâmetros dos modelos a usinas individualizadas e a REEs.	14
Tabela 3.1 - Estatísticas Básicas para modelos não-periódicos.....	42
Tabela 3.2 - Estatísticas Básicas para modelos periódicos.....	43
Tabela 5.1 - Distribuição de UHEs e UTEs nos subsistemas.....	97
Tabela 5.2 - Limites de intercâmbios (MWmédio) entre os subsistemas.....	97
Tabela 5.3 - Demanda de energia (MWmédio) dos subsistemas.	98
Tabela 5.4 - Profundidade e custo dos patamares de déficit para cada subsistema.....	98
Tabela 5.5 - Demais características.	99
Tabela 5.6 - Energia afluentes (MWmédio) dos meses anteriores ao início do estudo.....	99
Tabela 5.7 - Configuração dos casos avaliados.....	100
Tabela 5.8 - Casos para comparação com o NEWAVE.....	102
Tabela 5.9 - Solução dos estudos de caso.....	103
Tabela 5.10 - Risco de déficit e EENS.	105
Tabela 5.11 - Configuração dos casos avaliados.....	109
Tabela 5.12 - Solução dos estudos de caso.....	110
Tabela 5.13 - Risco de déficit e EENS.	111
Tabela 5.14 - Configuração dos casos avaliados.....	114
Tabela 5.15 - Solução dos estudos de caso.....	115
Tabela 5.16 - Risco de déficit e EENS.	117
Tabela 5.17 - Configuração dos casos avaliados.....	121
Tabela 5.18 - Solução dos estudos de caso.....	121
Tabela 5.19 - Risco de déficit e EENS.	123
Tabela 5.20 - Configuração dos casos avaliados.....	125
Tabela 5.21 - Solução dos estudos de caso.....	126
Tabela 5.22 - Risco de déficit e EENS.	127

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	: Agência Nacional de Energia Elétrica
ARP	: Modelo Auto-Regressivo Periódico
ARP(p)	: Modelo Auto-Regressivo Periódico de ordem p
CAR	: Curva de Aversão ao Risco
CCEE	: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL	: Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CMO	: Custo Marginal de Operação
DA	: Decomposição Aninhada
EENS	: Energia Esperada Não Suprida
FAC	: Função de Auto-Correlação
FACP	: Função de Auto-Correlação Parcial
FCI	: Função de Custo Imediato
FCF	: Função de Custo Futuro
FR	: Função Recurso
MOO	: Modelagem Orientada a Objetos
NE	: Subsistema Nordeste
NO	: Subsistema Norte
ONS	: Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	: Pequenas Centrais Hidrelétricas
PAOE	: Planejamento Anual da Operação Energética
PDDE	: Programação Dinâmica Dual Estocástica
PL	: problema de Programação Linear
PLE-2	: problema de Programação Linear Estocástica para 2 estágios
PLE-T	: problema de Programação Linear Estocástica para T estágios
REE	: Reservatório Equivalente de Energia
SEB	: Setor Elétrico Brasileiro
SEE	: Subsistema Elétrico

SE/CO : Subsistema Sudeste/Centro-Oeste
SU : Subsistema Sul
SIN : Sistema Interligado Nacional
UHE : Usina Hidrelétrica
UTE : Usina Termelétrica

1. INTRODUÇÃO

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil, definido como Sistema Interligado Nacional (SIN), caracteriza-se pela grande participação de Usinas Hidrelétricas (UHEs), as quais são responsáveis por mais de 75% da capacidade instalada do parque gerador (ANEEL, 2008). Dessa forma, o SIN é classificado como um sistema hidrotérmico, predominantemente hidrelétrico e com complementação termelétrica. A significativa contribuição das UHEs, a interdependência operativa entre as usinas, a interconexão do sistema de transmissão e a integração desses recursos para o atendimento ao mercado de energia e à demanda formam a base para que a operação do SIN seja realizada de forma centralizada¹ (ONS, 2002). O objetivo principal é otimizar os recursos disponíveis de maneira a minimizar o custo esperado de operação, observando ainda padrões adequados de confiabilidade no suprimento.

As atividades realizadas na operação centralizada do SIN podem ser agrupadas nas seguintes áreas (AZEVEDO FILHO, 2000):

- i. **Planejamento da operação:** estudos e análises operacionais com horizontes de estudo variando de uma semana a 5 anos;
- ii. **Programação diária da operação (ou Pré-Despacho):** atividades operacionais desenvolvidas dentro de um horizonte de uma semana até o dia que antecede a operação propriamente dita;
- iii. **Supervisão e Coordenação em Tempo Real (ou Despacho):** engloba a operação em tempo real até algumas horas à frente;
- iv. **Análise e Estatística Pós-Operativa:** análise dos resultados da operação e armazenamento dos dados estáticos para realimentar as etapas anteriores;
- v. **Contabilização e Faturamento Energético.**

¹ No Brasil, a operação centralizada é coordenada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

A Figura 1.1 ilustra as atividades citadas, detalhando um pouco mais o planejamento da operação, que é dividido em estudos energéticos e elétricos, conforme pode ser observado.

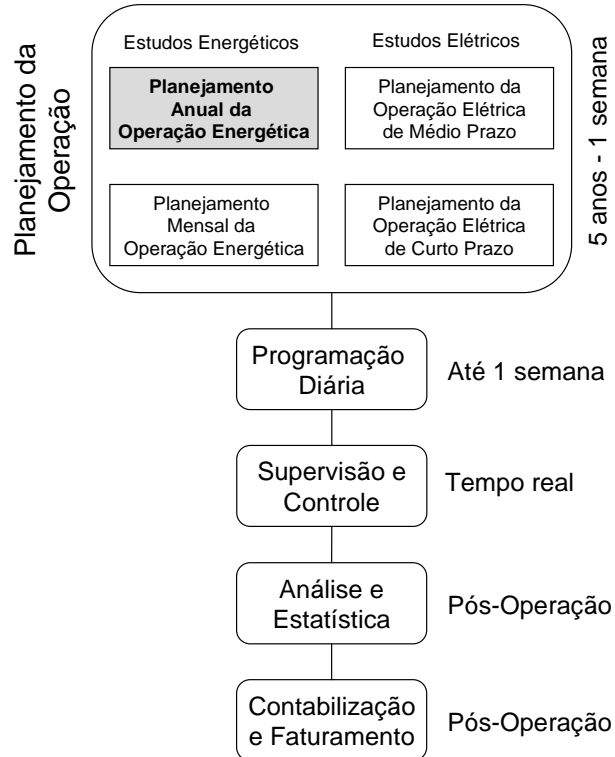


Figura 1.1 - Atividades da Operação Integrada do SIN.

Este trabalho tem como foco o Planejamento Anual da Operação Energética (PAOE), o qual está presente no topo da cadeia de estudos energéticos relativos à operação do sistema. No PAOE, o objetivo é estabelecer estratégias para a operação hidrotérmica através da análise das condições de atendimento ao mercado de energia e demanda no horizonte de estudo (ONS, 2002). Essas estratégias devem minimizar o custo esperado da operação em um horizonte de 5 anos, que é formado pelo custo de combustível das Usinas Termelétricas (UTES) e por penalidades econômicas pelo não suprimento da carga, ou seja, o déficit. Os principais resultados obtidos nesta etapa são (ONS, 2002):

- i. Funções de Custo Futuro (FCF²);
- ii. Análise do atendimento energético e das condições de suprimento no futuro;
- iii. Recomendações para a adequação de cronogramas de manutenção;
- iv. Estimativas dos benefícios marginais de interligações, intercâmbios internacionais e entre regiões, evolução do Custo Marginal de Operação (CMO).

Para alcançar os resultados supracitados, o problema do PAOE é representado por um modelo de otimização estocástica, de grande porte, linear e com acoplamento temporal e espacial. A característica estocástica advém da impossibilidade de prever com precisão as afluições futuras às usinas hidrelétricas. Assim, o problema é modelado considerando apenas as afluições como variáveis aleatórias³, com distribuição de probabilidades conhecida. O acoplamento temporal é consequência da significativa participação de UHEs na matriz energética brasileira, uma vez que os reservatórios têm capacidade de armazenamento limitada e, portanto, a disponibilidade futura de energia dependerá da operação dos mesmos e das vazões afluentes futuras (SILVA, 2001). Por sua vez, o acoplamento espacial advém do fato que o despacho de uma usina hidrelétrica altera a afluição das demais a jusante, bem como está relacionado com os requisitos de atendimento à demanda⁴. O modelo é linear, pois as incertezas associadas às vazões são mais importantes de serem representadas no problema do que as não linearidades presentes nas funções de produção das usinas hidrelétricas e nos custos de produção das usinas termelétricas. Portanto, devido a estas características, o modelo de otimização é complexo e necessita de técnicas de programação estocástica para encontrar uma solução de boa qualidade.

Segundo MORTON (1998), os algoritmos de otimização estocástica podem ser divididos em três categorias:

² A FCF representa o custo esperado de todos os estágios futuros para uma determinada decisão no presente, sendo calculada por cada etapa de estudos energéticos e passada a próxima para coordenar as decisões.

³ Incertezas com relação ao comportamento futuro da demanda e da disponibilidade de unidades geradoras e linhas de transmissão têm menor efeito no PAOE e não são tratadas explicitamente no modelo de otimização. Outros modelos computacionais fazem esse tipo de análise, conforme pode ser visto em (ONS, 2002).

⁴ Os requisitos de atendimento a demanda são considerados como de acoplamentos espaciais, uma vez que a rede de transmissão e distribuição acopla espacialmente todas as usinas conectadas ao sistema.

- i. **Soluções exatas:** Neste caso o algoritmo resolve o problema considerando todo o espaço amostral das variáveis aleatórias; aqui estão incluídos, por exemplo, algoritmos com base no método Simplex, decomposição, Pontos Interiores e *Progressive Hedging*;
- ii. **Aproximações:** Um esquema clássico deste tipo de algoritmo consiste em calcular os limites determinístico inferior e superior por meio das inequações de Jensen e Edmundson-Madansky, respectivamente;
- iii. **Métodos de amostragem:** Algoritmos com base em amostragem são os métodos do *quasigradiente* estocástico e variações do *L-Shaped* como em PEREIRA e PINTO (1991). Estes algoritmos reduzem o espaço amostral por meio de uma amostragem.

É importante ressaltar que para modelos com um grande número de estágios, as duas primeiras categorias apresentadas acima podem tornar-se inviáveis devido à carga computacional; dessa forma, algoritmos com base em amostragem são as alternativas mais interessantes. Como no PAOE o horizonte de estudo é de 5 anos, bem como existe um grande número de cenários hidrológicos possíveis, optou-se por utilizar a abordagem dos algoritmos com base em amostragem. Esta classe pode ser dividida ainda em dois novos grupos: algoritmos que mantêm os cenários fixos e algoritmos que sorteiam novos cenários iterativamente. No primeiro, sorteiam-se cenários no início do processo iterativo para representar todas as possíveis realizações, isto é, reduz-se o espaço amostral para o número de cenários sorteados. Enquanto no segundo, considera-se todo o espaço amostral, sorteando os cenários iterativamente à medida que o algoritmo progride até a convergência.

Neste sentido, para este trabalho optou-se pela Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) apresentada por PEREIRA e PINTO (1991), na qual se tem uma recursão direta que avalia se a estratégia de operação está adequada e uma recursão inversa, que gera novas informações à política de operação. Essa estratégia pertence à classe de algoritmos de amostragem e é baseada na Decomposição de Benders (BENDERS, 1962).

Devido ao grande porte do SIN, a redução no número de cenários por meio dos algoritmos com base em amostragem não é suficiente para viabilizar a solução do problema em um tempo adequado. Assim, faz-se necessário reduzir a quantidade de UHEs, visto que estas são responsáveis pela maior quantidade de variáveis e restrições do problema. De acordo com ARVANITIDIS e ROSING (1970a), quando uma seqüência de decisões mensais do total de energia hidrelétrica tem maior importância econômica do que a alocação dessa energia a cada UHE, pode-se utilizar a representação por Reservatório Equivalente de Energia (REE). Esse é o caso quando as aflúncias são incertas e o mercado a ser atendido pelas usinas hidrelétricas é flexível, isto é, quando as UHEs são usadas não somente para atender a demanda, mas também para deslocar a ordem de mérito das usinas termelétricas e a importação de energia. Este é o caso do PAOE e, portanto, pode ser utilizada a representação por REE.

Na representação por REE agregam-se as usinas hidrelétricas de um mesmo Subsistema Elétrico (SEE⁵) ou cascata em um único reservatório equivalente. Dessa forma, têm-se, então, variáveis que representam decisões em energia em vez de água, isto é, depleciona-se e/ou armazena-se energia nos REEs. Além da significativa redução no número de variáveis do problema, esta modelagem “elimina” o acoplamento espacial entre as UHEs de uma mesma cascata, uma vez que o cálculo dos parâmetros do REE já considera este acoplamento. Por ser um modelo simplificado pode-se perder a precisão na operação real de cada reservatório; entretanto, a representação por usinas individualizadas é inviável no estudo do PAOE, sendo a aproximação por REE uma metodologia com um bom compromisso entre a modelagem das usinas hidrelétricas e o desempenho computacional.

A geração dos cenários para o problema de otimização estocástica deve ser feita com base na série histórica das energias afluentes, que é definida como a energia gerada pelas aflúncias a todas as UHEs pertencentes ao REE (mais detalhes são apresentados no Capítulo 2 desta dissertação). No SIN, o custo de operação em estágios futuros depende das aflúncias que irão ocorrer nas diversas cascatas e, conseqüentemente, assim como o

⁵ Um SEE é definido por uma região elétrica em que as restrições de transmissão não são atingidas de maneira relevante, tanto na ocorrência quanto na duração (BRASIL, 2004). No Brasil, os SEEs são: Sul (SU), Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Norte (NO) e Nordeste (NE).

clima, tem um alto grau de incerteza associado. Nesse sentido é importante estudar o comportamento estatístico das afluições para se ter uma quantificação do custo futuro. Com base em diversos índices estatísticos retirados do histórico, estudos foram feitos para identificar um modelo estocástico que se ajustasse adequadamente ao comportamento das afluições. Nessa direção, o modelo estocástico utilizado nesta dissertação é o Auto-Regressivo Periódico de ordem p (ARP(p)), que é usado nos estudos de planejamento no Brasil (MACEIRA e DAMÁZIO, 2004) e mais adequado para representar afluições mensais (NOAKES et al., 1985). Este modelo calcula a afluição de um determinado mês considerando a informação dos p meses anteriores.

O fluxograma apresentado na Figura 1.2 ilustra o processo simplificado de solução utilizado pelo programa desenvolvido nesta dissertação, para o estudo do PAOE.

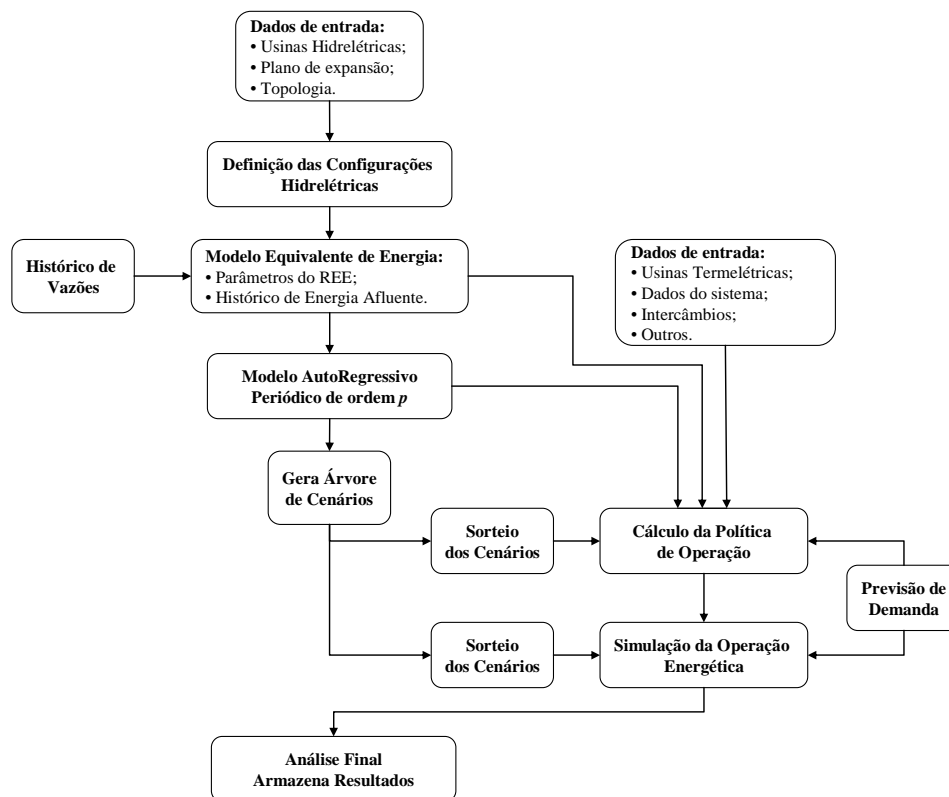


Figura 1.2 - Fluxograma do estudo do PAOE.

Na figura anterior é possível destacar as seguintes etapas do processo:

- **Definição das Configurações Hidrelétricas:** Como será visto no Capítulo 2, determinam a quantidade de conjuntos de REEs necessários para modelar o problema;
- **Modelo Equivalente de Energia:** Calcula os parâmetros e histórico de energia afluyente para cada conjunto de REE referente a cada configuração hidrelétrica;
- **Modelo ARP(p):** Encontra o modelo ARP(p) para reproduzir o histórico de energias afluentes;
- **Sorteio dos cenários:** Sorteia as realizações que serão utilizadas pela política de operação e simulação da operação. Nesta etapa sorteiam-se os ruídos e com o modelo ARP(p) calculam-se as aflúncias dos cenários sorteados;
- **Cálculo da Política de Operação:** Sorteiam-se os cenários a serem utilizados e calcula a política de operação com a PDDE. Como pode ser visualizado na Figura 1.2, o modelo ARP(p) também fornece informação para o cálculo da PDDE e, conseqüentemente, para a simulação da operação, isto porque o modelo ARP(p) é aplicado diretamente à formulação do problema do PAOE;
- **Simulação da Operação Energética:** Faz um novo sorteio com um número maior de cenários e calcula apenas uma recursão direta da PDDE para avaliar a política de operação encontrada.

1.1 Revisão Bibliográfica

O PAOE e diversos outros problemas semelhantes foram objetos de estudo de muitos autores, destacando-se especialmente trabalhos originados no Brasil, devido às peculiaridades do caso Brasileiro. Assim, nesta seção é feita uma breve revisão dos principais trabalhos desenvolvidos.

PEREIRA e PINTO (1982) apresentam uma descrição hierárquica do planejamento da operação energética no Brasil; no entanto, neste trabalho discutem-se soluções apenas para o modelo da programação diária. Em PEREIRA e PINTO (1983) o foco é o planejamento da operação energética de curto-prazo, sendo que este artigo já apresenta uma proposta de estratégia de solução baseada na decomposição por Benders. Em 1985 os autores generalizam essa metodologia para problemas com horizontes semanais e mensais.

Em 1991, PEREIRA e PINTO apresentam a PDDE aplicada a um problema com múltiplos estágios, relacionado como planejamento de sistemas de energia. Os modelos apresentados nesses artigos foram aplicados a um sistema composto pelas usinas dos Subsistemas SE/CO e SU, sendo que as UHEs foram modeladas individualmente e as UTEs foram agregadas em uma térmica equivalente. O processo estocástico foi representado de forma bastante simplificada em todos os casos estudados.

Em 1992, KLIGERMAN aplicou a estratégia da PDDE para o planejamento de médio-prazo (equivalente ao problema atual PAOE) considerando a representação do SIN dada por dois REEs (Subsistemas SE/CO e SU) e o modelo estocástico das afluições considerado foi o Auto-Regressivo de ordem 1 (PEREIRA et al., 1984). De acordo com KLIGERMAN (1992) o modelo a sistema equivalente foi primeiramente proposto por Pierre Massé e desenvolvido por John Little e ARVANITIDIS e ROSING (1970a e 1970b), sendo utilizado no Brasil desde 1972.

No modelo a reservatório equivalente utilizado por KLIGERMAN (1992) considera-se que os reservatórios estão operando em paralelo. Nesse sentido, SOARES e CARNEIRO (1993) e CRUZ JUNIOR e SOARES (1996) apresentam outras regras de operação para o cálculo dos REEs, que de acordo com os autores são mais eficientes para modelar a operação das usinas agregadas no REE.

FINARDI (1999) aplicou a PDDE a uma configuração hidrotérmica reduzida do SIN com as usinas hidrelétricas representadas de forma individualizada. Neste trabalho foi verificado um elevado tempo computacional o qual foi reduzido utilizando-se técnicas de processamento paralelo. Devido às características da metodologia de solução, o problema apresentou uma granularidade grossa, o que garantiu uma eficiência na ordem de 80%. Embora o sistema hidrelétrico esteja bem detalhado, diversas simplificações foram realizadas, destacando-se a representação do processo estocástico das afluições com base em um modelo uniforme e com independência entre os estágios.

CARVALHO (2002) comparou a representação por usinas hidrelétricas individualizadas e por REE, concluindo que a primeira apresentou resultados com maior interesse prático e a segunda resultou em um menor tempo computacional. No entanto, neste trabalho utilizou-se um sistema reduzido com apenas 15 UHEs, bem como um

modelo a REE bastante simplificado⁶. Além disso, a série de afluências utilizada para otimizar o problema foi construída diretamente do histórico, ou seja, não foi utilizado um modelo $ARP(p)$.

SANTOS (2004) utilizou a Modelagem Orientada a Objetos (MOO) para implementar o problema do PAOE. Nesse trabalho manteve-se a formulação de REE usada por CARVALHO (2002); porém, foram consideradas 92 usinas hidrelétricas as quais foram agregadas em quatro REEs, referentes ao número de SEEs, e 11 REEs, referentes às bacias hidrográficas. Assim, observou-se que a MOO não compromete o desempenho computacional e permite uma maior modularidade ao programa. Além disso, verificou-se que a representação por bacia teve um custo computacional 3,5 vezes maior do que por subsistemas e, ainda, apresentou resultados mais pessimistas, com um custo 4% maior que no caso da representação por SEE.

GARCIA (2005) adicionou ao problema implementado por SANTOS (2004) o modelo Auto-Regressivo Periódico de ordem p , mantendo a modelagem a REE e agregando as usinas por SEEs. O modelo $ARP(p)$ foi construído considerando uma série histórica de energia afluenta transformada e, conseqüentemente, fez-se necessário fazer uma transformação inversa na série sintética. Neste trabalho foi apresentado que este modelo $ARP(p)$ reproduz as características estatísticas e periódicas do histórico, bem como os resultados desse modelo aplicado ao PAOE.

Por fim, apresentam-se resumidamente alguns trabalhos internacionais que são bastante relevantes e, mesmo que não sejam aplicados diretamente a um problema como o PAOE, permitem que se discutam alguns aspectos importantes de modelagem e estratégias de solução.

ARVANITIDIS e ROSING (1970a e 1970b) apresentaram uma discussão de modelos equivalentes de energia para substituir as usinas hidrelétricas. Já HIPEL e McLEOD (1994) discutem em seu livro algumas metodologias para modelagem de séries temporais e previsões de afluência. NOAKES et al. (1985) mostra que o modelo $ARP(p)$ é o mais adequado para previsões de afluências mensais. Enquanto CHIRALAKSANAKUL

⁶ Não foram consideradas características como a correção da energia controlável, perdas de energia fio d'água, mudanças de configurações hidrelétricas, entre outras que serão detalhadas no Capítulo 2 desta dissertação.

(2003) discute estratégias de solução para problemas estocásticos para T estágios com sorteio de Monte Carlo, no qual a PDDE se inclui. E PHILPOTT e GUAN (2008) apresentam as condições necessárias para garantir a convergência da PDDE e estratégias de soluções similares.

1.2 Objetivos deste trabalho

Sucintamente, este trabalho tem como objetivo principal desenvolver uma plataforma computacional que determine as estratégias ótimas de geração para o SIN, em um horizonte plurianual. Esta plataforma representa as usinas hidrelétricas com base no modelo a REE, permitindo-se definir se a agregação irá ser feita por Subsistema ou por Cascata. O modelo estocástico utilizado será o $ARP(p)$ e a metodologia de solução é a PDDE.

Com o apoio da implementação dessa plataforma é possível realizar os objetivos específicos deste trabalho, os quais visam analisar a influência na política ótima de operação dos seguintes aspectos:

- 1) **Quantidade de REEs utilizada para representar a geração hidráulica:**
Como o processo de geração de séries sintéticas de energias afluentes para criação dos cenários de estudos é feito para cada REE, faz-se necessário investigar o efeito do número de REEs no cálculo da política de operação. Dessa forma, nesta dissertação avalia-se a representação agregada por SEE (quatro REEs) e por cascata (20 REEs);
- 2) **Amostragem das afluências para a composição da árvore de cenários:**
Objetiva analisar a importância da quantidade de aberturas na formação da árvore de cenários e do número de cenários sorteados utilizados no processo de otimização estocástica;
- 3) **Efeito na convergência da PDDE quando da inclusão da energia afluente como variável de estado:** Isto porque, como será discutido no Capítulo 4, a PDDE calcula aproximações lineares por partes da FCF, que dependem das energias armazenadas no final do mês anterior, bem como podem ser função também das energias afluentes dos meses anteriores.

O primeiro item é o principal objetivo deste trabalho, sendo que os demais são estudados para os dois casos de REE. Por fim, destaca-se que também é objetivo deste trabalho desenvolver uma plataforma que permita ao usuário definir opções de processamento e configurações do sistema. Além disso, a plataforma deve ser desenvolvida de maneira a possibilitar sua expansão em trabalhos futuros. Dessa forma, optou-se por utilizar a MOO, que facilita a expansão e manutenção da plataforma desenvolvida nesta dissertação.

1.3 Estrutura da Dissertação

Inicialmente, no Capítulo 2 é apresentada a metodologia para estimar os parâmetros dos Reservatórios Equivalentes de Energia utilizados para representar as usinas hidrelétricas do sistema. Neste capítulo destaca-se que os parâmetros calculados deverão ser corrigidos ao longo do estudo, pois a capacidade de produção das usinas hidrelétricas se altera com a quantidade de água armazenada. Portanto, o Capítulo 2 também apresenta a formulação para fazer as correções necessárias.

No Capítulo 3 são descritos os principais aspectos na identificação da ordem e estimação dos parâmetros do modelo ARP(p). Neste capítulo é dado um destaque especial às duas metodologias de modelagem do problema, uma primeira que utiliza o histórico original de energia afluyente e uma segunda, que promove uma transformação no histórico. Além disso, o capítulo apresenta uma metodologia para avaliar se o modelo ARP(p) calculado é adequado.

Já no Capítulo 4 discute-se a metodologia de solução para o problema, que conforme comentado anteriormente é feita por meio da PDDE, sendo que, apresenta-se, também, a Decomposição Aninhada (DA), com o intuito de discutir de maneira mais didática a solução da PDDE. Por fim, ilustra-se a formulação simplificada do problema do PAOE com usinas individualizadas e adicionam-se as modificações necessárias à formulação do problema, tais como: a representação por REE, o processo estocástico do modelo ARP(p), patamares de carga e os cálculos dos coeficientes dos cortes de Benders.

Enquanto no Capítulo 5 discutem-se os resultados obtidos para o planejamento de médio prazo realizado com a plataforma computacional desenvolvida. Nesta etapa, analisa-

se a influência da representação do REE por subsistema elétrico ou por cascata, bem como as duas modelagens do modelo ARP(p) e o tamanho da árvore de cenários. Para o estudo foi considerado o SIN completo e os dados foram retirados dos arquivos de entrada do NEWAVE⁷ para o mês de Fevereiro/2008. Ressalta-se, também, que foram feitas algumas comparações com os resultados obtidos pelo NEWAVE para um mesmo conjunto de dados.

Finalmente, o Capítulo 6 apresenta as conclusões sobre o planejamento anual da operação energética e da importância de algumas das principais características do modelo. Além disso, discutem-se algumas sugestões para trabalhos futuros.

⁷ O NEWAVE é um programa computacional desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), que é utilizado nos estudos oficiais do PAOE no Brasil.

2. RESERVATÓRIO

EQUIVALENTE DE ENERGIA

2.1 Introdução

Conforme comentado no capítulo anterior, a representação de usinas hidrelétricas por meio de Reservatórios Equivalentes de Energia (REEs) é uma das simplificações necessárias para tornar possível a resolução do problema do Planejamento Anual da Operação Energética (PAOE). Dessa forma, este capítulo apresentará uma descrição dos principais parâmetros desta representação, bem como a formulação matemática para calculá-los. Este capítulo foi baseado no documento de referência do modelo NEWAVE, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL (CEPEL, 2001).

A principal distinção entre a representação a usinas individualizadas e a REEs é que nesta última tem-se que as variáveis se referem a decisões de energia (MW médio) produzida. No caso individualizado, essas decisões são de volumes (hm^3) e vazões (m^3/s). A Figura 2.1 ilustra as principais variáveis da modelagem por REE, enquanto a Tabela 2.1 relaciona a equivalência dos parâmetros dos REEs com a modelagem individualizada.

É importante destacar que, ao longo deste capítulo, as usinas referidas nas seções e equacionamentos fazem parte do mesmo REE. Dessa forma, devem-se estimar os parâmetros apresentados neste capítulo para cada reservatório equivalente de energia que compõe o sistema.

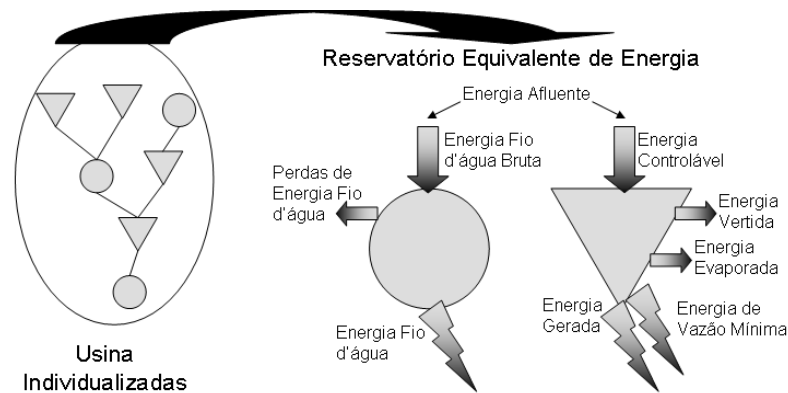


Figura 2.1 - Principais parâmetros do modelo a REE.

Tabela 2.1 - Relação entre os principais parâmetros dos modelos a usinas individualizadas e a REEs.

UHE	REE
Capacidade do Reservatório	Energia Armazenável Máxima
Afluência Natural	Energia Afluente
Afluência aos reservatórios com capacidade de regularização	Energia Controlável
Afluência incremental às usinas Fio d'água	Energia Fio d'Água
Vertimento	Energia Vertida
Turbinamento	Energia Gerada
Turbinamento máximo	Geração Hidráulica Máxima
Turbinamento mínimo	Energia de Vazão Mínima
Evaporação dos reservatórios	Energia Evaporada

2.2 Energia Armazenável Máxima

A Energia Armazenável Máxima é a máxima quantidade de energia que é gerada ao se deplecionar completamente os reservatórios de todas as usinas hidrelétricas; portanto, pode ser definida como a capacidade máxima de armazenamento do REE. Neste trabalho, o deplecionamento dos reservatórios ocorre segundo uma operação em paralelo, ou seja, mantendo-se a mesma proporção de volume útil⁸ armazenado entre os vários reservatórios

⁸ O volume útil de um reservatório é dado pela diferença entre o volume máximo e mínimo do mesmo.

(MERCIO, 2000). Outras regras de operação para o cálculo dos REEs são descritas por SOARES e CARNEIRO (1993) e CRUZ JUNIOR e SOARES (1996).

A energia armazenável máxima é calculada pela soma dos produtos das produtibilidades específicas⁹ pelas quedas equivalentes¹⁰ do próprio reservatório e das usinas à jusante do reservatório e, então, multiplica-se esse resultado pelo volume útil do reservatório. Note que neste caso ignoram-se limites de turbinamento e capacidade de armazenamento das usinas à jusante, pois se considera que a operação em paralelo garante que nenhum desses limites seja atingido.

Assim, a energia armazenável máxima é dada por:

$$EA_{\max} = \frac{1}{2,63} \sum_{i \in R} \left[Vu_i \sum_{j \in J_i} (\rho_j Heq_j) \right], \quad (2.1)$$

em que,

EA_{\max}	Energia armazenável máxima (MWmédio);
R	Conjunto de reservatórios do REE;
i	Índice de reservatórios, tal que $i \in R$;
Vu_i	Volume útil do reservatório i (hm ³);
J_i	Conjunto de usinas a jusante do reservatório i inclusive;
j	Índice de usinas a fio d'água a jusante do reservatório $i, j \in J_i$;
ρ_j	Produtibilidade específica da usina j (MWmédio/m ³ /s/m);
Heq_j	Queda equivalente das usinas com reservatórios e queda líquida das usinas fio d'água (m).

A divisão por 2,63 é necessária para ajustar a unidade de volume (hm³) com a unidade da produtibilidade específica (MWmédio/m³/s/m).

⁹ A produtibilidade específica é um coeficiente que indica a quantidade de energia gerada por cada 1 (m³/s) de vazão turbinada e 1 (m) queda líquida.

¹⁰ A queda equivalente é a diferença entre a altura do reservatório, referente a 65% do volume útil, e a altura do canal de fuga médio. Repare que no PAOE a altura a jusante do reservatório é considerada constante e igual ao valor médio, que é definido na Base de Dados.

2.3 Energia Afluente

A Energia Afluente é a energia que pode ser gerada a partir das afluições naturais. No cálculo da energia afluente podem-se utilizar dois modelos de afluência: natural e incremental. Na primeira considera-se a afluência total que chega a usina, enquanto a segunda refere-se apenas a afluência decorrente do trecho que começa na usina a montante. Dessa forma, a afluência incremental pode ser calculada como a afluência natural da usina menos a afluência natural da usina a montante. No caso dessa dissertação optou-se por utilizar a afluência natural para o cálculo da energia afluente.

Como a afluência de uma usina chegará a todas as usinas a jusante quando for turbinada ou vertida, tem-se que todas as usinas a jusante devem ser consideradas para valorar a afluência como energia. No entanto, precisa-se diferenciar a energia gerada pelas afluições aos reservatórios e às usinas a fio d'água, uma vez que apenas a energia dos primeiros pode ser armazenada.

Desta forma, divide-se a energia afluente em *Energia Controlável* (referente aos reservatórios) e *Energia Fio D'Água* (referente às usinas a fio d'água). Assim, calcula-se um histórico da energia controlável e fio d'água, cuja soma fornece o histórico da energia afluente. Esta seção apresentará, então, a definição e a modelagem matemática da energia controlável e fio d'água, bem como as correções que devem ser feitas ao longo do estudo.

2.3.1 Energia Controlável

A energia controlável é a quantidade de energia gerada pelas afluições aos reservatórios, considerando que a afluência seja totalmente transformada em energia pelo reservatório e usinas fio d'água a jusante.

Dessa maneira, a energia controlável é calculada para cada mês do histórico como a soma das afluições a cada reservatório, multiplicada pela soma do produto das produtibilidades específicas pelas quedas dos reservatórios e das usinas a fio d'água a jusante até o próximo reservatório, exclusive. Note que se deve valorar a energia apenas até antes do próximo reservatório, pois a água que chega a esse reservatório já está considerada em sua afluência.

Assim, a energia controlável de um mês t é dada por:

$$EC_t = \sum_{i \in R} y_{it} \left(\rho_i H e q_i + \sum_{j \in F_i} (\rho_j H_j) \right), \quad (2.2)$$

em que,

EC_t	Energia controlável no mês t (MW médio);
F_i	Conjunto de usinas a fio d'água a jusante do reservatório i ;
j	Índice de usinas a fio d'água a jusante do reservatório $i, j \in F_i$;
y_{it}	Afluência ao reservatório i no mês t (m^3/s);
H_j	Queda líquida da usina j (m).

2.3.2 Correção da Energia Controlável

Conforme apresentado em (2.2) a energia controlável é calculada considerando a queda equivalente de cada reservatório. Entretanto, sabe-se que os armazenamentos dos reservatórios oscilam ao longo dos meses e, portanto, a queda também se altera. Por conseguinte, torna-se necessário corrigir a energia controlável em função do armazenamento do reservatório. Contudo, como não se conhece de antemão o armazenamento de cada reservatório durante o estudo, pois se tem um único reservatório no REE que representa o conjunto de usinas, deve-se definir uma alternativa para corrigir a energia controlável devido à mudança da queda do reservatório.

Nesse sentido, considera-se que a proporcionalidade entre as energias controláveis irá se manter, ou seja, o percentual de contribuição de cada reservatório à energia controlável total é o mesmo ao longo de todo estudo. Assim, pode-se calcular uma correção relativa ao conjunto de usinas. Para tanto, calcula-se para cada mês uma energia controlável máxima, média, mínima e equivalente, considerando as quedas máximas, médias, mínimas¹¹ e equivalentes, respectivamente.

Dessa forma, obtêm-se relações entre as energias controláveis máxima, média e mínima e a energia controlável equivalente, cujo equacionamento (2.2) foi utilizado para calcular o histórico de energia controlável, que são dadas por:

¹¹ As quedas máximas, médias e mínimas são obtidas a partir do polinômio cota-volume, pela diferença entre a altura do reservatório quando do armazenamento máximo, médio (volume útil médio) e mínimo, respectivamente, e o canal de fuga médio.

$$FC \max_t = \frac{\sum_{k=1}^A EC \max_{tk}}{\sum_{k=1}^A ECeq_{tk}} = \frac{\sum_{k=1}^A \sum_{i \in R} y_{itk} \left(\rho_i H \max_i + \sum_{j \in F_i} (\rho_j H_j) \right)}{\sum_{k=1}^A \sum_{i \in R} y_{itk} \left(\rho_i H eq_i + \sum_{j \in F_i} (\rho_j H_j) \right)}, \quad (2.3)$$

$$FC \text{med}_t = \frac{\sum_{k=1}^A EC \text{med}_{tk}}{\sum_{k=1}^A ECeq_{tk}} = \frac{\sum_{k=1}^A \sum_{i \in R} y_{itk} \left(\rho_i H \text{med}_i + \sum_{j \in F_i} (\rho_j H_j) \right)}{\sum_{k=1}^A \sum_{i \in R} y_{itk} \left(\rho_i H eq_i + \sum_{j \in F_i} (\rho_j H_j) \right)}, \quad (2.4)$$

$$FC \min_t = \frac{\sum_{k=1}^A EC \min_{tk}}{\sum_{k=1}^A ECeq_{tk}} = \frac{\sum_{k=1}^A \sum_{i \in R} y_{itk} \left(\rho_i H \min_i + \sum_{j \in F_i} (\rho_j H_j) \right)}{\sum_{k=1}^A \sum_{i \in R} y_{itk} \left(\rho_i H eq_i + \sum_{j \in F_i} (\rho_j H_j) \right)}, \quad (2.5)$$

em que,

$FC \max_t$	Fator de correção da energia controlável para queda máxima no mês t ;
$FC \text{med}_t$	Fator de correção da energia controlável para queda média no mês t ;
$FC \min_t$	Fator de correção da energia controlável para queda mínima no mês t ;
A	Quantidade de anos no histórico;
k	Índice de anos do histórico, $k = 1, 2, \dots, A$;
$EC \max_{tk}$	Energia controlável máxima no mês t do ano k (MWmédio);
$EC \text{med}_{tk}$	Energia controlável média no mês t do ano k (MWmédio);
$EC \min_{tk}$	Energia controlável mínima no mês t do ano k (MWmédio);
$ECeq_{tk}$	Energia controlável equivalente no mês t do ano k (MWmédio);
y_{itk}	Afluência ao reservatório i no mês t do ano k (m^3/s);
$H \max_i$	Queda máxima da usina i (m);
$H \text{med}_i$	Queda média da usina i (m);
$H \min_i$	Queda mínima da usina i (m).

Como ao longo do estudo a energia armazenada do REE pode estar em qualquer valor dentro dos limites estabelecidos $[0, EA_{\max}]$, define-se, então, uma parábola para cada mês, que fornecerá o fator de correção da energia controlável em função do nível de armazenamento. Assim, com os três pontos compostos pelo fator de correção e armazenamento do REE, $(EA_{\max}; FC_{\max,t})$, $(0,5 \cdot EA_{\max}; FC_{\text{med},t})$ e $(0; FC_{\min,t})$, ajusta-se uma parábola por mínimos quadrados, conforme apresentada na Figura 2.2, cuja expressão é dada por:

$$FC_t(EA) = bfc_{2,t}EA^2 + bfc_{1,t}EA + bfc_{0,t}, \quad (2.6)$$

em que,

FC_t	Fator de correção da energia controlável no mês t ;
EA	Energia armazenada inicial do estágio em estudo (MWmédio);
bfc_{pt}	Coefficientes da parábola para $p = 0, 1$ e 2 e para o mês t .

Assim, a energia controlável corrigida é dada por:

$$EC_t^{co} = FC_t(EA)EC_t, \quad (2.7)$$

em que,

EC_t	Energia controlável no mês t ;
EC_t^{co}	Energia controlável corrigida no mês t (MWmédio).

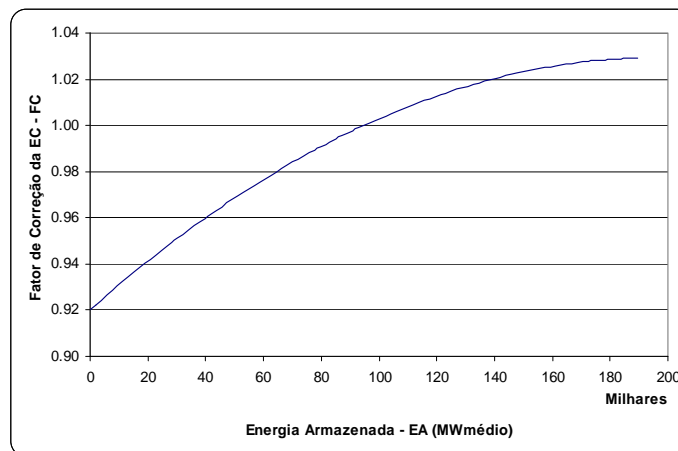


Figura 2.2 - Parábola de correção da energia controlável, .

2.3.3 Energia Fio D'Água

A energia fio d'água é composta pela soma das energias que são geradas pelas afluições incrementais às usinas a Fio D'Água. Como parte das afluições dessas usinas advém da defluência¹² dos reservatórios a montante, deve-se desconsiderar essa parcela que já foi considerada no cálculo da energia controlável. Note que, por “reservatórios a montante” entende-se o conjunto de reservatórios imediatamente a montante na cascata ao ignorar as demais usinas a fio d'água e usinas em construção.

