

Universidade Federal de Juiz de Fora  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica  
Mestrado em Engenharia Elétrica

Wellington Carlos da Conceição

**NOVA METODOLOGIA PARA REPRESENTAÇÃO DA  
VAZÃO MÍNIMA OBRIGATÓRIA EM SISTEMAS EQUIVALENTES NO  
PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS**

Juiz de Fora  
2012

Wellington Carlos da Conceição

**Nova Metodologia para Representação da Vazão Mínima Obrigatória em Sistemas Equivalentes no Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, área de concentração: Sistemas de Energia, da Universidade Federal de Juiz de Fora, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. André Luís Marques Marcato, D. Sc.

Juiz de Fora  
2012

Conceição, Wellington Carlos da.

Nova metodologia para representação da vazão mínima obrigatória em sistemas equivalentes no planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos / Wellington Carlos da Conceição. – 2012.

134 f. :il.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)-Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2012.

1. Sistemas elétricos de potência. I. Título.

CDU 621.3.02

Wellington Carlos da Conceição

**Nova Metodologia para Representação da Vazão Mínima Obrigatória em Sistemas Equivalentes no Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Sistemas de Energia, da Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

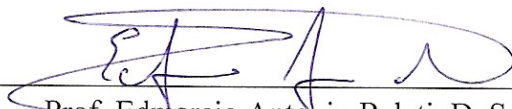
Aprovada em 02 de Agosto de 2012.

BANCA EXAMINADORA



---

Prof. André Luís Marques Marcato, D. Sc. (Orientador)  
Universidade Federal de Juiz de Fora – UFJF



---

Prof. Edmarcio Antonio Belati, D. Sc.  
Universidade Federal do ABC - UFABC



---

Prof. João Alberto Passos Filho, D. Sc.  
Universidade Federal de Juiz de Fora – UFJF



---

Prof. Ivo Chaves da Silva Júnior, D. Sc.  
Universidade Federal de Juiz de Fora – UFJF

*Dedico este trabalho à minha esposa Júlie e  
aos meus filhos Vinícius e Rafael.*

# Agradecimentos

À Deus.

À minha esposa Júlie, pelo amor, companheirismo, grande ajuda e enorme paciência.

Aos meus filhos, Vinícius e Rafael, que são minha maior fonte de incentivo.

Aos meus queridos pais, Arilton e Efigênia, por terem me dado valores, me ensinando a importância da simplicidade, da honestidade, do amor e do respeito.

Aos meus irmãos Adriana, Fernanda, Wemerson, Bruno e familiares que sempre estiveram presentes em cada etapa importante da minha vida.

Ao orientador, professor e amigo André Luís Marques Marcato pela dedicação, grande atenção, confiança e apoio em todas as etapas deste trabalho.

Ao professor João Alberto Passos Filho, por valiosas e cruciais contribuições no desenvolvimento do trabalho.

Aos professores e pesquisadores do PPEE/UFJF pelos conhecimentos passados, que direta ou indiretamente contribuíram para realização deste trabalho.

Aos professores e amigos do Instituto Federal do Sudeste de Minas Gerais – Campus Juiz de Fora que sempre me apoiaram e incentivaram o meu crescimento profissional.

Dedico minha especial gratidão aos amigos Tales Pulinho Ramos e Rafael Bruno da Silva Brandi, pelo apoio, discussões, e principalmente pelas idéias, durante todo o mestrado. Meu reconhecimento de que a realização deste trabalho só foi possível devido à ajuda de vocês.

Meus sinceros agradecimentos aos muitos amigos que me incentivaram na minha caminhada. Agradeço em especial, ao Wesley Peres, pelos muitos momentos de trabalho e estudo, além da amizade dividida durante todo tempo de convivência.

Resumo da Dissertação apresentada à UFJF como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M. Sc.)

NOVA METODOLOGIA PARA REPRESENTAÇÃO DA  
VAZÃO MÍNIMA OBRIGATÓRIA EM SISTEMAS EQUIVALENTES NO  
PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

Wellington Carlos da Conceição

Agosto de 2012

Orientador: Prof. André Luís Marques Marcato, D. Sc.

Programa: Engenharia Elétrica.

O presente trabalho apresenta uma metodologia alternativa para o atendimento da restrição associada à vazão mínima obrigatória no problema de planejamento da operação de médio prazo de sistemas hidrotérmicos interligados. Atualmente, a metodologia oficial adotada no Setor Elétrico Brasileiro consiste na utilização de uma variável de folga associada a esta restrição.

Neste trabalho é proposta uma estratégia visando manter os reservatórios operando dentro de níveis seguros associada à utilização de uma variável de folga. Para tanto foi criada uma curva de energia armazenável mínima, que fornece a informação sobre os níveis mínimos de armazenamento dos reservatórios equivalentes, de tal forma que os mesmos sejam capazes de suprir as perdas e a vazão mínima obrigatória. As duas metodologias são comparadas e os resultados das simulações mostraram que a formulação proposta leva a uma diminuição no valor esperado de déficit de vazão mínima obrigatória.

**Palavras-chave:** Vazão Mínima Obrigatória, Sistemas Equivalentes de Energia, Curva de Energia Armazenável Mínima, Planejamento da Operação de Médio Prazo.

Abstract of Dissertation presented to UFJF as a partial fulfillment of the requirements for a Master of Science degree (M. Sc.)

NEW METHOD FOR REPRESENTATION OF  
MANDATORY MINIMUM OUTFLOW IN SYSTEMS EQUIVALENT IN THE  
OPERATION PLANNING OF HYDROTHERMAL SYSTEMS

Wellington Carlos da Conceição

August 2012

Advisor: André Luís Marques Marcato, D. Sc.

Department: Electrical Engineering.

This work presents an alternative methodology to meet the constraint associated with mandatory minimum outflow in the problem of long-term operation planning of hydrothermal interconnected systems. Currently, the official methodology adopted in the Brazilian Electric Sector is the use of a slack variable associated with this restriction.

This work proposes a strategy to keep the reservoirs operating within safe levels associated with use of a slack variable. For this, is constructed a storable energy curve minimum, providing information about the minimum levels of storage reservoirs equivalent, so that the reservoirs are able to supply the losses and the mandatory minimum outflow. The two methodologies are compared and the simulation results showed that the proposed formulation leads to a decrease in the expected value of deficit minimum flow.

**Keywords:** Mandatory Minimum Outflow, Equivalent Systems of Energy, Storable Energy Curve Minimum, Long-term Operation Planning.



# Sumário

**Lista de Figuras**

**Lista de Tabelas**

**Lista de Abreviaturas e Siglas**

**Nomenclatura**

<b>1</b>	<b>Introdução</b> .....	<b>1</b>
1.1	Considerações Iniciais e Revisão Bibliográfica.....	1
1.2	Objetivos do Trabalho.....	15
1.3	Publicações Decorrentes da Pesquisa .....	16
1.4	Estrutura da Dissertação.....	16
<b>2</b>	<b>Programação Dinâmica</b> .....	<b>18</b>
2.1	Considerações Iniciais .....	18
2.2	Programação Dinâmica Determinística .....	19
2.3	Programação Dinâmica Estocástica.....	20
2.4	Programação Dinâmica Dual Estocástica .....	23
2.5	Programação Dinâmica Estocástica e Algoritmo de Fechos Convexos (PDE–Convex Hull) .....	29
2.5.1	Algoritmo de Fechos Convexos.....	29
2.5.2	Interação PDE e Algoritmo de Fechos Convexos.....	31
<b>3</b>	<b>Sistemas Equivalentes de Energia</b> .....	<b>35</b>
3.1	Considerações Iniciais .....	35

3.2	Agregação de Reservatórios .....	35
3.3	Parâmetros do Sistema Equivalente.....	37
3.4	Parábolas de Correção.....	52
3.5	Modelagem do Mercado .....	55
<b>4</b>	<b>Restrição da Energia de Vazão Mínima.....</b>	<b>59</b>
4.1	Restrição da Vazão Mínima Obrigatória no modelo NEWAVE .....	59
4.2	Metodologia Proposta .....	68
4.2.1	Introdução .....	68
4.2.2	Curva de Energia Armazenável Mínima.....	70
4.2.3	Exemplo Didático .....	73
4.2.4	Formulação Proposta .....	84
<b>5</b>	<b>Estudo de Caso.....</b>	<b>87</b>
5.1	Considerações Iniciais .....	87
5.2	Análise dos Resultados .....	87
5.2.1	Meta de Energia de Vazão Mínima Igual à Meta Base .....	89
5.2.2	Meta de Energia de Vazão Mínima Igual a 120% da Meta Base .....	96
5.2.3	Análise da Metodologia Proposta Considerando a Simulação em uma Série do Histórico .....	102
<b>6</b>	<b>Conclusões e Trabalhos Futuros .....</b>	<b>106</b>
6.1	Conclusões .....	106
6.2	Trabalhos Futuros .....	108
	<b>Referências Bibliográficas .....</b>	<b>109</b>

# Lista de Figuras

Figura 1.1 - Representação do Sistema Interligado Nacional .....	3
Figura 1.2 - Complementariedade Hidrológica entre os Subsistemas.....	4
Figura 1.3 - Estrutura da Capacidade Instalada no SIN em 31-12-2010.....	5
Figura 1.4 - Processo de Decisão em um Sistema Hidrotérmico .....	6
Figura 1.5 - Função de Custo Presente, Custo Futuro e Custo Total .....	6
Figura 1.6 - Horizontes de Estudo .....	8
Figura 1.7 - Modelagem no Planejamento da Operação .....	9
Figura 1.8 - Relacionamento entre os Módulos no Programa NEWAVE.....	11
Figura 1.9 - Relacionamento entre os Módulos no Programa SUIISHI-O.....	12
Figura 2.1 - Esquemático da Decisão na PDD .....	19
Figura 2.2 - Interpretação Geométrica da Função de Custo Futuro .....	27
Figura 2.3 - Exemplos de Conjunto Convexo e Não-Convexo.....	30
Figura 2.4 - Exemplos de Fechos Convexos .....	30
Figura 2.5 - Conjunto Convexo no Plano Tridimensional: (a) Conjunto Aleatório de Pontos e (b) Conjunto Convexo Obtido .....	31
Figura 2.6 - Algoritmo da Obtenção das Funções de Custo Futuro Utilizando Fechos Convexos .....	32
Figura 2.7 - Invólucro Convexo Obtido do Algoritmo de Fechos Convexos.....	33
Figura 2.8 - Conjunto de Planos de Corte que aproximam a FCF.....	34
Figura 3.1 - Sistemas Equivalentes de Energia .....	36
Figura 3.2 - Representação do Sistema Brasileiro.....	37
Figura 3.3 - Relação Energia Controlável x Energia Natural Afluente.....	46
Figura 3.4 - Parábola de Correção da Energia Controlável.....	54
Figura 3.5 - Parábola de Correção da Energia de Vazão Mínima .....	54

Figura 3.6 - Parábola de Correção da Energia Evaporada.....	55
Figura 3.7 - Parábola de Correção de Geração Hidráulica Máxima.....	55
Figura 3.8 - Carga Média de Energia Mensal da Região SE/CO – Maio-2012 .....	56
Figura 3.9 - Carga Representada em Patamares .....	57
Figura 4.1 - Construção da Envoltória de Energia Armazenável Mínima para o Nordeste .....	71
Figura 4.2 - Construção da Envoltória de Energia Armazenável Mínima para o Norte	72
Figura 4.3 - Sistema utilizado no Exemplo Didático.....	73
Figura 4.4 - Construção da Envoltória de Energia Armazenável Mínima para o Exemplo Didático .....	84
Figura 4.5 - Restrição de Violação da Energia Armazenável Mínima.....	85
Figura 5.1 - Déficit de Energia de Vazão Mínima Obrigatória.....	89
Figura 5.2 - Limites da Energia Armazenada – Nordeste .....	90
Figura 5.3 - Limites da Energia Armazenada – Norte.....	90
Figura 5.4 - Déficit de Energia de Vazão Mínima .....	91
Figura 5.5 - Déficit de Energia .....	91
Figura 5.6 - Valor Esperado do Custo Total de Operação.....	92
Figura 5.7 - Geração Hidráulica Total ao Longo do Horizonte de Planejamento.....	92
Figura 5.8 - Geração Térmica Total ao Longo do Horizonte de Planejamento.....	93
Figura 5.9 - Evolução da Energia Armazenada Final do Sudeste - Média.....	93
Figura 5.10 - Evolução da Energia Armazenada Final do Sul - Média.....	94
Figura 5.11 - Evolução da Energia Armazenada Final Nordeste - Média.....	94
Figura 5.12 - Evolução da Energia Armazenada Final do Norte - Média.....	95
Figura 5.13 - Limites da Energia Armazenada – Nordeste .....	96
Figura 5.14 - Limites da Energia Armazenada – Norte.....	96
Figura 5.15 - Déficit de Energia de Vazão Mínima .....	97
Figura 5.16 - Déficit de Energia .....	98

Figura 5.17 - Valor Esperado do Custo Total de Operação .....	98
Figura 5.18 - Geração Hidráulica Total ao Longo do Horizonte de Planejamento.....	99
Figura 5.19 - Geração Térmica Total ao Longo do Horizonte de Planejamento.....	99
Figura 5.20 - Evolução da Energia Armazenada Final - Sudeste.....	100
Figura 5.21 - Evolução da Energia Armazenada Final - Sul.....	100
Figura 5.22 - Evolução da Energia Armazenada Final – Nordeste .....	101
Figura 5.23 - Evolução da Energia Armazenada Final - Norte .....	101
Figura 5.24 - Déficit de Energia de Vazão Mínima .....	103
Figura 5.25 - Déficit de Energia .....	103
Figura 5.26 - Valor Esperado do Custo Total de Operação .....	104
Figura 5.27 - Evolução da Energia Armazenada Final - Nordeste.....	105

# Lista de Tabelas

Tabela 1.1 - Projeções da Demanda Total de Energia Elétrica e do PIB .....	1
Tabela 4.1 - Dados das Usinas Hidrelétricas do Exemplo Didático - Volume e Vazão	73
Tabela 4.2 - Dados das Usinas Hidrelétricas do Exemplo Didático – Polinômio Cota-Volume, Canal de Fuga e Perda Hidráulica .....	74
Tabela 4.3 - Dados das Usinas Hidrelétricas do Exemplo Didático – Polinômio Cota-Área .....	74
Tabela 4.4 - Coeficientes de Evaporação das Usinas Hidrelétricas do Exemplo Didático (mm/mês).....	74
Tabela 4.5 - Vazão Natural e Incremental nas Usinas Hidrelétricas do Exemplo Didático – Ano 1953 .....	75
Tabela 4.6 - Vazão Natural e Incremental nas Usinas Hidrelétricas do Exemplo Didático – Ano 1954 .....	76
Tabela 4.7 - Vazão Natural e Incremental nas Usinas Hidrelétricas do Exemplo Didático – Ano 1955 .....	77
Tabela 4.8 - Altura de Queda Líquida das Usinas Hidrelétricas do Exemplo Didático .	78
Tabela 4.9 - Produtibilidades Associadas às Alturas Equivalente, Mínima e Máxima das Usinas Hidrelétricas do Exemplo Didático .....	78
Tabela 4.10 - Resultados Referentes ao Cenário do Histórico – Ano 1953 .....	79
Tabela 4.11 - Resultados Referentes ao Cenário do Histórico – Ano 1954 .....	82
Tabela 4.12 - Resultados Referentes ao Cenário do Histórico – Ano 1955 .....	82
Tabela 4.13 - Resultados Referentes à Energia Armazenável Mínima para os Cenários e para a construção da Envoltória.....	83