Como as usinas a fio d'água não têm reservatório com capacidade de regularização, ou seja, precisam turbinar ou verter toda a afluição, faz-se necessário considerar o limite de turbinamento máximo das usinas no cálculo da energia. Contudo, ao agregar as usinas na representação por REE fica difícil de mensurar essa limitação, já que não se sabe quanto da energia fio d'água é destinada a cada usina. Por isso, determinam-se duas energias fio d'água de maneira que se torna possível obter um fator de perdas e, assim, corrigir os valores devido à limitação de turbinamento máximo. As duas energias calculadas são:

- Energia Fio D'Água Bruta: ignora a limitação;
- Energia Fio D'Água: considera a limitação.

Diante o exposto, a energia fio d'água bruta é dada pela soma da diferença entre as afluições naturais às usinas a fio d'água e afluições aos reservatórios a montante, multiplicada pela soma da produtibilidade específica e queda líquida da usina, da seguinte maneira:

$$EFIOB_t = \sum_{j \in F} \left[\left(y_{jt} - \sum_{m \in M_j} y_{mt} \right) \rho_j H_j \right], \quad (2.8)$$

em que,

$EFIOB_t$	Energia fio d'água bruta no mês t (MW médio);
F	Conjunto de usinas fio a d'água do REE;
M_j	Conjunto de reservatórios a montante da usina j ;
m	Índice de reservatórios a montante da usina fio d'água j , $m \in M_j$;
y_{mt}	Afluição ao reservatório m no mês t (m^3/s).

¹² A defluência é a soma da água turbinada e vertida pela usina.

A energia fio d'água é calculada de forma muito parecida com (2.8). Entretanto, deve-se multiplicar o produto da produtividade e da queda líquida da usina pelo o menor valor entre as diferenças de aflúências, conforme a equação (2.8), e o limite de turbinamento máximo da usina subtraído da defluência mínima dos reservatórios a montante. Assim:

$$EFIO_t = \sum_{j \in F} \left[\min \left\{ \left(Q_{\max_j} - \sum_{m \in M_j} Q_{\min_m} \right), \left(y_{jt} - \sum_{m \in M_j} y_{mt} \right) \right\} \rho_j H_j \right], \quad (2.9)$$

em que,

$EFIO_t$	Energia fio d'água no mês t (MW médio);
Q_{\max_j}	Turbinamento máximo da usina j (m^3/s);
Q_{\min_m}	Defluência mínima do reservatório m (m^3/s).

O valor da defluência mínima é fornecido na Base de Dados, sendo calculada com base no histórico de operação da usina. Por sua vez, o turbinamento máximo é dado pelo equacionamento a seguir:

$$Q_{\max_j} = \frac{(1 - IF_j)(1 - IP_j) \sum_{c=1}^{NC} (Nmaq_{jc} P_{jc})}{\rho_j H_j}, \quad (2.10)$$

em que,

Q_{\max_j}	Turbinamento máximo da usina fio d'água j ;
NC	Número de conjuntos de máquinas da usina j ;
c	Índice de conjunto de máquinas c , $c = 1, \dots, NC$;
IF_j	Indisponibilidade forçada da usina j ;
IP_j	Indisponibilidade programada da usina j ;
$Nmaq_{jc}$	Número de máquinas da usina j do conjunto c ;
P_{jc}	Potência de cada máquina da usina j do conjunto c (MW).

2.3.4 Perdas de Energia Fio D'Água por Limitação de Turbinamento

Conforme apresentado no item anterior, a limitação de turbinamento das usinas a fio d'água pode provocar uma redução na energia fio d'água. Essa redução depende das afluições a cada usina a fio d'água e com reservatório, dado que diferentes combinações de afluições provocam diferentes perdas, devido a capacidade de turbinamento máximo. Isto pode ser observado em (2.9), pois nota-se que como a diferença entre os turbinamentos máximos e mínimos são constantes, a combinação entre as afluições é quem vai definir qual será a energia fio d'água.

Dessa forma, ao invés de definir um valor fixo de perdas por causa da limitação, utilizam-se as informações de afluição do histórico para determinar uma curva de perdas. Para cada mês, t , do histórico, pode-se obter a perda devido à limitação de turbinamento por meio da seguinte relação:

$$PERDAS_t = E_{FIOB_t} - E_{FIO_t}, \quad (2.11)$$

em que,

$PERDAS_t$ Perdas devido à limitação de turbinamento no mês t (MW médio).

Com isso, ajusta-se uma parábola por mínimos quadrados considerando os pares (E_{FIOB} ; $PERDAS$), calculados pelo histórico. A energia fio d'água bruta é utilizada como referência, visto que ela é usada para construir o histórico de energia afluenta ao ser somada à energia controlável e, conseqüentemente, é o valor obtido das séries sintéticas, conforme apresentado no próximo item. A relação entre $PERDAS$ e E_{FIOB} é dada por:

$$PERDAS = befio_2 E_{FIOB}^2 + befio_1 E_{FIOB} + befio_0, \quad (2.12)$$

em que,

$PERDAS$ Perdas devido à limitação de turbinamento máximo;

E_{FIOB} Energia fio d'água bruta;

$befio_p$ Coeficientes da parábola para $p = 0, 1$ e 2 .

Segundo CEPEL (2001), a aproximação dos pontos por uma parábola será aceita somente quando a mesma for convexa, ou seja, o coeficiente $befio_2$ for positivo; caso

contrário deve-se ajustar uma reta por mínimos quadrados. Além disso, devem-se determinar dois pontos importantes da parábola ou da reta:

- a) EFIMIN – É o ponto a partir do qual a perda é *nula*; assim, se a energia fio d'água bruta for menor do que EFIMIN não há perdas. Para o caso da parábola, este valor é definido como a maior raiz positiva ou, quando não há raiz real, o ponto de mínimo. No caso da reta, ele é calculado pela intersecção da reta e do eixo de EFIOB. Destaca-se que EFIMIN deve ser sempre maior que *zero*;
- b) EFIMAX – É o ponto a partir do qual a diferença entre a energia fio d'água bruta e EFIMAX se transformará totalmente em perdas, podendo-se representar as perdas por (2.15). Para o caso da reta, este valor tende ao infinito, pois a inclinação da reta é sempre a mesma e deve ser sempre menor que 1¹³. No caso da parábola, EFIMAX corresponde ao valor da energia fio d'água bruta quando a derivada de (2.12) em relação à EFIOB é igual a 1:

$$\frac{dPERDAS}{dEFIOB} = 2 \cdot befio_2 EFIMAX + befio_1 = 1, \quad (2.13)$$

$$EFIMAX = \frac{1 - befio_1}{2befio_2}, \quad (2.14)$$

$$PERDAS = (befio_2 EFIMAX^2 + befio_1 EFIMAX + befio_0) + (EFIOB - EFIMAX), \quad (2.15)$$

em que,

$EFIMAX$ Ponto limite das perdas (MWmédio);

Dessa forma, a Figura 2.3 apresenta a parábola das perdas de energia fio d'água bruta para o Reservatório Equivalente de Energia do Subsistema SE/CO (Sudeste/Centro-oeste).

¹³ A inclinação da reta será sempre menor que 1, visto que, caso contrário, as perdas seriam maiores do que a energia fio d'água bruta.

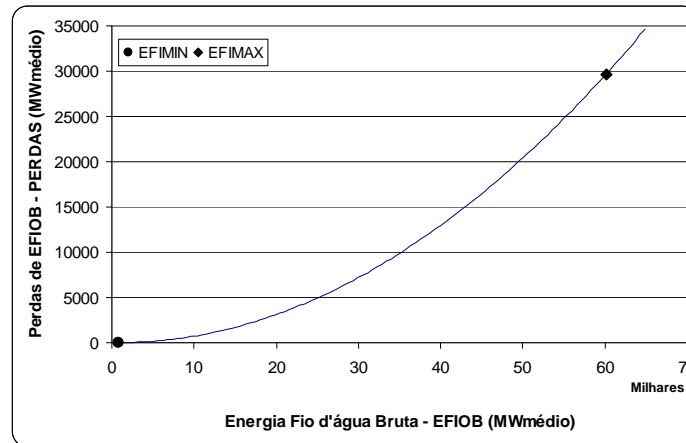


Figura 2.3 - Relação de PERDAS e EFOB para o REE SE/CO.

2.3.5 Separação da Energia Controlável da Energia Afluente

A geração das séries sintéticas é feita com base no histórico de energia afluente e, portanto, são gerados valores de energia afluente. Dessa forma, precisa-se separar a energia afluente em energia controlável e fio d'água bruta, que são utilizadas na modelagem do problema em estudo. Para tanto, utiliza-se as informações do histórico para determinar a contribuição da energia controlável na energia afluente, obtendo-se, assim, a seguinte relação:

$$EC_t = aEAF_t, \quad (2.16)$$

em que,

- a Coeficiente angular que relaciona EC e EAF;
 EAF_t Energia afluente no mês t .

O coeficiente a é calculado por mínimos quadrados, ou seja, minimizando-se soma dos desvios quadráticos entre os pontos e a reta (2.16). Assim,

$$DESVIO = \sum_{t=1}^T d_t^2 = \sum_{t=1}^T (EC_t - aEAF_t)^2, \quad (2.17)$$

em que,

- $DESVIO$ Soma dos desvios quadráticos;
 T Conjunto de todos os meses do histórico.

Como se busca minimizar o desvio (erro quadrático), tem-se que a derivada do desvio em relação ao coeficiente angular deve ser nula. Com isso, obtém-se que:

$$\frac{\partial DESVIO}{\partial a} = -2 \sum_{t=1}^T [EAF_t (EC_t - aEAF_t)] = 0, \quad (2.18)$$

$$a = \frac{\sum_{t=1}^T EAF_t EC_t}{\sum_{t=1}^T EAF_t^2}. \quad (2.19)$$

A Figura 2.4 ilustra o resultado obtido para o REE SE/CO, na qual se pode observar que é bastante razoável a aproximação da relação entre a energia controlável e afluyente por uma reta.

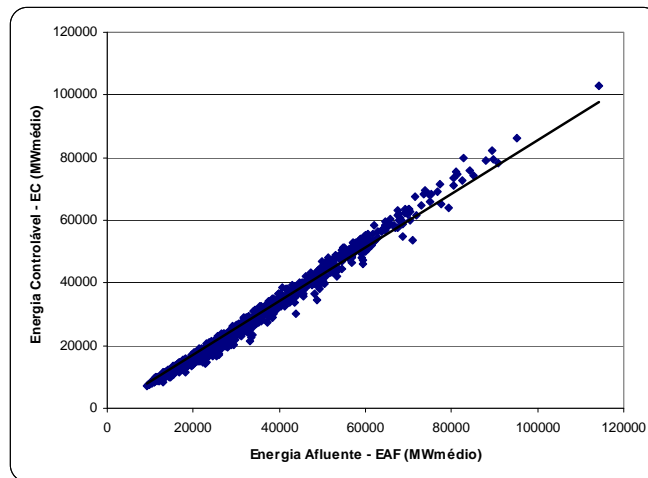


Figura 2.4 - Relação entre energia controlável e afluyente para o REE Sudeste.

Por fim, tem-se que a energia fio d'água bruta é obtida pela subtração da energia afluyente pela controlável. A equação (2.20) é utilizada para obter a EFIOB a partir da energia afluyente gerada pelo modelo $ARP(p)$, enquanto que usa-se (2.8) para calcular a EFIOB a partir do histórico de afluências naturais.

$$EFIOB_t = EAF_t - EC_t. \quad (2.20)$$

2.4 Energia de Vazão Mínima

A energia de vazão mínima é a quantidade de energia gerada pela descarga mínima obrigatória dos reservatórios. A energia de vazão mínima é valorada considerando que a energia é gerada pelo reservatório em análise e as usinas fio d'água a jusante até o próximo reservatório, exclusive:

$$EVM \max = \sum_{i \in R} \left[Q \min_i \left(\rho_i H \max_i + \sum_{j \in F_i} (\rho_j H_j) \right) \right], \quad (2.21)$$

em que,

EVM_{\max} Energia de vazão mínima máxima (MWmédio).

Observa-se pela Equação (2.21) que a energia de vazão mínima depende diretamente da queda e, portanto, da mesma forma que o fator de correção da energia controlável, deve-se definir uma parábola para ajustar os valores de acordo com o armazenamento. No caso da energia controlável definiu-se um fator de correção; no entanto, neste caso a parábola é construída diretamente com base na energia de vazão mínima. Para isso, calcula-se valores de energia de vazão mínima máxima, média e mínima em função das quedas máximas, médias e mínimas de cada reservatório, respectivamente. Com isso, ajusta-se uma parábola por mínimos quadrados nos pontos $(EA_{\max}; EVM_{\max,t})$, $(0,5 \cdot EA_{\max}; EVM_{\text{med},t})$ e $(0; EVM_{\min,t})$, obtendo:

$$EVM = bevm_2 EA^2 + bevm_1 EA + bevm_0, \quad (2.22)$$

em que,

EVM Energia de vazão mínima (MWmédio);

$bevm_p$ Coeficientes da parábola para $p = 0, 1$ e 2 .

A Figura 2.5 ilustra a parábola calculada para o REE do Subsistema Elétrico SE/CO.

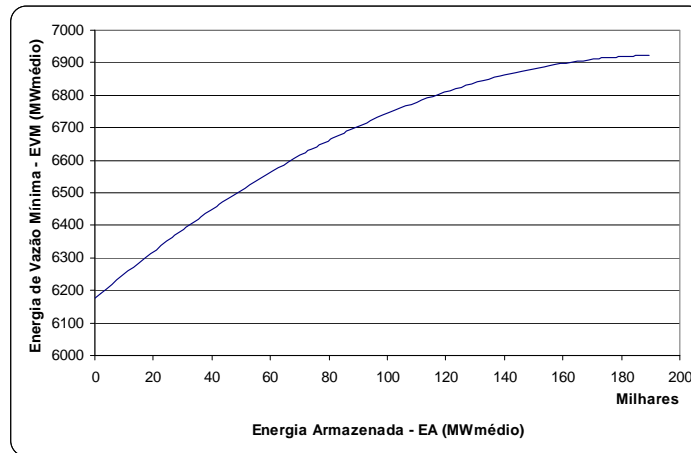


Figura 2.5 - Parábola da Energia de Vazão Mínima para o REE SE/CO.

2.5 Energia Evaporada

As usinas hidrelétricas utilizam reservatórios para aumentar a capacidade de regularização e de produção de energia, visto que o reservatório permite aumentar a altura de queda líquida e, conseqüentemente, elevar o potencial hidráulico da usina. Contudo, uma parcela da água armazenada nos reservatórios é perdida por meio da evaporação, reduzindo a energia armazenada no REE. A energia evaporada é calculada para cada mês do ano, uma vez que o coeficiente de evaporação pode mudar significativamente, de mês para mês.

A energia evaporada é determinada considerando que todas as usinas a jusante do reservatório, inclusive, poderiam utilizar a água evaporada para gerar energia. Assim, a energia evaporada máxima é obtida pelo seguinte equacionamento:

$$EVP \max_t = \frac{1}{2630} \sum_{i \in R} \left(e_{it} A \max_i \sum_{j \in J_i} (\rho_j H \max_j) \right), \quad (2.23)$$

em que,

$EVP \max_t$ Energia evaporada máxima no mês t (MWmédio)¹⁴;

e_{it} Coeficiente de evaporação do reservatório i no mês t (mm/mês);

$A \max_i$ Área máxima do reservatório i (km²).

¹⁴ O fator 2630 é necessário para ajustar as unidades.

A quantidade de água evaporada depende da área do reservatório e, assim como a queda, a área depende do volume de água armazenado. Portanto, obtém-se uma energia evaporada máxima, média e mínima, relativa ao armazenamento máximo, médio e mínimo, respectivamente. Dessa forma, como no caso da energia de vazão mínima, ajusta-se uma parábola aos três pontos (EA_{\max} ; $EVP_{\max,t}$), ($0,5 \cdot EA_{\max}$; $EVP_{\text{med},t}$) e (0 ; $EVP_{\min,t}$), obtendo:

$$EVP_t = bevp_{2t}EA^2 + bevp_{1t}EA + bevp_{0t}, \quad (2.24)$$

em que,

EVP_t Energia evaporada no mês t (MWmédio);

$bevp_{pt}$ Coeficientes da parábola para $p = 0, 1$ e 2 e para o mês t .

É importante ressaltar que o coeficiente de evaporação do reservatório pode assumir valores negativos. Isso ocorre quando há mais água chegando ao reservatório por canais subterrâneos do que evaporando. A Figura 2.6 apresenta a parábola do REE SE/CO para o mês de Janeiro.

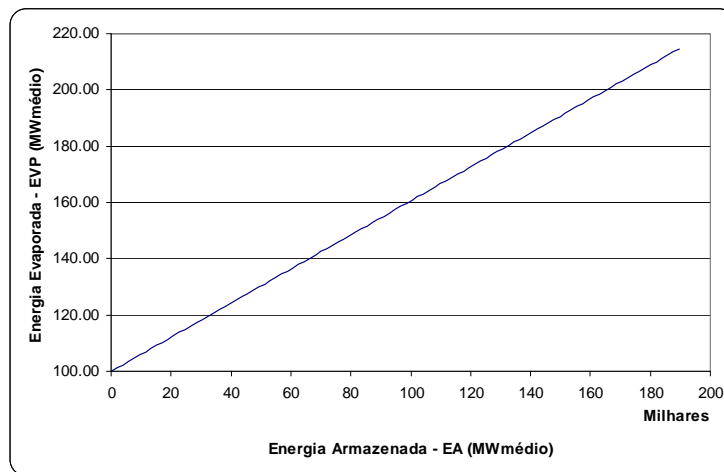


Figura 2.6 - Parábola da Energia Evaporada no mês de Janeiro do REE SE/CO.

2.6 Geração Hidráulica Máxima

A geração hidráulica máxima é a capacidade de geração do REE, sendo calculada em função da potência e disponibilidade das máquinas de cada usina. O equacionamento proposto em CEPEL (2001) tem um termo relativo ao tipo de turbina que depende da queda do reservatório. Assim, como nos casos anteriores, precisa-se ajustar uma parábola de maneira a obter a geração hidráulica máxima em função do armazenamento do REE. Calcula-se, então, a geração hidráulica máxima em função das quedas máximas, médias e mínimas e ajusta-se uma parábola aos três pontos: $(EA_{\max}; GHM_{\max})$, $(0,5 \cdot EA_{\max}; GHM_{\text{med}})$ e $(0; GHM_{\min})$.

A geração hidráulica máxima média é dada por:

$$GHM_{\text{med}} = \sum_{i \in (R+F)} \left[(1 - IF_i)(1 - IP_i) \sum_{j=1}^{NC} \left(Nmaq_{ij} P_{ij} \min \left(1, \left(\frac{H_{\text{med}_i}}{Hm_{ij}} \right)^{turb_i} \right) \right) \right], \quad (2.25)$$

em que,

- GHM_{med} Geração hidráulica máxima para queda média (MWmédio);
- Hm_{ij} Queda nominal de cada máquina do conjunto j da usina i (m);
- $turb_i$ 1,5 se a turbina é Francis ou Pelton e 1,2 se é Kaplan (CEPEL, 2001).

Ressalta-se que para as usinas fio d'água as quedas máxima, média e mínima são exatamente iguais à queda líquida. A geração hidráulica máxima é dada por:

$$GHM = bghm_2 EA^2 + bghm_1 EA + bghm_0, \quad (2.26)$$

em que,

- GHM Geração hidráulica máxima;
- $bghm_p$ Coeficientes da parábola para $p = 0, 1$ e 2 .

A Figura 2.7 ilustra a parábola calculada para o REE do Subsistema Elétrico SE/CO.

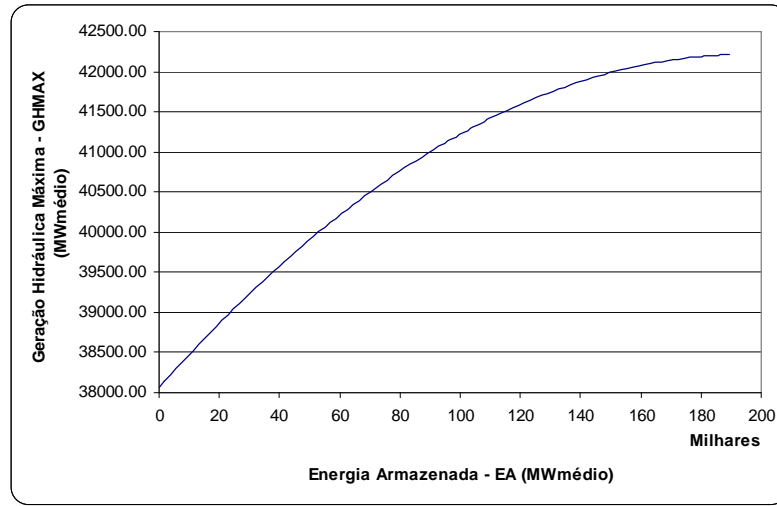


Figura 2.7 - Parábola da Geração Hidráulica Máxima para o REE SE/CO.

2.7 Geração de Pequenas Usinas

As usinas de pequeno porte, como Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs, não são consideradas no cálculo dos parâmetros dos REEs, assim, as energias geradas por essas usinas são informadas pelo usuário para cada mês do ano.

2.8 Energia Armazenável Máxima por Volume de Espera

O volume de espera limita o armazenamento não permitindo manter o reservatório completamente cheio, de maneira a amortecer períodos de elevada afluência. Isto ocorre porque em algumas usinas há épocas em que as afluências são muito elevadas e maiores que a capacidade máxima de defluência (turbinamento e vertimento), com isso torna-se necessário manter parte do reservatório disponível para amortecer as afluências elevadas por questão de segurança.

A energia armazenável máxima por volume de espera é a quantidade de energia que pode ser gerada ao deplecionar os reservatórios paralelamente, porém considerando

que o armazenamento máximo é definido pelo volume de espera. A formulação para o cálculo da energia armazenável máxima por volume de espera é dada por:

$$EAVE_{\max} = \frac{1}{2,63} \sum_{i \in R} \left[(VE \max_i - V \min_i) \sum_{j \in J_i} (\rho_j Heq_j) \right], \quad (2.27)$$

em que,

$EAVE_{\max}$	Energia armazenável máxima por volume de espera (MW médio);
$VE \max_i$	Volume máx. do reservatório i devido ao volume de espera (hm^3);
$V \min_i$	Volume mínimo do reservatório i (hm^3).

2.9 Energia Armazenável Mínima por Limites Operativos

A energia armazenável mínima por limites de operação é a quantidade mínima de energia que deve ser mantida armazenada no REE, uma vez que algumas usinas têm uma restrição de manter um nível mínimo de armazenamento. Essa energia é obtida considerando que os reservatórios estão nesses limites operativos e são deplecionados paralelamente até o volume mínimo, utiliza-se a mesma formulação utilizada em (2.27):

$$EA_{\min} = \frac{1}{2,63} \sum_{i \in R} \left[(VO \min_i - V \min_i) \sum_{j \in J_i} (\rho_j Heq_j) \right], \quad (2.28)$$

em que,

EA_{\min}	Energia armazenável mínima por limites operativos (MW médio);
$VO \min_i$	Volume mínimo do reservatório i devido à limites operativos (hm^3).

2.10 Configuração Hidrelétrica

Cada vez que uma usina que compõe um REE tem seu processo de construção finalizado, enche o volume morto ou instala uma nova máquina, os parâmetros do REE se alteram. Dessa forma, a cada mudança precisa-se definir uma nova configuração

hidrelétrica, isto é, um novo conjunto de REEs que representará as UHEs a partir daquele determinado estágio do horizonte em estudo.

Segundo CEPEL (2001), uma usina hidrelétrica pode assumir três estados:

- a) Enchendo o volume morto: Isto ocorre logo após a usina ter sido concluída e não permite qualquer geração de energia nesta usina. Neste caso, o reservatório não está disponível e o rendimento do conjunto turbina-gerador é considerado nulo;
- b) Reservatório em operação sem todas as máquinas: O reservatório já está disponível para operação, mas apenas parte das máquinas está em funcionamento. Assim, o rendimento do conjunto turbina-gerador é nulo, mas o reservatório pode ser utilizado;
- c) Reservatório em operação com todas as máquinas: A usina está operando em regime nominal e, portanto, o rendimento do conjunto turbina-gerador é ajustado para o valor nominal.

Assim, define-se uma nova configuração hidrelétrica sempre que ocorrer uma mudança em uma usina do REE de (a) para (b) ou (b) para (c). Além disso, deve-se definir uma nova configuração hidrelétrica sempre que houver alteração na capacidade de geração¹⁵ que alteram de maneira significativa os parâmetros do REE. Portanto, o estudo é formado por conjuntos de REEs referente às configurações hidrelétricas, visto que ao longo do horizonte de estudo diversas usinas podem ter sua condição alterada.

Para cada configuração devem ser calculados todos os parâmetros apresentados na neste capítulo, bem como será necessário calcular um modelo auto-regressivo para geração das séries sintéticas. Enfim, destaca-se que as configurações devem ser definidas apenas para o horizonte em estudo, no horizonte de pós-estudo utiliza-se a última configuração do estudo como referência.

¹⁵ Por exemplo, ao alterar o canal de fuga médio de Tucuruí modificam-se as quedas máxima, média, mínima e equivalente da usina e, conseqüentemente, os parâmetros do REE relativo ao Subsistema Norte devem ser modificados.

2.10.1 Correção da Energia Armazenada devido a mudança de configuração

Conforme comentado anteriormente, quando uma usina entra em operação tem-se uma nova configuração hidrelétrica. Dessa forma, sempre que há uma mudança de configuração deve-se corrigir o valor da energia armazenada, no início do estágio em que a mudança ocorre. Isto acontece porque embora os volumes dos reservatórios permaneçam o mesmo, a produtividade de algumas usinas se pode alterar e, com isso, a energia gerada pelo mesmo volume. É importante ressaltar que apenas as mudanças de capacidade de geração (produtibilidade) alteram a energia armazenada; a entrada de novos reservatórios não altera a energia armazenada.

Assim, considere que a energia de um estágio t , antes de ocorrer uma mudança de configuração é dada por:

$$EA_t = \sum_{i \in R} \left[V_{it} \sum_{j \in J_i} (\rho_j H e q_j) \right], \quad (2.29)$$

em que,

EA_t Energia armazenada no estágio t (MWmédio);

V_{it} Volume armazenado do reservatório i no estágio t (hm³).

Considerando a operação em paralelo, pode-se definir um fator de proporcionalidade entre os reservatórios, λ , dado por:

$$V_{it} = \lambda V_{u_i}. \quad (2.30)$$

Então, substituindo (2.30) em (2.29) e, considerando (2.1), tem-se:

$$EA_t = \lambda EA \max_t, \quad (2.31)$$

em que,

$EA \max_t$ Energia armazenável máxima da configuração do estágio t ;

Assim,

$$\lambda = \frac{EA_t}{EA \max_t}. \quad (2.32)$$

Conforme comentado, não há alteração nos volumes armazenados nos reservatórios. Portanto, a energia armazenada no estágio $t+1$, EA_{t+1} , é dada por:

$$EA_{t+1} = \sum_{i \in R} \left[V_{it} \sum_{j \in K_i} (\rho_j Heq_j) \right], \quad (2.33)$$

$$EA_{t+1} = \lambda \sum_{i \in R} \left[Vu_i \sum_{j \in K_i} (\rho_j Heq_j) \right], \quad (2.34)$$

em que,

K_i Novo conjunto de usinas a jusante do reservatório i , inclusive.

Substituindo (2.32) em (2.34), tem-se que:

$$EA_{t+1} = \frac{EA_t}{EA \max_t} \sum_{i \in R} \left[Vu_i \sum_{j \in K_i} (\rho_j Heq_j) \right]. \quad (2.35)$$

Assim, o fator de correção da energia armazenada é dado por:

$$EA_{t+1} = FDIN_t EA_t, \quad (2.36)$$

$$FDIN_{t+1} = \frac{1}{EA \max_t} \sum_{i \in R} \left[Vu_i \sum_{j \in K_i} (\rho_j Heq_j) \right], \quad (2.37)$$

em que,

$FDIN_{t+1}$ Fator de correção da energia armazenada no estágio $t+1$;

Outra maneira de calcular o $FDIN_{t+1}$ é desenvolver o equacionamento em relação à energia armazenável máxima após a mudança, que é dada por:

$$EA \max_{t+1} = \sum_{i \in NR} \left[Vu_i \sum_{j \in K_i} (\rho_j Heq_j) \right], \quad (2.38)$$

em que,

EAm_{t+1} Energia armazenável máxima da configuração do estágio $t+1$;

NR Conjunto de reservatórios da configuração do estágio $t+1$.

Assim, pode-se reescrever (2.35) como:

$$EA_{t+1} = \frac{EA_t}{EA \max_t} \left\{ \sum_{i \in NR} \left[Vu_i \sum_{j \in K_i} (\rho_j Heq_j) \right] - \sum_{i \in (NR-R)} \left[Vu_i \sum_{j \in K_i} (\rho_j Heq_j) \right] \right\}, \quad (2.39)$$

$$EA_{t+1} = \frac{EA_t}{EA \max_t} \left\{ EA \max_{t+1} - \sum_{i \in (NR-R)} \left[Vu_i \sum_{j \in K_i} (\rho_j Heq_j) \right] \right\}, \quad (2.40)$$

$$EA_{t+1} = EA_t \left\{ \frac{EA \max_{t+1}}{EA \max_t} - \frac{1}{EA \max_t} \sum_{i \in (NR-R)} \left[Vu_i \sum_{j \in K_i} (\rho_j Heq_j) \right] \right\}. \quad (2.41)$$

Portanto,

$$FDIN_{t+1} = \frac{EA \max_{t+1}}{EA \max_t} - \frac{1}{EA \max_t} \sum_{i \in (NR-R)} \left[Vu_i \sum_{j \in K_i} (\rho_j Heq_j) \right]. \quad (2.42)$$

A primeira formulação para calcular o $FDIN_{t+1}$ em (2.37) foi utilizada para ilustrar o cálculo da correção de energia armazenada. No entanto, optou-se por usar a Equação (2.42) para o algoritmo desenvolvido nesta dissertação. Não há qualquer diferença entre as duas formulações e, portanto, a decisão foi tomada com base na facilidade de implementação computacional.

2.11 Cascatas com diferentes REEs

Tendo em vista o exposto, os diferentes parâmetros que compõem o modelo a REE são valorados considerando a usina em análise e as usinas a jusante. Contudo, uma cascata pode conter usinas pertencentes a distintos REEs. Por exemplo, ao definir REEs por Subsistema Elétrico, tem-se que na bacia do rio São Francisco há usinas pertencentes ao subsistemas SE/CO e NE e, portanto, a energia produzida por essa cascata deve ser dividida adequadamente entre dois REEs.

Existem duas maneiras de tratar esse problema: adicionar usinas fictícias ou considerar os diferentes REEs no cálculo. Para ilustrar estas metodologias, considere o

caso exemplo presente na Figura 2.8, na qual é possível ver uma cascata composta por dois REEs (A e B).

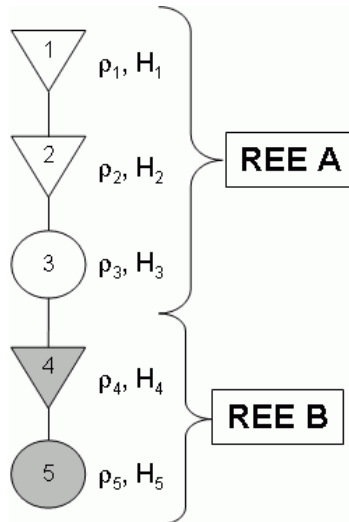


Figura 2.8 - Cascata com diferentes REEs

2.11.1 Uso de usinas hidrelétricas fictícias

Uma metodologia para resolver o problema consiste em considerar que se tem diversas cascatas e que cada uma é composta apenas por usinas do mesmo reservatório equivalente de energia. Considerando o exemplo proposto na Figura 2.8 separa-se a cascata em duas, uma para o REE A e outra para o REE B, conforme ilustrado na Figura 2.9.

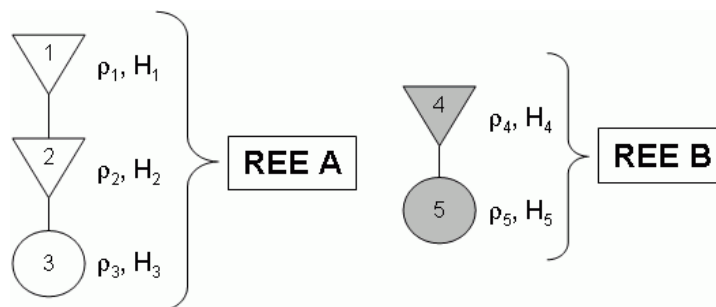


Figura 2.9 - Separação da cascata por REE

Apesar de a metodologia apresentada neste capítulo ser suficiente para a primeira parcela da cascata, referente ao REE A, o mesmo não acontece para as demais divisões, uma vez que a água nos reservatórios das usinas a montante também gera energia nos

REEs a jusante (REE B). Dessa maneira, esta metodologia propõe que se dupliquem todas as usinas a montante do REE B, porém considerando que essas usinas não possuem máquinas, ou seja, a produtividade específica é nula. Com isso, a água dos reservatórios a montante produzirá energia apenas nas usinas do REE em análise. A Figura 2.10 apresenta as cascatas finais que são utilizadas no cálculo dos parâmetros dos reservatórios equivalentes de energia. Esta formulação é utilizada pelo programa NEWAVE (CEPEL, 2001).

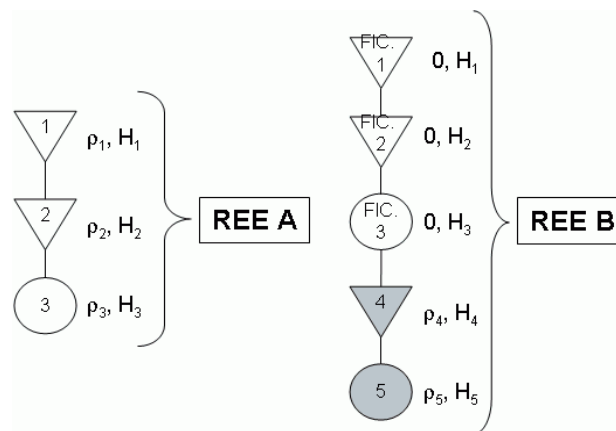


Figura 2.10 - Cascata com usinas fictícias

2.11.2 Considerar os diferentes REEs no cálculo

Neste caso não é preciso separar a cascata em diferentes cascatas, porém separam-se os somatórios do produto produtibilidades e quedas por REE. Considerando como exemplo o cálculo da Energia Armazenável Máxima (2.1), caso todas as usinas da cascata fizessem parte do mesmo reservatório equivalente de energia (A-B), o equacionamento é dado por:

$$EA_{\max}^{A-B} = \frac{1}{2,63} \left\{ \left[Vu_1 \sum_{j=1}^5 (\rho_j Heq_j) \right] + \left[Vu_2 \sum_{j=2}^5 (\rho_j Heq_j) \right] + \left[Vu_4 \sum_{j=4}^5 (\rho_j Heq_j) \right] \right\}, \quad (2.43)$$

em que,

EA_{\max}^{A-B} Energia armazenável máxima considerando apenas um REE (MWmédio);

Vu_1 Volume útil do reservatório 1 (hm³);

Vu_2 Volume útil do reservatório 2 (hm³);

Vu_4 Volume útil do reservatório 4 (hm^3).

Entretanto, no caso em que a cascata é composta por dois REEs diferentes, A e B, matematicamente a Energia Armazenável Máxima de cada REE pode ser escrita pela relação a seguir, para o caso exemplo.

$$EA_{\max}^A = \frac{1}{2,63} \left\{ \left[Vu_1 \sum_{j=1}^3 (\rho_j Heq_j) \right] + \left[Vu_2 \sum_{j=2}^3 (\rho_j Heq_j) \right] \right\}, \quad (2.44)$$

$$EA_{\max}^B = \frac{1}{2,63} \left\{ \left[Vu_1 \sum_{j=4}^5 (\rho_j Heq_j) \right] + \left[Vu_2 \sum_{j=4}^5 (\rho_j Heq_j) \right] + \left[Vu_4 \sum_{j=4}^5 (\rho_j Heq_j) \right] \right\}, \quad (2.45)$$

em que,

EA_{\max}^A Energia armazenável máxima do REE A (MWmédio);

EA_{\max}^B Energia armazenável máxima do REE B (MWmédio).

Portanto, não é necessário criar usinas fictícias quando o cálculo é feito já considerando que as usinas pertencem a diferentes cascatas. Esta foi a metodologia implementada no desenvolvimento deste trabalho, visto que atende as formulações apresentadas neste capítulo e não é preciso duplicar usinas.

2.12 Conclusão

A representação das usinas hidrelétricas por meio de reservatórios equivalentes de energia permite reduzir significativamente o número de variáveis do problema e a quantidade de restrições. Com isso, reduz-se drasticamente o tempo de processamento para determinar a política de operação ótima, conforme será discutido no Capítulo 4.

Como comentado neste capítulo, esta representação é adequada no PAOE, pois se tem interesse principalmente no montante de energia hidrelétrica gerada ao invés da energia despachada individualmente (ARVANITIDIS e ROSING, 1970a). No entanto, o REE não representa fielmente as usinas hidrelétricas, uma vez que, por exemplo, o coeficiente de produção da usina (produtibilidade) é variável com a altura do reservatório

e, portanto, com a energia armazenada no REE. Dessa forma, alguns parâmetros e correções são definidos em termos de uma função quadrática em função da energia armazenada no início do estágio.

Neste trabalho os REEs serão agregados por subsistema elétrico e cascata, sendo que o primeiro é atualmente utilizado no setor elétrico brasileiro. A representação do REE agregado por cascata aumenta o tempo de processamento. Entretanto, permite uma modelagem mais adequada dos efeitos da variação da energia armazenada nos parâmetros do REE. Adicionalmente, como o modelo de geração de séries sintéticas é construído com base no histórico de energia afluente, como será apresentado no próximo capítulo, a agregação de usinas por cascata fornece uma informação mais precisa do comportamento da energia afluente, visto que REEs agregados por subsistema elétrico podem ter usinas geograficamente distantes e com perfis de afluência distintos, podendo comprometer o modelo de geração de séries sintéticas.

3. MODELO DE GERAÇÃO DE SÉRIES SINTÉTICAS

3.1 Introdução

Como estudado no primeiro capítulo, o problema do PAOE tem como uma das principais características a natureza estocástica, devido ao fato de não se conhecer com antecedência as afluições às usinas hidrelétricas. As afluições influenciam de forma bastante significativa a operação de sistemas hidrotérmicos, uma vez que as decisões futuras e, conseqüentemente, a política de operação, depende dos cenários de afluições futuras. Dessa forma, é de fundamental importância desenvolver um modelo adequado para prever as afluições futuras.

Um processo estocástico é definido por um modelo matemático que descreve a estrutura de probabilidades de uma série de observações, distribuídas no tempo ou espaço (BOX et. al., 1994). Nesse sentido, este capítulo irá apresentar uma metodologia para transformar a série de observações, isto é, o histórico de energias afluentes, em um modelo matemático adequado. Este modelo deve levar em consideração que a variável a ser modelada é uma série temporal, uma vez que o conjunto de observações deve ser cronologicamente ordenado para fazer sentido. Além disso, destaca-se que a energia afluente tem um comportamento sazonal, ou seja, o comportamento é descrito pelo mesmo modelo a cada estação. No caso da energia afluente o ciclo é anual e cada mês deve ser descrito por um modelo diferente.

Em HIPEL e McLEOD (1994) são apresentados alguns modelos que podem ser utilizados para o caso de afluições mensais, sendo que o modelo escolhido para este estudo foi o Auto-Regressivo Periódico de ordem p (ARP(p)). Esta metodologia foi

escolhida visto que é utilizada no Setor Elétrico Brasileiro (SEB) e que, segundo NOAKES et al. (1985), é o melhor modelo para descrever séries de afluições mensais.

Neste capítulo, portanto, será apresentado o procedimento matemático para determinar o modelo a ser utilizado na geração das séries sintéticas, no qual se faz a identificação da ordem e estimação dos parâmetros do modelo. Além disso, serão discutidas as diferenças entre aplicar a metodologia ao histórico de energia afluyente diretamente e a um histórico previamente transformado. Por fim, apresentam-se alguns critérios para avaliação do modelo adotado.

3.2 Estatísticas Básicas

Esta seção traz algumas formulações básicas de estatísticas tais como média, desvio-padrão, auto-covariância e auto-correlação, as quais são fundamentais para o desenvolvimento da teoria de modelos Auto-Regressivos Periódicos de ordem p . Dessa forma, a Tabela 3.1 ilustra os principais equacionamentos para modelos não-periódicos e a Tabela 3.2 para modelos periódicos, retirados de HIPEL e McLEOD (1994).

Tabela 3.1 - Estatísticas Básicas para modelos não-periódicos.

Média	$\mu = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i$
Variância	$\sigma^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (X_i - \mu)^2$
Desvio Padrão	$\sigma = \sqrt{\sigma^2}$
Auto-Covariância	$\gamma(k) = \frac{1}{n} \sum_{i=k+1}^n (X_i - \mu)(X_{i-k} - \mu) \quad k = 0 \Rightarrow \gamma(0) = \sigma^2$
Auto-Correlação	$\rho(k) = \frac{\gamma(k)}{\sigma^2} = \frac{\gamma(k)}{\gamma(0)}$

Tabela 3.2 - Estatísticas Básicas para modelos periódicos.

Média	$\mu^{(m)} = \frac{1}{A} \sum_{t=1}^A X_{m+12 \cdot (t-1)}$
Variância	$\sigma^{(m)^2} = \frac{1}{A} \sum_{t=1}^A (X_{m+12 \cdot (t-1)} - \mu^{(m)})^2$
Desvio Padrão	$\sigma^{(m)} = \sqrt{\sigma^{(m)^2}}$
Auto-Covariância	$\gamma^{(m)}(k) = \frac{1}{A} \sum_{t=k+1}^A (X_{m+12 \cdot (t-1)} - \mu^{(m)})(X_{m+12 \cdot (t-1)-k} - \mu^{(m-k)})$ $k = 0 \Rightarrow \gamma^{(m)}(0) = \sigma^{(m)^2}$
Auto-Correlação	$\rho^{(m)}(k) = \frac{\gamma^{(m)}(k)}{\sqrt{\gamma^{(m)}(0)\gamma^{(m-k)}(0)}}$

O índice m apresentado nas equações acima se refere ao mês em análise, uma vez que a discretização das energias afluentes é mensal. Além disso, ressalta-se que o processo periódico repete-se anualmente, com isso a quantidade de amostras de cada mês é dada pela quantidade de anos do histórico (A). Como o processo periódico é anual, discretizado mês a mês, o índice k varia de 0 a 11, pois ao considerar índices 12, ou maiores, adicionariam apenas informações já existente. O índice da amostra X considera que todo o histórico é colocado em uma lista única; assim, se o valor final do índice for 26, isto indica o 2º mês do 3º ano.