## Lista de Abreviaturas e Siglas

ANA	<i>Agência Nacional de Águas</i>
ANEEL	<i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i>
CEPEL	<i>Centro de Pesquisas de Energia Elétrica</i>
EPE	<i>Empresa de Pesquisa Energética</i>
FCF	<i>Função de Custo Futuro</i>
MDDH	<i>Modelo Dinâmico de Despacho Hidrotérmico</i>
MLT	<i>Média de Longo Termo</i>
ONS	<i>Operador Nacional do Sistema</i>
PCH	<i>Pequenas Centrais Hidrelétricas</i>
PD	<i>Programação Dinâmica</i>
PDD	<i>Programação Dinâmica Determinística</i>
PDE	<i>Programação Dinâmica Estocástica</i>
PDDD	<i>Programação Dinâmica Dual Determinística</i>
PDDE	<i>Programação Dinâmica Dual Estocástica</i>
PIB	<i>Produto Interno Bruto</i>
PL	<i>Programação Linear</i>
PMO	<i>Programa Mensal de Operação</i>
SIN	<i>Sistema Interligado Nacional</i>

# Simbologia

$A_t$	Vetor de afluências incrementais ao sistema no período $t$ .
$a_{XXX_{i,t}}$	Coefficiente do termo quadrático da parábola de correção para o cálculo da grandeza XXX em função da energia armazenada inicial, onde $i$ identifica o sistema e $t$ o estágio.
$AREA_{i,t}^{\max}$	Área da superfície do reservatório $i$ no período $t$ , correspondente a altura máxima do reservatório ( $\text{km}^2$ ).
$b_{XXX_{i,t}}$	Coefficiente do termo linear da parábola de correção para o cálculo da grandeza XXX em função da energia armazenada inicial, onde $i$ identifica o sistema e $t$ o estágio.
$C_t(U_t)$	Custo presente da complementação térmica, relacionado à decisão operativa $U_t$ (R\$).
$C_v$	Custo associado à violação do limite de segurança da curva de energia armazenável mínima (R\$/MWh).
$c_{XXX_{i,t}}$	Coefficiente do termo independente da parábola de correção para o cálculo da grandeza XXX em função da energia armazenada inicial, onde $i$ identifica o sistema e $t$ o estágio.
$CEVP_{j,t}$	Coefficiente de evaporação da usina $j$ no período $t$ (mm).
$CFUGA_j$	Cota do canal de fuga da usina $j$ (m).
$COTA_j^{Vol}$	Cota da usina $j$ associada ao volume $Vol$ , pelo polinômio cota-volume (m).
$def_{i,j,l,t}$	Déficit de energia ocorrido no sistema $i$ dentro do patamar de carga $j$ e patamar de déficit $l$ (MWmédio).



$DEMLIQ_{i,k,t}$	Demanda líquida do sistema $i$ no patamar de carga $k$ , igual ao mercado de energia ponderado pela profundidade do patamar abatido da geração de pequenas usinas, geração térmica mínima e submotorização no período $t$ (MW médio).
$DPMERC_{k,t}$	Duração do patamar de carga $k$ no período $t$ (pu).
$E_{A_t X_t}$	Valor esperado de custo de acordo com todos os valores possíveis de afluências contidos em $A_t$ , condicionado pelo vetor de estados $X_t$ (conhecido no início do estágio).
$ea_{i,t+1}$	Energia armazenada no sistema $i$ no final do período $t$ (MWmês).
$\underline{ea}_{i,t+1}$	Energia armazenável mínima no sistema $i$ no final do período $t$ (MWmês).
$\overline{ea}_{i,t+1}$	Energia armazenável máxima no sistema $i$ no final do período $t$ (MWmês).
$EA_{i,t}$	Energia armazenada no sistema $i$ no estágio $t$ (MWmês).
$EA_{i,t-1}$	Energia armazenada no sistema $i$ , contabilizada no período $t-1$ (MWmês).
$\overline{EA}_{i,t}$	Energia armazenável máxima do sistema $i$ no estágio $t$ (MWmês).
$EA_{MIN_{i,t+1}}$	Energia armazenável mínima no subsistema $i$ no final do estágio $t$ , correspondente ao limite indicado pela curva de energia armazenável mínima (MWmês).
$EAFLU_{i,t}$	Energia natural afluyente do sistema $i$ no período $t$ (MWmês).
$EC_{i,t}$	Energia controlável afluyente do sistema $i$ no estágio $t$ (MW médio).
$EFIO_{i,t}$	Energia fio d'água líquida do sistema $i$ no período $t$ (MW médio).
$EFIOB_{i,t}$	Energia fio d'água bruta do sistema $i$ no período $t$ (MW médio).

$EVAP_{i,t}^{\max}$	Energia evaporada máxima do sistema $i$ no período $t$ (MWmédio).
$EVAP_{i,t}(EA_{i,t})$	Energia evaporada do sistema $i$ no período $t$ , corrigida pelo armazenamento inicial do sistema (MWmês).
$evert_{i,t}$	Energia vertida no sistema $i$ no período $t$ (MWmês).
$EVM_{i,t}$	Energia para enchimento do volume morto do sistema $i$ e período $t$ (MWmês).
$evmin_{i,k,t}$	Energia de vazão mínima efetivamente atendida do sistema $i$ no patamar de carga $k$ e período $t$ (MWmédio).
$EVMIN_{i,t}^{\max}$	Energia de vazão mínima do sistema $i$ associada ao armazenamento máximo (MWmédio).
$exc_{i,k,t}$	Variável de folga que representa o excesso de energia no sistema $i$ , patamar de carga $k$ e período $t$ (MWmédio).
$F_i$	Conjunto de usinas fio d'água do sistema $i$ .
$FATOR_t$	Constante utilizada para converter $m^3/s$ em $hm^3/mês$ em um determinado período $t$ , é função do número de dias do mês.
$FC_{i,t}^{\max}$	Fator de correção da energia controlável do sistema $i$ e período $t$ , associado ao nível máximo do reservatório.
$FC_{i,t}^{med}$	Fator de correção da energia controlável do sistema $i$ e período $t$ , associado ao nível médio do reservatório.
$FC_{i,t}^{\min}$	Fator de correção da energia controlável do sistema $i$ e período $t$ , associado ao nível mínimo do reservatório.
$FC_{i,t}(EA_{i,t})$	Fator de correção da energia controlável do sistema $i$ no período $t$ , corrigido pelo armazenamento inicial do sistema.

$FDIN_{i,t}$	Fator de correção da energia armazenada do sistema $i$ no período $t$ , é utilizado no cálculo do novo valor da energia armazenada após uma mudança de configuração (pu).
$FPENG_{k,t}$	Duração do patamar de carga $k$ no período $t$ (pu).
$g_{T_{i,k,j,t}}$	Geração térmica total na classe térmica $k$ do sistema $i$ dentro do patamar de carga $j$ (MWmédio).
$\overline{g_{T_{i,k,j,t}}}$	Geração térmica máxima totalizada na classe térmica $k$ do sistema $i$ dentro do patamar de carga $j$ (MWmédio).
$ghidr_{i,k,t}$	Geração hidráulica do subsistema $i$ no patamar de carga $k$ no período $t$ (MWmédio).
$GHMAX_{i,t}^{\max}$	Geração hidráulica máxima do sistema $i$ no estágio $t$ calculada com potências nominais das usinas obtidas em relação a altura máxima (MWmédio).
$GHMAX_{i,t}(EA_{i,t})$	Geração hidráulica máxima do sistema $i$ no período $t$ , corrigida pelo armazenamento inicial do sistema (MWmédio).
$GTMIN_{i,j,t}$	Geração mínima na classe térmica $j$ no sistema $i$ e período $t$ (MWmédio).
$H_k^{eq}$	Altura equivalente da usina $k$ (m).
$H_k^{\max}$	Altura de queda associada ao volume máximo da usina $k$ (m).
$H_k^{med}$	Altura de queda associada a 65% do volume útil do reservatório da usina $k$ (m).
$H_k^{\min}$	Altura de queda associada ao volume mínimo da usina $k$ (m).
$H_k^{Vol}$	Altura de queda da usina $k$ , associada à cota correspondente ao volume $Vol$ (m).