3.3 Modelo Auto-Regressivo Periódico

Neste trabalho aplicou-se a formulação do modelo $ARP(p)$ para duas modelagens da série histórica. Na primeira, manteve-se o histórico de energia afluente original, que tem uma distribuição de probabilidade bastante próxima a uma LogNormal. A Figura 3.1 ilustra a distribuição de probabilidade da energia afluente do mês de Junho no Subsistema SE/CO (Sudeste/Centro-oeste), na qual nota-se uma distribuição bastante parecida com uma LogNormal. Por sua vez, na segunda, fez-se uma transformação nas energias afluentes do histórico para obter uma distribuição de probabilidade Normal.

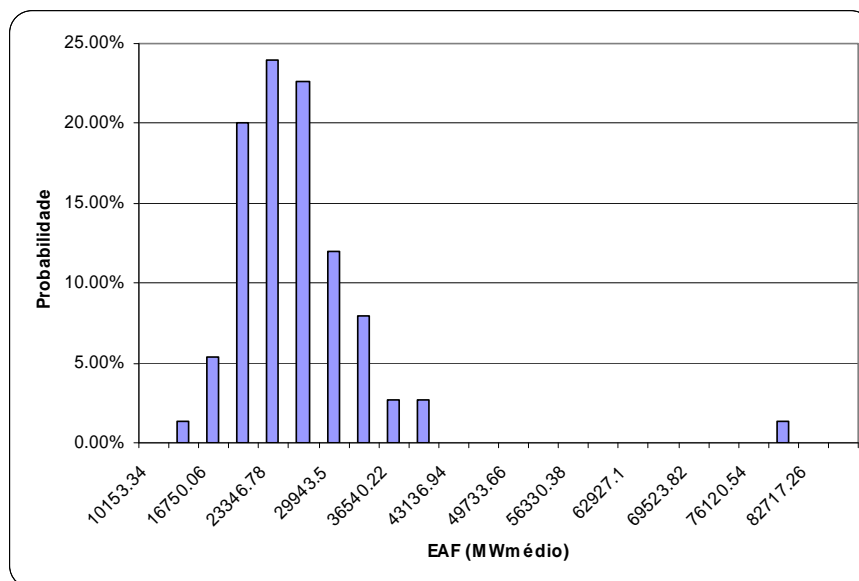


Figura 3.1 - Distribuição de probabilidade da Energia Afluente do Subsistema SE/CO (Junho).

Dessa forma, no primeiro caso será necessário fazer uma correção no ruído branco usado no processo de geração de séries sintéticas, de maneira a manter o forte coeficiente de assimetria da energia afluente. Esta metodologia é atualmente utilizada no SEB pelo programa NEWAVE (CEPEL, 2001). Já no segundo caso, utiliza-se um histórico transformado, com o qual se obtém o modelo $ARP(p)$ e geram-se as séries sintéticas. Em seguida faz-se a transformação inversa nas séries sintéticas para obter os valores reais a serem usados no estudo. Este modelo foi aplicado por GARCIA (2005) nos estudos de PAOE.

Como o procedimento utilizado para identificar a ordem e estimar os parâmetros do modelo auto-regressivo é o mesmo para os dois casos, esta seção apresentará a formulação do modelo $ARP(p)$, considerando que o histórico tem distribuição de probabilidade Normal. Em seguida são discutidas as correções necessárias para o modelo LogNormal e as transformações feitas para o modelo Normal.

Assim, podemos escrever um modelo $ARP(p)$ pelo seguinte equacionamento:

$$\left(\frac{x_{m+12.(t-1)} - \mu^{(m)}}{\sigma^{(m)}} \right) = \phi_1^{(m)} \left(\frac{x_{m+12.(t-1)-1} - \mu^{(m-1)}}{\sigma^{(m-1)}} \right) + \dots \quad (3.1)$$

$$+ \phi_{p_m}^{(m)} \left(\frac{x_{m+12.(t-1)-p_m} - \mu^{(m-p_m)}}{\sigma^{(m-p_m)}} \right) + a_{m+12.(t-1)},$$

em que,

$x_{m+12.(t-1)}$ realização do processo estocástico no mês m do ano t ;

$\mu^{(m)}$ média do mês m ;

$\sigma^{(m)}$ desvio padrão do mês m ;

$\phi_{p_m}^{(m)}$ coeficiente do modelo auto-regressivo de ordem p_m do mês m ;

$a_{m+12.(t-1)}$ resíduo no mês m do ano t .

O resíduo, $a_{m+12.(t-1)}$, apresentado na equação acima é um ruído branco multiplicado por um desvio padrão, que é obtido pela formulação do modelo $ARP(p)$. Destaca-se que, por simplicidade, serão mantidas as variáveis apresentadas acima ao longo deste capítulo; sendo assim, x representa a energia afluenta.

3.3.1 Identificação da ordem

A primeira etapa para obter o modelo $ARP(p)$ é definir a ordem p do modelo a ser utilizado no estudo. A ordem define a quantidade de coeficientes auto-regressivos do modelo $ARP(p)$ e, portanto, determina quantos meses anteriores ao mês em questão serão usados para calcular uma possível realização da variável $x_{m+12.(t-1)}$. Por exemplo, se em Junho a ordem do modelo é 3, então são utilizadas as informações dos meses de Março, Abril e Maio.

De acordo com HIPEL e McLEOD (1994), a melhor metodologia para determinar a ordem de um modelo $ARP(p)$ aplicado à série de afluições mensais é o uso da Função de Auto-Correlação (FAC) e a Função de Auto-Correlação Parcial (FACP). Assim, para obter as funções FAC e FACP temos que a auto-correlação de um mês m em relação a k meses anteriores, $\rho^{(m)}(k)$, pode ser escrita da seguinte forma:

$$\rho^{(m)}(k) = E \left[\left(\frac{x_{m+12 \cdot (t-1)} - \mu^{(m)}}{\sigma^{(m)}} \right) \left(\frac{x_{m+12 \cdot (t-1)-k} - \mu^{(m-k)}}{\sigma^{(m-k)}} \right) \right], \quad (3.2)$$

em que,

$\rho^{(m)}(k)$ auto-correlação do mês m em relação ao mês $(m-k)$;

$E[\cdot]$ valor esperado.

Assim, ao multiplicar ambos os lados de (3.1) por $\left(\frac{x_t^{(m-k)} - \mu^{(m-k)}}{\sigma^{(m-k)}} \right)$ e calcular o valor esperado para a expressão resultante, temos que:

$$\begin{aligned} E \left[\left(\frac{x_{m+12 \cdot (t-1)} - \mu^{(m)}}{\sigma^{(m)}} \right) \left(\frac{x_{m+12 \cdot (t-1)-k} - \mu^{(m-k)}}{\sigma^{(m-k)}} \right) \right] &= \phi_1^{(m)} E \left[\left(\frac{x_{m+12 \cdot (t-1)-1} - \mu^{(m-1)}}{\sigma^{(m-1)}} \right) \left(\frac{x_{m+12 \cdot (t-1)-k} - \mu^{(m-k)}}{\sigma^{(m-k)}} \right) \right] \\ + \dots + \phi_{P_m}^{(m)} E \left[\left(\frac{x_{m+12 \cdot (t-1)-P_m} - \mu^{(m-P_m)}}{\sigma^{(m-P_m)}} \right) \left(\frac{x_{m+12 \cdot (t-1)-k} - \mu^{(m-k)}}{\sigma^{(m-k)}} \right) \right] &+ E \left[a_{m+12 \cdot (t-1)} \left(\frac{x_{m+12 \cdot (t-1)-k} - \mu^{(m-k)}}{\sigma^{(m-k)}} \right) \right]. \end{aligned} \quad (3.3)$$

De acordo com HIPEL e McLEOD (1994), para $k > 0$ temos que o último termo do equacionamento acima é nulo, uma vez que o resíduo $a_{m+12 \cdot (t-1)}$ é independente do termo $x_{m+12 \cdot (t-1)-k}$. Dessa forma, obtém-se a FAC dada por:

$$\rho^{(m)}(k) = \phi_1^{(m)} \rho^{(m-k)}(l-k) + \dots + \phi_l^{(m)} \rho^{(m-k)}(l-k) + \dots + \phi_{P_m}^{(m)} \rho^{(m-k)}(p_m - k). \quad (3.4)$$

Ao analisar (3.3) pode-se inferir uma propriedade importante:

$$\rho^{(m-k)}(l-k) = \rho^{(m-l)}(k-l). \quad (3.5)$$

Assim, pode-se definir um sistema linear que relaciona os coeficientes do modelo auto-regressivo ($\phi_l^{(m)}$) e as auto-correlações ($\rho^{(m)}(l-k)$), sendo que com este sistema obtém-se a matriz de Yule-Walker. Observe que a propriedade (3.5) já foi aplicada.

$$\begin{pmatrix} 1 & \rho^{(m-1)}(1) & \rho^{(m-1)}(2) & \dots & \rho^{(m-1)}(p_m-1) \\ \rho^{(m-1)}(1) & 1 & \rho^{(m-2)}(1) & \dots & \rho^{(m-2)}(p_m-2) \\ \rho^{(m-1)}(2) & \rho^{(m-2)}(1) & 1 & \dots & \rho^{(m-3)}(p_m-3) \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \rho^{(m-1)}(p_m-1) & \rho^{(m-2)}(p_m-2) & \rho^{(m-3)}(p_m-3) & \dots & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \phi_1^{(m)} \\ \phi_2^{(m)} \\ \phi_3^{(m)} \\ \vdots \\ \phi_{p_m}^{(m)} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \rho^{(m)}(1) \\ \rho^{(m)}(2) \\ \rho^{(m)}(3) \\ \vdots \\ \rho^{(m)}(p_m) \end{pmatrix}. \quad (3.6)$$

Como os valores de auto-correlação apresentados na matriz acima são calculados a partir do histórico, o interesse nesse caso é definir a ordem do modelo $ARP(p)$, ou seja, definir p_m . Para tanto, utiliza-se a FACP, que é construída resolvendo o sistema composto pela matriz de Yule-Walker considerando que a ordem do modelo varia de 1 até a ordem máxima, que nesse caso é 11, armazenando o valor do coeficiente de maior ordem. Matematicamente:

$$\begin{pmatrix} 1 & \rho^{(m-1)}(1) & \rho^{(m-1)}(2) & \dots & \rho^{(m-1)}(k-1) \\ \rho^{(m-1)}(1) & 1 & \rho^{(m-2)}(1) & \dots & \rho^{(m-2)}(k-2) \\ \rho^{(m-1)}(2) & \rho^{(m-2)}(1) & 1 & \dots & \rho^{(m-3)}(k-3) \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \rho^{(m-1)}(k-1) & \rho^{(m-2)}(k-2) & \rho^{(m-3)}(k-3) & \dots & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \phi_{k1}^{(m)} \\ \phi_{k2}^{(m)} \\ \phi_{k3}^{(m)} \\ \vdots \\ \phi_{kk}^{(m)} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \rho^{(m)}(1) \\ \rho^{(m)}(2) \\ \rho^{(m)}(3) \\ \vdots \\ \rho^{(m)}(k) \end{pmatrix}. \quad (3.7)$$

A FACP é dada pelo conjunto de $(\phi_{kk}^{(m)})$, em que $k = 1, 2, \dots, 11$. Então, para o caso em estudo, são resolvidos 11 sistemas lineares e armazenados os valores referentes a cada ordem k . Segundo CEPEL (2001), em um processo auto-regressivo de ordem p_m , a função de auto-correlação parcial $\phi_{kk}^{(m)}$ será diferente de zero, para k menor ou igual a p_m e zero para k maior que p_m .

Todavia, como os valores de $\phi_{kk}^{(m)}$ nunca são nulos, mas bastante próximos de zero, torna-se necessário definir um critério de escolha para determinar quais valores são significativos. Segundo HIPEL e McLEOD (1994), os coeficientes da FACP são normalmente distribuídos com média zero e variância igual a $(1/n)$, $N(0, 1/n)$, em que n é a quantidade de amostras. Dessa forma, considerando um intervalo de confiança de 95%, i.e., $(\pm 1.96\sqrt{1/n})$, pode-se definir que a ordem do modelo $ARP(p)$ será dada pelo último

coeficiente da FACP a ficar fora do intervalo de confiança. A Figura 3.2 ilustra um exemplo em que a ordem do modelo a ser escolhida é 7.

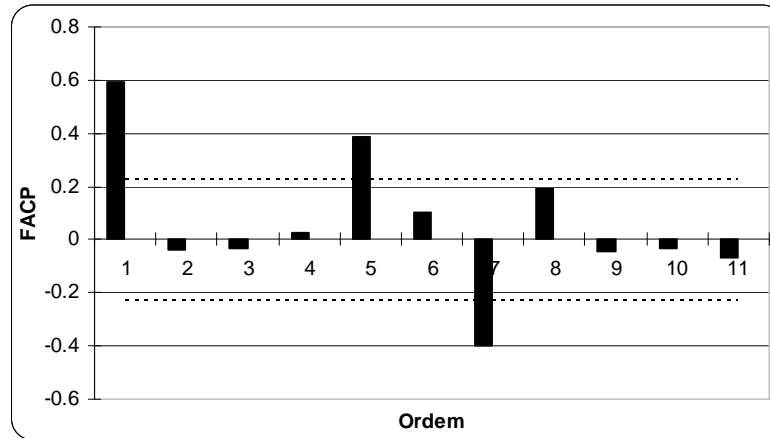


Figura 3.2 - Coeficientes da FACP e Intervalo de Confiança.

É importante ressaltar que se deve determinar a ordem do modelo $ARP(p)$ para cada mês.

3.3.2 Estimação dos parâmetros

Após definir a ordem do modelo $ARP(p)$, a próxima etapa consiste em estimar os coeficientes do modelo ($\phi_i^{(m)}$), bem como a variância do resíduo que será utilizada para corrigir o ruído branco. Agora que já se conhece a ordem do modelo para cada mês (p_m), calculam-se os coeficientes auto-regressivos, utilizando o sistema linear formado pela matriz de Yule-Walker (3.6).

Para estimar a variância do resíduo ($a_{m+12,(t-1)}$), considere que em (3.3) k é igual a zero. Assim, tem-se que:

$$1 = \phi_1^{(m)} \rho^{(m)}(1) + \phi_2^{(m)} \rho^{(m)}(2) + \dots + \phi_{p_m}^{(m)} \rho^{(m)}(p_m) + E \left[a_{m+12,(t-1)} \left(\frac{x_{m+12,(t-1)} - \mu^{(m)}}{\sigma^{(m)}} \right) \right]. \quad (3.8)$$

Todos os termos de (3.8) são conhecidos, exceto o último termo que apresenta o resíduo. Entretanto, se multiplicarmos (3.1) por $a_{m+12,(t-1)}$ e calcularmos o valor esperado temos que:

$$E \left[a_{m+12 \cdot (t-1)} \left(\frac{x_{m+12 \cdot (t-1)} - \mu^{(m)}}{\sigma^{(m)}} \right) \right] = E \left[\left(\begin{aligned} & \phi_1^{(m)} \left(\frac{x_{m+12 \cdot (t-1)-1} - \mu^{(m-1)}}{\sigma^{(m-1)}} \right) + \dots \\ & + \phi_{p_m}^{(m)} \left(\frac{x_{m+12 \cdot (t-1)-p_m} - \mu^{(m-p_m)}}{\sigma^{(m-p_m)}} \right) + a_{m+12 \cdot (t-1)} \end{aligned} \right) a_{m+12 \cdot (t-1)} \right] \quad (3.9)$$

Separando os termos dentro do valor esperado do equacionamento acima, obtém-se:

$$E \left[a_{m+12 \cdot (t-1)} \left(\frac{x_{m+12 \cdot (t-1)} - \mu^{(m)}}{\sigma^{(m)}} \right) \right] = E \left[\phi_1^{(m)} \left(\frac{x_{m+12 \cdot (t-1)-1} - \mu^{(m-1)}}{\sigma^{(m-1)}} \right) a_{m+12 \cdot (t-1)} \right] + \dots \quad (3.10)$$

$$+ E \left[\phi_{p_m}^{(m)} \left(\frac{x_{m+12 \cdot (t-1)-p_m} - \mu^{(m-p_m)}}{\sigma^{(m-p_m)}} \right) a_{m+12 \cdot (t-1)} \right] + E \left[\left(a_{m+12 \cdot (t-1)} \right)^2 \right].$$

Como comentado anteriormente, os termos em que o produto do resíduo ($a_{m+12 \cdot (t-1)}$) é multiplicado pela variável aleatória de outros meses torna-se nulo, quando calcula-se o valor esperado. Desta forma, temos que:

$$E \left[a_{m+12 \cdot (t-1)} \left(\frac{x_{m+12 \cdot (t-1)} - \mu^{(m)}}{\sigma^{(m)}} \right) \right] = E \left[\left(a_{m+12 \cdot (t-1)} \right)^2 \right] = \sigma_a^{(m)^2}, \quad (3.11)$$

em que,

$$\sigma_a^{(m)^2} \quad \text{Variância do resíduo do mês } m.$$

E, portanto, a variância do resíduo pode ser obtida ao substituir (3.11) em (3.8):

$$\sigma_a^{(m)^2} = 1 - \phi_1^{(m)} \rho^{(m)}(1) - \phi_2^{(m)} \rho^{(m)}(2) - \dots - \phi_{p_m}^{(m)} \rho^{(m)}(p_m). \quad (3.12)$$

Com isso, temos que o resíduo pode ser definido como sendo a multiplicação do ruído branco pelo desvio padrão obtido em (3.12).

$$a_{m+12 \cdot (t-1)} = \sqrt{\sigma_a^{(m)^2}} \xi_t, \quad (3.13)$$

em que,

$$\xi_t \quad \text{Ruído branco, } N(0,1).$$

3.4 Correções para os modelos utilizados

Nesta seção serão discutidas as modificações feitas para adequar a metodologia do modelo ARP(p), para os casos que consideram as energias afluentes com distribuição de probabilidade LogNormal e Normal.

3.4.1 Modelo LogNormal

No caso do modelo LogNormal utiliza-se o histórico de energia afluente sem qualquer modificação. No entanto, torna-se necessário alterar o cálculo do ruído ($a_{m+12,(t-1)}$), para garantir que as características estatísticas se mantenham. Este é o procedimento utilizado atualmente nos sistemas computacionais desenvolvidos para fazer o despacho energético do SEB.

Como as séries sintéticas produzidas serão utilizadas em modelos que calculam as estratégias ótimas de operação de um sistema multi-reservatório, baseados em programação dinâmica dual estocástica, o modelo de geração de séries sintéticas deve ser aplicado diretamente à série temporal original e deve ser capaz de lidar com resíduos que apresentam um forte coeficiente de assimetria. (CEPEL, 2001)

Então, conforme proposto por CEPEL (2001), adotou-se uma distribuição LogNormal com três parâmetros para o resíduo. Tornando-se necessário transformar o ruído branco ($N(0,1)$) em um ruído com o comportamento desejado. Assim, tem-se que:

$$a_{m+12,(t-1)} = e^{(\xi_r \sigma_\xi) + \alpha} + \Delta. \quad (3.14)$$

Sendo que, os parâmetros acima são dados por:

$$\Delta = -\frac{\mu^{(m)}}{\sigma^{(m)}} - \left[\phi_1^{(m)} \left(\frac{x_{m+12,(t-1)-1} - \mu^{(m-1)}}{\sigma^{(m-1)}} \right) + \dots + \phi_{Pm}^{(m)} \left(\frac{x_{m+12,(t-1)-Pm} - \mu^{(m-Pm)}}{\sigma^{(m-Pm)}} \right) \right], \quad (3.15)$$

$$\theta = 1 + \frac{\sigma_a^{(m)^2}}{\Delta^2}, \quad (3.16)$$

$$\sigma_\xi = \sqrt{\ln(\theta)}, \quad (3.17)$$

$$\alpha = \ln \left(\frac{\sigma_a^{(m)}}{\sqrt{\theta(\theta-1)}} \right). \quad (3.18)$$

As relações foram obtidas em PEREIRA et al. (1984) e CEPEL (2001).

3.4.2 Modelo Normal

De acordo com GARCIA (2005) pode-se fazer uma transformação para tornar a energia afluyente normalmente distribuída e, então, utilizar o histórico transformado para gerar as séries sintéticas. Esta transformação é feita tomando o logaritmo natural do histórico de energia afluyente, conforme o equacionamento apresentado abaixo:

$$EAF_t^N = \ln(EAF_t^{LN}), \quad (3.19)$$

em que,

EAF_t^N Energia afluyente no estágio t com distribuição Normal;

EAF_t^{LN} Energia afluyente no estágio t com distribuição Log-Normal.

A Figura 3.3 ilustra a distribuição de probabilidade da energia afluyente do Subsistema SE/CO no mês de Junho após a transformação (3.19). Verifica-se que a distribuição não está tão próxima a uma normal, pois se tem apenas 75 anos no histórico. Para este caso nenhuma modificação precisa ser feita nos procedimentos descritos nas seções anteriores, identificação da ordem, estimação dos parâmetros e cálculo do resíduo.

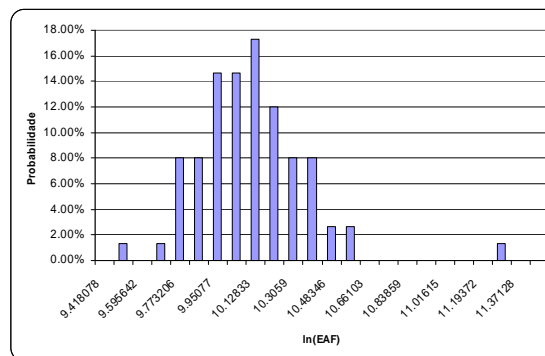


Figura 3.3 - Distribuição de probabilidade do Subsistema SE/CO (Junho) após transformação.

Depois de determinado o modelo $ARP(p)$, geram-se as séries sintéticas a serem utilizadas no estudo e, então, faz-se a transformação inversa para obter a série sintética na grandeza real da energia afluyente. A Figura 3.4 ilustra a distribuição de probabilidade da série sintética de energia afluyente no mês de Junho do Subsistema SE/CO antes da transformação inversa, enquanto a Figura 3.5 ilustra a energia afluyente após a transformação inversa. A série sintética é formada por 7500 anos.

$$EAF_t^{LN} = e^{EAF_t^N} \quad (3.20)$$

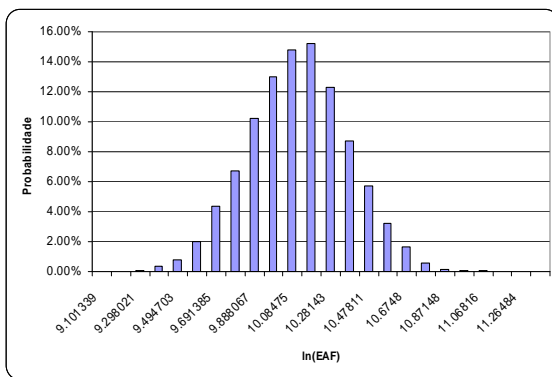


Figura 3.4 - Distribuição de probabilidade da série sintética do modelo Normal do Subsistema SE/CO (Junho).

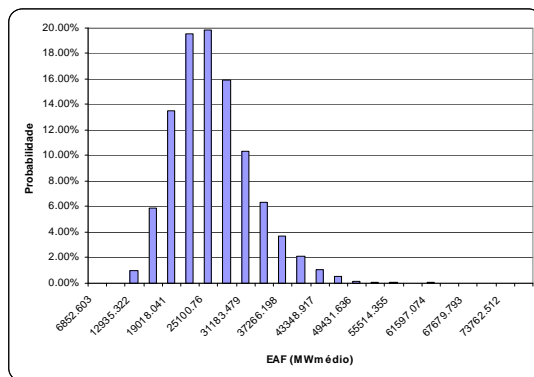


Figura 3.5 - Distribuição de probabilidade da série sintética após transformada inversa.

Concluí-se, portanto, que não é necessária nenhuma alteração nos procedimentos para determinação do modelo $ARP(p)$, sendo preciso apenas uma simples transformação no histórico e uma transformação inversa nas séries sintéticas.

3.5 Correlação Espacial

Além da correlação temporal definida pelo modelo $ARP(p)$, segundo CEPEL (2001), existe uma correlação espacial entre os diferentes reservatórios equivalentes de energia do sistema. Isto ocorre porque as usinas hidrelétricas que estão próximas geograficamente tendem a ser atingidas por períodos úmidos e secos ao mesmo tempo, da mesma maneira isto pode acontecer com os REEs utilizados no estudo. Por exemplo, ao

considerar REEs por subsistema elétrico, pode-se definir uma correlação espacial entre os Subsistemas SU (Sul) e SE/CO.

Nesse sentido, modifica-se o resíduo que será utilizado para a geração das séries sintéticas para considerar a correlação espacial no problema do PAOE. Isto porque de acordo com CEPEL (2001), apesar dos resíduos não serem espacialmente correlacionados, esta modificação é feita com o intuito de preservar a correlação espacial das energias afluentes.

Dessa forma, o resíduo espacialmente correlacionado (W_t) é dado por:

$$W_t = D\xi_t, \quad (3.21)$$

em que,

W_t Vetor de ruído branco com correlação espacial;

D Matriz de Carga.

A matriz D , que de acordo com GARCIA (2005) é conhecida como Matriz de Carga, pode ser determinada ao pós-multiplicar (3.21) pelo transposto de W_t e calcular o valor esperado. Assim, temos que:

$$E[W_t W_t^T] = DE[\xi_t \xi_t^T]D^T. \quad (3.22)$$

Como os resíduos ξ_t são normalmente distribuídos (média zero e variância unitária) e independentes, tem-se que o resultado de $E[\xi_t \xi_t^T]$ é a matriz identidade. Desta forma,

$$E[W_t W_t^T] = DD^T. \quad (3.23)$$

Como W_t é uma matriz de resíduos que considera a correlação cruzada dos REEs, obtém-se que $E[W_t \cdot W_t^T] = U$. Desta forma, tem-se que a Matriz de Carga (D) é dada por:

$$DD^T = U, \quad (3.24)$$

em que,

U Matriz de correlações espaciais.

A matriz U é uma estimativa das correlações espaciais dos REEs, ou seja, o elemento u_{ij} refere-se à correlação espacial de ordem zero entre os reservatórios i e j . Assim,

$$U = \begin{bmatrix} \rho_{1,1} & \rho_{1,2} & \cdots & \rho_{1,r} \\ \rho_{2,1} & \rho_{2,2} & \cdots & \rho_{2,r} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \rho_{r,1} & \rho_{r,2} & \cdots & \rho_{r,r} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & \rho_{1,2} & \cdots & \rho_{1,r} \\ \rho_{2,1} & 1 & \cdots & \rho_{2,r} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \rho_{r,1} & \rho_{r,2} & \cdots & 1 \end{bmatrix}, \quad (3.25)$$

em que,

- $\rho_{i,j}$ Correlação espacial entre os REEs i e j ;
- r Número de Reservatórios Equivalentes de Energia.

Considerando que a correlação entre os ruídos é uma estimativa da correlação entre as energias afluentes dos REEs, temos que os elementos da matriz U são dados por:

$$\rho_{i,j} = \frac{\frac{1}{N} \sum_{t=1}^N [(EAF_{t,i} - \overline{EAF_{t,i}})(EAF_{t,j} - \overline{EAF_{t,j}})]}{\sigma_i \sigma_j}. \quad (3.26)$$

Para calcular a Matriz de Carga (D) considera-se que a mesma é uma matriz triangular inferior. Assim, pode-se obter facilmente a relação entre os elementos matriz D e da matriz de correlação espacial U .

3.6 Geração das Séries Sintéticas

Nesta seção será apresentada a formulação para fazer a geração de séries sintéticas de energia afluente, segundo a modelagem multivariada, que considera a correlação espacial, para os modelos LogNormal e Normal. No entanto, antes de mostrar a formulação final, destaca-se que o ruído $\xi_{t,i}^{(m)}$ será sorteado, considerando uma distribuição normal de média zero e variância um, $N(0,1)$, e corrigido pela Matriz de Carga (3.21). Assim, temos que:

$$\begin{bmatrix} w_{t,1}^{(m)} \\ w_{t,2}^{(m)} \\ \vdots \\ w_{t,n}^{(m)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} d_{1,1} & 0 & \cdots & 0 \\ d_{2,1} & d_{2,2} & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ d_{n,1} & d_{n,2} & \cdots & d_{n,n} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \xi_{t,1}^{(m)} \\ \xi_{t,2}^{(m)} \\ \vdots \\ \xi_{t,n}^{(m)} \end{bmatrix}. \quad (3.27)$$

3.6.1 Modelo LogNormal

No caso do modelo LogNormal o equacionamento para obter as séries sintéticas é dado por (3.1), sendo que o resíduo para o REE i é obtido pela seguinte formulação:

$$a_{m+12 \cdot (t-1),i} = \exp\left(\left(w_{t,i}^{(m)} \sigma_{\xi}\right) + \alpha\right) + \Delta. \quad (3.28)$$

Dessa forma, a energia afluyente de um reservatório de energia equivalente i de um mês m no ano t é dada por:

$$x_{m+12 \cdot (t-1),i} = \mu_i^{(m)} + \sigma_i^{(m)} \left[\begin{array}{l} \phi_{1,i}^{(m)} \left(\frac{x_{m+12 \cdot (t-1)-1,i} - \mu_i^{(m-1)}}{\sigma_i^{(m-1)}} \right) + \dots \\ + \phi_{Pm,i}^{(m)} \left(\frac{x_{m+12 \cdot (t-1)-Pm,i} - \mu_i^{(m-Pm)}}{\sigma_i^{(m-Pm)}} \right) + \exp\left(\left(w_{t,i}^{(m)} \sigma_{\xi}\right) + \alpha\right) + \Delta \end{array} \right]. \quad (3.29)$$

3.6.2 Modelo Normal

No caso do modelo Normal o equacionamento para obter a energia afluyente de um reservatório de energia equivalente i de um mês m no ano t é dada por:

$$x_{m+12 \cdot (t-1),i} = \exp \left(\mu_i^{(m)} + \sigma_i^{(m)} \left[\begin{array}{l} \phi_{1,i}^{(m)} \left(\frac{x_{m+12 \cdot (t-1)-1,i} - \mu_i^{(m-1)}}{\sigma_i^{(m-1)}} \right) + \dots \\ + \phi_{Pm,i}^{(m)} \left(\frac{x_{m+12 \cdot (t-1)-Pm,i} - \mu_i^{(m-Pm)}}{\sigma_i^{(m-Pm)}} \right) + w_{t,i}^{(m)} \sigma_a^{(m)} \end{array} \right] \right). \quad (3.30)$$

3.7 Validação do Modelo

Com todos os parâmetros do modelo $ARP(p)$ estimados, a última etapa do processo é validar o modelo calculado e, para isso, devem-se comparar as características estatísticas e periódicas do histórico com uma série sintética gerada pelo modelo. As características estatísticas mais comuns de serem analisadas são: média, desvio padrão e assimetria. Por

sua vez, no caso de geração de energias afluentes, a análise das características periódicas é feita com base nos períodos secos e úmidos.

Para as análises periódicas utiliza-se o conceito de seqüência. Segundo CEPEL (2001) uma seqüência negativa é definida como o período de tempo em que as vazões afluentes estão continuamente abaixo de valores pré-determinados, por exemplo, as médias mensais, precedidos e sucedidos por valores acima deste limite. Portanto, uma análise da seqüência negativa fornece informação sobre os períodos secos. Da mesma forma, pode-se analisar uma seqüência positiva, que é o complemento da anterior, sendo assim, podemos defini-la como o período de tempo em que as vazões afluentes estão continuamente acima de valores pré-determinados, precedido e sucedido por valores abaixo desse limite. Com isso, obtêm-se informações sobre o período úmido.

A Figura 3.6 ilustra um gráfico em que a linha sólida representa os valores pré-determinados de afluência e a tracejada um cenário de afluência.

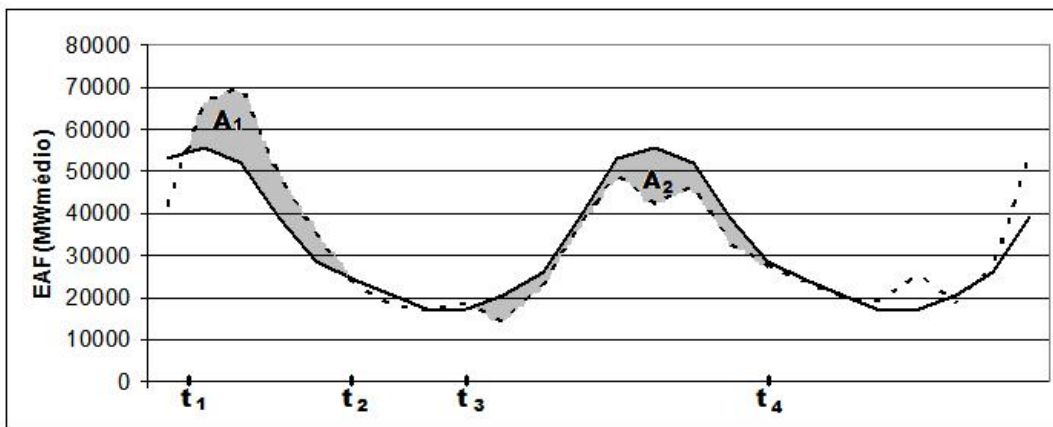


Figura 3.6 - Seqüência Positiva e Negativa.

Na Figura 3.6, percebe-se claramente que se tem uma seqüência positiva entre t_1 e t_2 e uma negativa entre t_3 e t_4 . Pode-se, então, retirar três informações das seqüências, sejam positivas ou negativas:

- *Comprimento da seqüência:* É definido como o tamanho do intervalo de tempo da seqüência. No caso da Figura 3.6 temos:

$$C^+ = t_2 - t_1, \quad (3.31)$$

$$C^- = t_4 - t_3; \quad (3.32)$$

- *Soma da seqüência*: É a área entre a curva de valores pré-determinados e a curva em análise, para o caso em que os valores são discretos a soma é dada por:

$$S^+ = \sum_{i=t_1}^{t_2} (\mu_i - z_i), \quad (3.33)$$

$$S^- = \sum_{i=t_3}^{t_4} (z_i - \mu_i); \quad (3.34)$$

- *Intensidade da seqüência*: É a relação entre a soma e o comprimento da seqüência. Obtém-se assim o valor médio da soma:

$$I^+ = S^+ / C^+, \quad (3.35)$$

$$I^- = S^- / C^-. \quad (3.36)$$

Com o procedimento detalhado acima, calculam-se os valores de comprimento, soma e intensidade para o histórico de energia afluyente. Em seguida, separa-se a série sintética em conjuntos de valores com o mesmo tamanho do histórico, ou seja, se a série sintética é calculada para o equivalente 7500 anos e o histórico é composto por 75 anos, tem-se 100 conjuntos de 75 anos de séries sintéticas.

Pode-se, então, definir uma outra variável denominada percentil, essa variável é a quantidade de conjuntos, em percentagem, cujos valores da série sintética superam o histórico. Dessa forma, tem-se um percentil para cada informação da seqüência: comprimento, soma e intensidade. Assim, se o percentil do comprimento for igual a 100%, isso quer dizer que o comprimento de todos os conjuntos da série sintética superaram o histórico, enquanto que no caso em que o valor é 0%, todos foram inferiores. Um valor muito alto ou muito baixo de percentil de uma determinada grandeza sugere que o modelo não representa as características periódicas de forma adequada, indicando que o modelo deveria ser rejeitado. De acordo com KELMAN e PEREIRA (1977) o modelo deve ser rejeitado se o percentil for maior do que 95% ou menor que 5%.

3.8 Conclusão

O modelo de geração de séries sintéticas é de fundamental importância nos estudos do planejamento da operação energética, visto que as políticas operativas serão definidas com base na previsão de afluência determinadas por este modelo. Nesse sentido, este capítulo apresentou o modelo $ARP(p)$ que é utilizado nos modelos computacionais, usados para o planejamento do SIN.

O modelo $ARP(p)$ considera as afluências dos p meses anteriores para calcular a afluência no mês em análise. Para tanto, deve-se definir quantos meses anteriores serão considerados, ou seja, determinar a ordem do modelo, a qual pode ser feita utilizando a função de auto-correlação parcial. Em seguida, calculam-se os coeficientes autoregressivos com base na função de auto-correlação, assim como os parâmetros usados na determinação dos resíduos. Por fim, faz-se a análise do modelo para verificar se os momentos estatísticos do histórico são reproduzidos pela série sintética.

Neste capítulo foram apresentados dois modelos $ARP(p)$, sendo um aplicado ao histórico de energia afluenta (distribuição de probabilidade LogNormal) e outra ao histórico transformado de energia afluenta (distribuição de probabilidade Normal). O primeiro permite que o modelo seja aplicado diretamente a formulação do PAOE, como será mostrado no próximo capítulo. Contudo, este modelo requer uma modelagem mais complicada. O segundo é o caso mais comum de aplicações ao modelo $ARP(p)$, mas não pode ser utilizado diretamente na formulação do PAOE, por ser não linear.

Este trabalho não tem interesse em analisar o desempenho estatístico e periódico dos dois modelos, pois se considera, pelos trabalhos de GARCIA (2005) e CEPTEL (2001), que ambos são adequados para o PAOE. Portanto, nesta dissertação serão avaliadas as consequências desses dois modelos nos resultados do PAOE.

4. METODOLOGIA DE SOLUÇÃO DO PROBLEMA DO PLANEJAMENTO ANUAL DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA

4.1 Introdução

Conforme discutido na introdução, o PAOE é modelado como um problema de programação linear estocástico de grande porte acoplado no tempo e espaço. Assim, torna-se necessário utilizar técnicas de programação estocástica para encontrar o despacho ótimo do sistema. Por isso, este capítulo apresenta a Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE), que é a metodologia de solução atualmente empregada no Setor Elétrico Brasileiro (SEB).

Com o intuito de apresentar a metodologia de solução da PDDE de maneira mais didática, o capítulo inicia com a estratégia de solução da Decomposição Aninhada (DA) para problemas com dois e T estágios (BIRGE e LOUVEAUX, 1997). A DA é uma metodologia bastante similar a PDDE, que se baseia na Decomposição de Benders (BENDERS, 1962).

Nas duas primeiras seções serão discutidos os principais aspectos da DA, tais como a construção dos cortes de Benders e o critério de convergência. Primeiramente, será apresentado um caso mais simples de dois estágios e, posteriormente, um caso de T

estágios. Em seguida, discute-se a PDDE aplicada a um problema com T estágios, apresentando as peculiaridades como o sorteio de Monte Carlo e o critério de convergência; ao final da seção ilustra-se um algoritmo simplificado da PDDE. Na seqüência será discutida uma propriedade fundamental para acelerar o processo de convergência da PDDE, que se refere ao compartilhamento dos cortes de Benders.

Ao final do capítulo será apresentada a formulação completa do PAOE com a representação por REE, modelo $ARP(p)$ e patamares de carga, assim como uma formulação mais simples com usinas hidrelétricas individualizadas e se adicionará gradativamente as características que formam o PAOE.

4.2 Programação Linear Estocástica com Dois Estágios

Tendo em vista o exposto, esta seção trará a estratégia de solução da DA aplicada a um problema de Programação Linear Estocástica com dois estágios (PLE-2¹⁶), o qual pode ser escrito da seguinte maneira:

$$\text{Min } c_1^T x_1 + \sum_{\omega \in \Omega} p_2^\omega c_2^T x_2^\omega \quad (4.1)$$

s.a.:

$$A_1 x_1 = b_1, \quad (4.2)$$

$$A_2 x_2^\omega = b_2^\omega - B_2 x_1, \quad (4.3)$$

$$x_1 \geq 0, x_2^\omega \geq 0, \omega \in \Omega, \quad (4.4)$$

Em que,

c_1	Vetor de custos do primeiro estágio;
x_1	Vetor de decisões do primeiro estágio;
Ω	Espaço amostral dos cenários (conjunto finito);
ω	Índice de cenários;
p_2^ω	Vetor de probabilidade para o cenário ω ;
c_2	Vetor de custos do segundo estágio;
x_2^ω	Vetor de decisões do segundo estágio para o cenário ω ;

¹⁶ Destaca-se que os vetores apresentados são vetores colunas e que as variáveis aleatórias estão presentes apenas no lado direito das restrições, especificamente no vetor b_2^ω na formulação do PLE-2 descrita por (4.1) a (4.4).

A_1	Matriz com os coeficientes das restrições do estágio 1;
b_1	Vetor de recursos do estágio 1;
A_2^ω	Matriz com os coeficientes das restrições do cenário ω estágio 2;
B_2	Matriz com os coeficientes que acoplam os estágios 1 e 2;
b_2^ω	Vetor de recursos do segundo estágio para o cenário ω .

Em (4.1) busca-se minimizar uma função objetivo formada pelo custo da decisão no primeiro estágio, mais o custo esperado das possíveis decisões no segundo estágio, sujeito às restrições (4.2) a (4.4). Considera-se que o espaço amostral é um conjunto finito e definido por Ω , que um cenário desse espaço é identificado como ω e uma realização do cenário ω é dada por ξ^ω . A Figura 4.1 ilustra os cenários do problema definido acima, no qual se tem que o espaço amostral definido por Ω é dado pelo conjunto $\omega = 1, 2, 3, \dots, NA$, em que NA é a quantidade de realizações do segundo estágio. Além disso, verifica-se pela figura abaixo que cada cenário, $\omega \in \Omega$, pode ser expresso por $\{\xi, \xi^a\}$ em que $a = 1, 2, 3, \dots, NA$.

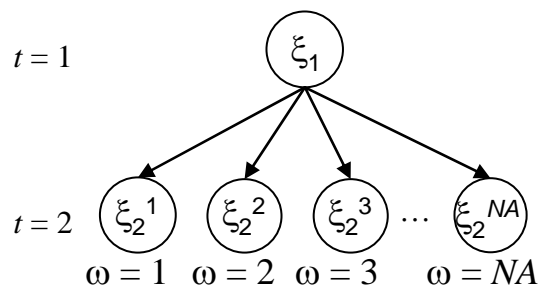


Figura 4.1 – Cenários para um problema de PLE-2.

Observa-se em (4.3) que as decisões do primeiro estágio alteram as condições iniciais do segundo. Portanto, este é um problema conhecido como programação linear estocástica com recurso, uma vez que existe um recurso que acopla as decisões entre os estágios. Para resolver o PLE-2 com base na DA ignora-se inicialmente a existência dos problemas do segundo estágio. Assim, resolve-se o problema de primeiro estágio da seguinte maneira:

$$\begin{aligned}
& \text{Min } c_1^T x_1 \\
& \text{s.a.:} \\
& A_1 x_1 = b_1, \\
& x_1 \geq 0.
\end{aligned} \tag{4.5}$$

A solução ótima, x_1^* , encontrada em (4.5) é utilizada como valor inicial do recurso no segundo estágio. Tem-se, então, que o segundo estágio pode ser descrito pelo problema (4.6), para $\omega = 1, \dots, NA$.

$$\begin{aligned}
z_2^\omega &= \text{Min } c_2^T x_2^\omega \\
& \text{s.a.:} \\
& A_2 x_2^\omega = b_2^\omega - B_2 x_1^*, \\
& x_2^\omega \geq 0.
\end{aligned} \tag{4.6}$$

Resolvendo-se os problemas de segundo estágio (4.6) para $\omega = 1, \dots, NA$, encontra-se a solução ótima para cada cenário do segundo estágio. No entanto, conforme definido em (4.1), o objetivo do problema é minimizar a soma do custo do primeiro com o custo esperado do segundo estágio; na prática observa-se que esta não é a solução ótima do problema completo. Isto porque, para cada realização ξ em cada cenário ω existe uma solução x_1^* que minimiza o custo do problema do segundo estágio desse cenário.

Dessa forma, torna-se necessário adicionar informações ao primeiro estágio de como o segundo é afetado pelas decisões do primeiro. A DA adiciona ao primeiro estágio uma função linear por partes que estima o custo esperado do segundo estágio de acordo com a decisão tomada no primeiro estágio. Para compreender esta estratégia, considere o problema dual de (4.6), apresentado abaixo:

$$\begin{aligned}
z_2^\omega &= \text{Max } \pi_2^{\omega T} (b_2^\omega - B_2 x_1^*) \\
& \text{s.a.:} \\
& \pi_2^{\omega T} A_2 \leq c_2.
\end{aligned} \tag{4.7}$$

Como pode ser observado em (4.7), as restrições não dependem das decisões tomadas no primeiro estágio e do cenário em estudo; assim, da teoria de Programação Linear (PL), sabe-se que esta é uma região viável na qual a solução de (4.7) pode ser

caracterizada por uma coleção de pontos extremos (vértices). Assim, ao enumerar todas as soluções possíveis, tem-se que (4.7) pode ser reescrito em função da solução do primeiro estágio da seguinte maneira:

$$\begin{aligned} z_2^\omega &= \text{Max } \pi_2^{\omega T} (b_2^\omega - B_2 x_1) \\ \text{s.a.:} & \\ \pi_2^\omega &\in \{ \pi_{21}, \pi_{22}, \dots, \pi_{2,NPE} \}, \end{aligned} \quad (4.8)$$

em que,

NPE Quantidade de pontos extremos do problema dual.

Destaca-se que (4.8) descreve o problema do segundo estágio para um cenário ω e qualquer solução do primeiro estágio, pois o conjunto de soluções duais é o mesmo para qualquer cenário e solução do primeiro estágio. Sendo que é sempre possível encontrar uma solução viável para o segundo estágio, independente da decisão tomada no primeiro. Dessa forma, pode-se, então, reescrever o problema primal de (4.8), isto é, reescrever (4.6) como:

$$\begin{aligned} z_2^\omega &= \text{Min } \alpha_2^\omega \\ \text{s.a.:} & \\ \alpha_2^\omega &\geq \pi_{21}^T (b_2^\omega - B_2 x_1), \\ \alpha_2^\omega &\geq \pi_{22}^T (b_2^\omega - B_2 x_1), \\ &\vdots \\ \alpha_2^\omega &\geq \pi_{2,NPE}^T (b_2^\omega - B_2 x_1). \end{aligned} \quad (4.9)$$

Portanto, tem-se que o problema definido inicialmente por (4.1) a (4.4) pode ser escrito da seguinte maneira:

$$\begin{aligned}
\text{Min } & c_1^T x_1 + \sum_{\omega \in \Omega} p_2^\omega \alpha_2^\omega \\
\text{s.a.:} & \\
& A_1 x_1 = b_1, \\
& \alpha_2^\omega + \pi_{21}^T B_2 x_1 \geq \pi_{21}^T b_2^\omega, \\
& \alpha_2^\omega + \pi_{22}^T B_2 x_1 \geq \pi_{22}^T b_2^\omega, \\
& \vdots \\
& \alpha_2^\omega + \pi_{2,NPE}^T B_2 x_1 \geq \pi_{2,NPE}^T b_2^\omega, \\
& x_1 \geq 0, \omega \in \Omega.
\end{aligned} \tag{4.10}$$

De maneira a simplificar (4.10), define-se uma variável escalar α_2 que substitui o custo esperado do segundo estágio, isto é:

$$\alpha_2 = \sum_{\omega \in \Omega} p_2^\omega \alpha_2^\omega. \tag{4.11}$$

Por sua vez, podemos reescrever (4.10) como:

$$\begin{aligned}
\text{Min } & c_1^T x_1 + \alpha_2 \\
\text{s.a.:} & \\
& A_1 x_1 = b_1, \\
& \alpha_2 + \sum_{\omega \in \Omega} p_2^\omega \pi_{21}^T B_2 x_1 \geq \sum_{\omega \in \Omega} p_2^\omega \pi_{21}^T b_2^\omega, \\
& \alpha_2 + \sum_{\omega \in \Omega} p_2^\omega \pi_{22}^T B_2 x_1 \geq \sum_{\omega \in \Omega} p_2^\omega \pi_{22}^T b_2^\omega, \\
& \vdots \\
& \alpha_2 + \sum_{\omega \in \Omega} p_2^\omega \pi_{2,NPE}^T B_2 x_1 \geq \sum_{\omega \in \Omega} p_2^\omega \pi_{2,NPE}^T b_2^\omega, \\
& x_1 \geq 0.
\end{aligned} \tag{4.12}$$

Em (4.12) verifica-se que a solução do problema não depende mais diretamente do segundo estágio, uma vez que se conhecem todas as conseqüências futuras das decisões tomadas no primeiro estágio. As desigualdades de (4.12) formam a Função Recurso¹⁷ (FR) e cada aproximação linear integrante dessa função é conhecida como Corte de Benders (BENDERS, 1962). A Figura 4.2 ilustra um exemplo da FCF formada pelos cortes.

¹⁷ A FR será denominada de Função de Custo Futuro (FCF) quando adicionadas as peculiaridades da PDDE.

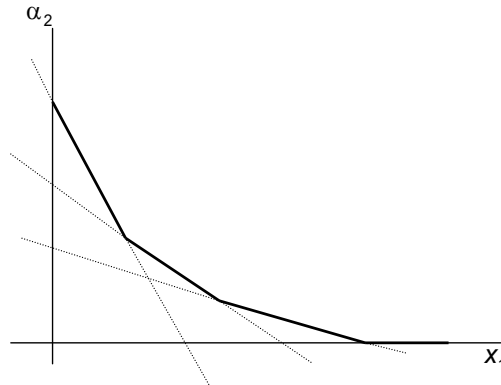


Figura 4.2 - Função de Custo Futuro formada pelos Cortes de Benders.

A enumeração de todos os pontos extremos (vértices) do problema dual (4.8) é inviável na maioria dos problemas práticos. Dessa forma, torna-se necessário construir iterativamente os cortes de Benders que irão compor o segundo estágio por uma outra estratégia. Para tanto, resolve-se o primeiro estágio definido em (4.5) e com a solução ótima, x_1^* , constrói-se o segundo estágio para um cenário ω formulado em (4.6); tem-se, então, que a solução dual ótima do problema (4.7) é dada por $\pi_2^{\omega*}$ e $z_2^{\omega*}$, para $\omega \in \Omega$. Com as soluções do primeiro e segundo estágios é possível calcular um corte de Benders, que conforme (4.9) é definido como:

$$\alpha_2 + \sum_{\omega \in \Omega} p_2^{\omega} \pi_{21}^{\omega T} B_2 x_1 \geq \sum_{\omega \in \Omega} p_2^{\omega} \pi_{21}^{\omega T} b_2^{\omega}. \quad (4.13)$$

Sabendo que o custo do segundo estágio para um cenário ω é dado por:

$$z_2^{\omega*} = \pi_2^{\omega* T} (b_2^{\omega} - B_2 x_1^*). \quad (4.14)$$

Ao isolar $\pi_2^{\omega* T} b_2^{\omega}$ em (4.14) e substituir em (4.13), tem-se que um corte é dado por:

$$\alpha_2 + \sum_{\omega \in \Omega} p_2^{\omega} \pi_2^{\omega* T} B_2 x_1 \geq \sum_{\omega \in \Omega} p_2^{\omega} z_2^{\omega*} + \sum_{\omega \in \Omega} p_2^{\omega} \pi_2^{\omega* T} B_2 x_1^*. \quad (4.15)$$

Pode-se, então, adicionar o Corte de Benders definido em (4.15) ao primeiro estágio, (4.5), obtendo o seguinte problema:

$$\begin{aligned}
& \text{Min } c_1^T x_1 + \alpha_2 \\
& \text{s.a.:} \\
& A_1 x_1 = b_1, \\
& \alpha_2 + \sum_{\omega \in \Omega} p_2^\omega \pi_2^{\omega*T} B_2 x_1 \geq \sum_{\omega \in \Omega} p_2^\omega z_2^{\omega*} + \sum_{\omega \in \Omega} p_2^\omega \pi_2^{\omega*T} B_2 x_1^*, \\
& \alpha_2 \geq 0, x_1 \geq 0.
\end{aligned} \tag{4.16}$$

Após determinada a primeira aproximação da FR, calcula-se uma nova solução ótima para o problema de primeiro estágio. Esta nova solução atualiza os problemas (4.6), para o qual se obtêm novas soluções duais e que por sua vez geram novos cortes a serem adicionados à (4.16). Este processo iterativo continua adicionando cortes até que o critério de convergência seja atendido.

A convergência do algoritmo é testada antes de calcular o próximo corte de Benders a ser adicionado ao problema do primeiro estágio, sendo que, o critério de parada avalia se o custo total do primeiro estágio obtido com as aproximações da FR está próximo à soma do custo esperado do primeiro e segundo estágio, dentro de uma tolerância ε . Isto porque se a FR construída até a iteração em análise for adequada, ela representará o custo esperado do segundo estágio de forma exata, garantindo que a solução encontrada é ótima. Dessa forma, define-se um limite inferior para o custo denominado Z_{INF} , que é formado pelo custo do primeiro estágio mais a FR, e um limite superior para o custo, denominado Z_{SUP} , formado pela soma dos custos no primeiro e segundo estágio. Matematicamente, isso pode ser expresso por:

$$Z_{INF} = c_1^T x_1^* + \alpha_2^*, \tag{4.17}$$

$$Z_{SUP} = c_1^T x_1^* + \sum_{\omega \in \Omega} p_2^\omega c_2^T x_2^{\omega*}. \tag{4.18}$$

O Z_{INF} e Z_{SUP} são calculados considerando o problema de primeiro estágio (4.16), e os custos do segundo estágio para o Z_{SUP} são obtidos com (4.6) considerando a solução encontrada no primeiro estágio da iteração em análise. O critério de convergência é definido da seguinte maneira:

$$Z_{SUP} - Z_{INF} \leq \varepsilon. \tag{4.19}$$

A Figura 4.3 ilustra uma evolução do Z_{INF} e Z_{SUP} ao longo do processo iterativo comumente encontrada pela metodologia de solução descrita.

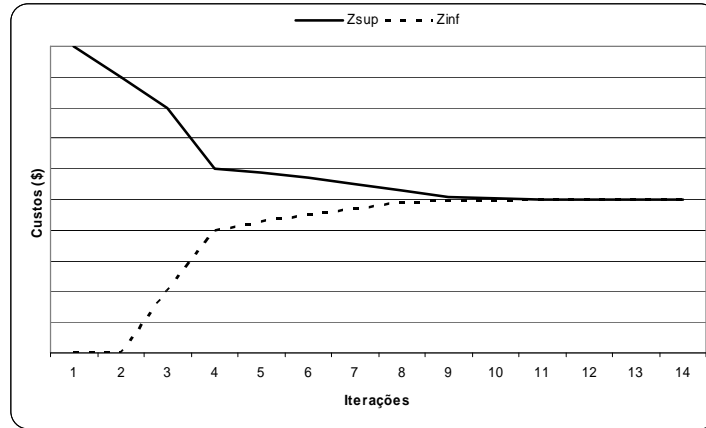


Figura 4.3 - Evolução do Z_{INF} e Z_{SUP} .

Por fim, é importante destacar que a metodologia discutida nesta seção considerou todos os cenários, $\omega \in \Omega$, para obter a solução ótima. No entanto, casos com uma grande quantidade de cenários podem requerer técnicas especiais para viabilizar a solução do problema, como por exemplo, técnicas de amostragem de cenários. Neste caso, torna-se necessário fazer algumas alterações no critério de convergência (4.19), conforme será discutido na Seção 4.4.

4.3 Programação Linear Estocástica para T estágios

Após definido um problema de PLE-2 e a estratégia de solução utilizando a DA, esta seção discutirá a metodologia de solução da DA aplicada ao caso mais geral de T estágios (PLE-T), o qual pode ser definido como:

$$\begin{aligned}
 \text{Min} \quad & c_1^T x_1 + \sum_{t=2}^T \sum_{\omega_t \in \Omega_t} p_t^{\omega_t} c_t^T x_t^{\omega_t} \\
 \text{s.a.:} \quad & A_1 x_1 = b_1, \\
 & A_t x_t^{\omega_t} = b_t^{\omega_t} - B_t x_{t-1}^{a(\omega_t)}, \quad t = 2, \dots, T; \omega_t \in \Omega_t, \\
 & x_t \geq 0.
 \end{aligned} \tag{4.20}$$

Da mesma maneira que o problema apresentado na seção anterior, as variáveis aleatórias aparecem apenas no lado direito das restrições. O espaço amostral para um estágio t é definido como Ω_t , enquanto que um cenário nesse espaço pode ser definido como ω_t e uma realização desse cenário é denominada de nó e descrita por $\xi_t^{\omega_t}$. O primeiro estágio é considerado determinístico, isto é, assume-se que a realização é previamente conhecida. Cada nó do estágio $t \geq 2$, $\xi_t^{\omega_t}$, possui apenas um nó antecessor, denominado $a(\omega_t)$; e, cada nó do estágio $t < T$ tem um conjunto de nós sucessores definido como $\Delta(\omega_t)$. Dessa forma, os nós formam uma árvore de cenários, conforme ilustrado pela Figura 4.4, que apresenta uma árvore de 4 estágios com um conjunto de 3 nós sucessores para cada estágio de tempo.

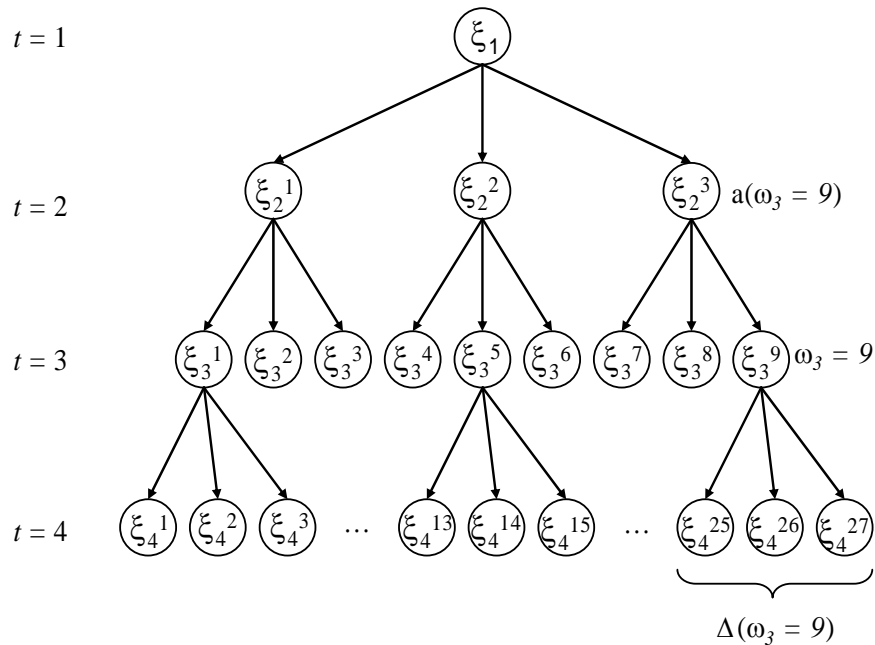


Figura 4.4 - Árvore de cenários.

Destaca-se que para o caso em estudo, as realizações que formam os nós sucessores, $\Delta(\omega_t)$, são as mesmas para qualquer cenário do estágio t , isto é, $\xi_3^1 = \xi_3^4 = \xi_3^7 = \xi_3^a$ e $\xi_3^2 = \xi_3^5 = \xi_3^8 = \xi_3^b$ e $\xi_3^3 = \xi_3^6 = \xi_3^9 = \xi_3^c$. Portanto, pode-se reescrever a árvore de cenários conforme mostrado na Figura 4.5.

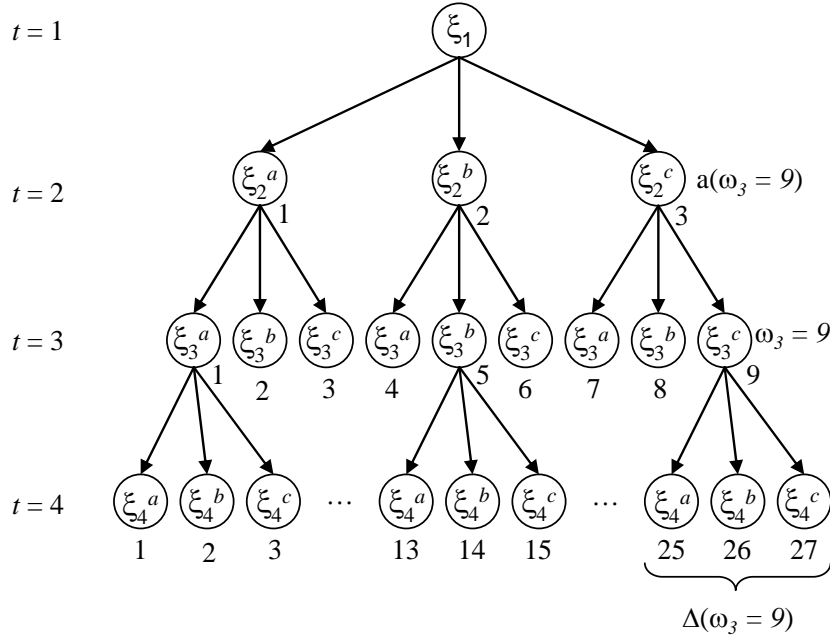


Figura 4.5 - Árvore de cenários.

Assim, o cenário 9 do terceiro estágio, ilustrado na Figura 4.5, é constituído pela realização ξ_3^c quando os nós antecessores forem $\{\xi_1, \xi_2^c\}$, pode-se, então, definir $\omega_3 = 9$ como $\{\xi_1, \xi_2^c, \xi_3^c\}$; enquanto que o cenário $\omega_3 = 8$ é definido como $\{\xi_1, \xi_2^c, \xi_3^b\}$. O nó antecessor a $\omega_3 = 9$, $a(\omega_3 = 9)$, é dado pelo último nó do cenário $\omega_2 = 3$, ξ_2^c , e o conjunto de nós sucessores, $\Delta(\omega_3=9)$, formam os cenários $\omega_4 = 25, 26$ e 27 .

Para resolver (4.20) separa-se cada nó da árvore em um PL e utilizam-se cortes de Benders para determinar as conseqüências futuras da decisão tomada em cada nó. Assim, a formulação do problema para um nó do cenário ω_t no estágio t é apresentada a seguir, sendo que quando $t = T$ não há cortes na formulação.

$$\begin{aligned}
 & \text{Min } c_t^T x_t^{\omega_t} + \alpha_{t+1} \\
 & \text{s.a.:} \\
 & A_t x_t^{\omega_t} = b_t^{\omega_t} - B_t x_{t-1}^{a(\omega_t)}, \\
 & \alpha_{t+1} + \sum_{\omega_{t+1} \in \Delta(\omega_t)} p_{t+1}^{\omega_{t+1}} \pi_{t+1}^{\omega_{t+1}*T} B_{t+1} x_t^{\omega_t} \geq \sum_{\omega_{t+1} \in \Delta(\omega_t)} p_{t+1}^{\omega_{t+1}} z_{t+1}^{\omega_{t+1}*} \sum_{\omega_{t+1} \in \Delta(\omega_t)} p_{t+1}^{\omega_{t+1}} \pi_{t+1}^{\omega_{t+1}*T} B_{t+1} x_t^{\omega_t*}, \\
 & x_t^{\omega_t} \geq 0.
 \end{aligned} \tag{4.21}$$

A estratégia de solução discutida nesta seção é a extensão da DA para o caso multi-estágio (PLE-T). Neste caso, resolvem-se os problemas de cada nó da árvore armazenando as soluções, de $t = 1$ até $t = T$ e atualizando-se os nós sucessores de acordo com a solução ótima encontrada. Esta etapa é conhecida como recursão progressiva (*forward*), pois começa no primeiro estágio e prossegue cronologicamente até o último. Ao final desta etapa avalia-se o critério de convergência como na seção anterior, sendo que Z_{INF} e Z_{SUP} são dados por:

$$Z_{INF} = c_1^T x_1^* + \alpha_2^*, \quad (4.22)$$

$$Z_{SUP} = c_1^T x_1^* + \sum_{t=2}^T \sum_{\omega_t \in \Omega_t} p_t^{\omega_t} c_t^T x_t^{\omega_t*}. \quad (4.23)$$

Se o critério de convergência definido em (4.19) não for atendido, deve-se, então, adicionar novos cortes de Benders. Para tanto, inicia-se a segunda etapa do algoritmo denominada de recursão regressiva (*backward*), pois começa no estágio $t = T$ até $t = 2$. Nesta etapa calculam-se os cortes de Benders a serem adicionados ao cenário antecessor, $a(\omega_t)$, utilizando a metodologia apresentada na seção anterior.

Para realizar a recursão regressiva considera-se a mesma condição inicial utilizada na recursão progressiva, ou seja, o problema (4.21) é construído com a solução do cenário antecessor, obtida na recursão progressiva da mesma iteração. Além disso, destaca-se que para os estágios $t < T$ o corte gerado pelo conjunto de cenários sucessores, $\Delta(\omega_t)$, na iteração atual também é considerado. Depois de terminada a recursão regressiva inicia-se uma nova recursão progressiva e avalia-se a convergência. Se o critério de parada não foi atendido, adicionam-se novos cortes por meio da recursão regressiva. A Figura 4.6 ilustra um algoritmo simplificado do problema.

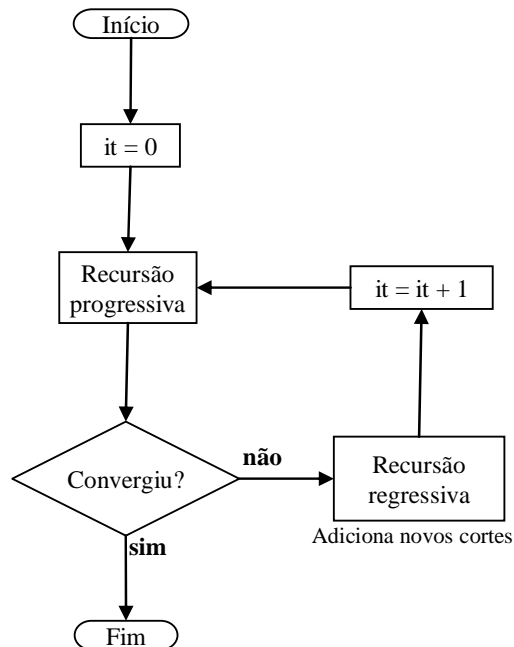


Figura 4.6 - Algoritmo simplificado da Decomposição Aninhada.

Esta metodologia pode ser muito onerosa computacionalmente para casos com grande número de estágios, pois a quantidade de cenários cresce exponencialmente com o número de estágios. Por exemplo, no caso de 120 estágios e 20 nós sucessores para cada cenário ω_t , para $t < T$, ter-se-ia um total de 20^{119} cenários. Dessa forma, faz-se necessário utilizar estratégias para viabilizar a solução, como a PDDE proposta por PEREIRA e PINTO (1991). A próxima seção discutirá as peculiaridades da PDDE, que foi utilizada para o desenvolvimento da plataforma computacional e obtenção dos resultados apresentados no capítulo seguinte.

4.4 Programação Dinâmica Dual Estocástica

A PDDE é uma estratégia de solução para problemas de PLE-T e se baseia na DA, a qual foi objeto de estudo nas duas últimas seções. Na PDDE faz-se um sorteio de Monte Carlo, dentre todos os possíveis cenários da árvore, buscando-se reduzir significativamente o número de cenários no estudo. Nesse caso, considera-se que o problema a ser resolvido é associado à estrutura de cenários apresentada na Figura 4.7.

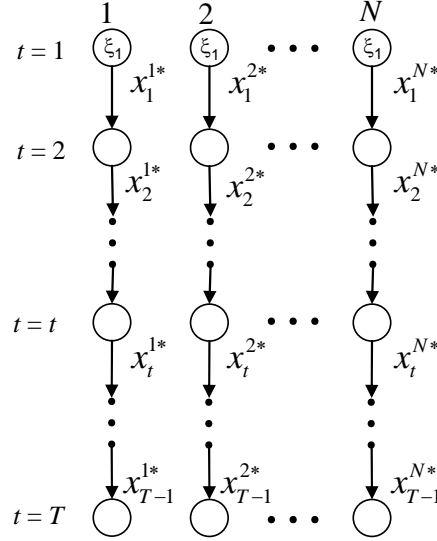


Figura 4.7 - Recursão progressiva com cenários sorteados por Monte Carlo.

Pela Figura 4.7 observa-se que os cenários são independentes, isto ocorre porque se repete o nó do primeiro estágio em cada um dos cenários tornando-os independentes. Assim, após definidos os cenários sorteados utiliza-se uma metodologia bastante similar a DA. Na recursão progressiva mantém-se a estratégia de resolver o problema de cada nó de forma cronológica para $t = 1, 2, \dots, T$; porém, consideram-se apenas os cenários sorteados ao invés da árvore de cenários completa, conforme ilustrado pela Figura 4.7, na qual N refere-se à quantidade de cenários sorteados. Matematicamente, o problema referente a cada cenário ω , continua sendo descrito por (4.21).

Da mesma maneira que na DA, avalia-se a convergência do algoritmo ao final da recursão progressiva. Como na PDDE considera-se que os cenários sorteados são equiprováveis, tem-se que os valores de Z_{INF} e Z_{SUP} são definidos como:

$$Z_{INF} = c_1^T x_1^* + \alpha_1^*, \quad (4.24)$$

$$Z_{SUP} = c_1^T x_1^* + \sum_{t=2}^T \sum_{\omega_t=1}^N \frac{c_t^T x_t^{\omega_t^*}}{N}. \quad (4.25)$$

Além disso, como comentado anteriormente, os cenários são independentes e, portanto, torna-se possível definir um limite superior para o custo de cada cenário ω – Z_{SUP}^{ω} ; sendo que, Z_{SUP} é o valor esperado dos limites superiores dos cenários.

$$Z_{SUP}^{\omega} = c_1^T x_1 + \sum_{t=2}^T c_t^T x_t^{\omega}. \quad (4.26)$$

Na PDDE os valores de Z_{INF} e Z_{SUP} não são suficientes para definir um critério de convergência, pois apenas parte dos cenários são avaliados pela PDDE e, por isso, têm-se valores aproximados. Assim, PEREIRA e PINTO (1991) propuseram utilizar a informação do desvio padrão dos limites superiores dos cenários ($\sigma_{Z_{sup}}$) em relação ao valor médio, o qual pode ser obtido pelo seguinte equacionamento:

$$\sigma_{Z_{sup}} = \frac{1}{N} \sqrt{\sum_{\omega \in \Omega} (Z_{SUP} - Z_{SUP}^{\omega})^2}. \quad (4.27)$$

De acordo com a proposta apresentada por PEREIRA e PINTO (1991), define-se que o algoritmo convergiu quando o Z_{INF} estiver dentro dos limites estabelecidos em (4.28), o que corresponde a 95% da área sob a curva de distribuição de probabilidade normal, ilustrada pela Figura 4.8.

$$Z_{SUP} - 1,96\sigma_Z \leq Z_{INF} \leq Z_{SUP} + 1,96\sigma_Z. \quad (4.28)$$

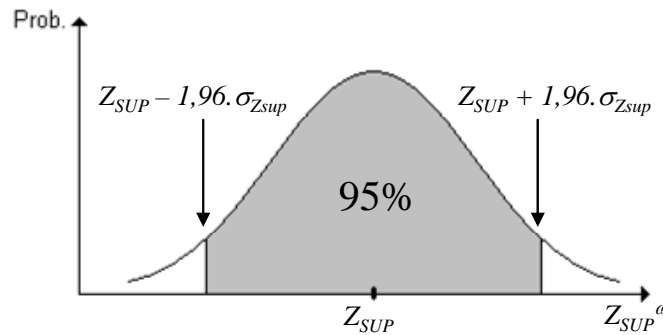


Figura 4.8 - Critério de convergência da PDDE.

Entretanto, no caso do algoritmo não atender ao critério de convergência, inicia-se a recursão regressiva, na qual serão calculados e adicionados novos cortes de Benders. Diferentemente da recursão progressiva, não são considerados apenas os cenários definidos pelo sorteio de Monte Carlo, isto é, na recursão regressiva consideram-se todos os sucessores dos nós pertencentes aos cenários sorteados para gerar o corte, conforme pode ser observado pela Figura 4.9. Assim, constroem-se os problemas dos nós sucessores com

a solução obtida na progressiva e com as realizações pertencentes à árvore de cenários para o nó antecessor.

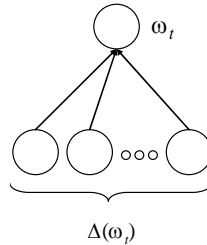


Figura 4.9 - Recursão regressiva.

O algoritmo de solução da PDDE é apresentado esquematicamente na Figura 4.10.

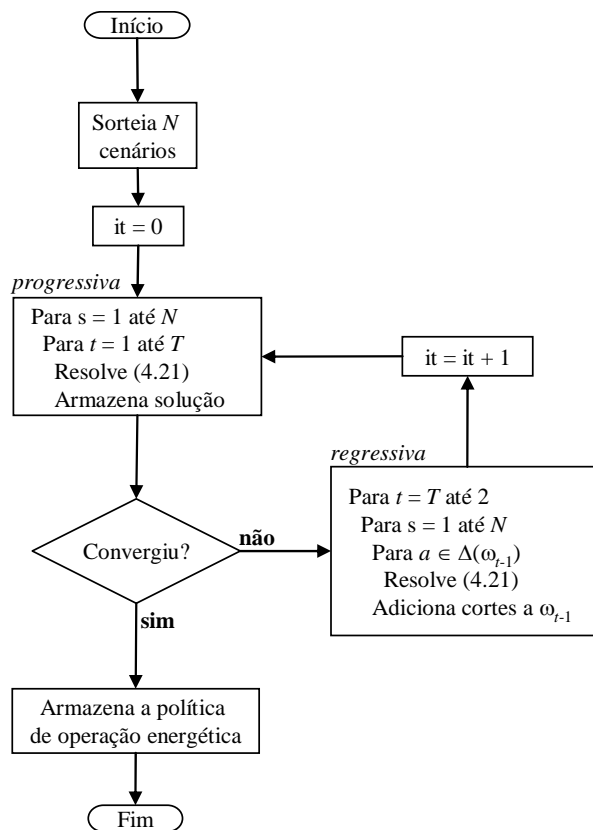


Figura 4.10 - Algoritmo simplificado da PDDE.

A política de operação energética armazenada ao final do algoritmo da PDDE é formada pela Função de Custo Futuro (FCF) de cada estágio. A FCF é constituída pelas

aproximações lineares dos custos futuros e fora denominada de FR na DA. A FCF é utilizada na etapa de planejamento subsequente (curto prazo) e para realizar a simulação da operação, com a qual é possível avaliar índices importantes da operação energética do sistema em estudo como, por exemplo, risco de déficit e custos marginais de operação.

Uma propriedade importante da PDDE e decomposição aninhada é a capacidade de compartilhar os cortes de Benders, isto é, o corte gerado para um cenário pode ser adicionado a todos os cenários do mesmo estágio. Este compartilhamento permite que se adicione N cortes a cada iteração e, conseqüentemente, acelera o processo de convergência do algoritmo. A Seção 4.5 apresenta a prova para a qual assegura-se que o compartilhamento de cortes é possível.

4.5 Compartilhamento dos cortes

Segundo INFANGER e MORTON (1996), um Corte de Benders será válido para um determinado cenário, sempre que a solução dual usada para construir o corte fizer parte do conjunto de soluções viáveis (mesmo que não ótima) do problema dual do cenário. Além disso, precisa-se que os parâmetros estocástico do corte (4.13) sejam iguais também, isto é, para um caso com T estágios os ruídos que compõem os nós descendentes têm que ser iguais para todos os nós de um mesmo estágio.

Dessa forma, para verificar se um corte pode ser compartilhado com os demais cenários, deve-se averiguar se as soluções duais são viáveis para os demais cenários e garantir que a árvore de cenários é composta pelo mesmo conjunto de nós descendentes em estágio do estudo.

Esta seção mostrará que os Cortes de Benders gerados para um cenário podem ser sempre compartilhados entre todos os cenários do mesmo estágio para o caso da PDDE aplicada ao PAOE. Para tanto, utiliza-se uma formulação mais simples, que permita encontrar o problema dual com facilidade e que pode ser comparada ao problema do planejamento hidrotérmico, que será apresentado na próxima seção. Considera-se, assim, o problema retirado de INFANGER e MORTON (1996).

$$\begin{aligned}
& \text{Min } z_t = c_t^{\omega_t} x_t^{\omega_t} + \alpha_{t+1} \\
& \text{s.a.:} \\
& A_t^{\omega_t} x_t^{\omega_t} = b_t^{\omega_t} - E_t^{\omega_t} x_{t-1}^{\omega_t}, \\
& -G_t^{\omega_t} x_t^{\omega_t} + e^T \cdot \alpha_t \geq g_t^{\omega_t}, \\
& x_t \geq 0.
\end{aligned} \tag{4.29}$$

A formulação apresentada acima considera um problema estocástico com dependência temporal, entre os estágios, e nesse caso está sendo avaliado o cenário ω_t . A matriz $E_t^{\omega_t}$ faz a conexão com os estágios anteriores e a matriz $G_t^{\omega_t}$ contém os coeficientes dos Cortes de Benders. Assim, escrevendo o problema dual, temos que:

$$\begin{aligned}
& \text{Max } z_t = \pi_t^T (b_t^{\omega_t} - E_t^{\omega_t} x_{t-1}^{\omega_t}) + \eta_t^T g_t^{\omega_t} \\
& \text{s.a.:} \\
& \pi_t^T A_t^{\omega_t} - \eta_t^T G_t^{\omega_t} \leq c_t^{\omega_t}, \\
& e^T \eta_t = 0, \\
& \pi_t \geq 0, \eta_t \geq 0.
\end{aligned} \tag{4.30}$$

Na formulação apresentada acima o vetor de multiplicadores de Lagrange associados às restrições de igualdade é π_t e de desigualdade é η_t . Analisando esta formulação podemos destacar que as matrizes $A_t^{\omega_t}$ e $G_t^{\omega_t}$, bem como os vetores $c_t^{\omega_t}$ e e^T , são iguais para qualquer cenário de um determinado estágio. Isto ocorre porque no PAOE:

- A matriz $A_t^{\omega_t}$ e o vetor $c_t^{\omega_t}$ são iguais para qualquer cenário de um estágio t , conforme ilustrado no problema descrito por (4.1) a (4.4);
- A matriz $G_t^{\omega_t}$ é composta pelos coeficientes dos Cortes de Benders. Ao considerar que os cortes são compartilhados, tem-se os mesmos coeficientes para qualquer cenário de um estágio t ;
- O vetor e^T é unitário e, portanto, constante ao longo de todos os estágios e cenários.

Em suma, como as restrições do problema dual são as mesmas para todos os cenários de um mesmo estágio, pode-se afirmar que a solução ótima de um cenário é uma solução viável em qualquer outro. Portanto, os cortes gerados por um cenário podem sempre ser compartilhados com os demais para o problema em estudo, desde que a árvore seja construída de maneira adequada.

4.6 Formulação para o PAOE

Nesta seção será apresentada a formulação do PAOE que será utilizada pela PDDE. Inicialmente, mostraremos a formulação para um problema com usinas individualizadas e, então, serão adicionadas as seguintes características do PAOE:

- Representação das usinas hidrelétricas por REE;
- Patamares de carga;
- Modelo $ARP(p)$;
- Cálculo dos coeficientes da FCF;
- Energia afluyente como variável de estado.

A formulação do problema considerando as usinas hidrelétricas individualizadas para um cenário ω_t do estágio t é dada por:

$$z_t = \text{Min} \sum_{j=1}^{NUT} [CT_j g_{jt}^t] + \sum_{k=1}^{NS} [CD_k d_{kt}] + \frac{1}{(1+\beta)} \alpha_{t+1}$$

s.a.

Restrições de Balanço Hídrico

$$v_{i,t+1} + q_{it} + s_{it} - \sum_{m \in M_i} (q_{mt} + s_{mt}) = V_{it} + A_{it}^{\omega_t},$$

Restrições de Atendimento a Demanda

$$\sum_{i \in NUH_k} (\rho_i q_{it}) + \sum_{j \in NUT_k} g_{jt}^t + \sum_{s \in \Gamma_k} [f_{skt} - f_{kst}] + d_{kt} = L_{kt}, \quad (4.31)$$

Função de Custo Futuro

$$\alpha_{t+1} - \sum_{i=1}^{NUH} (\pi_{c,V_i} v_{i,t+1}) \geq \delta_{c,t+1}, \quad c = 1, \dots, NC,$$

Restrições dos Limites das Variáveis

$$x_t \leq x_t \leq \bar{x}_t,$$

em que,

NUT	Quantidade de usinas termelétricas no sistema;
j	Índice de usinas termelétricas;
CG_j	Custo de geração da termelétrica j ;
g_{jt}^t	Geração da termelétrica j no estágio t ;
NS	Quantidade de subsistemas no sistema;
k, s	Índices de subsistemas;
CD_k	Custo do déficit de energia do subsistema k ;
d_{kt}	Déficit de energia do subsistema k no estágio t ;
β	Taxa de desconto;
α_{t+1}	Custo futuro esperado do estágio $t+1$ até T ;
i	Índice de usinas hidrelétricas;
$v_{i,t+1}$	Volume do reservatório da usina i ao final do estágio t ;
q_{it}	Turbinamento da usina i no estágio t ;
s_{it}	Vertimento da usina i no estágio t ;
V_{it}	Volume do reservatório da usina i no início do estágio t ;
$A_{it}^{\omega_t}$	Afluência ao reservatório da usina i no estágio t do cenário ω_t ;

M_i	Conjunto de usinas hidrelétricas a montante da usina i ;
m	Índice de usinas hidrelétricas a montante;
NUH_k	Conjunto de usinas hidrelétricas pertencentes ao subsistema k ;
ρ_i	Produtibilidade equivalente ¹⁸ da usina i ;
NUT_k	Conjunto de usinas termelétrica pertencentes ao subsistema k ;
Γ_k	Conjunto de subsistemas que tem intercâmbio com o subsistema k ;
f_{skt}	Intercâmbio do subsistema s para k no estágio t ;
f_{kst}	Intercâmbio do subsistema k para s no estágio t ;
L_{kt}	Demanda de energia do subsistema k no estágio t ;
NC	Quantidade de Cortes de Benders adicionados até a iteração atual;
c	Índice dos Cortes de Benders;
NUH	Conjunto de usinas hidrelétricas;
π_{c,V_i}	Coefficiente do corte de Benders c associado ao volume final da usina i ;
$\delta_{c,t+1}$	Coefficiente linear do corte c no estágio t ;
x_t	Variáveis de decisão do estágio t ;
\underline{x}_t	Limite inferior das variáveis no estágio t ;
\overline{x}_t	Limite superior das variáveis no estágio t .

Ao aplicar a representação por REE em (4.31) tem-se:

¹⁸ A produtibilidade equivalente é obtida pela multiplicação da produtibilidade específica e queda equivalente.

$$z_t = \text{Min} \sum_{j=1}^{NUT} (CT_j gt_{jt}) + \sum_{k=1}^{NS} \left(\sum_{h=1}^{NDEF} CD_{kh} d_{kht} \right) + \frac{1}{1+\beta} \alpha_{t+1}$$

s.a.