$IP_j$	Taxa média de indisponibilidade programada da usina $j$ .
$i_{i,j,k,t;i \neq j}$	Intercâmbio de energia do sistema $i$ para o sistema $j$ , no patamar $k$ , sendo sempre $i$ diferente de $j$ no período $t$ (MWmédio).
$\overline{i_{i,j,k,t;i \neq j}}$	Valor máximo de intercâmbio do sistema $i$ para o sistema $j$ no estágio $t$ (MWmédio).
$J_i$	Conjunto composto pela usina $i$ e todas as usinas à jusante de $i$ .
$JF_i$	Conjunto composto pela usina $i$ e todas as usinas a fio d'água à jusante de $i$ até o próximo reservatório exclusive.
$L_i$	Conjunto composto por todas as usinas à jusante de $i$ exclusive.
$M_{EVMIN}(EA_i)$	Meta de geração de vazão mínima (MWmédio).
$M_i$	Conjunto composto por todas as usinas à montante de $i$ .
$MERCADO_{i,t}$	Carga própria a ser atendida no sistema $i$ no período $t$ (MWmédio).
$NCONJMAQ_j$	Número de conjunto de máquinas da usina $j$ .
$NMAQCJ_{k,j}$	Número de máquinas do conjunto $k$ da usina $j$ .
$NPDF$	Número de patamares de déficit.
$NPMC$	Número de patamares de mercado.
$NSH$	Número de anos hidrológicos do histórico.
$NSIS$	Número total de subsistemas.
$NUSI_i$	Número de usinas hidrelétricas do sistema $i$ .
$PCA_{j,n}$	$n$ -ésimo coeficiente do polinômio cota-área da usina $j$ ( $m \times km^2$ ).
$PCV_{j,n}$	$n$ -ésimo coeficiente do polinômio cota-volume da usina $j$ ( $m \times hm^3$ ).
$PEFCJ_{k,j}$	Potência efetiva de cada máquina do conjunto $k$ da usina $j$ (MW).

$PEQUSI_{i,t}$	Geração proveniente das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) no sistema $i$ no período $t$ (MWmédio).
$PHID_j$	Perda hidráulica da usina $j$ (m).
$PMERC_{i,k,t}$	Profundidade do patamar de carga $k$ , sistema $i$ e período $t$ (pu).
$Q_{i,t}$	Vazão natural afluyente a usina $i$ no estágio $t$ (m <sup>3</sup> /s).
$QINC_{i,t}$	Vazão incremental afluyente a usina $i$ no estágio $t$ (m <sup>3</sup> /s).
$QMAX_j$	Engolimento máximo da usina $j$ (hm <sup>3</sup> ).
$QMIN_j$	Vazão mínima defluente da usina $j$ (hm <sup>3</sup> ).
$QNCJ_{k,j}$	Vazão nominal de cada máquina do conjunto $k$ da usina $j$ (m <sup>3</sup> /s).
$R_i$	Conjunto composto por todos os reservatórios do sistema $i$ .
$SUBMOT_{i,t}$	Geração proveniente das usinas submotorizadas no sistema $i$ e período $t$ (MWmédio).
$TCLISIS_i$	Número total de classes térmicas do sistema $i$ . Uma classe térmica representa um grupo de usinas térmicas que apresentam o mesmo custo de operação. Portanto, a geração térmica mínima da classe térmica $i$ corresponde à soma das gerações mínimas das suas usinas.
$TEIF_j$	Taxa média de indisponibilidade forçada da usina $j$ .
$TURB_j$	Constante associada à característica de construção das turbinas da usina $j$ .
$U_t$	Vetor com as decisões obtidas no período $t$ e determina o estado em que o sistema se encontrará ao final do mesmo.
$VM_i$	Número de usinas enchendo o volume morto no sistema $i$ .
$VMAX_j$	Volume máximo da usina $j$ (hm <sup>3</sup> ).

$VMIN_j$	Volume mínimo da usina $j$ ( $hm^3$ ).
$X_t$	Vetor de variáveis que definem o estado inicial do sistema no período $t$ .
$z_t$	Custo esperado de operação no estágio $t$ (R\$ x 730).
$\alpha_V$	Custo esperado, associado à violação do limite de segurança da curva de energia armazenável mínima, no estágio $t$ (R\$ x 730).
$\alpha_{t+1}$	Custo futuro (R\$ x 730).
$\beta$	Taxa de desconto monetário (pu).
$\gamma_i$	Fator de separação da energia afluyente controlável da energia afluyente total do sistema $i$ .
$\delta_{EVMIN_{i,j,t}}$	Parcela da energia de vazão mínima não atendida no sistema $i$ dentro do patamar de carga $j$ e período $t$ (MWmédio).
$\eta_{AD}$	Multiplicador simplex associado à equação de atendimento à demanda.
$\eta_{BH}$	Multiplicador simplex associado à equação de balanço hídrico.
$\eta_{COR}$	Multiplicador simplex associado a cada equação de corte de Benders.
$\eta_{EV}$	Multiplicador simplex associado à equação de meta de geração de vazão mínima.
$\eta_{HC}$	Multiplicador simplex associado à equação de geração hidráulica controlável máxima.
$(\pi_{EAFLU_p}^{j,i})_t$	Coeficiente de $j$ -ésimo corte construído no estágio $t$ associado à afluência $p$ -ésimo estágio passado ao sistema ou usina $i$ .

$(\pi_V^{j,i})_t$	Coeficiente de $j$ -ésimo corte construído no estágio $t$ associado ao armazenamento do sistema ou usina $i$ .
$\psi_{D_l}$	Custo do déficit de energia associado ao patamar de déficit $l$ (R\$/MWh).
$\psi_{EVMIN}$	Penalidade pelo não atendimento a meta de energia de vazão mínima (R\$/MWh).
$\psi_{T_{i,k,t}}$	Custo de operação associado à classe térmica $k$ do sistema $i$ (R\$/MWh).
$\Delta t_{VM,j}$	Número de estágios que a usina $j$ levará para encher o volume morto.
$\eta_j$	Produtibilidade específica da usina $j$ (MW/m <sup>3</sup> /s/m).
$\rho_j^{eq}$	Produtibilidade equivalente da usina $j$ (MW/m <sup>3</sup> /s).
$\rho_j^{\max}$	Produtibilidade associada à altura de queda máxima da usina $j$ (MW/m <sup>3</sup> /s).
$\rho_j^{med}$	Produtibilidade associada à altura de queda correspondente a 65% do volume útil da usina $j$ (MW/m <sup>3</sup> /s).
$\rho_j^{\min}$	Produtibilidade associada à altura de queda mínima da usina $j$ (MW/m <sup>3</sup> /s).
$\rho_j^{Vol}$	Produtibilidade da usina $j$ , associada à cota correspondente ao volume $Vol$ (MW/m <sup>3</sup> /s).

# 1 Introdução

## 1.1 Considerações Iniciais e Revisão Bibliográfica

Atualmente, o suprimento de energia elétrica pode ser considerado um dos maiores desafios enfrentados pela humanidade. A energia elétrica é um insumo fundamental para qualquer país, devido à sua necessidade para o atendimento ao bem estar humano e ao desenvolvimento econômico.

No Brasil, segundo estudos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), as previsões de crescimento no consumo de energia elétrica para os próximos anos, de acordo com as novas estimativas, que contemplam o período até 2021, o crescimento médio anual da demanda total de eletricidade será de 4,5% ao ano. A Tabela 1.1 mostra projeções da demanda total de energia elétrica e do PIB no Brasil [15].

**Tabela 1.1 - Projeções da Demanda Total de Energia Elétrica e do PIB**

<b>Ano</b>	<b>Consumo (mil GWh)</b>	<b>PIB (10<sup>9</sup> R\$ 2010)</b>
2011	472	3.804
2016	593	4.717
2021	736	6.021
<b>Período</b>	<b>Consumo (% ao ano)</b>	<b>PIB (% ao ano)</b>
2011 - 2016	4,7	4,4
2016 - 2021	4,4	5,0
<b>2011 - 2021</b>	<b>4,5</b>	<b>4,7</b>

Nota: inclui autoprodução; para 2011, consideradas estimativas preliminares do consumo de energia elétrica e do PIB.

Logo, torna-se necessário que as atividades de planejamento e produção de energia elétrica no Brasil sejam executadas com a utilização de técnicas avançadas e adequadas à nossa realidade [17].



O planejamento da produção de energia elétrica no Brasil pode ser dividido, inicialmente em duas grandes etapas: o planejamento da expansão e o planejamento da operação, com distintos enfoques e objetivos.

O planejamento da expansão do sistema elétrico tem como meta o atendimento da demanda máxima a longo prazo, com padrões de qualidade e confiabilidade pré-estabelecidos [17].

Nos estudos de planejamento da expansão são considerados horizontes mais longos. Conforme [17], no caso do sistema elétrico brasileiro, estes estudos são divididos em três etapas:

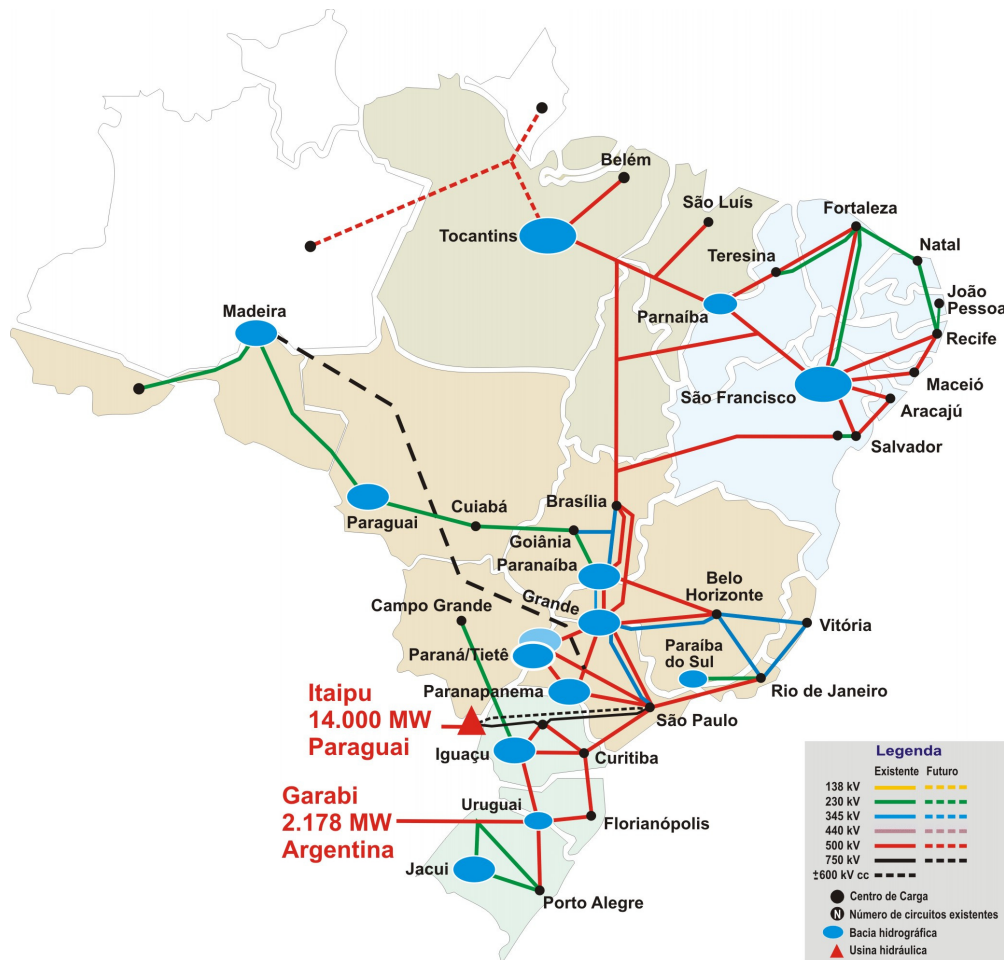
- (i) Estudos de longo prazo: analisam um horizonte de aproximadamente trinta anos e permitem identificar as linhas mestras de desenvolvimento dos sistemas;
- (ii) Estudos de médio prazo: analisam o atendimento ao mercado nos próximos quinze anos e estabelecem o programa de expansão do sistema elétrico;
- (iii) Estudos de curto prazo: apresentam o ajuste do programa de expansão do sistema em relação a mudanças das previsões de mercado, atrasos nos cronogramas de obras e restrições nos recursos financeiros. Seu horizonte de análise é de dez anos.

O planejamento da operação de sistemas elétricos tem como principal objetivo a determinação de metas de geração para cada usina, a cada etapa, que minimize o valor esperado dos custos operativos ao longo do período de planejamento considerado. Este custo é composto pelos gastos com combustíveis nas usinas térmicas, que correspondem aos custos variáveis, eventuais compras de energia de sistemas vizinhos e o custo de déficit, que é uma penalização por não atendimento a demanda [17].

Atualmente, o sistema brasileiro está quase totalmente interligado, sendo que apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontram-se fora do Sistema Interligado Nacional (SIN), em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica [26].

O SIN é composto por quatro subsistemas (também chamados de regiões): Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e parte da região Norte. Como as usinas hidrelétricas são geralmente construídas em locais distantes dos centros de carga tornou-se necessária a construção de um extenso sistema de transmissão.

A Figura 1.1 apresenta uma ilustração do SIN com representação da integração das principais bacias e da rede de transmissão que compõe a Rede Básica.



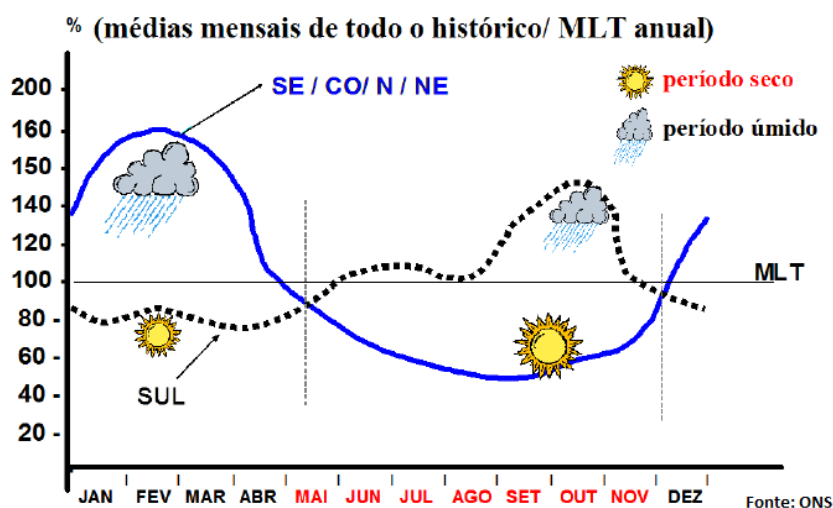
Fonte: ONS (2012)

**Figura 1.1 - Representação do Sistema Interligado Nacional**

A operação do SIN é feita de forma coordenada visando a minimização dos custos globais de produção de energia elétrica. Com isso, têm-se a possibilidade da troca de energia entre regiões, permitindo obter vantagens relacionadas à diversidade do

comportamento hidrológico entre as diferentes bacias hidrográficas do sistema. Adicionalmente, em períodos de condições hidrológicas desfavoráveis, as térmicas utilizadas contribuem para o atendimento de toda carga própria e, não apenas para os consumidores da região em que está localizada.

Pela Figura 1.2, observa-se que no sistema elétrico brasileiro há uma grande diversidade do comportamento hidrológico entre a região Sul e as demais regiões, considerando a Média de Longo Termo – MLT<sup>1</sup>.