Restrição de Balanço Energético dos REEs

$$ea_{r,t+1} + gh_{rt} + evt_{rt} = FDIN_{rt} \cdot EA_{rt} + FC_{rt} \cdot EC_{rt}^{\omega_t} - EVM_{rt} - EVP_{rt} \quad r = 1, \dots, NR,$$

Restrição Atendimento a Demanda

$$\sum_{r \in NR_k} gh_{rt} + \sum_{j \in NUT_k} gt_{jt} + \sum_{s \in I_k} (f_{skt} - f_{kst}) + \sum_{h=1}^{NDEF} d_{kht} = L_{kt} - \sum_{r \in NR_k} (EVM_{rt} + EFIO_{rt}^{\omega_t}),$$

$$- \sum_{j \in NUT_k} GTMIN_{jt} \quad k = 1, \dots, NS,$$

Limites operativos

$$0 \leq gt_{jt} \leq (GTMAX_{jt} - GTMIN_{jt}), \quad j = 1, \dots, NUT, \tag{4.32}$$

$$0 \leq d_{kht} \leq DMAX_{kht}, \quad k = 1, \dots, NS; h = 1, \dots, NDEF,$$

$$0 \leq f_{skt} \leq FMAX_{skt}, \quad k = 1, \dots, NS; s = 1, \dots, NS,$$

$$0 \leq f_{kst} \leq FMAX_{kst}, \quad k = 1, \dots, NS; s = 1, \dots, NS,$$

$$0 \leq FDIN_{r,t+1} \cdot ea_{r,t+1} \leq EAMAX_{r,t+1}, \quad r = 1, \dots, NR,$$

$$0 \leq gh_{rt} \leq GHMAX_{rt} - EFIO_{rt}^{\omega_t} - EVM_{rt}, \quad r = 1, \dots, NR,$$

Função de Custo Futuro

$$\alpha_{t+1} - \sum_{r=1}^{NR} (\pi_{rc,EA_{t+1}} ea_{r,t+1}) \geq \delta_{c,t+1},$$

em que,

$NDEF$ Quantidade de patamares de déficit;

h Índices de patamares de déficit;

CD_{kh} Custo do déficit de energia do subsistema k no patamar de déficit h ;

d_{kht} Déficit de energia do subsistema k no patamar de déficit h e estágio t ;

NR Quantidade de REEs;

r Índice de REEs;

$ea_{r,t+1}$ Energia armazenada do REE r ao final no estágio t ;

evt_{rt} Energia vertida do REE r no estágio t ;

gh_{rt}	Energia gerada pelo REE r no estágio t ;
$FDIN_{rt}$	Fator de correção da energia armazenada do REE r no estágio t ;
EA_{rt}	Energia armazenada inicial do REE r no estágio t ;
FC_{rt}	Fator de correção da energia controlável do REE r no estágio t ;
EC_{rt}^{ω}	Energia controlável do REE r no estágio t do cenário ω ;
EVM_{rt}	Energia de vazão mínima do REE r no estágio t ;
EVP_{rt}	Energia evaporada do REE r no estágio t ;
NR_k	Conjunto de REEs pertencentes ao subsistema k ;
$EFIO_{rt}^{\omega}$	Energia fio d'água do REE r no estágio t do cenário ω ;
$GTMIN_{jt}$	Geração mínima da termelétrica j no estágio t ;
$GTMAX_{jt}$	Geração máxima da termelétrica j no estágio t ;
$DMAX_{kht}$	Déficit máximo do subsistema k no patamar de déficit h e estágio t ;
$FMAX_{skt}$	Intercâmbio máximo do subsistema s para k no estágio t ;
$FMAX_{kst}$	Intercâmbio máximo do subsistema k para s no estágio t ;
$EAMAX_{r,t+1}$	Energia armazenada máxima do REE r ao final do estágio t ;
$GHMAX_{rt}$	Geração hidráulica máxima do REE r no estágio t ;
$\pi_{rc,EA_{t+1}}$	Coefficiente associado à EA_{t+1} do REE r do corte c no estágio t .

Destaca-se que a geração térmica mínima é considerada como inflexibilidade, ou seja, a usina deve ser sempre despachada nessa potência mínima. Dessa forma, deduz-se a geração térmica mínima de cada usina da demanda do subsistema e da própria geração térmica máxima, mantendo a capacidade de produção usina. Como a inflexibilidade estará sempre intrínseca ao modelo e é conhecida *ex-ante*, esta não é considerada na função objetivo do problema.

Como pode ser observado na formulação acima, o déficit é dividido em patamares, pois o custo associado ao corte de carga aumenta a medida que se corta mais carga. Assim, define-se *NDEF* patamares de déficit de maneira a valorar adequadamente os custos envolvidos com o corte de carga de acordo com a profundidade.

A taxa de desconto é um indicador financeiro para trazer o custo futuro a valor presente. Sendo assim, deve-se atualizar o cálculo do limite superior utilizando no critério de parada.

$$Z_{SUP} = c_1^T x_1^* + \sum_{t=2}^T \frac{1}{(1+\beta)^{t-1}} \left(\sum_{\omega_t=1}^N \frac{c_t^T x_t^{\omega_t,*}}{N} \right), \quad (4.33)$$

$$Z_{SUP}^{\omega} = c_1^T x_1^* + \sum_{t=2}^T \frac{1}{(1+\beta)^{t-1}} c_t^T x_t^{\omega_t,*}. \quad (4.34)$$

4.6.1 Patamares de carga

Patamar de carga é uma divisão do suprimento e, conseqüentemente, de geração de energia de acordo com alguma característica da carga. No caso do PAOE divide-se a demanda em patamares de acordo com a intensidade, isto é, em períodos de maior ou menor consumo. A Figura 4.11 ilustra o caso em que a demanda de energia total constante é classificada em três patamares de carga.

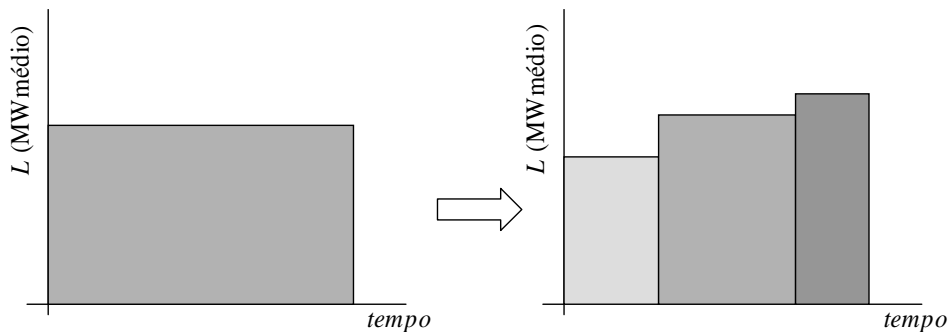


Figura 4.11 - Divisão da demanda de energia em três patamares de carga.

Como pode ser observado na Figura 4.11 o valor máximo de cada patamar é diferente, assim como o tempo em que a demanda permanece em cada patamar. Dessa forma, pode-se calcular a demanda de energia de um subsistema k em um patamar de carga q , como segue:

$$L_{kqt} = L_{kt} FCA_{kqt} FP_{kqt}, \quad (4.35)$$

em que,

q Índice de patamares de carga;

FCA_{kqt} Fator de carregamento do subsistema k no patamar q e estágio t ;

FP_{kqt} Fator de patamar do subsistema k no patamar de carga q e estágio t .

O Fator de Patamar é o tempo de duração de cada patamar de carga no mês, ou seja, quando o fator de patamar for igual a 0,3 significa que em 30% do tempo a demanda está neste patamar. Por isto, a soma dos fatores de patamar deve ser sempre unitária de maneira a se ter 100% do tempo considerado na análise. No caso do planejamento anual da operação energética consideram-se três patamares de carga: leve, média e pesada.

O Fator de Carregamento é uma relação utilizada para aumentar ou diminuir a demanda em um determinado patamar de carga, como por exemplo, na carga leve diminuí-se e na pesada aumenta-se. É importante ressaltar que a soma dos produtos dos fatores de patamar e carregamento deve ser unitária, visto que a soma da demanda de energia em cada patamar deve ser igual à demanda total original.

$$\sum_{q=1}^{NP} FCA_q FP_q = 1, \quad (4.36)$$

em que,

NP Quantidade de patamares de carga.

Ao aplicar os patamares de carga na formulação apresentada em (4.32) precisa-se ajustar algumas restrições. A principal modificação ocorre na restrição de atendimento a demanda, uma vez que se deve ter uma restrição para cada patamar de carga. Dessa forma, utiliza-se uma variável de geração termelétrica e hidrelétrica para cada patamar, assim como uma variável para cada intercâmbio e déficit. Com isso, as novas restrições de atendimento a demanda são dadas por:

$$\sum_{r \in NR_k} gh_{rqt} + \sum_{j \in NUT_k} gt_{jqt} + \sum_{s \in \Gamma_k} (f_{skqt} - f_{ksqt}) + \sum_{h=1}^{NDEF} d_{khqt} = L_{kt} FCA_{kqt} FP_{kqt} - \left[\sum_{r \in NR_k} (EVM_{rt} + EFIO_{rt}^{0r}) + \sum_{j \in NUT_k} GTMIN_{jt} \right] FP_{kqt}, \quad k = 1, \dots, NS; q = 1, \dots, NP, \quad (4.37)$$

em que,

gh_{rqt} Energia gerada pelo REE r no patamar de carga q e estágio t ;

gt_{jqt} Geração da termelétrica j no patamar de carga q e estágio t ;

f_{skqt} Intercâmbio do subsistema s para k no patamar q e estágio t ;

f_{ksqt}	Intercâmbio do subsistema k para s no patamar q e estágio t ;
d_{khqt}	Déficit de energia do subsistema k no patamar de déficit h , patamar de carga q e estágio t .

Como se pode verificar na Equação (4.37), as variáveis de geração, intercâmbio e déficit ficam definidas por patamar também. Dessa forma, devem-se modificar as restrições dos limites das variáveis:

$$0 \leq GT_{jqt} \leq (GTMAX_{jt} - GTMIN_{jt}) FP_{kqt}, \quad j \in NUT_k; k = 1, \dots, NS; q = 1, \dots, NP, \quad (4.38)$$

$$0 \leq d_{khqt} \leq DMAX_{kht} FP_{kqt}, \quad k = 1, \dots, NS; h = 1, \dots, NDEF; q = 1, \dots, NP, \quad (4.39)$$

$$0 \leq f_{skqt} \leq FMAX_{skt} FP_{kqt}, \quad k = 1, \dots, NS; s = 1, \dots, NS; q = 1, \dots, NP, \quad (4.40)$$

$$0 \leq f_{ksqt} \leq FMAX_{kst} FP_{kqt}, \quad k = 1, \dots, NS; s = 1, \dots, NS; q = 1, \dots, NP, \quad (4.41)$$

$$0 \leq gh_{rqt} \leq [GHMAX_{rt} - EFIO_{rt}^{\omega_t} - EVM_{rt}] FP_{kqt}, \quad (4.42)$$

$$r \in NR_k; k = 1, \dots, NS; q = 1, \dots, NP.$$

Pequenas modificações também são necessárias nas restrições de balanço energético dos REEs e na função objetivo do problema, tais alterações são apresentadas a seguir:

$$ea_{r,t+1} + evt_{rt} + \sum_{q=1}^{NP} gh_{rqt} = FDIN_{rt} EA_{rt} - EVP_{rt} - EVM_{rt} + FC_{rt} EC_{rt}^{\omega_t}, \quad r = 1, \dots, NR, \quad (4.43)$$

$$z_t = \text{Min} \sum_{j=1}^{NUT} \left(CT_j \sum_{q=1}^{NP} gt_{jq} \right) + \sum_{k=1}^{NS} \left(\sum_{h=1}^{NDEF} \left(CD_{kh} \sum_{q=1}^{NP} d_{khqt} \right) \right) + \frac{1}{1+\beta} \alpha_{t+1}. \quad (4.44)$$

4.6.2 Modelo ARP(p)

A formulação apresentada até o momento apresenta a energia controlável e fio d'água diretamente; no entanto, essas energias advêm do modelo ARP(p) definido no capítulo anterior. Esta seção adicionará o modelo ARP(p) à formulação do PAOE, o qual deve ser incluído em todas as restrições que contém energia controlável ou fio d'água;

sendo assim, as restrições de balanço energético dos REEs, atendimento a demanda e limite máximo de geração hidrelétrica devem ser alteradas.

É importante ressaltar que o modelo $ARP(p)$ só pode ser adicionado à formulação quando este for modelado considerando a distribuição de probabilidade LogNormal, pois no caso da distribuição Normal o modelo $ARP(p)$ adicionaria não linearidades ao problema. Dessa forma, devem-se considerar as modificações propostas neste tópico apenas nesse caso.

Para aplicar o modelo $ARP(p)$ à formulação devem-se definir os coeficientes do modelo auto-regressivo periódico em função do estágio, uma vez que o modelo $ARP(p)$ foi definido para cada mês do ano e configuração de REE. Além disso, para simplificar a formulação fizeram-se algumas modificações no equacionamento apresentado no capítulo anterior, sendo que este era definido pelo seguinte modelo:

$$\left(\frac{EAF_{r,t} - \overline{EAF^{(m)}}}{desv(EAF^{(m)})} \right) = \phi_{rr1} \left(\frac{EAF_{r,t-1} - \overline{EAF^{(m-1)}}}{desv(EAF^{(m-1)})} \right) + \dots + \phi_{rtp} \left(\frac{EAF_{r,t-p} - \overline{EAF^{(m-p)}}}{desv(EAF^{(m-p)})} \right) + a_{rt}^{\omega_t}, \quad (4.45)$$

em que,

- p Índice da ordem do modelo ARP ;
- $EAF_{r,t-p}$ Energia afluyente do REE r no estágio $(t-p)$;
- m Índice do mês relativo ao estágio t ;
- $\overline{EAF^{(m)}}$ Energia afluyente média do mês m ;
- $desv(EAF^{(m)})$ Desvio padrão da energia afluyente do mês m ;
- ϕ_{rtp} Coeficiente do modelo ARP do REE r no estágio t de ordem p ;
- $a_{rt}^{\omega_t}$ Resíduo do modelo ARP do REE r no estágio t para o cenário ω_t .

No estudo do PAOE a árvore de cenários apresentada na Figura 4.4 é construída com ruídos brancos, distribuição de probabilidade Normal – $N(0,1)$. Assim, o resíduo do modelo $ARP(p)$ é calculado considerando a correlação espacial entre os REEs, aplicada ao ruído branco do cenário em análise e a formulação discutida no capítulo anterior.

Manipulando (4.45) pode-se definir:

$$\varphi_{rp} = \phi_{rp} \frac{desv(EAF^{(m)})}{desv(EAF^{(m-p)})}, \quad (4.46)$$

$$\rho_{rt}^{\omega_t} = \overline{EAF^{(m)}} - \varphi_{r1} \overline{EAF^{(m-1)}} - \dots - \varphi_{rp} \overline{EAF^{(m-p)}} + a_{rt}^{\omega_t} desv(EAF^{(m)}), \quad (4.47)$$

em que,

φ_{rp} Coef. modificado do modelo ARP do REE r no estágio t de ordem p ;
 $\rho_{rt}^{\omega_t}$ Resíduo do modelo ARP do REE r no estágio t do cenário ω_t .

Destaca-se que, como discutido no Capítulo 2, a energia fio d'água deve considerar as perdas devido à limitação de turbinamento máximo das usinas, as quais são obtidas com a curva calculada em função da energia fio d'água bruta. Dessa forma, temos que:

$$EFIO_{rt}^{\omega_t} = EFIOB_{rt}^{\omega_t} - PERDAS_{efio}, \quad (4.48)$$

em que,

$PERDAS_{efio}$ Perdas devido à limitação de turbinamento máximo;
 $EFIOB_{rt}^{\omega_t}$ Energia fio d'água bruta do REE r no estágio t do cenário ω_t .

Sendo que,

$$EFIOB_{rt}^{\omega_t} = (1 - a_r) (\varphi_{r1} EAF_{r,t-1} + \dots + \varphi_{rp} EAF_{r,t-p} + \rho_{rt}^{\omega_t}), \quad (4.49)$$

$$PERDAS_{efio} = befio_2 EFIOB_{rt}^{\omega_t 2} + befio_1 EFIOB_{rt}^{\omega_t} + befio_0, \quad (4.50)$$

em que,

a_r Coeficiente de energia controlável do REE r ;
 $befio_n$ Coeficientes da parábola para $n = 0, 1$ e 2 .

Assim, tem-se que as novas restrições são dadas por:

$$ea_{r,t+1} + evt_{rt} + \sum_{q=1}^{NP} gh_{rq,t} = FDIN_{rt} EA_{rt} - EVP_{rt} - EVM_{rt} + FC_{rt} a_r (\varphi_{r1} EAF_{r,t-1} + \dots + \varphi_{rp} EAF_{r,t-p} + \rho_{rt}^{\omega_t}), \quad r = 1, \dots, NR, \quad (4.51)$$

$$\begin{aligned}
& \sum_{r \in NR_k} gh_{rqt} + \sum_{j \in NUT_k} gt_{jqt} + \sum_{s \in \Gamma_k} (f_{skqt} - f_{ksqt}) + \sum_{h=1}^{NDEF} d_{khqt} = L_{kt} FCA_{kqt} FP_{kqt} \\
& - \sum_{j \in NUT_k} (GTMIN_{jqt} FP_{kqt}) - \sum_{r \in NR_k} (EVM_{rt} FP_{kqt}) \\
& - \sum_{r \in NR_k} \left[(1-a_r) (\varphi_{rt1} EAF_{r,t-1} + \dots + \varphi_{rtp} EAF_{r,t-p} + \rho_{rt}^{\omega_r}) - PERDAS_{efio} \right] FP_{kqt}, \\
& k = 1, \dots, NS; q = 1, \dots, NP,
\end{aligned} \tag{4.52}$$

$$\begin{aligned}
0 \leq gh_{rqt} & \leq GHMAX_{rt} FP_{kqt} - EVM_{rt} FP_{kqt} \\
& - \left[(1-a_r) (\varphi_{rt1} EAF_{r,t-1} + \dots + \varphi_{rtp} EAF_{r,t-p} + \rho_{rt}^{\omega_r}) - PERDAS_{efio} \right] FP_{kqt}, \\
& r \in NR_k; k = 1, \dots, NS; q = 1, \dots, NP.
\end{aligned} \tag{4.53}$$

4.6.3 Coeficientes da Função de Custo Futuro

Os coeficientes de um Corte de Benders que compõe a FCF refletem o quanto seria economizado no futuro se um determinado recurso tivesse uma unidade a mais ao final do estágio. No caso do PAOE, o recurso que acopla os estágios é a energia armazenada e, portanto, o coeficiente deve refletir quanto seria economizado se reservatório terminasse com 1 MW médio a mais de energia armazenada ao final do estágio. Dessa forma, o coeficiente é composto pelos multiplicadores de Lagrange, que estão associados à energia armazenada inicial, visto que o corte é adicionado à FCF do estágio anterior.

Uma maneira de determinar o equacionamento necessário para obter os coeficientes do Corte de Benders é construir a função objetivo do problema dual, conforme foi apresentado na Seção 4.2. Neste caso, a função objetivo é formada pela soma dos produtos dos multiplicadores de Lagrange pela restrição associada ao respectivo multiplicador. Sabendo que o valor da função objetivo é o mesmo para a solução ótima do problema primal e dual, ao derivar a função objetivo do problema dual encontra-se a variação marginal do problema primal em relação à variável.

A função objetivo do problema dual pode ser escrita como sendo:

$$\begin{aligned}
z_t = \text{Max} \quad & \lambda^T FDIN_{rt} EA_{rt} - \lambda^T EVM_{rt} - \lambda^T EVP_{rt} \\
& + \lambda^T \left[FC_{rt} a_r (\varphi_{rt1} EAF_{r,t-1} + \dots + \varphi_{rtp} EAF_{r,t-p} + \rho_{rt}) \right] \\
& - \tau^T \sum_{j \in NUT_k} GTMIN_{jqt} + \tau^T L_{kt} FCA_{kqt} FP_{kqt} - \tau^T \sum_{r \in NR_k} (EVM_{rt} FP_{kqt}) \\
& - \tau^T \sum_{r \in NR_k} \left[(1 - a_r) (\varphi_{rt1} EAF_{r,t-1} + \dots + \varphi_{rtp} EAF_{r,t-p} + \rho_{rt}) - PERDAS_{efio} \right] FP_{kqt} \\
& - \gamma^T \left[(1 - a_r) (\varphi_{rt1} EAF_{r,t-1} + \dots + \varphi_{rtp} EAF_{r,t-p} + \rho_{rt}) - PERDAS_{efio} \right] FP_{kqt} \\
& + \gamma^T GHMAX_{rt} FP_{kqt} - \gamma^T EVM_{rt} FP_{kqt} + \eta^T [\delta_t] + \psi_1^T EAMAX_{rt} \\
& + \psi_2^T FMAX_{skt} FP_{kqt} + \psi_3^T FMAX_{kst} FP_{kqt} + \psi_4^T (GTMAX_{jt} - GTMIN_{jt}) FP_{kqt} \\
& + \psi_5^T DMAX_{kht} FP_{kqt},
\end{aligned} \tag{4.54}$$

em que,

- λ Vetor de multiplicadores de Lagrange associados à restrição de balanço energético;
- τ Vetor de multiplicadores de Lagrange associados à restrição de atendimento a demanda;
- γ Vetor de multiplicadores de Lagrange associados à restrição de geração hidráulica máxima;
- η Vetor de multiplicadores de Lagrange associados aos Cortes de Benders;
- Ψ_1 Vetor de multiplicadores de Lagrange associados à restrição de energia armazenada máxima;
- $\Psi_2 \Psi_3$ Vetores de multiplicadores de Lagrange associados às restrições de intercâmbios máximos;
- Ψ_4 Vetor de multiplicadores de Lagrange associados à restrição de geração térmica máxima;
- Ψ_5 Vetor de multiplicadores de Lagrange associados à restrição de déficit de energia máximo.

Sabendo que,

$$\begin{aligned}
\pi_{r,EA_{r+1}} &= \frac{\partial z_t}{\partial EA_{rt}} = \lambda_r \frac{\partial(FDIN_{rt}EA_{rt})}{\partial EA_{rt}} + \lambda_r \frac{\partial(FC_{rt})}{\partial EA_{rt}} EC_{rt} \\
&\quad - \lambda_r \frac{\partial(EVM_{rt})}{\partial EA_{rt}} - \lambda_r \frac{\partial(EVP_{rt})}{\partial EA_{rt}} - \left(\sum_{q=1}^{NP} (\tau_{kq} FP_{kqt}) \right) \left[\frac{\partial(EVM_{rt})}{\partial EA_{rt}} \right] \\
&\quad + \left(\sum_{q=1}^{NP} (\gamma_{rq} FP_{kqt}) \right) \left[\frac{\partial(GHMAX_{rt})}{\partial EA_{rt}} - \frac{\partial(EVM_{rt})}{\partial EA_{rt}} \right].
\end{aligned} \tag{4.55}$$

E, dado que,

$$FC_{rt} = bfc_{2t}(FDIN_{rt}EA_{rt})^2 + bfc_{1t}(FDIN_{rt}EA_{rt}) + bfc_{0t}, \tag{4.56}$$

$$EVM_{rt} = bev_{m2}(FDIN_{rt}EA_{rt})^2 + bev_{m1}(FDIN_{rt}EA_{rt}) + bev_{m0}, \tag{4.57}$$

$$EVP_{rt} = bev_{p2t}(FDIN_{rt}EA_{rt})^2 + bev_{p1t}(FDIN_{rt}EA_{rt}) + bev_{p0t}, \tag{4.58}$$

$$GHMAX_{rt} = bgh_{m2}(FDIN_{rt}EA_{rt})^2 + bgh_{m1}(FDIN_{rt}EA_{rt}) + bgh_{m0}. \tag{4.59}$$

Então, temos que:

$$\begin{aligned}
\pi_{r,EA} &= \lambda_r FDIN_{rt} + \lambda_r \left[2bfc_{2t}FDIN_{rt}^2 EA_{rt} + bfc_{1t}FDIN_{rt} \right] EC_{rt} \\
&\quad - \lambda_r \left[2bev_{m2}FDIN_{rt}^2 EA_{rt} + bev_{m1}FDIN_{rt} \right] \\
&\quad - \lambda_r \left[2bev_{p2t}FDIN_{rt}^2 EA_{rt} + bev_{p1t}FDIN_{rt} \right] \\
&\quad - \left(\sum_{q=1}^{NP} (\tau_{kq} FP_{kqt}) \right) \left[2bev_{m2}FDIN_{rt}^2 EA_{rt} + bev_{m1}FDIN_{rt} \right] \\
&\quad + \left(\sum_{q=1}^{NP} (\gamma_{rq} FP_{kqt}) \right) \left[2bgh_{m2}FDIN_{rt}^2 EA_{rt} + bgh_{m1}FDIN_{rt} \right] \\
&\quad - \left(\sum_{q=1}^{NP} (\gamma_{rq} FP_{kqt}) \right) \left[2bev_{m2}FDIN_{rt}^2 EA_{rt} + bev_{m1}FDIN_{rt} \right].
\end{aligned} \tag{4.60}$$

Sobretudo, verifica-se que os coeficientes do corte referente à energia armazenada são compostos pelos multiplicadores de Lagrange das restrições de balanço energético dos REEs, atendimento a demanda e limite de geração hidráulica máxima. Isto ocorre porque apesar da energia armazenada estar diretamente relacionada apenas à restrição de balanço energético, a quantidade de energia no reservatório afeta outros parâmetros, como a

energia de vazão mínima, energia evaporada e o coeficiente de correção da energia controlável.

4.6.4 Energia Afluente como Variável de Estado

Uma metodologia utilizada no modelo computacional do PAOE é considerar as energias afluentes como variáveis de estado (CEPEL, 2001). Neste caso, considera-se que a energia afluente é um recurso do problema e, portanto, também é considerada no Corte de Benders. Com isso, como os cortes são compartilhados entre os cenários, o corte carrega a informação do cenário em que foi criado para os demais cenários. Esta metodologia só pode ser aplicada quando for considerado o modelo ARP(p) LogNormal.

A nova formulação dos cortes é dada por:

$$\alpha_{t+1} - \sum_{r=1}^{NR} \overline{\pi_{rct, EAF1}} EAF_{rt} - \dots - \sum_{r=1}^{NUHE} \overline{\pi_{rct, EAFp}} EAF_{r,t-p+1} - \sum_{r=1}^{NR} \overline{\pi_{rct, EA}} EA_{r,t+1} \geq \overline{z_{t+1}} - \sum_{r=1}^{NR} \overline{\pi_{rct, EA}} EA_{r,t+1}^{it} - \sum_{r=1}^{NR} \overline{\pi_{rct, EAF1}} EAF_{rt}^{\omega_t} - \dots - \sum_{r=1}^{NR} \overline{\pi_{rct, EAFp}} EAF_{r,t-p+1}^{\omega_t}, \quad (4.61)$$

em que,

$\overline{\pi_{rct, EA}}$	Coeficiente associado à EA_{t+1} do REE r do corte c no estágio t ;
$\overline{\pi_{rct, EAF1}}$	Coeficiente associado à EAF_1 do REE r do corte c no estágio t ;
$\overline{\pi_{rct, EAFp}}$	Coeficiente associado à EAF_{t-p} do REE r do corte c no estágio t ;
$EAF_{r,t-p+1}$	Energia afluente do REE r no estágio $(t-p+1)$;
$EAF_{rt}^{\omega_t}$	Energia afluente do REE r do cenário ω_t em que o corte foi criado no estágio t ;
$EAF_{r,t-p+1}^{\omega_t}$	Energia afluente do REE r do cenário ω_t em que o corte foi criado no estágio $(t-p+1)$;
$EA_{r,t+1}^{it}$	Energia armazenada do REE r no início do estágio $(t+1)$ na iteração it em que o corte foi criado;
$\overline{z_{t+1}}$	Custo total médio do conjunto de cenários sucessores, $\Delta(\omega_t)$.

Substituindo a Energia Afluente do estágio atual pelo modelo auto-regressivo periódico, temos que:

$$\begin{aligned}
\alpha_{t+1} & - \sum_{r=1}^{NR} \overline{\pi_{rct, EAF1}} \left(\varphi_{rt1} EAF_{r,t-1} + \dots + \varphi_{rtp} EAF_{r,t-p} + \rho_{rt}^{o_t} \right) - \dots \\
& - \sum_{r=1}^{NUHE} \overline{\pi_{rct, EAFp}} EAF_{r,t-p+1} - \sum_{r=1}^{NR} \overline{\pi_{rct, EA}} EA_{r,t+1} \geq \overline{z_{t+1}} \\
& - \sum_{r=1}^{NR} \overline{\pi_{rct, EAF1}} \left(\varphi_{rt1} EAF_{r,t-1} + \dots + \varphi_{rtp} EAF_{r,t-p} + \rho_{rt}^{o_t} \right) - \dots \\
& - \sum_{r=1}^{NR} \overline{\pi_{rct, EAFp}} EAF_{r,t-p+1} - \sum_{r=1}^{NR} \overline{\pi_{rct, EA}} EA_{r,t+1}^{it}.
\end{aligned} \tag{4.62}$$

O cálculo dos coeficientes relativos à energia armazenada ao final do estágio em que o corte é inserido permanece o mesmo, conforme apresentado no tópico anterior; enquanto que o equacionamento para obtenção do coeficiente da energia afluyente do estágio anterior é dado por:

$$\begin{aligned}
\frac{\partial z_t}{\partial EAF_{r,t-1}} & = \pi_{r, EAF1} = \lambda_r FC_{rt} a_r \varphi_{rt1} + \eta^T \left[\pi_{r, EAF1} \varphi_{rt1} + \pi_{r, EAF2} \right] \\
& - \left(\sum_{q=1}^{NP} \left(\tau_{kq} FP_{kqt} \right) \right) \left[(1-a_r) \varphi_{rt1} - \left(2befio_2 (1-a_r)^2 \varphi_{rt1} EAF_{rt} + befio_1 (1-a_r) \varphi_{rt1} \right) \right] \\
& - \left(\sum_{q=1}^{NP} \left(\gamma_{rq} FP_{kqt} \right) \right) \left[(1-a_r) \varphi_{rt1} - \left(2befio_2 (1-a_r)^2 \varphi_{rt1} EAF_{rt} + befio_1 (1-a_r) \varphi_{rt1} \right) \right].
\end{aligned} \tag{4.63}$$

Da mesma forma, para dois estágios anteriores temos que:

$$\begin{aligned}
\frac{\partial z_t}{\partial EAF_{r,t-2}} & = \pi_{r, EAF2} = \lambda_r FC_{rt} a_r \varphi_{rt2} + \eta^T \left[\pi_{r, EAF1} \varphi_{rt2} + \pi_{r, EAF3} \right] \\
& - \left(\sum_{q=1}^{NP} \left(\tau_{kq} FP_{kqt} \right) \right) \left[(1-a_r) \varphi_{rt2} - \left(2befio_2 (1-a_r)^2 \varphi_{rt,2} EAF_{rt} + befio_1 (1-a_r) \varphi_{rt2} \right) \right] \\
& - \left(\sum_{q=1}^{NP} \left(\gamma_{rq} FP_{kqt} \right) \right) \left[(1-a_r) \varphi_{rt2} - \left(2befio_2 (1-a_r)^2 \varphi_{rt,2} EAF_{rt} + befio_1 (1-a_r) \varphi_{rt2} \right) \right].
\end{aligned} \tag{4.64}$$

Assim, podemos generalizar a equação para a energia afluyente de p estágios anteriores:

$$\begin{aligned}
\frac{\partial z_t}{\partial EAF_{r,t-p}} &= \pi_{r,EAFp} = \lambda_r FC_{rt} a_r \varphi_{rtp} + \eta^T \left[\pi_{r,EAF1} \varphi_{rtp} + \pi_{r,EAF(p+1)} \right] \\
&- \left(\sum_{q=1}^{NP} (\tau_{kq} FP_{kqt}) \right) \left[(1-a_r) \varphi_{rtp} - \left(2befio_2 (1-a_r)^2 \varphi_{rt,p} EAF_{rt} + befio_1 (1-a_r) \varphi_{rtp} \right) \right] \\
&- \left(\sum_{q=1}^{NP} (\gamma_{rq} FP_{kqt}) \right) \left[(1-a_r) \varphi_{rtp} - \left(2befio_2 (1-a_r)^2 \varphi_{rt,p} EAF_{rt} + befio_1 (1-a_r) \varphi_{rtp} \right) \right].
\end{aligned} \tag{4.65}$$

4.6.5 Formulação Completa do PAOE

Por fim, apresenta-se a formulação completa para um cenário ω_t de um estágio t , dada por:

$$z_t = \text{Min} \sum_{j=1}^{NUT} \left(CT_j \sum_{q=1}^{NP} gt_{jq} \right) + \sum_{k=1}^{NS} \left(\sum_{h=1}^{NDEF} \left(CD_{kh} \sum_{q=1}^{NP} d_{khqt} \right) \right) + \frac{1}{1+\beta} \alpha_{t+1}$$

s.a.:

Restrição de Balanço Hídrico

$$\begin{aligned}
ea_{r,t+1} + evt_{rt} + \sum_{q=1}^{NP} gh_{rqt} &= FDIN_{rt} EA_{rt} - EVP_{rt} - EVM_{rt} \\
&+ FC_{rt} a_r \left(\varphi_{rt1} EAF_{r,t-1} + \dots + \varphi_{rtp} EAF_{r,t-p} + \rho_{rt}^{\omega_t} \right), \quad r = 1, \dots, NR,
\end{aligned}$$

Restrição de Atendimento a Demanda

$$\begin{aligned}
\sum_{r \in NR_k} gh_{rqt} + \sum_{j \in NUT_k} gt_{jq} + \sum_{s \in \Gamma_k} (f_{skqt} - f_{ksqt}) + \sum_{h=1}^{NDEF} d_{khqt} &= L_{kt} FCA_{kqt} FP_{kqt} \\
&- \sum_{j \in NUT_k} (GTMIN_{jt} FP_{kqt}) - \sum_{r \in NR_k} (EVM_{rt} FP_{kqt}) \\
&- \sum_{r \in NR_k} \left[(1-a_r) \left(\varphi_{rt1} EAF_{r,t-1} + \dots + \varphi_{rtp} EAF_{r,t-p} + \rho_{rt}^{\omega_t} \right) - PERDAS_{efio} \right] FP_{kqt}, \\
&k = 1, \dots, NS; q = 1, \dots, NP,
\end{aligned} \tag{4.66}$$

Restrição de Limite de Geração Termelétrica

$$0 \leq gt_{jq} \leq (GTMAX_{jt} - GTMIN_{jt}) FP_{kqt}, \quad j \in NUT_k; k = 1, \dots, NS; q = 1, \dots, NP,$$

Restrição de Limite de Déficit

$$0 \leq d_{khqt} \leq DMAX_{kht} FP_{kqt}, \quad k = 1, \dots, NS; h = 1, \dots, NDEF; q = 1, \dots, NP,$$

Restrição de Limite de Intercâmbios

$$0 \leq f_{skqt} \leq FMAX_{skt} FP_{kqt}, \quad k = 1, \dots, NS; s = 1, \dots, NS; q = 1, \dots, NP,$$

$$0 \leq f_{ksqt} \leq FMAX_{kst} FP_{kqt}, \quad k = 1, \dots, NS; s = 1, \dots, NS; q = 1, \dots, NP,$$

Restrição de Limite de Energia Armazenada ao Final do Estágio

$$0 \leq FDIN_{r,t+1} ea_{r,t+1} \leq EAMAX_{r,t+1}, \quad r = 1, \dots, NR,$$

Restrição de Limite de Geração Hidráulica

$$0 \leq gh_{rqt} \leq GHMAX_{rt} FP_{kqt} - (1 - a_r) (\varphi_{rt1} EAF_{r,t-1} + \dots + \varphi_{rtp} EAF_{r,t-p} + \rho_{rt}^{\omega_t}) FP_{kqt} \\ - PERDAS_{efio} FP_{kqt} - EVM_{rt} FP_{kqt}, \quad r \in NR_k; k = 1, \dots, NS; q = 1, \dots, NP,$$

Cortes de Benders – Função de Custo Futuro

$$\alpha_{t+1} - \sum_{r=1}^{NR} \frac{\pi_{rct, EAF1}}{\pi_{rct, EAF1}} (\varphi_{rt1} EAF_{r,t-1} + \dots + \varphi_{rtp} EAF_{r,t-p} + \rho_{rt}^{\omega_t}) - \dots \\ - \sum_{r=1}^{NUHE} \frac{\pi_{rct, EAFp}}{\pi_{rct, EAFp}} EAF_{r,t-p+1} - \sum_{r=1}^{NR} \frac{\pi_{rct, EA}}{\pi_{rct, EA}} ea_{r,t+1} \geq z_{t+1} \\ - \sum_{r=1}^{NR} \frac{\pi_{rct, EAF1}}{\pi_{rct, EAF1}} (\varphi_{rt1} EAF_{r,t-1} + \dots + \varphi_{rtp} EAF_{r,t-p} + \rho_{rt}^{\omega_t}) - \dots \\ - \sum_{r=1}^{NR} \frac{\pi_{rct, EAFp}}{\pi_{rct, EAFp}} EAF_{r,t-p+1} - \sum_{r=1}^{NR} \frac{\pi_{rct, EA}}{\pi_{rct, EA}} EA_{r,t+1}^i, \quad c = 1, \dots, NC.$$

4.7 Conclusão

Neste capítulo discutiram-se os principais conceitos da PDDE, metodologia de otimização estocástica implementada na plataforma computacional desenvolvida. Adicionalmente, apresentou-se a formulação do problema do PAOE para um cenário ω_t de um estágio t considerando todos os aspectos da modelagem, tais como: representação por REE, modelo ARP(p), patamares de carga e déficit, cálculo dos coeficientes da FCF e a energia afluyente como variável de estado.

A PDDE é uma estratégia de solução que se baseia na Decomposição Aninhada (DA), sendo que a principal diferença é a amostragem de cenários por meio de um sorteio de Monte Carlo. A amostragem permite reduzir o tamanho do problema, visto que no caso brasileiro tem-se 20¹¹⁹ cenários de afluência. Entretanto, a convergência do problema não

se dá de forma direta, como no caso da DA, a qual avalia se os limites inferiores e superiores são iguais dentro de uma pequena tolerância; no caso da PDDE torna-se necessário definir uma área de convergência, pois como será observado no próximo capítulo o limite inferior pode ultrapassar o superior.

Na Seção 4.5apresentou-se a prova de que se pode compartilhar os cortes de Benders entres cenários de um mesmo estágio, uma vez que a região viável do problema dual é igual para todos os cenários de um mesmo estágio. No entanto, os coeficientes dos cortes são determinados em função da Função Objetivo do problema dual, que é diferente para cada cenário. Assim, faz-se necessária uma análise mais criteriosa da prova apresentada nesta dissertação.

5. RESULTADOS

5.1 Introdução

Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos com a plataforma computacional desenvolvida nesta dissertação, utilizando a formulação e metodologias propostas nos capítulos anteriores. Inicialmente será ilustrado o sistema hidrotérmico utilizado, bem como os principais dados que serão usados em todos os estudos de casos. Em seguida serão apresentadas as configurações dos estudos de casos e, por conseguinte, os resultados e as análises.

Também serão avaliados diversos aspectos relacionados ao PAOE, tais como a representação do REE por Subsistema e por Cascata, o uso da energia afluenta como variável de estado, o modelo $ARP(p)$ considerando distribuições de probabilidade Normal e LogNormal, tamanho do horizonte de estudo, quantidade de cenários sorteados e aberturas¹⁹ para formar a árvore de cenários. Destaca-se que o principal estudo refere-se à representação do REE e, portanto, a maior parte dos aspectos citados acima foi analisada para os casos em que o REE foi agregado por Subsistema e por Cascata.

5.2 Sistema hidrotérmico

Os resultados apresentados neste capítulo foram obtidos para o Sistema Interligado Nacional (SIN), para as condições de armazenamento ao final de Janeiro de 2008. Os dados referentes às usinas foram retirados integralmente do conjunto de arquivos utilizado para realizar os estudos energéticos de Fevereiro de 2008 pelo NEWAVE, que está

¹⁹ A quantidade de aberturas é igual à quantidade de nós sucessores.

disponível no site da CCEE²⁰. Os dados de patamares de carga e déficit, limites de intercâmbio e demanda são valores aproximados²¹ do mesmo conjunto de arquivos citados acima.

Além disso, a plataforma também considera as expansões das usinas hidrelétricas (UHEs) e termelétricas (UTEs), assim como as alterações em alguns dos parâmetros das usinas. O fato de haver expansões e modificações importantes nas UHEs torna necessário o uso de várias configurações hidrelétricas para os REEs, conforme discutido no Capítulo 2.

Para este estudo, o SIN foi dividido em 4 subsistemas, de acordo com a classificação adotada nos estudos energéticos no Brasil: Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Sul (SU), Nordeste (NE) e Norte (NO). A Figura 5.1 ilustra a posição geográfica de cada subsistema, bem como os intercâmbios disponíveis.



Figura 5.1 - Posição geográfica dos subsistemas e intercâmbios.

Atualmente, o Sistema Elétrico Brasileiro possui 136 usinas hidrelétricas e 106 usinas termelétricas, desconsiderando as usinas de pequeno porte, isto é, aquelas com

²⁰ CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, www.ccee.org.br.

²¹ Estes dados são definidos para cada mês do horizonte de estudo no NEWAVE e na plataforma desenvolvida, os mesmos são considerados constantes ao longo de todo período, exceto pela demanda que considera um crescimento de 4,5% ao ano.

capacidade de produção menor que 30MW. Neste dado, ressalta-se que algumas UHEs foram agregadas em uma única equivalente na base de dados do NEWAVE, conforme é o caso das usinas do complexo de Paulo Afonso e Moxotó, visto que a usina de Itaparica tem duas usinas imediatamente a jusante, dificultando a distribuição de maneira adequada da água turbinada/vertida por esta usina. As usinas estão distribuídas nos subsistemas segundo apresentado na Tabela 5.1, na qual destaca-se que a maior parte das usinas se concentra no subsistema SE/CO.

Tabela 5.1 - Distribuição de UHEs e UTEs nos subsistemas.

Subsistema	Nº de UHE	Nº de UTE
SE/CO	97	45
SU	29	18
NE	7	41
NO	3	2
Total	136	106

Na representação por REE as UHEs foram agregadas por subsistema e por cascata, sendo que, no Apêndice 1 é apresentado como foi feita a divisão por cascatas e a qual subsistema cada cascata pertence. As características do sistema são independentes de como as UHEs foram agregadas para formar os REEs. Dessa forma, a Tabela 5.2 ilustra os limites de intercâmbios entre os subsistemas, na qual ressalta-se que o subsistema Imperatriz é utilizado apenas como nó de ligação entre os subsistemas SE/CO, NO e NE – conforme Figura 5.1.

Tabela 5.2 - Limites de intercâmbios (MWmédio) entre os subsistemas.

		Destino				
		SE/CO	SU	NE	NO	Imperatriz
Origem	SE/CO		5480	760	-	2770
	SU	5287		-	-	-
	NE	200	-		-	1827
	NO	-	-	-		4000
	Imperatriz	3277	-	3130	2500	

A demanda de energia de cada subsistema é apresentada na Tabela 5.3, enquanto que os patamares de déficit e o custo de cada patamar de déficit são ilustrados pela Tabela 5.4. O percentual da profundidade de cada patamar do déficit é relativo à demanda do subsistema em cada estágio em estudo.

Tabela 5.3 - Demanda de energia (MWmédio) dos subsistemas.

Mês	Subsistema			
	SE/CO	SU	NE	NO
Fevereiro/2008	32896	8842	7779	3689
Março/2008	33773	9039	7732	3680
Abril/2008	34142	9133	7750	3670
Mai/2008	33526	8741	7681	3670
Junho/2008	32909	8522	7557	3732
Julho/2008	32793	8508	7419	3736
Agosto/2008	32833	8448	7437	3707
Setembro/2008	33255	8403	7524	3744
Outubro/2008	33422	8317	7692	3754
Novembro/2008	33528	8363	7867	3741
Dezembro/2008	33167	8449	7889	3729
Janeiro/2009	32698	8579	7850	3696

Tabela 5.4 - Profundidade e custo dos patamares de déficit para cada subsistema.