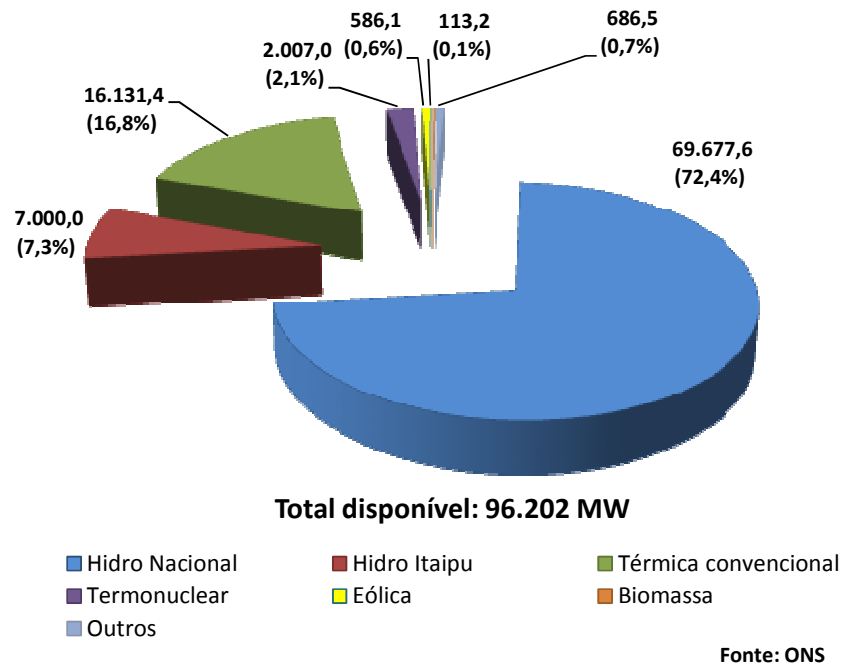


**Figura 1.2 - Complementariedade Hidrológica entre os Subsistemas**

O SIN é um sistema hidrotérmico de grande porte [24], com predominância de geração hidráulica, sendo que as outras fontes de energia são utilizadas como complemento energético, agregando confiabilidade ao sistema. No entanto, com o aumento da participação na geração de energia elétrica pelas fontes renováveis, como biomassa e eólica, por exemplo, espera-se que estas fontes sejam representadas explicitamente nos modelos de planejamento.

<sup>1</sup> Vazão Média de Longo Termo (MLT) é a média aritmética das vazões naturais médias, correspondentes a um mesmo período, verificadas durante a série histórica de observações.

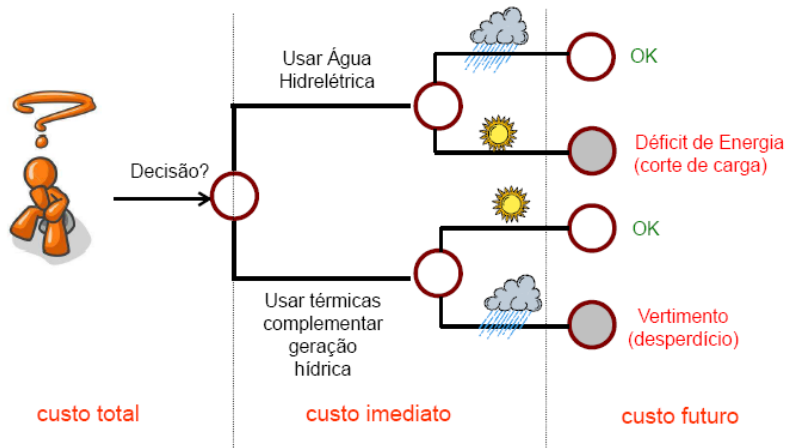
A Figura 1.3 mostra a estrutura da capacidade instalada no SIN.



**Figura 1.3 - Estrutura da Capacidade Instalada no SIN em 31-12-2010**

O SIN apresenta algumas características importantes, que o diferencia de outros sistemas hidráulicos no mundo, tais como, aflúências com acentuada sazonalidade, alto grau de incerteza e forte acoplamento hidráulico entre suas unidades geradoras, resultantes da presença de usinas hidráulicas em cascata, isto faz com que a operação de uma usina, à montante interfira na operação das usinas à jusante [32].

Além disso, como em todo sistema hidrotérmico, temos o acoplamento temporal da operação, uma vez que uma decisão tomada em um estágio qualquer tem um impacto significativo na operação dos estágios subsequentes [17], [24], [30].

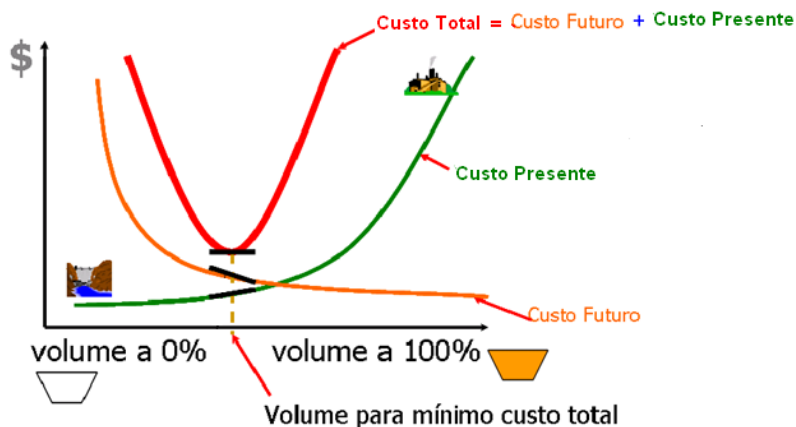


Fonte: ONS

**Figura 1.4 - Processo de Decisão em um Sistema Hidrotérmico**

O acoplamento temporal da operação fica evidenciado na Figura 1.4. Pode-se observar que se no presente utilizarmos muita água dos reservatórios e no futuro houver uma baixa afluência, provavelmente será necessário a utilização de geração térmica para o atendimento da demanda, impactando em maiores custos de operação, podendo inclusive ocorrer o não suprimento da demanda. Do contrário, se utilizarmos geração térmica no presente com o objetivo de manter os níveis dos reservatórios elevados, e ocorra uma afluência alta, haverá um desperdício de geração térmica no presente ou até vertimento de energia no sistema [17], [24], [30].

Portanto, a melhor forma de se operar o sistema hidrotérmico é buscando um equilíbrio entre o custo de operação no presente, que leva em consideração a decisão sobre o uso de água do reservatório, e o benefício futuro de seu armazenamento.



**Figura 1.5 - Função de Custo Presente, Custo Futuro e Custo Total**

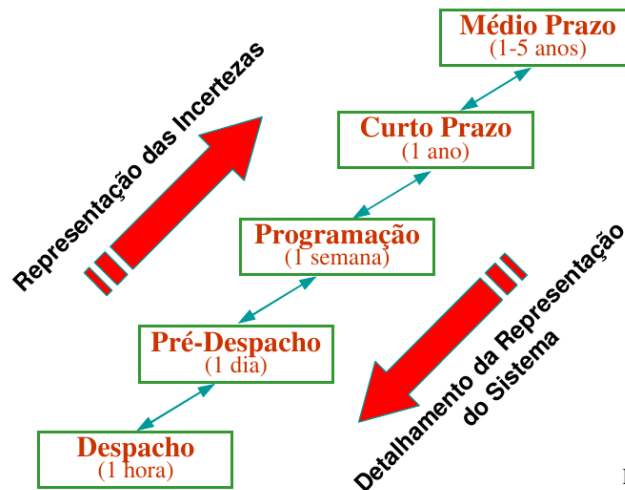
A função de custo presente mede os custos de geração térmica no estágio corrente. Observa-se pela Figura 1.5 que com o aumento do volume armazenado no final do período aumenta-se o valor do custo presente, pois há um aumento de geração térmica no período corrente. Por sua vez, a função de custo futuro está associada ao custo esperado de geração térmica e o racionamento desde o final do estágio corrente até o final do horizonte de planejamento. Desta forma, à medida que o armazenamento aumenta haverá um custo futuro menor, pois haverá mais energia hidráulica disponível no futuro, e conseqüentemente menos geração térmica. O aproveitamento ótimo da água armazenada corresponde ao ponto que minimiza a soma dos custos presente e futuro, que reflete o custo total da operação [30].

Destaca-se ainda, outros fatores importantes, como por exemplo, restrições no uso das usinas térmicas, variação não linear de produtividade nas usinas hidráulicas e restrições de vazão mínima obrigatória, decorrentes do uso múltiplo de água (navegação, irrigação, saneamento, etc.) [17].

O planejamento da operação do SIN é, portanto, um problema de otimização complexo, pois é de grande porte, dinâmico e não linear, sujeito a grandes incertezas. Por isto, é impossível se dispor de um único modelo para tratamento do problema de planejamento da operação [17], [30].

As metodologias mais utilizadas na solução deste problema consistem na divisão do problema em diversas etapas, representando diferentes horizontes de planejamento, cada qual com determinado nível de simplificação [17], [30].