	Profundidade (%)				Custo (R\$/MWh)			
	1	2	3	4	1	2	3	4
SE/CO	5	5	10	80	944,1	2037,61	4257,97	4838,69
SU	5	5	10	80	944,1	2037,61	4257,97	4838,69
NE	5	5	10	80	944,1	2037,61	4257,97	4838,69
NO	5	5	10	80	944,1	2037,61	4257,97	4838,69

A demanda de cada subsistema foi dividida em três patamares de carga: leve (38%), média (52%) e pesada (10%). As demais características do sistema hidrotérmico são apresentadas na Tabela 5.5.

Tabela 5.5 - Demais características.

Característica	SE/CO	SU	NE	NO
Volume Inicial (%)	50,87	63,30	30,63	29,98
Crescimento da carga (% ao ano)	4,5	4,5	4,5	4,5
Geração de Pequenas Usinas (MWmédio)	2000	700	300	40
Fator de Carregamento Leve	0,841	0,800	0,879	0,953
Fator de Carregamento Médio	1,070	1,100	1,060	1,017
Fator de Carregamento Pesado	1,240	1,240	1,150	1,090

Nos casos em que as UHEs foram agregadas por subsistema, considerou-se que as energias afluentes dos meses anteriores ao estudo são dadas pelos valores da Tabela 5.6. No caso em que as UHEs são agregadas por cascata, utilizou-se os valores do último ano do histórico de afluências.

Tabela 5.6 - Energia afluentes (MWmédio) dos meses anteriores ao início do estudo.

Mês	Subsistema			
	SE/CO	SU	NE	NO
Janeiro/2008	33622	6691	5400	3899
Dezembro/2007	28658	6545	4631	2317
Novembro/2007	22955	11830	1954	1167
Outubro/2007	13002	7976	1926	902
Setembro/2007	12967	6580	2558	890
Agosto/2007	18467	5197	2972	1119
Julho/2007	22916	9572	3346	1555
Junho/2007	23344	6772	3760	2592
Mai/2007	28066	17191	5357	5921
Abril/2007	33994	7422	8011	11475
Março/2007	49255	7802	20479	14450
Fevereiro/2007	86996	5771	21089	12679

5.3 Configurações dos estudos de casos

Os resultados a serem apresentados na Seção 5.4 foram obtidos por meio da Simulação da Operação Energética, na qual se executa uma nova recursão progressiva ao final do algoritmo da PDDE, considerando 2000 novos cenários. Para tanto, realiza-se um novo sorteio de Monte Carlo, na mesma árvore em que foram sorteados os cenários utilizados pela PDDE, para determinar a política ótima de operação energética. Dessa forma, consegue-se avaliar como a política de operação energética encontrada pela PDDE se comporta para um conjunto de cenários diferentes.

Os resultados serão analisados considerando diversas configurações do problema do PAOE, envolvendo o modelo $ARP(p)$, a representação por REE, construção e sorteio da árvore de cenários, entre outras características. Além disso, será apresentado o resultado obtido com o programa NEWAVE – Caso 0, quando considerados os dados apresentados na seção anterior. Assim, a Tabela 5.7 apresenta um resumo dos casos que foram estudados.

Tabela 5.7 - Configuração dos casos avaliados.

Nº	REE	H	HP	NC	NA	M_ARP	EAF	L_EAF	N_SEM
0	SEE	5	5	200	20	LOG	Sim	-	1
1-2	SEE	5	5	200	20	LOG	Não	Não	2
3-4	CAS	5	5	200	20	LOG	Não	Não	2
5	SEE	5	5	200	20	NOR	Não	Não	1
6	SEE	5	5	200	20	LOG	Sim	Não	1
7	SEE	5	5	200	20	LOG	Sim	Sim	1
8	SEE	3	0	200	20	LOG	Sim	Sim	1
9	CAS	3	0	200	20	LOG	Sim	Sim	1
10	SEE	3	0	200	20	LOG	Não	Não	1
11	CAS	3	0	200	20	LOG	Não	Não	1
12	SEE	3	0	400	20	LOG	Sim	Sim	1
13	CAS	3	0	400	20	LOG	Sim	Sim	1
14	SEE	3	0	100	20	LOG	Sim	Sim	1

15	CAS	3	0	100	20	LOG	Sim	Sim	1
16	SEE	3	0	200	10	LOG	Sim	Sim	1
17	CAS	3	0	200	10	LOG	Sim	Sim	1
18	SEE	3	0	200	25	LOG	Sim	Sim	1
19	CAS	3	0	200	25	LOG	Sim	Sim	1

Em que,

Nº	Número do caso;
SEE	UHEs agregadas por subsistemas;
CAS	UHEs agregadas por cascata;
H	Número de anos no horizonte de estudo;
HP	Número de anos no horizonte de pós-estudo;
NC	Número de cenários sorteados para a PDDE;
NA	Número de aberturas da árvore, isto é, consideradas no <i>backward</i> ;
M_ARP	Modelo $ARP(p)$;
LOG	Modelo $ARP(p)$ considerando distribuição LogNormal;
NOR	Modelo $ARP(p)$ considerando distribuição Normal;
EAF	Considera a energia afluenta como variável de estado no algoritmo da PDDE;
L_EAF	Limita o modelo $ARP(p)$ para não ter nenhum coeficiente negativo ²² ;
N_SEM	Número de sementes utilizadas para gerar a árvore de cenários.

Para todos os estudos de casos foram considerados 2000 cenários na simulação da operação energética e um número máximo de iterações para a PDDE igual a 20. Neste ponto é importante ressaltar que o critério de convergência é o número máximo de iterações, pois como será visto no decorrer dos resultados com o critério proposto em (4.28), o programa convergiria nas primeiras iterações com uma política de operação inadequada, impossibilitando o uso do critério de parada apresentado no capítulo anterior.

²² Como será observado nos resultados obtidos, estes indicam que parte dos problemas de alguns casos, quando a energia afluenta é considerada como variável de estado, são devidos a presença de coeficientes positivos nos cortes de Benders. Os coeficientes positivos na FCF são consequência de coeficiente negativos no modelo $ARP(p)$.

5.4 Resultados

Os casos apresentados na seção anterior serão avaliados considerando os resultados obtidos pela simulação da operação. Como a simulação da operação considera diversos cenários possíveis e sabendo que estes são equiprováveis, os valores discutidos nesta seção referem-se ao valor médio dos parâmetros, com exceção do risco de déficit.

Os casos processados com o programa desenvolvido neste trabalho foram executados em duas máquinas com sistema operacional Windows XP, descritas abaixo.

1. Core 2 Duo 1.66 GHz com 2Gb RAM;
2. Athlon 64 X2 Dual Core 2.11 GHz com 2Gb RAM.

De maneira a facilitar o acompanhamento dos resultados, esta seção foi dividida em cinco subseções, sendo que em cada uma repetem-se as configurações dos casos que serão analisados.

5.4.1 Comparação com o NEWAVE

Na primeira subseção são avaliados os resultados dos primeiros 4 casos, que serão utilizados para comparar com os resultados obtidos pelo NEWAVE. Os quatro casos estudados tiveram a mesma configuração, exceto pela representação do REE por Subsistema nos dois primeiros e por Cascata nos dois últimos. Utilizou-se duas sementes para gerar a árvore de cenários, uma para os casos 1 e 3 e outra para 2 e 4; a semente define a árvore de cenários, assim, com a mesma semente tem-se a mesma árvore de cenários e, sementes diferentes, geram árvores de cenários diferentes. A Tabela 5.8 apenas repete as informações da Tabela 5.7.

Tabela 5.8 - Casos para comparação com o NEWAVE.

Nº	REE	H	HP	NC	NA	M_ARP	EAF	L_EAF	N_SEM
0	SEE	5	5	200	20	LOG	Sim	-	1
1-2	SEE	5	5	200	20	LOG	Não	Não	2
3-4	CAS	5	5	200	20	LOG	Não	Não	2

A Tabela 5.9 apresenta os tempos computacionais para cada caso, assim como o computador no qual foi processado e os limites inferiores (Z_{INF}) e superiores (Z_{SUP}) dos custos. A plataforma foi desenvolvida utilizando técnicas de processamento paralelo e, portanto, todos os casos abaixo foram processados com 2 processadores, exceto o NEWAVE, que foram utilizados 9 processadores (Pentium IV 2.4 GHz com 256 Mb RAM, com sistema operacional LINUX Mandrake). De acordo com os resultados obtidos pela plataforma desenvolvida nesta dissertação, este é um problema com elevada granularidade, pois se obteve uma eficiência acima de 95%. Dessa forma, no caso de um único processador teríamos praticamente o dobro do tempo de processamento, enquanto que o uso de mais máquinas possibilitaria reduzir bastante o tempo.

Tabela 5.9 - Solução dos estudos de caso.

Caso	Computador	Tempo computacional (h)	Z_{INF} (10^{10} R\$)	Z_{SUP} (10^{10} R\$)
0	-	16	6,05	7,40
1	1	52,5	31,8	6,57
2	2	70	31,5	8,71
3	1	158,5	19,4	6,48
4	2	211,5	18,5	7,16

A Figura 5.2 apresenta a evolução dos limites inferiores e superiores dos custos ao longo das iterações para os casos 1 e 2, apresentados na Tabela 5.9, enquanto que a Figura 5.3 ilustra os casos 3 e 4. Pelas figuras se verifica que o valor do Z_{INF} ultrapassa rapidamente o Z_{SUP} ; com isso, o intervalo de convergência definido no capítulo anterior não é adequado como critério de parada, pois o algoritmo convergiria muito cedo e não permitiria encontrar uma política de operação apropriada para o PAOE.

Ao analisar as figuras se observa que os custos superiores ficaram em um patamar bastante similar em todos os casos. No entanto, os custos inferiores apresentam uma característica diferente. Nos casos do REE por Subsistema (1 e 2) nas últimas iterações o valor está se aproximando ao patamar máximo, enquanto que nos outros dois casos (3 e 4) o valor tem uma tendência de subida.

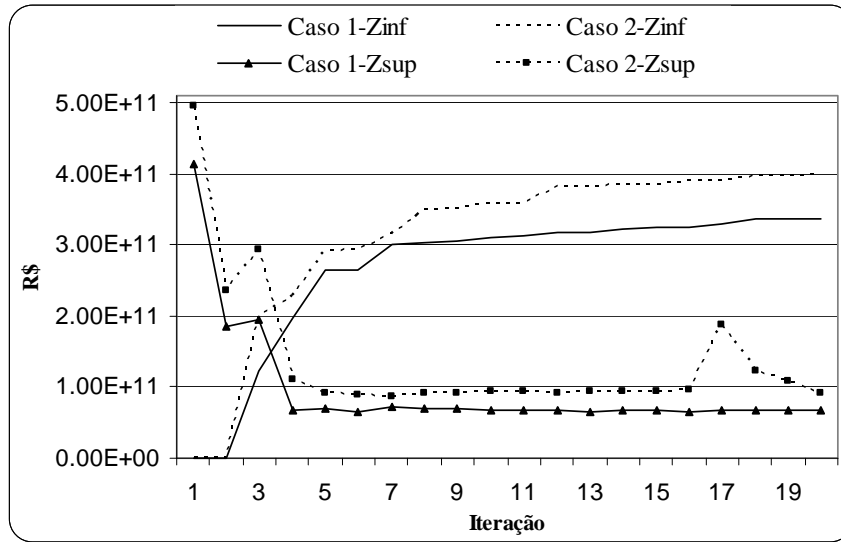


Figura 5.2 - Evolução do Z_{INF} e Z_{SUP} - Casos 1 e 2.

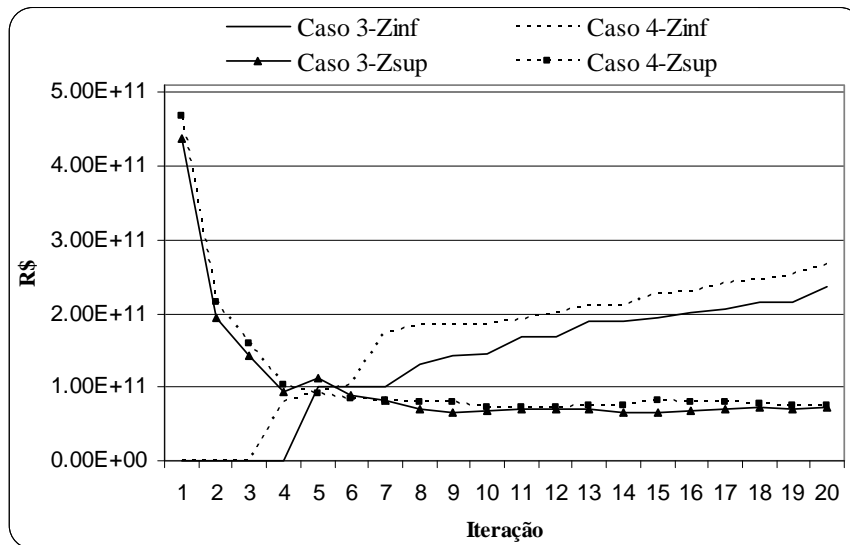


Figura 5.3 - Evolução do Z_{INF} e Z_{SUP} - Casos 3 e 4.

A Tabela 5.10 apresenta o risco de déficit e a Energia Esperada Não Suprida (EENS²³) para o estágio mais crítico, no período do horizonte de estudo. Pela tabela abaixo

²³ EENS é calculada para cada estágio como o valor médio da energia não suprida nos 2000 cenários, sendo esta determinada pela soma da energia não suprida total em cada patamar de carga ponderada pelo fator de patamar de carga. O estágio mais crítico é aquele com maior EENS.

se percebe que o risco de déficit é maior para os casos com o maior Z_{SUP} , isto era esperado porque o déficit de energia é responsável por uma parcela significativa nos custos desses casos. Pela Tabela 5.10 verifica-se que os riscos de déficit dos casos rodados com a plataforma computacional ficaram abaixo do risco encontrado pelo NEWAVE. Além disso, verifica-se que os casos com REE por Cascata (3 e 4) apresentaram uma maior consistência quanto ao valor do risco de déficit, pois os valores para sementes diferentes foram mais compatíveis do que os casos do REE por Subsistema (1 e 2).

Tabela 5.10 - Risco de déficit e EENS.

Caso	Risco de déficit (%)				EENS (MWmédio)			
	SE/CO	SU	NE	NO	SE/CO	SU	NE	NO
0	37,75	43,70	62,05	44,20	299,1	77,6	52,0	27,5
1	0,35	1,95	30,35	73,90	0	0,36	4,96	2,81
2	2,60	15,60	16,45	43,75	6,38	2,51	11,93	7,59
3	7,70	13,35	19,80	71,30	0	0,01	0	17,74
4	8,00	13,75	22,20	49,45	0,84	1,05	4,55	18,79

A Figura 5.4 ilustra o comportamento do Custo Marginal de Operação (CMO) médio no subsistema SE/CO para os dois primeiros anos do estudo, o qual foi calculado considerando o CMO de cada patamar de carga e o percentual do tempo que o sistema está em cada patamar.

Na Figura 5.4 se verifica que os casos em que os REEs foram agregados por Cascata apresentaram um CMO significativamente menos volátil que os demais casos. Além disso, pode-se observar que o custo acompanha a tendência hidrológica do subsistema, uma vez que as aflúências no subsistema SE/CO costumam ser mais elevadas no verão (Novembro a Fevereiro). Este comportamento não foi verificado nos primeiros meses do estudo, devido ao armazenamento dos reservatórios, que como pode ser visualizado na Figura 5.8 teve um aumento marcante nos primeiros estágios do estudo. Ressalta-se que os CMOs dos casos rodados foram menores do que o do NEWAVE, o qual não apresentou a mesma consistência com a sazonalidade da energia afluyente.

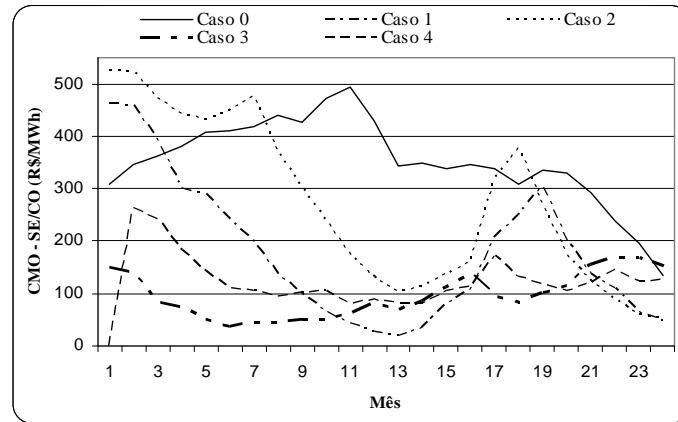


Figura 5.4 - CMO médio do subsistema SE/CO para os casos 1 a 4.

A Figura 5.5 ilustra a geração hidrelétrica e termelétrica média no primeiro ano de estudo. Como poderá ser observado pela figura Figura 5.6, os casos 1 a 4 consideraram a energia de vazão mínima nula. Portanto, obteve-se uma quantidade de geração hidrelétrica significativamente maior do que no Caso 0. Isto ocorreu porque as inflexibilidades das termelétricas, a energia de vazão mínima e a energia fio d'água não são consideradas na figura abaixo, estes valores são apresentados na Figura 5.6, e ainda precisam ser adicionados para encontrar a geração total que atende a demanda.

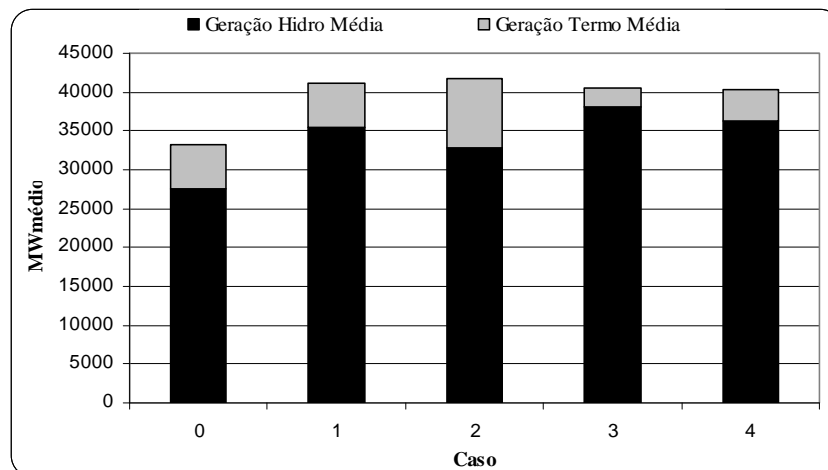


Figura 5.5 - Geração hidrelétrica e termelétrica média.

Pela Figura 5.5 nota-se que a quantidade de geração hidrelétrica e termelétrica variou bastante entre os cenários. Este comportamento já havia sido observado pela variação dos CMOs. Nos casos 3 e 4 com REE por Cascata uma menor quantidade de energia termelétrica foi despachada em comparação com os casos 1 e 2 e, como esperado, isto se refletiu em CMOs menores para esses casos. Na Figura 5.6 observa-se que a energia fio d'água nos casos com REE por Cascata foi aproximadamente 15% maior que os casos com REE por Subsistema. Como comentado anteriormente, nos casos 1 a 4 a energia de vazão mínima foi considerada nula, conforme pode ser visto na figura abaixo.

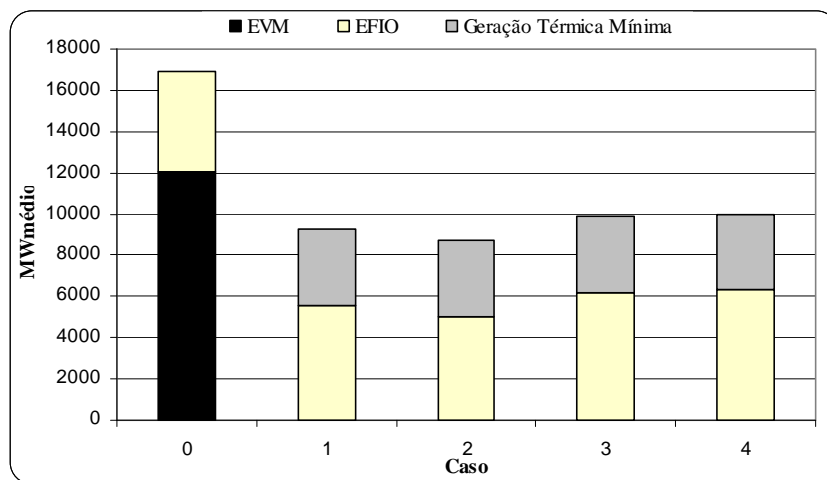


Figura 5.6 - Energia de vazão mínima, energia fio d'água e geração térmica mínima.

A inflexibilidade termelétrica é exatamente a mesma para todos os casos. Para o Caso 0 a inflexibilidade termelétrica é a mesma que os casos rodados com a plataforma desenvolvida, porém os arquivos de resultado do NEWAVE apresentam a produção termelétrica total.

A Figura 5.7 mostra a geração total hidrelétrica e termelétrica média para o primeiro ano, bem como a geração de pequenas usinas que é constante ao longo de todo horizonte de estudo. Nesta figura se verifica que a geração termelétrica do caso processado no NEWAVE foi menor do que os casos em estudo, mas o CMO foi maior. Isto indica que pode haver alguma diferença importante entre os modelos implementados pelo NEWAVE e pela plataforma desenvolvida.

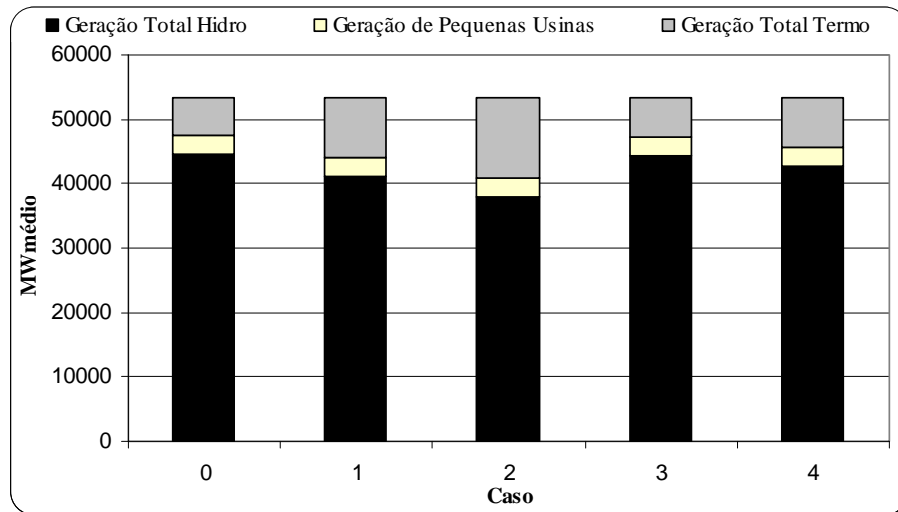


Figura 5.7 - Geração total hidrelétrica e termelétrica e de pequenas usinas.

A Figura 5.8 apresenta a energia armazenada ao final do estágio para os três primeiros anos do horizonte de estudo para o subsistema SU, enquanto que a Figura 5.9 ilustra para o subsistema SE/CO. Da mesma forma que nas figuras anteriores, o Caso 0 é apresentado em todas as figuras como parâmetro de comparação com os resultados obtidos. É importante destacar que os casos com REE por Cascata o valor da energia armazenada corresponde a soma das energias armazenadas dos REEs, que compõem cada um dos subsistemas.

Nessas figuras observa-se que o armazenamento do SU tem um comportamento mais aleatório do que no SE/CO. Isto ocorre devido à reduzida capacidade de armazenamento do SU em relação ao SE/CO e, ainda, que as afluências no SU têm um comportamento mais volátil. Pelas figuras abaixo se verifica que a quantidade de energia armazenada no Caso 0 é menor, sendo que a geração hidrelétrica foi equivalente para os casos dos REEs por Cascata, conforme Figura 5.7. Dessa forma, tem-se que a árvore de cenários, utilizada para calcular a política de operação no modelo implementado nesta dissertação, possui uma energia afluente esperada maior.

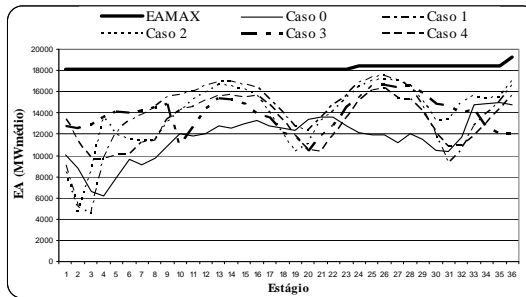


Figura 5.8 - EA_{t+1} do subsistema SU - Casos 1 a 4.

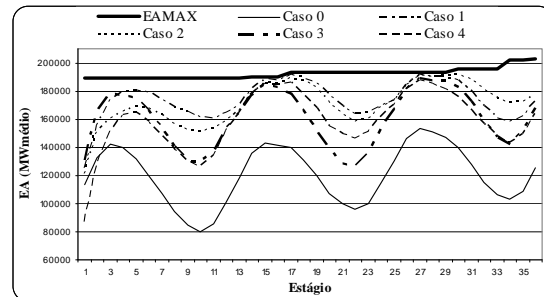


Figura 5.9 - EA_{t+1} do subsistema SE/CO - Casos 1 a 4.

5.4.2 Energia Afluente como variável de estado

Nos quatro casos estudados na subseção anterior, a energia afluente não foi considerada como variável de estado. No entanto, com se utiliza um modelo $ARP(p)$ para gerar as afluições que compõem a árvore de cenários, a consideração da energia afluente como variável de estado pode acrescentar informações importantes na política de operação.

Dessa forma, nesta subseção serão estudados os três casos apresentados na Tabela 5.11. No Caso 5 avalia-se o uso do modelo Normal no $ARP(p)$ e, como comentado nos capítulos anteriores, neste caso não se pode considerar a energia afluente como variável de estado devido às não linearidades que seriam adicionadas ao problema. No Caso 6 considera-se novamente o modelo LogNormal com energia afluente como variável de estado. No Caso 7 limitam-se os coeficientes autoregressivos do modelo $ARP(p)$ para que sejam sempre positivos. Nesse caso, para garantir que os coeficientes autoregressivos sejam positivos, reduz-se a ordem máxima do modelo até que se obtenha um modelo com todos os coeficientes positivos.

Tabela 5.11 - Configuração dos casos avaliados.

Nº	REE	H	HP	NC	NA	M_ARP	EAF	L_EAF	N_SEM
0	SEE	5	5	200	20	LOG	Sim	-	1
5	SEE	5	5	200	20	NOR	Não	Não	1
6	SEE	5	5	200	20	LOG	Sim	Não	1
7	SEE	5	5	200	20	LOG	Sim	Sim	1

A Tabela 5.12 apresenta os resultados do Z_{INF} e Z_{SUP} para os casos em estudo nesta subseção. Assim como, o tempo computacional total e o computador utilizado para o processamento dos casos. Mantêm-se os resultados do Caso 0 (NEWAVE) para fins de comparação.

Tabela 5.12 - Solução dos estudos de caso.

Caso	Computador	Tempo computacional (h)	Z_{INF} (10^{10} R\$)	Z_{SUP} (10^{10} R\$)
0	-	16	6,05	7,40
5	2	69	27,6	6,36
6	1	87	215	20,9
7	2	106	43,5	6,61

A Figura 5.10 mostra a evolução do Z_{INF} e Z_{SUP} para os casos 5, 6 e 7, na qual se verifica que o custo superior do Caso 6 ficou bem acima dos demais casos. Os resultados iniciais indicam que os problemas encontrados no Caso 6 advêm de coeficientes positivos nos cortes de Benders. Assim, ao limitar que o modelo autoregressivo tenha apenas coeficientes positivos (Caso 7) garante-se que todos os coeficientes dos cortes são sempre negativos. Dessa forma, se observa que no caso 7 o custo superior ficou em um patamar mais compatível com os casos anteriores.

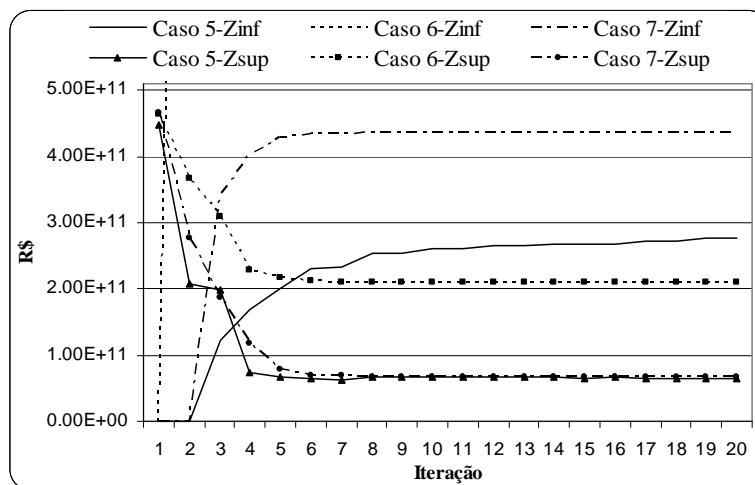


Figura 5.10 - Evolução do Z_{INF} e Z_{SUP} - Casos 5, 6 e 7.

O Caso 5 apresentou resultados muito parecidos com os quatro da subseção 5.4.1, sendo que a única diferença para os dois primeiros casos é o uso de um modelo Normal no modelo $ARP(p)$. Destaca-se, também, que foi o menor custo superior encontrado nos casos com 120 estágios (10 anos de estudo), o qual mede os custos reais da operação em cada estágio do horizonte.

Pela Tabela 5.13 se observa que os casos que consideram a energia afluyente como variável de estado em longos horizontes de estudo, apresentaram índices muito elevados de risco de déficit e EENS. O Caso 5, que utilizou o modelo $ARP(p)$ Normal, verificou-se risco de déficit e EENS compatíveis com os resultados encontrados nos casos 1 a 4.

Tabela 5.13 - Risco de déficit e EENS.

Caso	Risco de déficit (%)				EENS (MWmédio)			
	SE/CO	SU	NE	NO	SE/CO	SU	NE	NO
0	37,75	43,70	62,05	44,20	299,1	77,6	52,0	27,5
5	0,95	1,80	7,80	17,45	0	0,01	0	0,49
6	100	100	99,95	99,95	1843,13	1017,94	325,30	311,29
7	80,25	85,70	58,20	76,90	255,63	417,41	21,39	56,22

Pela Figura 5.11 se percebe que o CMO do Caso 5 foi bastante similar aos encontrados nos casos da subseção 5.4.1. O Caso 6, com energia afluyente no corte, apresentou CMOs muito maiores do que os obtidos no Caso 5 e NEWAVE. Isto ocorre devido a grande quantidade de cenários com déficit de energia e, portanto, o custo marginal é formado pelo custo do déficit, que é superior aos R\$ 494,46/MWh encontrados pelo NEWAVE. Por outro lado, no Caso 7, com a limitação de coeficientes autoregressivos positivos, obteve-se CMOs equivalentes aos encontrados no Caso 5.

O CMO do Caso 6 indica que a política de operação não está utilizando a água de maneira eficiente, pois o valor da água (custo marginal de operação das hidrelétricas) está muito elevado. Isto pode ser deduzido devido ao elevado CMO no primeiro estágio; pois, apesar de haver água nos reservatórios, conforme pode ser visualizado na Figura 5.15, a política de operação está indicando que é melhor cortar carga do que gerar energia

hidrelétrica. No Caso 7 o problema foi reduzido, mas mantêm-se o elevado risco de déficit e CMOs mais altos do que os casos 1 a 5. Assim como nos 4 primeiros casos, observa-se nos três casos a consistência com a sazonalidade das afluições.

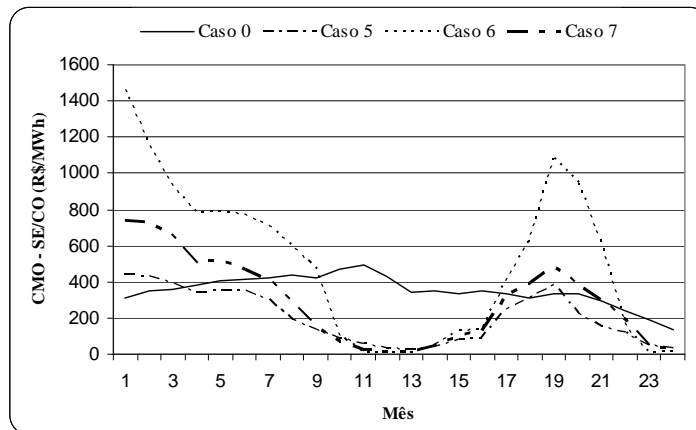


Figura 5.11 - CMO médio do subsistema SE/CO para os casos 5 a 7.

A Figura 5.12 ilustra a geração hidrelétrica e termelétrica média no primeiro ano de estudo. Na figura abaixo se observa que a geração hidrelétrica média foi menor nos três casos em estudo, quando comparado ao NEWAVE. Isto ocorre porque a soma da energia de vazão mínima e energia fio d'água foram maiores nos casos 5 a 7 do que o Caso 0, conforme pode ser observado pela Figura 5.13, que apresenta os valores médios de geração termelétrica mínima, energia de vazão mínima e energia fio d'água para o primeiro ano.

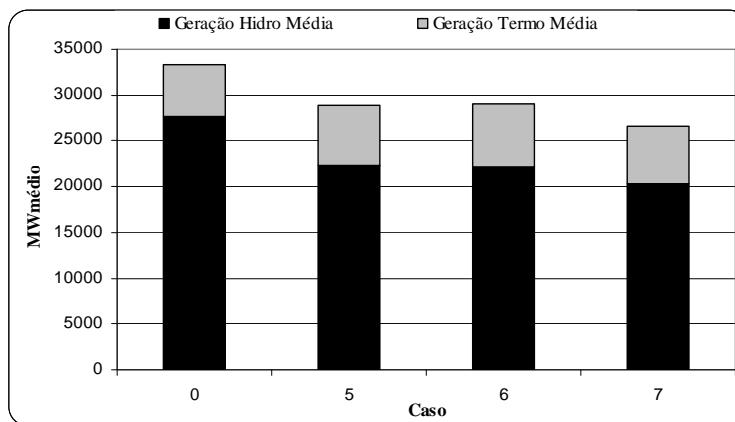


Figura 5.12 - Geração hidrelétrica e termelétrica média.

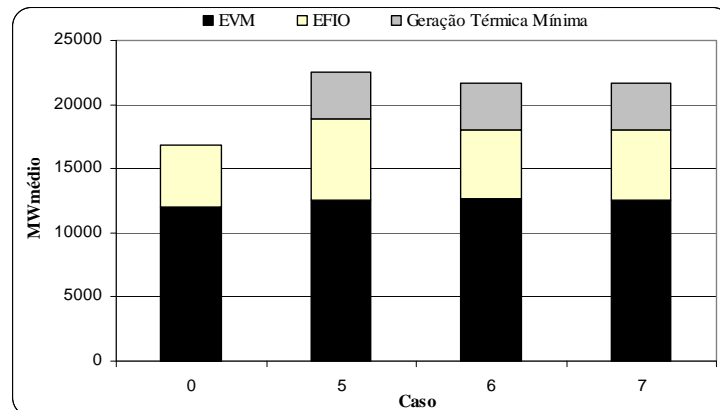


Figura 5.13 - Energia de vazão mínima, energia fio d'água e geração térmica mínima.

A Figura 5.14 ilustra a geração total hidrelétrica e termelétrica média para o primeiro ano, bem como a geração de pequenas usinas que é constante ao longo de todo horizonte de estudo. Pela figura abaixo se percebe que a geração total média é a mesma para todos os casos exceto o Caso 6, no qual a política de operação provocou déficit desde o primeiro estágio.

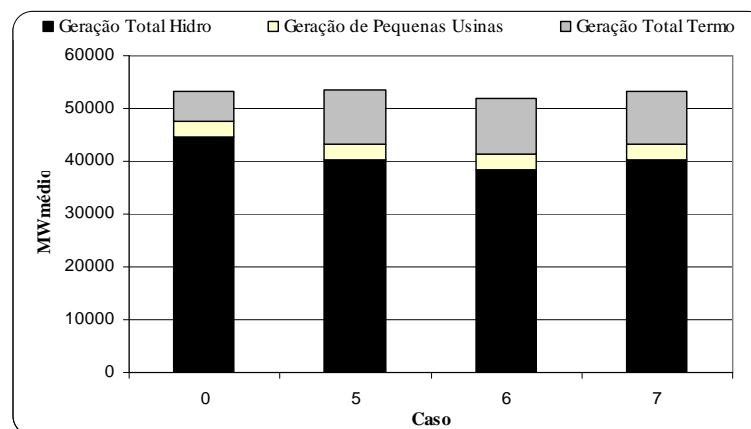


Figura 5.14 - Geração total hidrelétrica e termelétrica e de pequenas usinas.

A Figura 5.15 ilustra a energia armazenada ao final do estágio para os três primeiros anos do horizonte de estudo para o subsistema SU e a Figura 5.16 para o subsistema SE/CO. Assim como nos casos anteriores se verifica que o armazenamento do SU tem um comportamento mais aleatório do que no SE/CO.

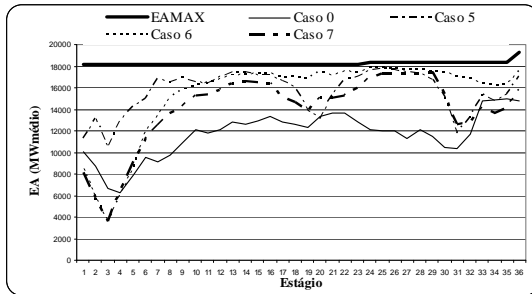


Figura 5.15 - EA_{t+1} do subsistema SU - Casos 5 a

7.

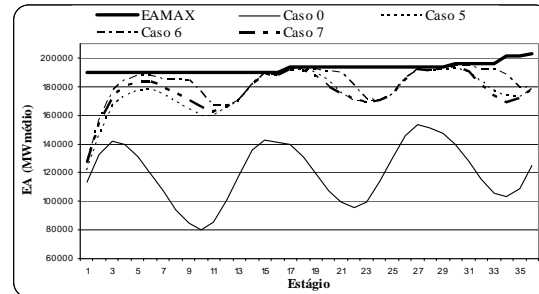


Figura 5.16 - EA_{t+1} do subsistema SE/CO - Casos

5 a 7.

5.4.3 Redução do horizonte de estudo

Nos quatro casos que serão estudados nesta subseção (8 a 11) reduziu-se o horizonte de 10 anos para 3 anos e, com isso, busca-se avaliar o efeito da redução no horizonte de estudo na política de operação. A Tabela 5.14 apresenta um resumo das configurações dos casos em estudo nessa subseção, sendo que pode ser observada a redução no horizonte de estudo. Além disso, destaca-se que no Caso 8 o REE foi agregado por Subsistema e o Caso 9, por Cascata, em ambos os casos considerou-se o modelo $ARP(p)$ LogNormal com energia afluente como variável de estado e com a limitação dos coeficientes autoregressivos serem sempre positivos. Por outro lado, os Casos 10 e 11 não consideraram a energia afluente como variável de estado e os REEs foram agregados por Subsistema e Cascata, respectivamente.

Tabela 5.14 - Configuração dos casos avaliados.

Nº	REE	H	HP	NC	NA	M_ARP	EAF	L_EAF	N_SEM
0	SEE	5	5	200	20	LOG	Sim	-	1
8	SEE	3	0	200	20	LOG	Sim	Sim	1
9	CAS	3	0	200	20	LOG	Sim	Sim	1
10	SEE	3	0	200	20	LOG	Não	Não	1
11	CAS	3	0	200	20	LOG	Não	Não	1

A Tabela 5.15 apresenta os resultados do Z_{INF} e Z_{SUP} para os casos em estudo nesta subseção, assim como o tempo computacional total e o computador utilizado para o processamento dos casos. Mantêm-se os resultados do Caso 0 (NEWAVE) para fins de comparação. Os valores do Z_{INF} e Z_{SUP} observados para esses casos não podem ser diretamente comparados com o NEWAVE, devido à significativa redução no horizonte de estudo.

Tabela 5.15 - Solução dos estudos de caso.

Caso	Computador	Tempo computacional (h)	Z_{INF} (10^{10} R\$)	Z_{SUP} (10^{10} R\$)
0	-	16	6,05	7,40
8	1	23	3,57	0,377
9	2	91	6,52	0,547
10	1	15	3,18	1,15
11	1	54,5	1,26	0,478

Na Figura 5.17, que apresenta os valores do Z_{INF} e Z_{SUP} para cada iteração, pode-se observar que os valores dos limites superiores na primeira iteração foram idênticos aos da Figura 5.18, confirmando que os cenários sorteados são exatamente o mesmo para os dois casos. Ao analisar o comportamento e o resultado final obtido, se verifica que a solução encontrada tem um custo significativamente menor (limite superior) no Caso 8 quando comparado ao Caso 10, enquanto que os casos 9 e 11 apresentaram valores bastante similares.

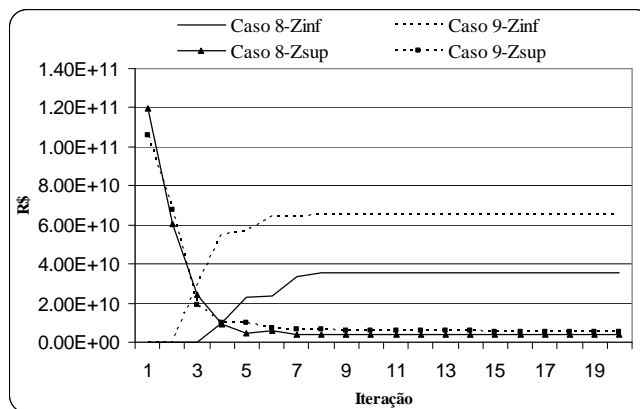


Figura 5.17 - Evolução do Z_{INF} e Z_{SUP} - Casos 8 e 9.

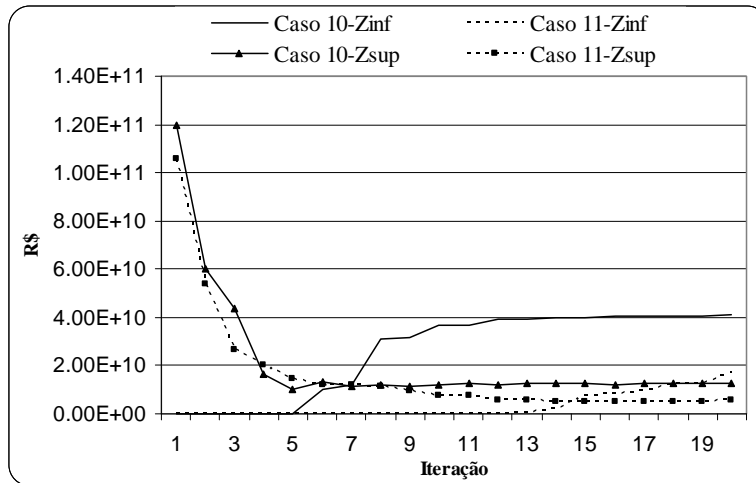


Figura 5.18 - Evolução do Z_{INF} e Z_{SUP} - Casos 10 e 11.