No Brasil, a solução deste problema, é obtida por meio de uma cadeia de modelos acoplados, considerando os diferentes horizontes de planejamento. Nesta cadeia de modelos, à medida que o horizonte de planejamento diminui a representação das características do sistema aumenta e a representação das incertezas diminui, conforme ilustrado na Figura 1.6.



Fonte: CEPTEL

**Figura 1.6 - Horizontes de Estudo**

Conforme [24], as etapas podem ser descritas da seguinte forma:

- (i) Planejamento da operação de médio ou longo prazo: nesta fase o horizonte de estudo é de cinco anos discretizado em etapas mensais. Faz-se uma representação detalhada do processo estocástico de vazões afluentes aos reservatórios e as usinas hidrelétricas que compõem cada sistema são representadas de forma agregada (sistemas equivalentes). Além disto, os sistemas podem trocar energia entre si até um limite máximo de intercâmbio. Desta etapa resulta em função multivariada que define o valor econômico da energia armazenada em função dos níveis de armazenamento e afluência aos meses passados, chamada de Função de Custo Futuro (FCF).
- (ii) Planejamento da operação de curto prazo: o horizonte, neste caso, é de alguns meses até um ano, e a incerteza relacionada às afluências é representada através de uma árvore de vazões. Nesta etapa, as usinas são representadas de forma individualizada. O objetivo é, a partir da função de custo futuro gerada pelo modelo de médio prazo em um estágio que coincida com o final do horizonte do modelo de curto prazo, gerar uma função que retrate o valor econômico da água armazenada nos reservatórios em função dos níveis de armazenamento dos reservatórios.

- (iii) Programação diária da operação: nesta etapa, o horizonte é de apenas alguns dias, discretizados em etapas horárias ou de meia em meia hora. Não é representada a incerteza das vazões. Em contrapartida, o parque hidrotérmico é representado de forma detalhada, levando-se em conta as restrições relativas às máquinas e turbinas, tais como: tomada e alívio de carga, faixas operativas das turbinas, dentre outras. A rede de transmissão é representada com precisão. A função de custo futuro gerada pelo modelo de curto prazo no estágio que coincide com o último estágio do modelo de programação diária é utilizada para definir a meta de geração de cada unidade geradora.

Essas atividades de planejamento e programação da operação são conduzidas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), e são suportadas por modelos matemáticos computacionais, validados e homologados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Esta cadeia de modelos computacionais é desenvolvida pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), conforme ilustrado na Figura 1.7.



Fonte: ONS (adaptado pelo autor)

**Figura 1.7 - Modelagem no Planejamento da Operação**



A seguir será feito um resumo dos objetivos dos principais modelos que compõem esta cadeia desenvolvida pelo CEPEL.

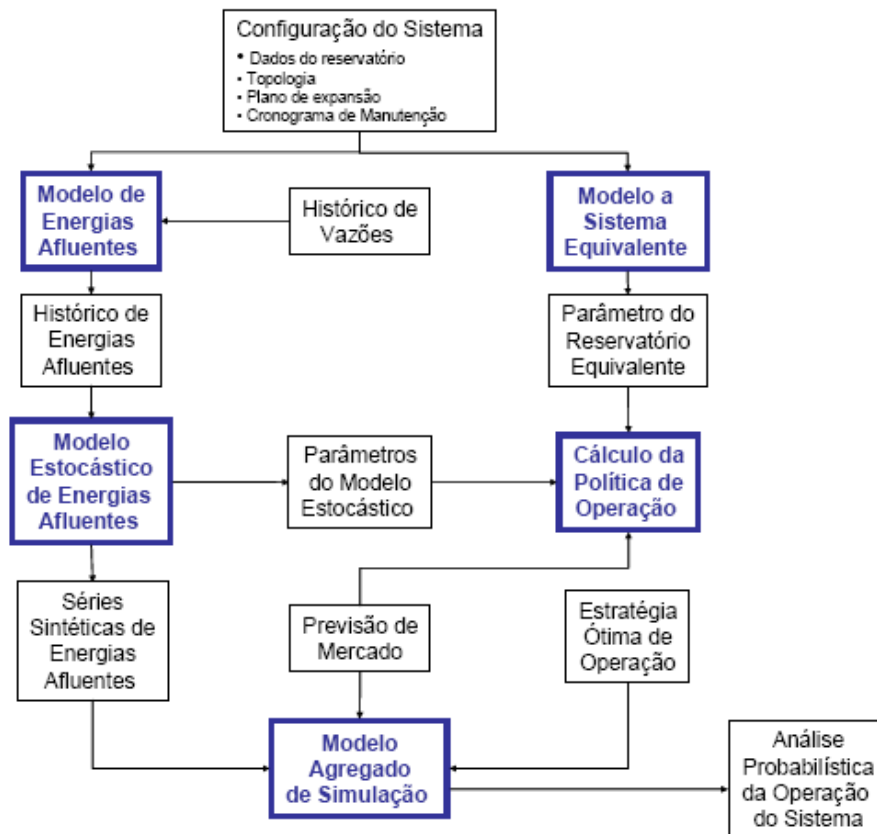
### **Modelo NEWAVE:**

O modelo utilizado no planejamento da operação de médio prazo do SIN é o NEWAVE, o qual é baseado na técnica de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) [27], [28], o sistema de geração hidroelétrico é representado através da técnica de sistemas equivalentes de energia [2], [31] e utiliza séries sintéticas de energias afluentes [18], [23].

O modelo é composto por quatro módulos computacionais [9]:

- (i) Módulo de cálculo do sistema equivalente: calcula os principais parâmetros dos subsistemas equivalentes de energia.
- (ii) Módulo de energias afluentes: estima os parâmetros do modelo estocástico e gera séries sintéticas de energias afluentes que são utilizadas no módulo de cálculo da política de operação do sistema e no módulo de simulação da operação.
- (iii) Módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica: determina a política mais econômica para os subsistemas equivalentes, tendo em conta as incertezas nas afluências futuras, os patamares de demanda e a indisponibilidade dos equipamentos.
- (iv) Módulo de simulação da operação: simula a operação do sistema ao longo do período de planejamento, para distintos cenários de sequências hidrológicas, falhas dos componentes e variação da demanda.

A Figura 1.8 mostra o relacionamento entre estes módulos.



Fonte: Manual de referência do modelo Newave

**Figura 1.8 - Relacionamento entre os Módulos no Programa NEWAVE**

### Modelo SUISHI-O:

O modelo SUISHI-O ou Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas para Subsistemas Hidrotérmicos Interligados é o modelo de simulação da operação energética, em base mensal, de usinas individualizadas. Para isso, utilizam-se as funções de custo futuro produzidas pelo NEWAVE e, através de regras heurísticas, o despacho das usinas é realizado de forma que se aproximem da operação real, obtendo então estimativas para o comportamento das usinas individualizadas.

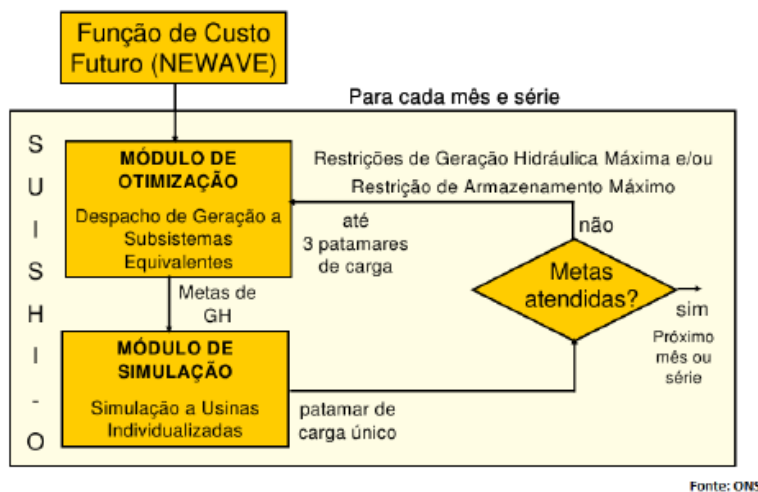
O modelo é composto pelos seguintes módulos [11]:

- (i) Otimização do despacho de geração a sistemas equivalentes: neste módulo é resolvido um problema de otimização com o objetivo de definir as metas de geração hidrelétrica e térmica de cada sistema e também os intercâmbios de energia entre eles. Este processo é feito mediante a solução de um problema

de Programação Linear (PL), cuja função objetivo é a soma do custo presente com o custo futuro, sujeito às restrições de balance hídrico, atendimento à demanda, armazenamento máximo, geração hidráulica máxima e também à função de custo futuro de operação, previamente encontrada por um modelo de decisão estratégica, como o Modelo NEWAVE.