É importante ressaltar que o Caso 8, por Subsistema, encontrou uma política de operação mais barata que o Caso 9, por Cascata. Este último teve um custo inferior muito superior ao primeiro. Isto pode ser consequência de uma quantidade maior de coeficientes de energia aflente no corte, pois nos casos 1-4 e 10-11 percebe-se um comportamento contrário. Apesar disso, os custos superiores, que determinam o custo esperado real da operação, dos casos 8 e 9 foram próximos. Por outro lado, nos casos da Figura 5.18, verifica-se um custo superior razoavelmente menor quando os REEs foram representados por cascata.

Os casos 8 e 9, nos quais a energia aflente foi considerada no corte, “convergiram”²⁴ para valores próximos da solução final na 11ª iteração, enquanto que nos casos 10 e 11 o resultado da 20ª iteração indica que ainda poderia ser encontrada uma política de operação melhor. Com isso, se observou que houve uma aceleração no processo de convergência nos casos com energia aflente no corte. Como os casos com a energia aflente “convergiram” mais rápido, os estudos de casos das próximas subseções foram feitos considerando-a nos cortes. Nestas são feitas análises de sensibilidade quanto à quantidade de cenários sorteados e de aberturas para construir a árvore.

²⁴ Neste caso considera-se convergência, pois os valores de Z_{INF} e Z_{SUP} permanecem praticamente constantes indicando que a política de operação encontrada tende a ser definitiva para o caso em estudo.

A Tabela 5.16 apresenta o risco de déficit e a EENS para os casos em estudo nesta subseção. É relevante destacar que não se verificou o mesmo problema encontrado nos casos 6 e 7, isto é, riscos de déficits e EENS elevado quando a energia afluyente foi considerada como variável de estado. Assim, os resultados indicam que os problemas encontrados nos casos 6 e 7 podem ser consequência da quantidade de estágio, ou seja, uma grande quantidade de estágios pode estar distorcendo os coeficientes dos cortes de Benders relativos à energia afluyente.

Tabela 5.16 - Risco de déficit e EENS.

Caso	Risco de déficit (%)				EENS (MWmédio)			
	SE/CO	SU	NE	NO	SE/CO	SU	NE	NO
0	37,75	43,70	62,05	44,20	299,1	77,6	52,0	27,5
8	1,95	9,10	1,80	2,80	9,30	8,62	3,17	3,09
9	1,15	4,05	3,55	11,80	4,54	3,50	3,18	2,09
10	0,60	1,00	1,10	6,95	0,06	0,79	1,70	7,97
11	1,20	9,80	1,15	3,05	1,30	1,47	0	0,96

A Figura 5.19 apresenta a evolução do CMO para os casos 8 a 11, na qual se pode verificar um CMO bastante baixo e próximo em todos os casos, exceto no Caso 10. Os CMOs baixos podem ser consequência de uma redução no armazenamento. Entretanto, como pode ser visualizada mais adiante, na Figura 5.23 e na Figura 5.24, não foi comprometida a disponibilidade futura de energia hidrelétrica. Dessa forma, este resultado positivo pode ser devido a uma política de operação que pôde ser melhor definida em 20 iterações, quando o horizonte do planejamento foi 3 vezes menor.

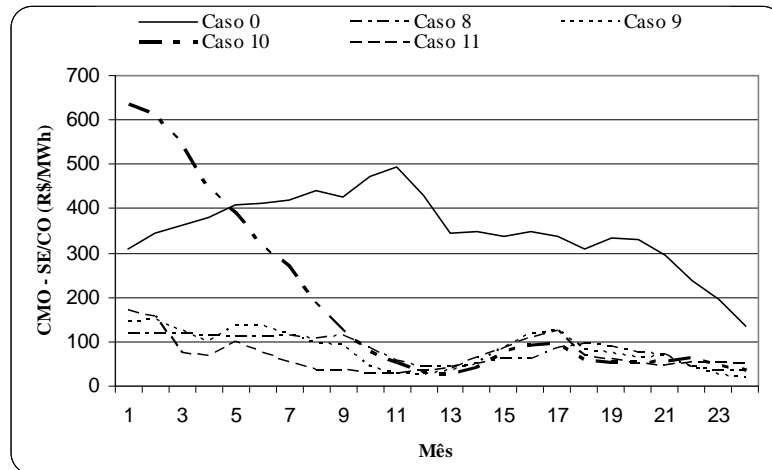


Figura 5.19 - CMO médio do subsistema SE/CO para os casos 8 a 11.

A Figura 5.20 ilustra a geração hidrelétrica e termelétrica média no primeiro ano de estudo. Assim como nos casos 5 a 7, observa-se uma quantidade de geração hidrelétrica maior no Caso 0 do que nos casos estudados nesta subseção (casos 8 a 11), sendo consequência de uma maior energia fio d'água também. Além disso, ressalta-se que os casos com REE por Cascata (9 e 11) apresentaram uma energia fio d'água 15% maior do que os casos com REE por Subsistema (8 e 10). Estes aspectos podem ser observados pela Figura 5.21.

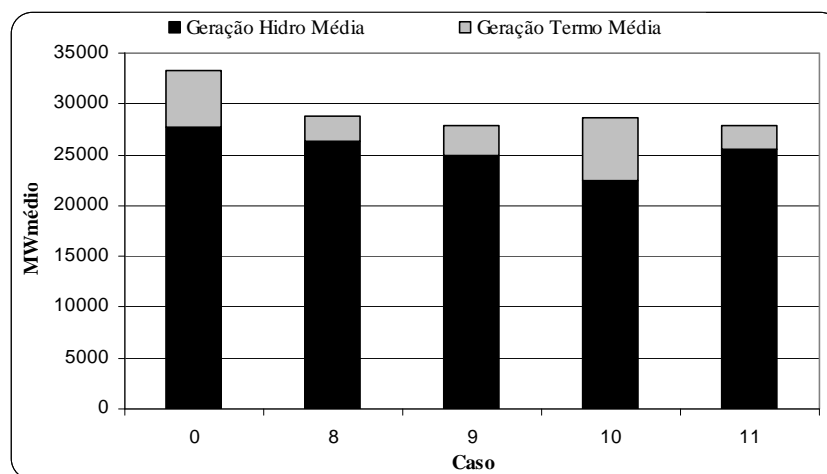


Figura 5.20 - Geração hidrelétrica e termelétrica média.

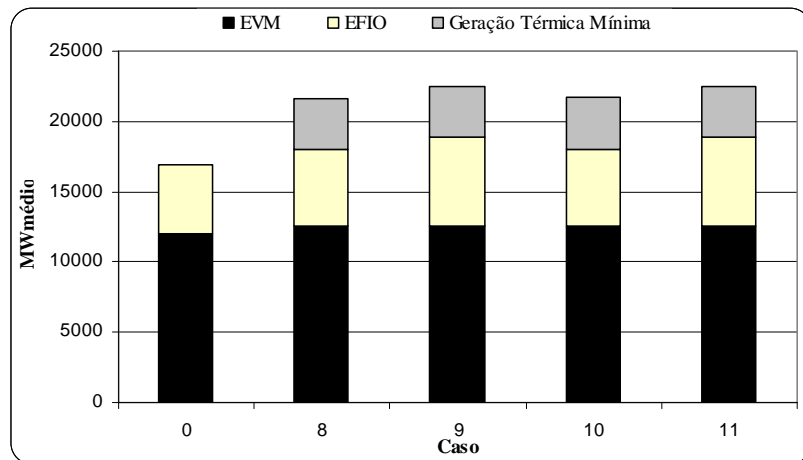


Figura 5.21 - Energia de vazão mínima, energia fio d'água e geração térmica mínima.

A Figura 5.22 mostra a geração total hidrelétrica e termelétrica média para o primeiro ano, bem como a geração de pequenas usinas, que é constante ao longo de todo horizonte de estudo. Pela figura abaixo se percebe que a geração hidrelétrica e termelétrica totais dos casos em estudo nessa subsecção são bastante compatíveis com os valores obtidos pelo NEWAVE, exceto para o Caso 10 que claramente apresentou discrepâncias em relação aos outros casos.

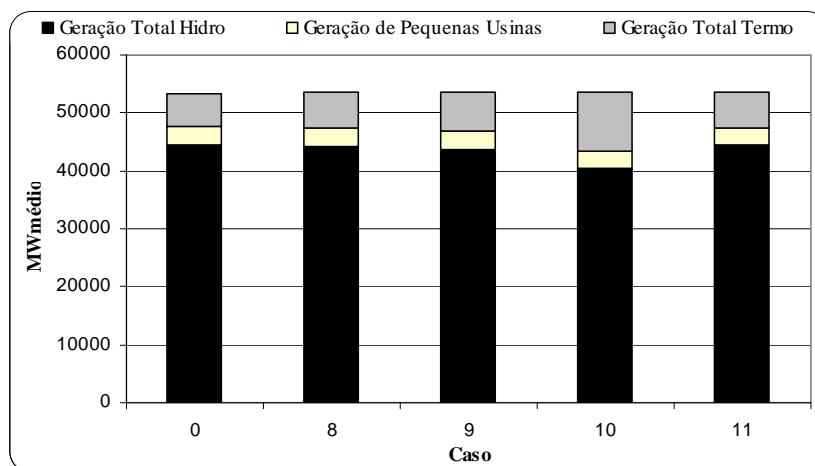


Figura 5.22 - Geração total hidrelétrica e termelétrica e de pequenas usinas.

A Figura 5.23 apresenta a energia armazenada ao final do estágio para os três primeiros anos do horizonte de estudo para o subsistema SU e a Figura 5.24 para o subsistema SE/CO. Pelas figuras abaixo se observa que os casos com 3 anos de horizonte têm uma redução grande na energia armazenada a partir do início do 3º ano, o que era esperado, pois para o problema estudado não há futuro após o mês 36 e, portanto, pode-se utilizar quanta água desejar nos últimos meses. No entanto, é importante ressaltar que o comportamento da energia armazenada no primeiro ano foi muito parecido com os casos anteriores, sendo bastante próximo ao armazenamento máximo no SE/CO no 17º estágio do estudo. Com isso, os resultados indicam que a redução no horizonte do estudo não comprometeu a disponibilidade futura dos reservatórios.

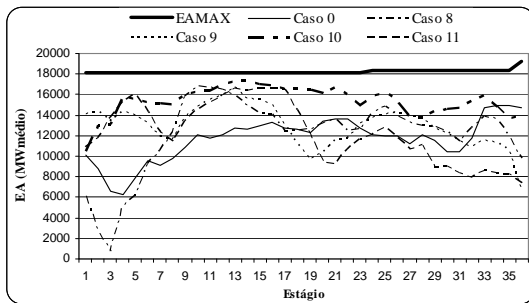


Figura 5.23 - EA_{t+1} do subsistema SU - Casos 8 a

11.

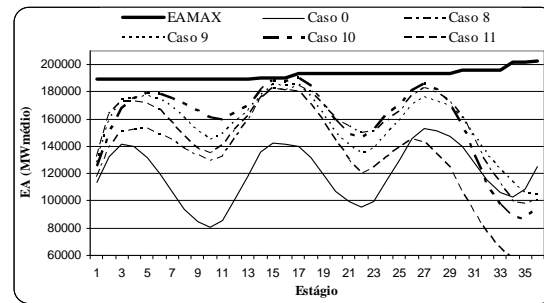


Figura 5.24 - EA_{t+1} do subsistema SE/CO - Casos 8

a 11.

5.4.4 Análise de sensibilidade: Cenários sorteados

Na subseção anterior foi observado que a redução no horizonte de estudo não comprometeu a disponibilidade futura de energia. Dessa forma, devido a significativa redução no tempo de processamento optou-se por fazer as análises de sensibilidade para o caso com horizonte de estudo de 3 anos. Nesta subseção serão avaliadas as conseqüências no aumento e redução da quantidade de cenários sorteados para os casos com REE por Subsistema, casos 12 e 14, e REE por Cascata, casos 13 e 15, conforme pode ser visto na Tabela 5.17.

Tabela 5.17 - Configuração dos casos avaliados.

Nº	REE	H	HP	NC	NA	M_ARP	EAF	L_EAF	N_SEM
8	SEE	3	0	200	20	LOG	Sim	Sim	1
9	CAS	3	0	200	20	LOG	Sim	Sim	1
12	SEE	3	0	400	20	LOG	Sim	Sim	1
13	CAS	3	0	400	20	LOG	Sim	Sim	1
14	SEE	3	0	100	20	LOG	Sim	Sim	1
15	CAS	3	0	100	20	LOG	Sim	Sim	1

A Tabela 5.18 apresenta os valores do Z_{INF} e Z_{SUP} , assim como o tempo de processamento para os casos 12 a 15. Além disso, os casos 8 e 9 são mostrados novamente, pois são considerados referência para as análises que serão feitas nesta subseção. Primeiramente, destaca-se que o custo inferior e superior do Caso 13 (aumento de cenários sorteados com REE por Cascata) foi bastante superior aos encontrados no Caso 9, enquanto que, com a redução nos cenários sorteados (Caso 15), obteve-se um custo superior menor que o caso de referência. Nos casos em que o REE foi agregado por Subsistema (12 e 14) os custos ficaram muito compatíveis.

Tabela 5.18 - Solução dos estudos de caso.

Caso	Computador	Tempo computacional (h)	Z_{INF} (10^{10} R\$)	Z_{SUP} (10^{10} R\$)
8	1	23	3,57	0,377
9	2	91	6,52	0,547
12	2	153,5	3,35	0,366
13	1	264	31,4	0,839
14	2	7,25	2,02	0,344
15	1	16,5	8,47	0,321

Pela Figura 5.25 observa-se que o aumento no número de cenários alterou significativamente a aproximação da FCF para o primeiro estágio, quando o REE foi agregado por Cascata. Entretanto, ao agregar o REE por Subsistema, Caso 12, os limites inferior e superior se mantiveram bastante parecido com o Caso 8, conforme pode ser

observado na Tabela 5.18. Apesar do comportamento diferente nos casos 12 e 13, faz-se necessário uma análise mais detalhada dos custos marginais de operação e risco de déficit, para avaliar melhor as conseqüências no aumento do número de cenários sorteados.

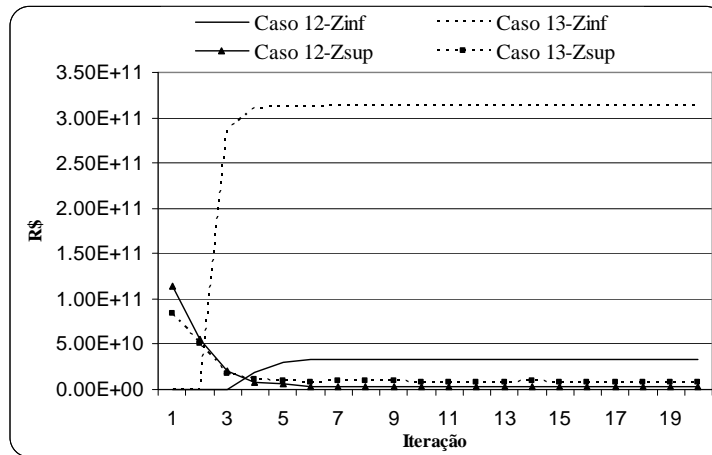


Figura 5.25 - Evolução do Z_{INF} e Z_{SUP} - Casos 12 e 13.

Da mesma forma que os casos 12 e 13, através da Figura 5.26 observa-se no Caso 14 (por Subsistema) resultados similares ao Caso 8, enquanto que o Caso 15 (por Cascata) apresentou resultados razoavelmente distintos em relação ao Caso 9. Assim como os casos de referência, pode-se verificar que os valores do Z_{INF} e Z_{SUP} chegaram próximos da solução final a partir da 12ª iteração.

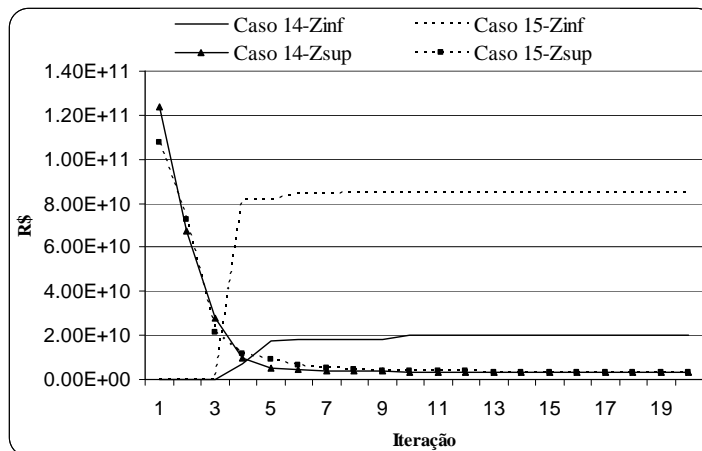


Figura 5.26 - Evolução do Z_{INF} e Z_{SUP} - Casos 14 e 15.

A Tabela 5.19 apresenta o risco de déficit e o EENS para os casos em estudo. Conforme pode ser observado na tabela abaixo, o aumento na quantidade de cenários sorteados (casos 12 e 13) não modificou de maneira significativa o perfil do risco de déficit e EENS, quando comparados com os casos de referência. Por outro lado, ao reduzir o número de cenários sorteados, podem-se verificar discrepâncias importantes em relação aos casos base.

Tabela 5.19 - Risco de déficit e EENS.

Caso	Risco de déficit (%)				EENS (MWmédio)			
	SE/CO	SU	NE	NO	SE/CO	SU	NE	NO
8	1,95	9,10	1,80	2,80	9,30	8,62	3,17	3,09
9	1,15	4,05	3,55	11,80	4,54	3,50	3,18	2,09
12	0,50	12,65	1,00	3,85	8,81	4,85	1,53	5,54
13	2,00	4,70	2,85	6,70	1,88	9,22	3,26	1,94
14	1,80	16,25	12,70	23,10	3,97	6,83	32,88	34,51
15	4,45	10,20	3,60	9,00	28,99	32,06	4,81	6,62

Diferentemente dos custos superiores e inferiores, verifica-se pelo CMO dos casos 14 e 15, em que foram considerados apenas 100 cenários na recursão progressiva, que a política de operação gerada permitiu o uso de mais água no primeiro ano, uma vez que os CMOs foram mais baixos, indicando uma menor geração termelétrica. Este fato pode ser observado de forma mais clara no Caso 15, ilustrado na Figura 5.27

Ao comparar o CMO dos casos 12 e 13 com os casos 8 e 9, respectivamente, verifica-se que o primeiro teve um comportamento bastante compatível, enquanto que o segundo teve um resultado razoavelmente diferente. Este resultado indica que quando o REE é agregado por subsistema, os 200 cenários sorteados podem ser suficientes para representar o problema. Em contrapartida, quando o REE é agregado por Cascata pode ser que os 200 cenários não sejam suficientes. Esta diferença de comportamento dos dois modelos ocorre em decorrência da diferença na quantidade de REEs, isto é, os resultados

indicam que o aumento no número de REEs pode requerer uma maior quantidade de cenários.

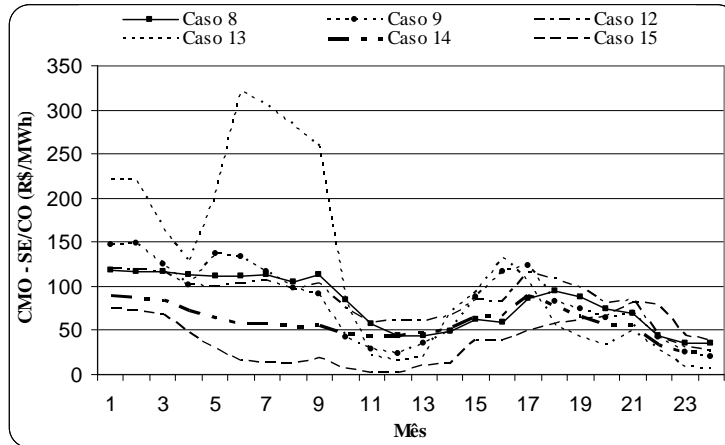


Figura 5.27 - CMO médio do subsistema SE/CO para os casos 12 a 15.

A Figura 5.28 ilustra a geração total hidrelétrica e termelétrica média para o primeiro ano de estudo. Conforme comentado anteriormente, pode se verificar pela figura abaixo que nos casos 14 e 15 a geração termelétrica foi menor do que os casos 8 e 9. Por outro lado, o Caso 12 apresentou níveis de geração similares aos do Caso 8, enquanto que no Caso 13 os níveis de geração termelétrica foram bastante superiores aos do Caso 9. Isto pode ser observado pelo CMOs ilustrados na Figura 5.27.

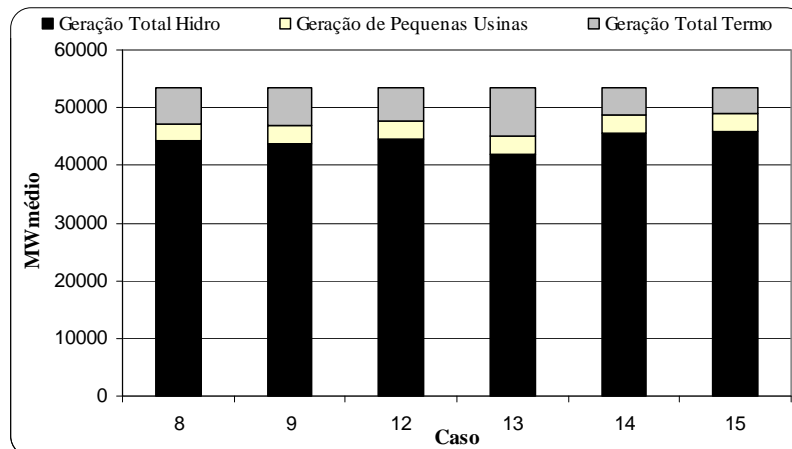


Figura 5.28 - Geração total hidrelétrica e termelétrica e de pequenas usinas.

Nesta subseção verificaram-se resultados bastante compatíveis para o REE por Subsistema, quando do aumento da quantidade de cenários sorteados (Caso 12) em relação ao Caso 8, enquanto que a redução (Caso 14) apresentou discrepâncias no risco de déficit, EENS e CMO. Dessa forma, estes resultados indicam que 200 cenários sorteados parecem ser suficientes para um horizonte de 3 anos. Por outro lado, os casos em que o REE foi agregado por Cascata (casos 13 e 15) apresentaram resultados razoavelmente distintos quando comparados ao Caso 9. Isto indica que 200 cenários podem não ser suficientes para os casos em que o REE foi agregado por Cascata.

5.4.5 Análise de sensibilidade: Abertura da árvore de cenários

Na subseção anterior foi feita a análise de sensibilidade quanto à quantidade de cenários sorteados, já nesta subseção, o objetivo é analisar como o número de aberturas na árvore de cenários altera a política de operação. A Tabela 5.20 apresenta as configurações dos casos em estudo e, assim como na subseção anterior, mostra-se a configuração dos casos 8 e 9, que serão utilizados como valores de referência para as análises nesta subseção.

Tabela 5.20 - Configuração dos casos avaliados.

Nº	REE	H	HP	NC	NA	M_ARP	EAF	L_EAF	N_SEM
8	SEE	3	0	200	20	LOG	Sim	Sim	1
9	CAS	3	0	200	20	LOG	Sim	Sim	1
16	SEE	3	0	200	10	LOG	Sim	Sim	1
17	CAS	3	0	200	10	LOG	Sim	Sim	1
18	SEE	3	0	200	25	LOG	Sim	Sim	1
19	CAS	3	0	200	25	LOG	Sim	Sim	1

De acordo com a Tabela 5.21 e a Figura 5.29 a redução na quantidade de aberturas da árvore modificou bastante os resultados esperados, aumentando de forma considerável as diferenças entre os casos em que o REE foi construído por subsistema e cascata. Assim como no Caso 13, verificou-se um aumento expressivo no limite inferior para o Caso 17

(REE por Cascata) e um limite superior parecido com o Caso 13. Por outro lado, o Caso 16 obteve valores muito diferentes no limite superior, que indica o custo real de operação, quando comparado aos casos 8 e 12. Dessa forma, os resultados indicam que apenas 10 aberturas podem não ser suficientes para reproduzir o processo estocástico neste caso em análise.

Tabela 5.21 - Solução dos estudos de caso.

Caso	Computador	Tempo computacional (h)	Z_{INF} (10^{10} R\$)	Z_{SUP} (10^{10} R\$)
8	1	23	3,57	0,377
9	2	91	6,52	0,547
16	2	15,5	0,814	0,0297
17	2	53	12,7	0,756
18	2	37	5,51	0,531
19	2	114	16,5	0,936

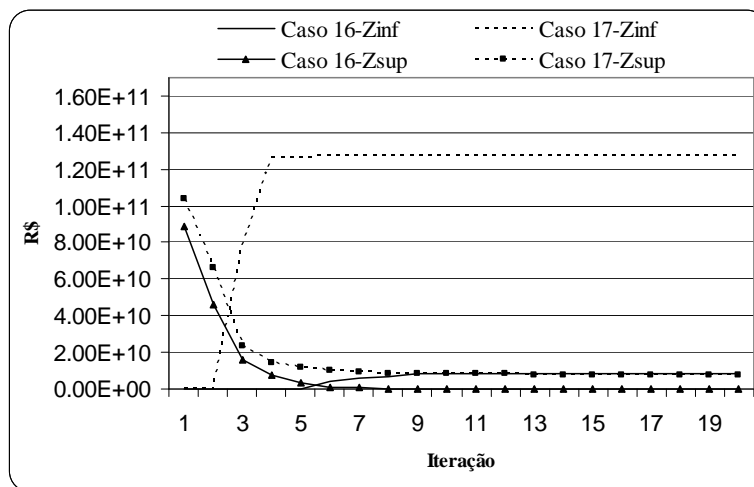


Figura 5.29 - Evolução do Z_{INF} e Z_{SUP} - Casos 16 e 17.

Ao analisar a Figura 5.30 observa-se a mesma grande diferença entre o limite superior e inferior no Caso 19, REE por Cascata. O Caso 18, REE por Subsistema,

encontrou limites próximos ao Caso 8, indicando que 20 aberturas para construir a árvore de cenários podem ser suficientes.

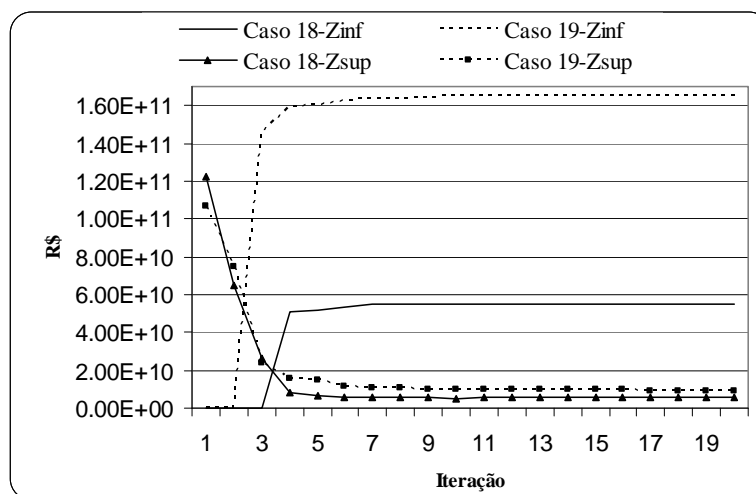


Figura 5.30 - Evolução do Z_{INF} e Z_{SUP} - Casos 18 e 19.

A Tabela 5.22 apresenta o risco de déficit e a EENS, na qual se observa que a redução na quantidade de aberturas (casos 16 e 17) alterou de maneira significativa o perfil do risco de déficit e EENS. Em contrapartida, os casos 18 e 19 (aumento no número de aberturas) apresentaram resultados compatíveis com os casos base.

Tabela 5.22 - Risco de déficit e EENS.

Caso	Risco de déficit (%)				EENS (MWmédio)			
	SE/CO	SU	NE	NO	SE/CO	SU	NE	NO
8	1,95	9,10	1,80	2,80	9,30	8,62	3,17	3,09
9	1,15	4,05	3,55	11,80	4,54	3,50	3,18	2,09
16	0,25	1,80	0,30	0,65	0,82	2,48	0,51	0,78
17	2,25	5,75	1,60	3,55	12,16	27,77	2,12	2,16
18	0,80	11,00	1,40	2,85	4,34	6,82	1,48	2,37
19	3,95	9,00	3,50	7,65	7,34	12,62	1,64	4,74

Pela Figura 5.31 observa-se que, assim como os casos 14 e 15, a redução na quantidade de aberturas (casos 16 e 17) alterou bastante os despachos no primeiro ano em relação aos casos de referência. Da mesma forma, o aumento no número de aberturas quando o REE foi construído por Cascata também produziu CMO com comportamento distinto ao Caso 9. Ainda pela figura abaixo, observa-se que comportamento do CMO, quando são consideradas 25 aberturas para construir a árvore e REE por Subsistema (Caso 18), foi muito parecido com o Caso 8.

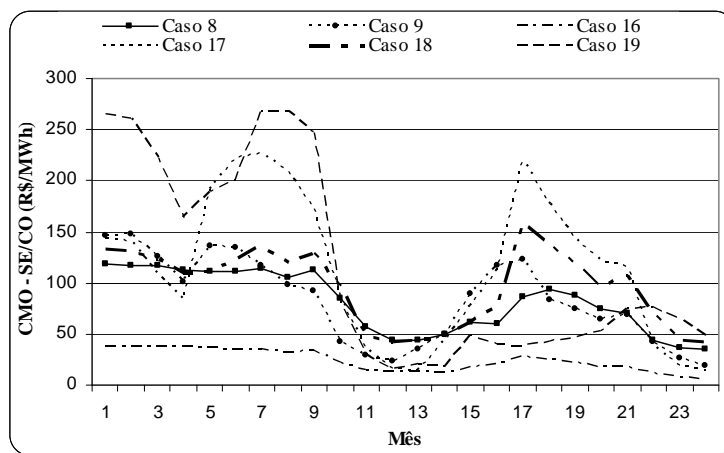


Figura 5.31 - CMO médio do subsistema SE/CO para os casos 16 a 19.

A Figura 5.32 ilustra a geração hidrelétrica e termelétrica média no primeiro ano de estudo. Conforme pode ser visualizado, a quantidade de geração termelétrica foi muito menor no Caso 16. Isto pôde ser observado na Figura 5.31, devido ao baixo CMO. Nos demais casos os valores médios ficaram bastante compatíveis.

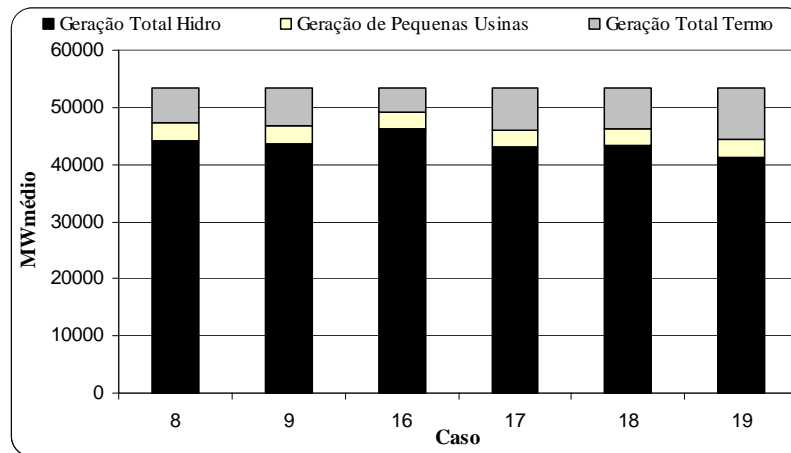


Figura 5.32 - Geração total hidrelétrica e termelétrica e de pequenas usinas.

Nesta subseção observou-se que a redução na quantidade de aberturas para construir a árvore de cenários alterou de maneira significativa os resultados obtidos. O mesmo foi observado para o Caso 19 (REE por Cascata) quando do aumento no número de aberturas. No entanto, o Caso 18 (REE por Subsistema) apresentou resultados similares aos obtidos no Caso 8. Sendo assim, os resultados analisados nesta subseção indicam que 20 aberturas parecem ser suficientes apenas para os casos em que o REE foi agregado por Subsistema.

5.5 Conclusão

Neste capítulo foi apresentado o sistema teste utilizado para avaliar a plataforma computacional desenvolvida, assim como as configurações e resultados dos estudos de caso. No decorrer, foram mostrados os resultados utilizando o programa NEWAVE, para uma configuração padrão, definida na Seção 5.3.

Conforme observado no início da Seção 5.4o limite inferior ultrapassou o superior e, assim, o intervalo de convergência definido na metodologia da PDDE não é adequado como critério de parada. Como a PDDE considera cenários na recursão regressiva, que não são utilizados na recursão progressiva, pode ser possível que esta diferença seja consequência de uma Função de Custo Futuro (FCF) que considera mais cenários do que aqueles disponíveis na recursão progressiva. Além disso, conforme estudado no capítulo

anterior, os cortes de Benders são compartilhados entre cenários de um mesmo estágio para acelerar o processo de convergência. No entanto, como os coeficientes do corte de Benders dependem da função objetivo do problema dual, que é diferente para cada cenário, e isto pode causar estas discrepâncias também.

Nos casos estudados foram constatadas algumas observações importantes, como um CMO no modelo NEWAVE significativamente maior, mesmo tendo uma geração termelétrica menor que alguns casos com CMO menor, indicando uma diferença importante entre as implementações. O uso da energia afluenta como variável de estado provocou problemas em casos com longos horizontes de estudo (10 anos), enquanto que para 3 anos de estudo acelerou a convergência, mantendo resultados adequados. Apesar de acelerar a convergência, notou-se que o uso da energia afluenta nos cortes aumentou o tempo de processamento e exigência de memória em cada iteração.

A redução do horizonte de estudo para 3 anos não comprometeu a política de operação dos reservatórios para os primeiros dois anos. Dessa forma, os resultados indicam que esta redução diminuiria o tempo de processamento e, por conseguinte, facilitaria o uso do REE por cascata, uma vez que estes exigiram um esforço computacional 3 vezes maior que os casos com REE por subsistema. Apesar do tempo elevado de processamento, os casos com REE por cascata apresentaram uma maior consistência, nos parâmetros analisados neste capítulo, quando avaliados todos os casos. Além disso, como a plataforma foi implementada com processamento paralelo, poder-se-ia reduzir drasticamente o tempo com o uso de mais processadores. Devido à elevada granularidade do problema obteve-se uma eficiência de aproximadamente 95%.

Por fim, destaca-se pelas análises de sensibilidade realizadas que a redução na quantidade de cenários na recursão progressiva e de aberturas da árvore de cenários altera o resultado da política de operação. O aumento para 25 aberturas na árvore de cenários e para 400 cenários na recursão progressiva, não causou muita diferença no caso em que o REE foi agregado por Subsistema. Por outro lado, quando o REE foi agregado por Cascata notaram-se algumas diferenças importantes no CMO e nos limites inferior e superior. Estes resultados indicam, inicialmente, que as atuais 20 aberturas e 200 cenários seriam suficientes para o caso do REE por Subsistema, mas podem não ser suficientes para o caso do REE por Cascata.

Os resultados obtidos nestes estudos de casos só consideraram uma semente para gerar a árvore de cenários devido ao elevado tempo computacional. Dessa forma, as conclusões originadas desse estudo são constatações iniciais, sendo necessários mais testes com sementes diferentes para validar as conclusões apresentadas nesta seção.

6. CONCLUSÕES

O Planejamento Anual da Operação Energética (PAOE) é representado por um problema de programação linear estocástico de grande porte com acoplamento temporal e espacial. Portanto, torna-se necessário utilizar uma metodologia de otimização estocástica e fazer algumas simplificações para viabilizar a solução do problema em um tempo computacional viável.

Uma simplificação importante no PAOE é a representação das usinas hidrelétricas em Reservatórios Equivalentes de Energia (REE), sendo cada um destes compostos por um conjunto de usinas agregadas. Assim, os parâmetros dos REEs refletem as características das usinas que o formam, tais como a capacidade de geração e armazenamento. No Capítulo 2 foram apresentadas as metodologias para os cálculos dos principais parâmetros dos REEs, no qual se pode destacar a necessidade de correção dos parâmetros de acordo com a quantidade de água (energia) armazenada nos reservatórios.

A correção dos parâmetros é necessária, uma vez que função de produção da geração hidrelétrica é variável com a queda líquida. Essas correções são feitas por curvas quadráticas em função da energia armazenada. Assim, ao utilizar um número maior de REEs para representar o sistema, acredita-se que as correções dos parâmetros serão mais adequadas e, por isso, foi proposto agregar as usinas por cascata ou por subsistema, sendo esta última a opção em uso no sistema elétrico Brasileiro. Além disso, uma representação mais detalhada dos REEs reduz as simplificações acerca das energias afluentes.

O histórico de energias afluentes dos REEs é obtido com base no histórico de afluências naturais às usinas pertencentes ao REE. Dessa forma, ao agregar por cascata o REE deve representar melhor as tendências hidrológicas do que quando agregado por subsistema. Isto porque os subsistemas são compostos por diversas cascatas que estão geograficamente afastadas e, portanto, podem ter comportamentos hidrológicos diferentes. Assim, o modelo utilizado para gerar as séries sintéticas para a construção da árvore de

cenários, utilizada pela estratégia de otimização estocástica, tende a ser mais representativo quando o REE é construído por cascata.

A geração das séries sintéticas é feita com base no modelo autoregressivo de ordem (p) – $ARP(p)$, pois como apresentado ao longo dessa dissertação é a metodologia mais adequada para previsão de afluências mensais. Dessa forma, o Capítulo 3 ilustrou os aspectos da modelagem $ARP(p)$, dentre eles ressalta-se o uso do histórico de energias afluentes original e transformado para calcular o modelo e gerar a série sintética. No primeiro, aplica-se o modelo diretamente ao histórico, que possui uma distribuição de probabilidade LogNormal. No segundo, transforma-se o histórico de maneira a obter uma distribuição de probabilidade normal, aplica-se, então, o modelo $ARP(p)$ e após gerar as séries sintéticas faz-se a transformação inversa.

O modelo LogNormal, apesar de ser mais difícil de reproduzir os momentos estatísticos do histórico, permite que o modelo $ARP(p)$ seja aplicado diretamente à Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) considerando-se, assim, a energia afluente como variável de estado. O Capítulo 4 apresentou a PDDE e discutiu como as diversas características do PAOE influenciam na modelagem completa do problema e no cálculo dos coeficientes dos cortes de Benders. Além disso, definiu a metodologia de solução da Decomposição Aninhada, que é a base da PDDE, para um problema genérico de 2 e T estágios.

Como foi discutido acima, existem diversos aspectos diferentes da modelagem utilizada atualmente no setor elétrico Brasileiro para o PAOE, porém não foram feitas análises desses aspectos em separado. O objetivo dessa dissertação é analisar a influência deles no PAOE e, portanto, no Capítulo 5 foram estudados 19 casos com várias combinações, com destaque principal para a representação do REE por cascata e por subsistema.

No capítulo anterior observou-se que existe alguma diferença na implementação do NEWAVE e da plataforma computacional desenvolvida neste trabalho, visto que mesmo com produção termelétrica menor, o NEWAVE apresentou CMO maior. Além disso, constatou-se que ao agregar as hidrelétricas por cascata obteve-se uma maior consistência nos resultados dos casos avaliados. No entanto, o tempo de processamento foi 3 vezes maior que o caso dos REEs por subsistema. Esta dificuldade pode ser minimizada ao se

utilizar mais processadores, uma vez que a plataforma foi desenvolvida com técnicas de processamento paralelo (apenas 2 processadores estavam disponíveis).

Além disso, verificou-se que a redução do horizonte de estudo para 3 anos não afetou de maneira significativa os resultados para o primeiro ano, o qual é o interesse dessa etapa de planejamento. Dessa forma, fez-se algumas análises de sensibilidade considerando 3 anos de estudo. Observou-se que a redução no número de cenários sorteados para a recursão progressiva e de aberturas da árvore de cenários comprometeu a política de operação calculada pela PDDE. Ao aumentar os cenários sorteados e as aberturas da árvore de cenários verificaram-se comportamentos distintos para os casos do REE por Subsistema e por Cascata. No primeiro não se observou mudanças significativas, enquanto que o segundo teve diferenças importantes; assim, os resultados indicam inicialmente que 200 cenários e 20 aberturas são suficientes do REE por Subsistema, mas podem não ser para o caso por Cascata.

Concluí-se, então, que os estudos realizados neste trabalho permitiram obter uma melhor compreensão do problema do PAOE. Os resultados encontrados indicaram que a representação do REE por Cascata pode ser mais consistente quando analisadas diferentes sementes, porém obtiveram-se mudanças importantes nos resultados quando da análise de sensibilidade; assim, faz-se necessário uma análise detalhada com mais estudos de casos para que se tenha uma decisão final.

6.1 Proposta de trabalhos futuros

Nesta seção são apresentadas algumas propostas de trabalhos futuros em relação a cada um dos tópicos estudados nesta dissertação.

No Reservatório Equivalente de Energia faltou considerar os parâmetros da energia de volume morto, energia de desvio fio d'água e energia de desvio controlável. Além disso, seria interessante uma análise da construção do REE sob políticas de operação dos reservatórios diferentes da paralela, como, por exemplo, as apresentadas por SOARES e CARNEIRO (1993) e CRUZ JUNIOR e SOARES (1996). Por fim, poder-se-ia avaliar o uso de funções lineares e de 3º grau para as correções, devido à variação de energia armazenada.

No tocante ao modelo $ARP(p)$, uma análise importante seria não aplicar o modelo diretamente à formulação do PAOE e calcular a árvore de cenários para as usinas individualizadas. Com isso, as previsões de afluência poderiam ser mais precisas, pois ao agregar as UHes em REEs ter-se-ia os valores exatos de perdas por limite de turbinamento máximo e, então, a representação do REE por Subsistema poderia ser suficiente para modelar o problema.

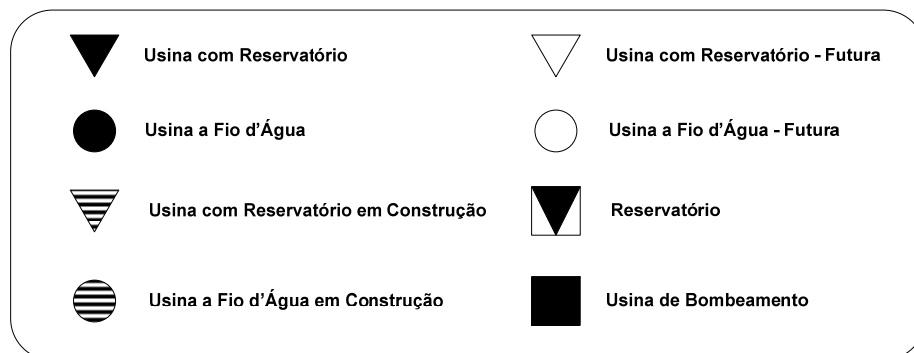
Uma análise detalhada do compartilhamento de cortes e dos motivos que provocam o limite inferior ultrapassar o superior se faz necessária, para constatar se a solução encontrada pela PDDE é a melhor para o conjunto de cenários sorteados. Ainda, deve-se avaliar a influência da energia afluenta como variável de estado para horizontes com maior período de planejamento. Por fim, sugere-se a inclusão da Curva de Aversão à Risco (CAR²⁵) e o estudo de alternativas para o critério de convergência.

Como comentado, os estudos de casos apresentados nesta dissertação objetivaram uma análise inicial de alguns aspectos importantes do PAOE. Nesse sentido, sugere-se uma análise do comportamento dos casos estudados para diferentes sementes, de forma a confirmar os resultados observados. Além disso, conforme se verificou nos resultados, faz-se necessário uma análise de sensibilidade de cenários sorteados e abertura da árvore de cenários mais detalhadas para o caso do REE por Cascata.

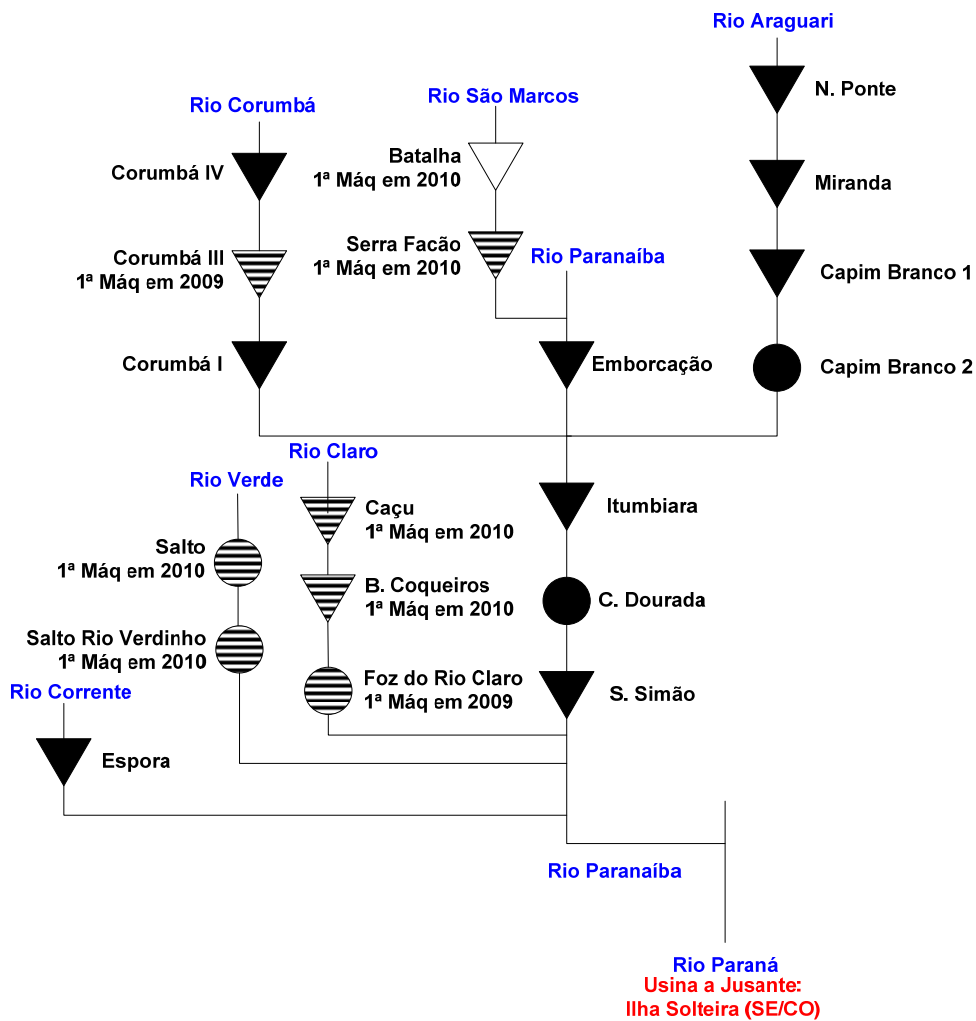
²⁵ A CAR é uma curva bianual que define níveis mínimos de armazenamento nos reservatórios de maneira a garantir o suprimento futuro de energia; para tanto, aplica-se uma penalidade superior ao custo da termelétrica mais cara para a energia hidrelétrica gerada com recursos abaixo dos limites definidos pela CAR, de modo que outras fontes são despachadas para regularizar o nível do reservatório.

APÊNDICE A. CASCATAS DO SIN

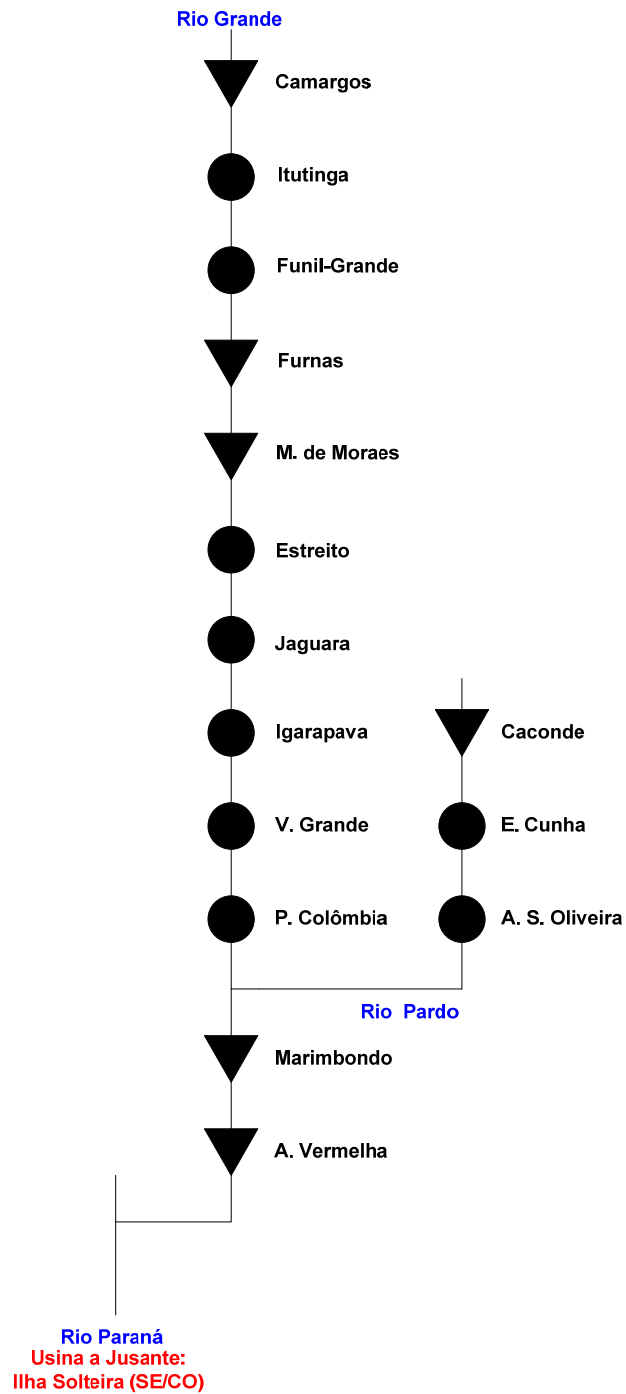
Este apêndice ilustra as cascatas pertencentes ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Nas figuras que apresentam as cascatas será destacado o subsistema ao qual uma usina pertence, quando o subsistema da usina for diferente daquele que a cascata está inserida. Destaca-se que a divisão das cascatas apresentada neste apêndice é a mesma utilizada nesta dissertação, sendo que a divisão foi definida pelo autor. Dessa forma, serão apresentadas 17 cascatas; sendo que são necessários 20 REEs para representá-las, pois há usinas pertencentes a outros subsistemas em 3 cascata. As figuras das cascatas apresentadas a seguir foram retiradas do Diagrama Esquemático das Usinas Hidrelétricas do SIN para o horizonte de 2008 a 2012, disponível no site do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS (www.ons.org.br). A figura abaixo ilustra a legenda adotada para representar as usinas.



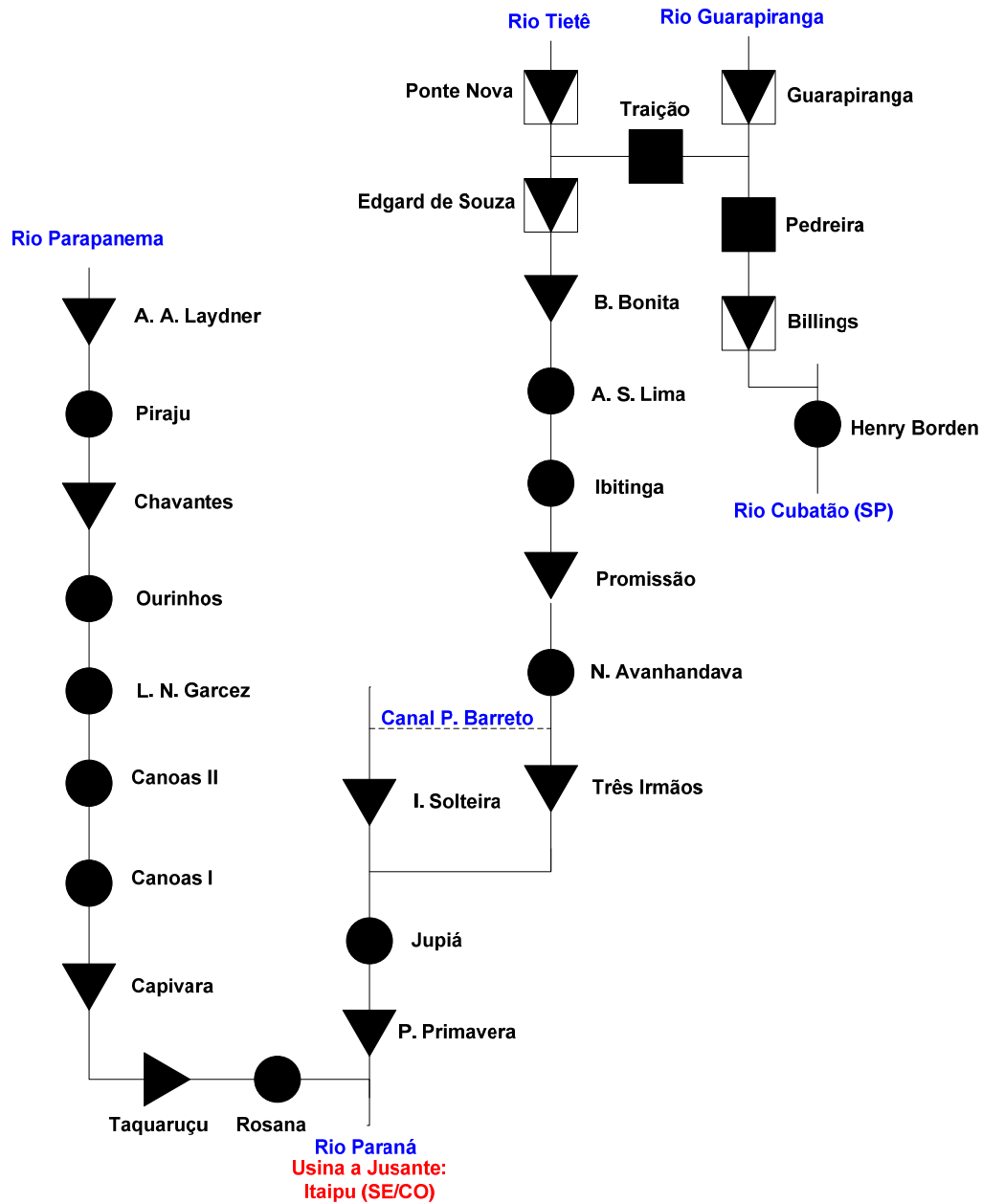
Paranaíba (SE/CO)



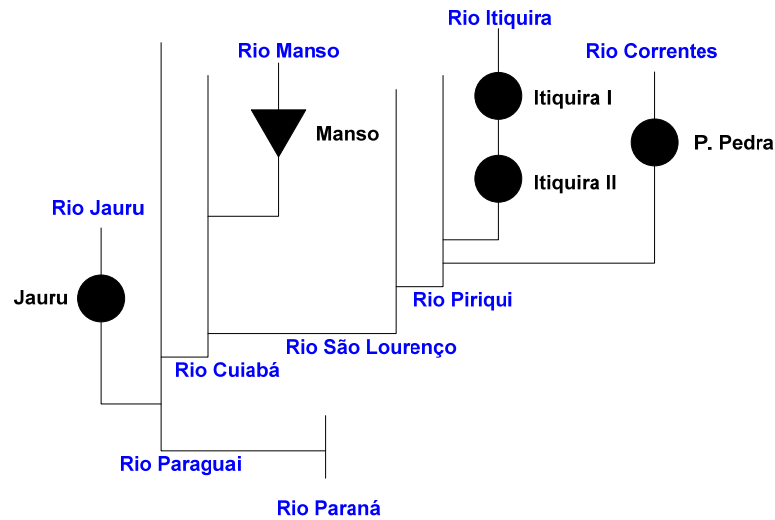
Do Grande (SE/CO)



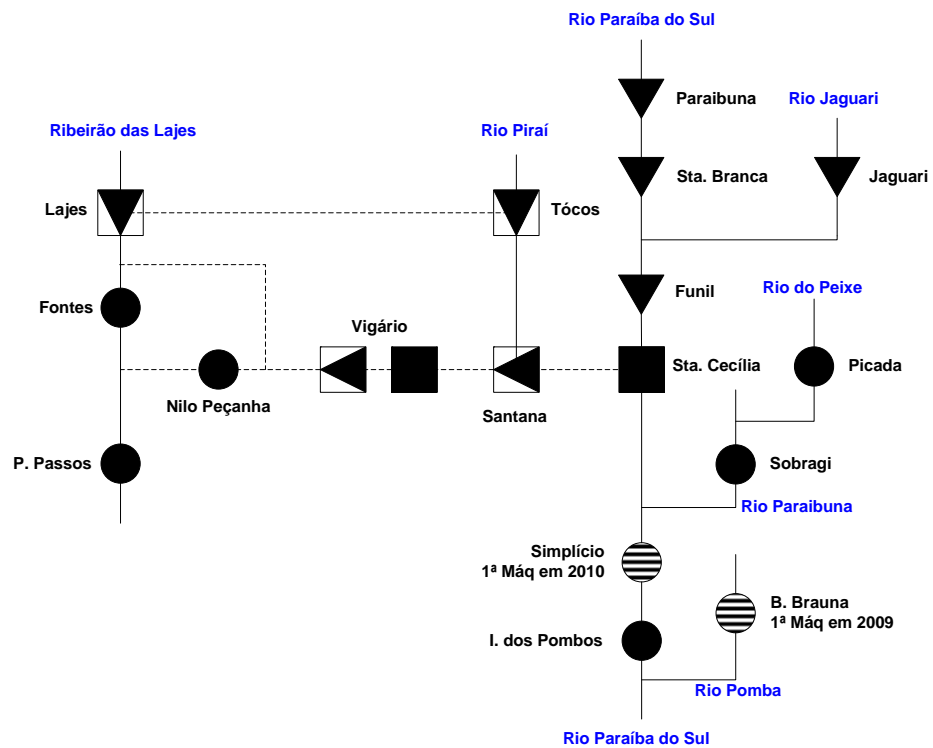
Tietê – Paranapanema (SE/CO)



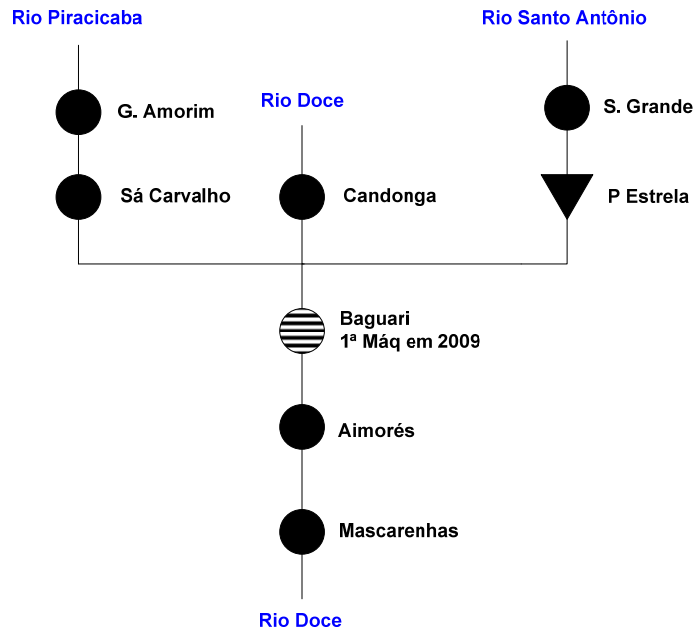
Paraguai (SE/CO)



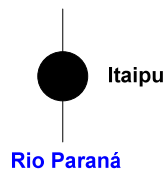
Paraíba do Sul (SE/CO)



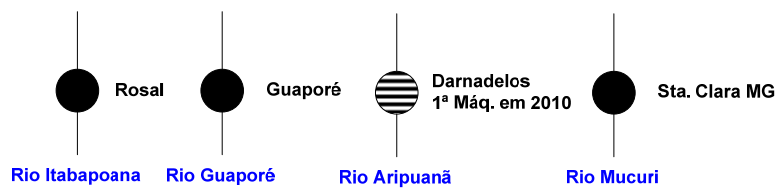
Doce – Piracicaba (SE/CO)



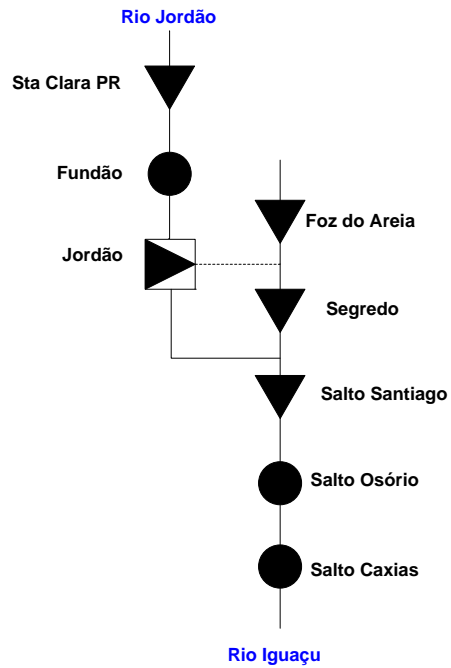
Paraná (SE/CO)



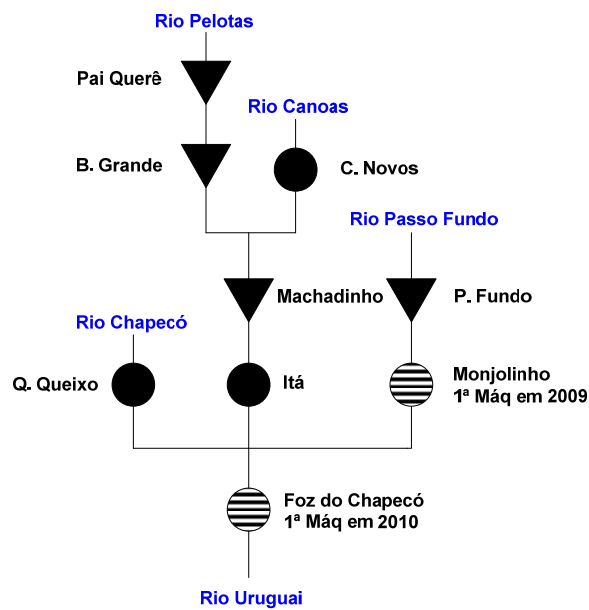
Outras SE/CO



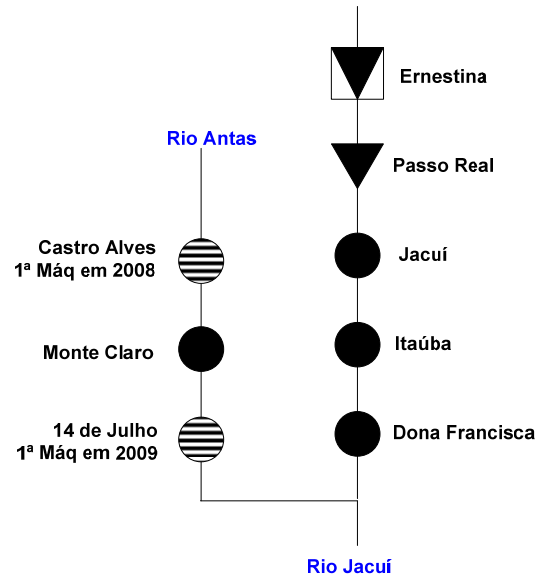
Iguaçu (SU)



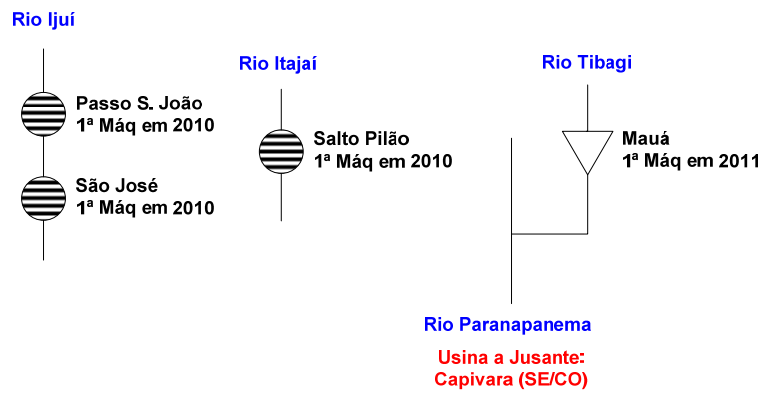
Chapecó – Uruguai (SU)



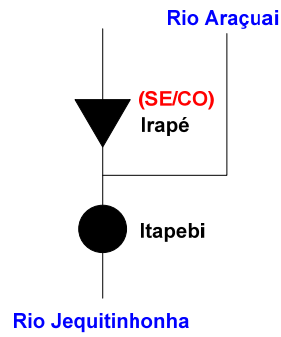
Jacuí (SU)



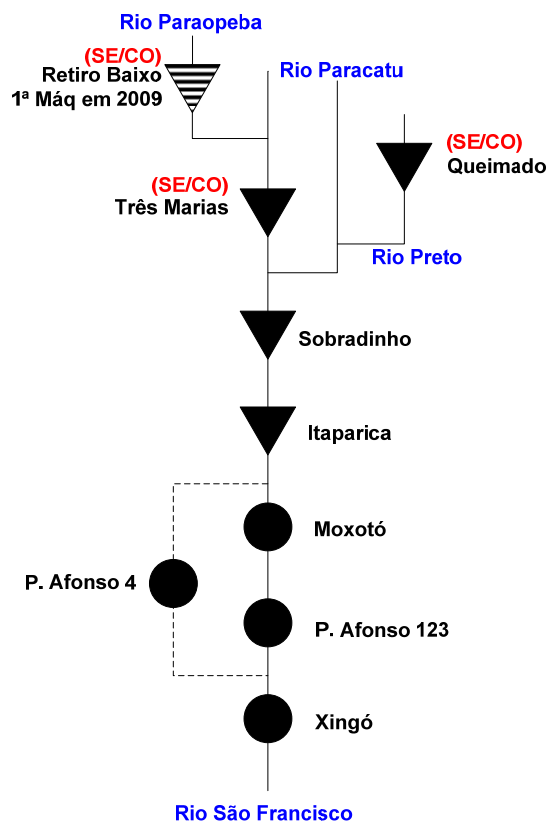
Outras SU



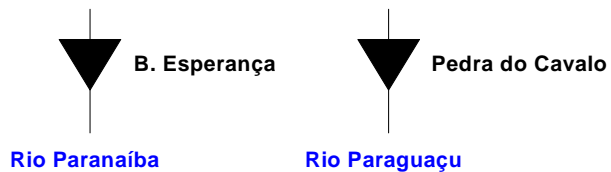
Jequitinhonha (NE)



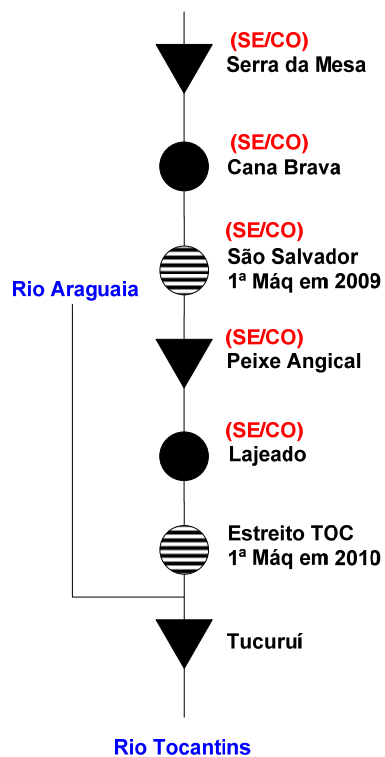
São Francisco (NE)



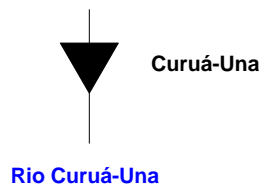
Outras NE



Tocantins (NO)



Outras NO



APÊNDICE B. PLATAFORMA COMPUTACIONAL

A plataforma computacional desenvolvida nesta dissertação foi implementada em C/C++ utilizando os programas Borland C++ Builder 6.0 e Microsoft Visual C++ 6.0; adicionalmente, foi desenvolvida uma base de dados usando o MySQL 5.5.

A implementação ficou dividida em duas etapas, na primeira construiu-se a base de dados com o MySQL 5.5 e uma interface para o usuário adicionar e modificar os dados nesta base, usando o Borland C++ Builder 6.0. Na segunda etapa implementou-se no Microsoft Visual C++ 6.0 o programa responsável pela solução do Planejamento Anual da Operação Energética usando os dados da base.

A interface desenvolvida será apresentada pelas figuras a seguir:

Interface Principal



Adicionar/Editar Usina Hidrelétrica

Editar UHEs

Usina: **TUCURUI**

Usina | Reservatório | Modificação/Expansão

Usina a jusante:

SEE: Norte | Bacia: Tocantins

Produtibilidade (MW/m3/s/m): 0.009182 | Canal de Fuga Médio (m): 8.6 | Desvio (m3/s): 0

Tipo de Turbina: Francis | Vazão Mínima (m3/s): 1269 | Inf. do Vertimento no Canal de fuga: Sim

Arquivo de afluências: E:/Profissional/Mestrado/Projeto de Mestrado/Programa/versão 1.15/Dados/vz/Vaz_TUCURUI.txt

Máquinas

Número de Máquinas Base: 8 | Num. Conjuntos: 3

Conjunto	1	2	3
Nº Maq	2	12	11
Pot Ef	22.5	350	375
Q Ef	37	582	662
H Ef	65.5	65.5	61.7

Perdas

Tipo: 1 - m | Valor: 0.6

Fator de carga (%)

Máximo: 100 | Mínimo: 0

Indisponibilidade (%)

Forçada: 2.914 | Programada: 12.094

Editar UHEs

Usina: **TUCURUI**

Usina | Reservatório | Modificação/Expansão

Volume (hm3)

Máximo: 50275 | Máximo Operativo: 50275

Mínimo: 11293 | Mínimo Operativo: 11293

Vertimento: 11293 | Desvio: 11293

Referência: 50275 | Inicial: 24235

Cota (m)

Máxima: 74 | Máxima Operativa: 74

Mínima: 51.6 | Mínima Operativa: 51.6

Evaporação (mm/mês)

Mês	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Valor	12	5	4	1	-9	-17	-8	-4	22	31	41	21

Curva Volume x Cota x Área

	A0	A1	A2	A3	A4
Volume x Cota	31.7844	0.00239241	-6.74867e-008	1.04707e-012	-6.34561e-018
Cota x Área	255002	-16257.5	385.52	-4.02947	0.0157673

Polinômios de Jusante

Num. Polinômios: 1

Polinômio	A0	A1	A2	A3	A4	Ref (m)
1	2.67395	0.00074145	-2.22396e-01	4.07816e-01	-2.86582e-0	0

Editar UHEs

Usina: **TUCURUI**

Usina | Reservatório | Modificação/Expansão

Modificação: Valor: 0

Mês: Ano: 0

Num. de Modificações: 39

	Modificação	Mês	Ano	Valor 1	Valor 2	Valor 3	Valor 4	Valor 5	Un
1	VAZMIN		0	2000	0	0	0	0	
2	CFUGA	Fevereiro	2008	7.2	0	0	0	0	
3	CFUGA	Março	2008	10.2	0	0	0	0	
4	CFUGA	Abril	2008	12.1	0	0	0	0	
5	CFUGA	Maio	2008	9.9	0	0	0	0	
6	CFUGA	Junho	2008	6.6	0	0	0	0	
7	CFUGA	Julho	2008	5.4	0	0	0	0	
8	CFUGA	Janeiro	2009	8.9	0	0	0	0	
9	CFUGA	Fevereiro	2009	11	0	0	0	0	
10	CFUGA	Março	2009	12.1	0	0	0	0	
11	CFUGA	Maio	2009	9.9	0	0	0	0	

Adicionar/Editar Usina Termelétrica

Editar UTEs

Nome: **ANGRA 1** SEE: **Sudeste**

Potência máxima (MW): 657 Potência mínima (MW): 511.88

Fator de Capacidade (%): 100 Custo: 20.98

Indisponibilidade (%): Forçada: 3 Programada: 9.8

Expansão

Valor: 0

Mês: Ano: 0

Num. de Modificações: 16

	Modificação	Valor	Mês Inicial	Ano Inicial	Mês Final	Ano Final
1	GTMIN	0	Janeiro	2008	Janeiro	2008
2	GTMIN	0	Março	2008	Março	2008
3	GTMIN	0	Outubro	2008	Outubro	2008
4	GTMIN	0	Novembro	2008	Novembro	2008
5	GTMIN	0	Dezembro	2008	Dezembro	2008
6	POTEF	657	Fevereiro	2008		0

Adicionar/Editar Subsistema

Adicionar SEE

Subsistem Elétrico

Nome:

Elo de intercâmbio:

Volume Inicial (%):

Crescimento da Carga (%):

Geração de Pequenas Usinas (MW):

Ordem:

Carga Leve (pu): Carga Média (pu): Carga Pesada (pu):

Patamar e custo de Déficit

Patamar (%)	Custo (\$)
<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>

Carga Inicial

Janeiro	Fevereiro	Março	Abril
<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>

Energia Inicial

Janeiro	Fevereiro	Março	Abril
<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>

Adicionar/Editar Turbinas

Editar Turbinas

Turbina:

Constante de Geração:

Adicionar/Editar Intercâmbios

Adicionar Intercâmbio

Limites de Intercâmbios e Fator de perdas:

Id	SEE 1	SEE 2	1->2 (Leve)	2->1 (Leve)	FP(Leve)	1->2 (Med...)	2->1 (Med...)
1	Sul	Sudeste	5287	5480	0	5287	5480
2	Sudeste	Nordeste	760	200	0	760	200
5	Sudeste	Imperatriz	2770	3277	0	2770	3277
6	Nordeste	Imperatriz	1827	3130	0	1827	3130
7	Norte	Imperatriz	4000	2500	0	4000	2500

SEE 1: SEE 2:

Carga Leve

Intercâmbio 1 -> 2: Intercâmbio 2 -> 1: Fator de perdas:

Carga Média

Intercâmbio 1 -> 2: Intercâmbio 2 -> 1: Fator de perdas:

Carga Pesada

Intercâmbio 1 -> 2: Intercâmbio 2 -> 1: Fator de perdas:

Adicionar/Editar Configurações

Configurações

Configuração: Default

PDDE Sistema PAR

Qtd. de Cenários: 200

Qtd. máxima de Iterações: 20

Horizonte de Estudo (anos): 3

Horizonte Pós-Estudo (anos): 0

Mês de Início do estudo: Fevereiro

Ano de Início do estudo: 2008

Critério de conv.: 0.01

Taxa de desconto: 12

Cortes de Bender:

- Tradicional
- Multi-Cult

Quantidade de Aberturas:

Jan	Fev	Mar	Abr
20	20	20	20
Mai	Jun	Jul	Ago
20	20	20	20
Set	Out	Nov	Dez
20	20	20	20

Simulação

Qtd. de Cenários: 2000

REE:

- por Subsistema Elétrico
- por Bacia Hidrográfica

Semente para processo estocástico:

- Semente Aleatória
- Definir Semente

Semente: 971648423

Salvar Salvar como... Deletar Fechar

Configurações

Configuração: Default

PDDE Sistema PAR

Demanda

SEE	Imperatriz	Nordeste	Norte
Janeiro	0	7779	3689
Fevereiro	0	7732	3680
Março	0	7750	3670
Abril	0	7681	3670
Mai	0	7557	3732
Junho	0	7419	3736
Julho	0	7437	3707
Agosto	0	7524	3744
Setembro	0	7692	3754
Outubro	0	7867	3741
Novembro	0	7889	3729
Dezembro	0	7850	3696
Carga Leve (pu)	0	0.879	0.953
Carga Média (pu)	0	1.06	1.017
Carga Pesada (pu)	0	1.15	1.09

Percentual do tempo em cada patamar de carga:
 Carga Leve (%): 38 Carga Média (%): 52 Carga Pesada (%): 10

Déficit e Informações importantes:

SEE	Imperatriz	Nordeste	Norte
Volume Inicial (%)	0	30.63	29.98
Patamar de Déficit (%)	5	5	5
Custo de Déficit (\$)	944.51	944.1	944.1
Patamar de Déficit (%)	5	5	5
Custo de Déficit (\$)	2037.61	2037.61	2037.61
Patamar de Déficit (%)	10	10	10
Custo de Déficit (\$)	4257.97	4257.97	4257.97
Patamar de Déficit (%)	80	80	80
Custo de Déficit (\$)	4838.69	4838.69	4838.69
Patamar de Déficit (%)	0	0	0
Custo de Déficit (\$)	0	0	0
Crescimento da Carga (%)	0	4.5	4.5
Geração - Pequenas Usin	0	300	40

Volume Inicial:
 Usar cadastrado
 Definir %

Salvar Salvar como... Deletar Fechar

Configurações

Configuração: Default

PDDE | Sistema | PAR

Ordem

Automática Definir

	Imperatriz	Nordeste	Norte	Sudeste
Janeiro	0	1	1	1
Fevereiro	0	2	4	1
Março	0	1	1	1
Abril	0	1	1	2
Mai	0	1	2	3
Junho	0	1	1	1
Julho	0	2	3	3
Agosto	0	1	2	1
Setembro	0	3	5	1
Outubro	0	3	3	3
Novembro	0	2	3	1
Dezembro	0	5	1	4

Energia Inicial

Último ano do Histórico Definir

SEE	Imperatriz	Nordeste	Norte	Sudeste
Janeiro	0	5400	3899	33622
Fevereiro	0	21089	12679	86996
Março	0	20479	14450	49255
Abril	0	8011	11475	33994
Mai	0	5357	5921	28066
Junho	0	3760	2592	23344
Julho	0	3346	1555	22916
Agosto	0	2972	1119	18467
Setembro	0	2558	890	12967
Outubro	0	1926	902	13002
Novembro	0	1954	1167	22955
Dezembro	0	4631	2317	28658

Modelo

Normal Log-Normal Normal 2

Salvar

Salvar como...

Deletar

Fechar

REFERÊNCIAS

BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica; 2008. Disponível em: www.aneel.gov.br. Acesso em 30/03/2008.

ARVANITIDIS N. V. e ROSING J.; 1970a. **Composite representation of a multireservoir hydroelectric power system**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-89, n. 2, p. 319-326.

ARVANITIDIS N. V. e ROSING J.; 1970b. **Optimal operation of multireservoir systems using a composite representation**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-89, n. 2, p. 327-335.

AZEVEDO FILHO J. M.; 2000. **Imperativos da descentralização e coordenação da operação energética no âmbito da reforma institucional do Setor Elétrico Brasileiro**. Dissertação (Mestrado em Ciências de Planejamento Energético) – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, RJ.

BENDERS J. F.; 1962. **Partitioning Procedures for Solving Mixed Variables Programming Problems**. Numerische Mathematik. vol. 4, p.238-252.

BIRGE J. R. e LOUVEAUX F.; 1997. **Introduction to stochastic programming**. 1 ed., New York: Springer-Verlag.

BOX G. E. P.; JENKINS, G. M. e REINSEL, G. C.; 1994. **Time series analysis: forecasting and control**. 3 ed., New Jersey: Prentice Hall.

BRASIL; 2004. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. **Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências**. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, v. 141, n. 146-A, seção 1, p. 1.

CARVALHO L. C. X.; 2002. **Planejamento de sistemas hidrotérmicos: Uma análise comparativa entre as representações a usinas individualizadas e a reservatórios equivalentes de energia**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, SC.

CARVALHO L. C. X. de; SILVA E. L. da e FINARDI E. C.; 2005. **Análise Comparativa entre a Representação Individualizada das Usinas Hidrelétricas e o Modelo a Reservatório Equivalente no Problema do Planejamento da Operação Energética**. SNTPEE – Seminário Nacional de Transmissão e Produção de Energia Elétrica. Curitiba, PR.

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica; 2001. **Manual de Referência – Modelo NEWAVE**. Rio de Janeiro, RJ.

CHIRALAKSANAKUL A.; 2003. **Monte Carlo Methods for Multi-stage Stochastic Programs**. Tese (Doctor of Philosophy), University of Texas. Austin, Texas.

CRUZ JUNIOR G. da e SOARES S.; 1996. **Non-Uniform Composite Representation of Hydroelectric Systems for Long-Term Hydrothermal Scheduling**. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, n. 2, 702-707.

FINARDI E. C.; 1999. **Planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos utilizando processamento de alto desempenho**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, SC.

FINARDI E. C. e SILVA E. L. da; 2003. **Parallel Processing Applied to the Planning of Hydrothermal Systems**. IEEE Transactions on Parallel and Distributed Systems, vol 14, n. 8, p. 721-729.

GARCIA A. G. N.; 2005. **Representação do Processo Estocástico de Energias Afluentes por Modelos Auto-regressivos Periódicos no Planejamento de Sistemas Hidrotérmicos**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, SC.

HIPEL K. H. e McLEOD I.; 1994. **Time series modelling of water resources and environmental systems**. 1 ed. Amsterdam: ELSEVIER.

INFANGER G. e MORTON D. P.; 1996. **Cut Sharing for Multistage Stochastic Linear Programs with Interstage Dependency**. Mathematical Programming, vol. 75, p. 241-256.

KELMAN J. e PEREIRA M. V. F.; 1977. **Crítérios de avaliação para modelos de séries hidrológicas**. In: IV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (Rio de Janeiro). Anais de IV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Rio de Janeiro.

KLIGERMAN A. S.; 1992. **Operação ótima de subsistemas hidrotérmicos interligados utilizando programação dinâmica estocástica dual**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Campinas. Campinas, SP.

MACEIRA M. E. P. e DAMÁZIO J. M.; 2004. **The use of PAR(p) model in the Stochastic Dual Dynamic Programming Optimization Scheme used in the operation**

planning of the Brazilian Hydropower System. In: 8th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems. Ames-Iowa. p. 397-402.

MERCIO C. M. V. D. B.; 2000. **Resolução de problemas de planejamento de sistemas hidrotérmicos com representação do sistema por modelo equivalente de energia adotando acoplamento hidráulico.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, RJ.

MORTON D. P.; 1998. **Stopping rules for a class of sampling-based stochastic programming algorithms.** Operations Research. vol. 46, n. 5, p. 710-718.

NOAKES, D. J.; McLEOD, I. e HIPEL, K. H.; 1985. **Forecasting monthly riverflow time series.** International Journal of Forecasting. North-Holland, vol. 1, p. 179-190.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico; 2002. **Procedimentos de rede – Módulo 7: Planejamento da Operação Energética.** Disponível em: <http://www.ons.org.br/procedimentos>. Acesso em 07/03/2007.

PEREIRA M. V. F.; OLIVEIRA G. C.; COSTA C. G. C. e KELMAND J.; 1984. **Stochastic Streamflow Models for Hydroelectric Systems.** Water Resource Research. Vol 20, No 3, pg 379-390.

PEREIRA M. V. F. e PINTO L. M. V. G.; 1982. **A decomposition approach to the economic dispatch of hydrothermal systems.** IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-101, n. 10, p. 3851-3860.

PEREIRA M. V. F. e PINTO L. M. V. G.; 1983. **Application of decomposition techniques to the mid- and short-term scheduling of hydrothermal systems.** IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-102, n. 11, p. 3611-3618.

PEREIRA M. V. F. e PINTO L. M. V. G.; 1985. **Stochastic optimization of a multireservoir hydroelectric system: A decomposition approach**. Water Resources Research, vol. 21, n. 6, p. 779-792.

PEREIRA M. V. F. e PINTO L. M. V. G.; 1991. **Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning**. Mathematical Programming, North-Holland, vol. 52, p. 359-375.

PHILPOTT A. B. e GUAN Z.; 2008. **On the convergence of stochastic dual dynamic programming and related methods**. Operations Research Letters, doi:10.1016/j.orl.2008.01.013.

SANTOS M. L. L.; 2004. **Aplicação da Modelagem Orientada a Objetos ao Problema do Planejamento de Sistemas Hidrotérmicos**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, SC.

SILVA E. L. da; 2001. **Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica**. 1 ed., Porto Alegre: Sangra Luzzato.

SOARES S.; LYRA C. e TAVARES H.; 1980. **Optimal Generation Scheduling of Hydrothermal Power Systems**. IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, PAS-99, n. 3, p.1107-1115.

SOARES S. e CARNEIRO A. A. F. M; 1993. **Reservoir operation rules for Hydroelectric Power Systems optimization**. IEEE/NTUA Athens Power Tech Conference, Athens, 965-969.