- (ii) Simulação da operação a usinas individualizadas: este módulo tem o objetivo de despachar individualmente as usinas hidrelétricas dos subsistemas atendendo as metas de geração hidráulica do subsistema determinado no módulo de otimização. Para isso, o módulo de simulação despacha as usinas hidráulicas de acordo com regras operativas que procuram manter os reservatórios em paralelo, ou seja, procura manter todas os reservatórios do sistema, tanto quanto possível, dentro de uma mesma faixa de operação. Além disso, dentro das faixas, o despacho baseia-se em prioridades (produtibilidade acumulada).

A Figura 1.9 mostra o relacionamento entre estes módulos.



**Figura 1.9 - Relacionamento entre os Módulos no Programa SUISHI-O**

## **Modelo DECOMP:**

O modelo DECOMP foi desenvolvido para aplicação no horizonte de curto prazo empregando a metodologia PDDE. Seu objetivo é determinar as metas de geração de cada usina de um sistema hidrotérmico sujeito a afluições estocásticas de forma a minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo do período de planejamento. O modelo representa as restrições físicas e operativas associadas ao problema (conservação da água, limites de turbinamento, defluência mínima, armazenamento, atendimento à demanda, etc.). A incerteza acerca das vazões afluentes aos diversos aproveitamentos do sistema é representada através de cenários hidrológicos [7].

No modelo, as principais características para operação do sistema são [7]:

Características gerais de operação do sistema:

- Cenários de afluência;
- Representação de patamares de carga;
- Configuração dinâmica;
- Limites de interligação entre subsistemas;
- Contratos de importação/exportação de energia;
- Representação de curvas de déficit por patamar.
- Restrições elétricas;
- Restrição de transporte entre Itaipu 50 e 60 Hz e os subsistemas SU/SE;
- Acoplamento com o modelo NEWAVE: cálculo das energias armazenada e afluente média;
- Representação de subsistemas acoplados hidráulicamente;

Características específicas das usinas hidroelétricas:

- Enchimento de volume morto;
- Cronograma de manutenção;
- Vazão deplecionada mínima;
- Representação de Unidades Elevatórias;
- Restrições hidráulicas especiais;
- Restrições de balanço hídrico por patamar para as usinas a fio d'água;
- Volume de espera para amortecimento de cheias;

- Produtividade variável: Função de produção energética;
- Evaporação;
- Irrigação;
- Desvios de água;
- Alteração de dados do cadastro de usinas hidráulicas;
- Tempo de viagem da vazão defluente dos aproveitamentos;
- Tratamento das bacias especiais;
- Geração de pequenas usinas.

Características específicas das usinas térmicas:

- Geração mínima em usinas térmicas;
- Cronograma de manutenção.

Características do processo de otimização

- Integração com modelos de planejamento da operação a médio prazo (NEWAVE);
- Penalidades para intercâmbios entre subsistemas e vertimentos em reservatórios;
- Revisão da política no mês inicial;
- Estudos de Restart.

### **Modelo DESSEM:**

O modelo DESSEM determina o despacho ótimo para a programação diária de sistemas hidrotérmicos interligados, que minimiza o custo total de operação, composto das parcelas de custo presente, ao longo do período de estudo (geração térmica, contratos com sistemas externos e déficit de energia) e custo futuro (expectativa de geração térmica e déficit de energia no futuro, cuja função é fornecida pelo modelo DECOMP e acoplada ao final do horizonte de estudo. O horizonte de estudo é de até duas semanas, com possibilidades de discretização em intervalos de meia-hora, uma hora ou em patamares cronológicos de duração variável [8].

O programa utiliza afluências determinísticas, representa carga e geração por

barra, através de um fluxo de carga DC da rede elétrica, utiliza quatro patamares de custo de déficit, leva em consideração a variação de produtividade e representa de forma detalhada a operação das unidades geradoras.

A otimização do problema é feita através da técnica de Programação Dinâmica Dual Determinística (PDDD).

## **1.2 Objetivos do Trabalho**

Na operação de uma usina hidrelétrica, a vazão mínima obrigatória à jusante do reservatório deve ser assegurada para que ocorra a preservação do meio ambiente e a garantia de sustentabilidade da população que utiliza o rio para sua subsistência, e.g., navegação, irrigação e demais usos múltiplos da água [14], [17]. Com base nisto, a defluência média mensal (turbinamento e vertimento) de uma usina hidrelétrica deve ser maior ou igual a sua vazão mínima obrigatória.

A instituição da Política Nacional de Recursos Hídricos e o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos a ela associado (Lei Federal 9.433), ambos em 1997, também a criação da Agência Nacional de Águas (ANA) (Lei Federal 9.984), em pleno funcionamento desde o ano 2000, a preocupação com a vazão defluente mínima obrigatória torna-se mais evidente [14]. Com a proposta de solucionar os problemas de secas prolongadas, controle de poluição dos rios, além de oferecer maior segurança a empreendimentos que usam a água como insumo de produção, a ANA tem por objetivo a regulação da utilização da água nos rios de domínio da União.

Este trabalho apresenta uma nova metodologia para o atendimento da restrição associada à vazão mínima obrigatória em sistemas equivalentes no planejamento da operação de médio prazo de sistemas hidrotérmicos. Para tanto foi criada uma curva de energia armazenável mínima, que fornece a informação sobre os níveis mínimos de armazenamento dos reservatórios equivalentes, de tal forma que os mesmos sejam capazes de suprir as perdas e principalmente a vazão mínima obrigatória. A partir desta informação propõe-se a inclusão de uma variável de folga associada a estes níveis de armazenamentos mínimos, que será utilizada no problema de otimização do

planejamento da operação. Desta forma, se a variável de armazenamento se encontrar além do valor indicado como mínimo não há custo associado. Porém, se a variável se encontrar abaixo do valor mínimo há um custo indicando que há um risco associado à região atual.

### **1.3 Publicações Decorrentes da Pesquisa**

O presente trabalho de dissertação originou a seguinte publicação:

W. C. da Conceição, A. L. M. Marcato, R. B. da Silva Brandi, T. P. Ramos, J. A. Passos Filho, I. C. da Silva Junior, “Nova Metodologia para Representação da Vazão Mínima Obrigatória em Sistemas Equivalentes no Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos”, XVI CLAIO/XLIV SBPO – Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, Rio de Janeiro, RJ, 2012.

### **1.4 Estrutura da Dissertação**

No presente Capítulo foi realizada a revisão bibliográfica sobre o tema Planejamento da Operação e definido o objetivo principal deste trabalho.

O Capítulo 2 abordará a programação dinâmica para cálculo da política de operação hidrotérmica. As técnicas de programação dinâmica determinística e programação dinâmica estocástica são abordadas visando à construção da função de custo futuro para sistemas equivalentes de energia.

O Capítulo 3 apresenta a modelagem dos sistemas equivalentes de energia no planejamento hidrotérmico de médio prazo, onde são descritas as principais grandezas associadas, como, por exemplo, a energia armazenável máxima, energia controlável, energia fio d’água, energia de vazão mínima, energia evaporada e geração hidráulica máxima.

O Capítulo 4 constitui a principal contribuição deste trabalho. Nele será apresentada a modelagem do problema da vazão mínima obrigatória no modelo NEWAVE e também será discutida a metodologia proposta, suas premissas e seu mecanismo de funcionamento.

O Capítulo 5 traz um estudo de caso com o Sistema Brasileiro, no qual são feitas comparações dos resultados obtidos, entre a metodologia proposta neste trabalho e a metodologia oficial adotada no Setor Elétrico Brasileiro.

Finalizando, o Capítulo 6 apresenta as principais conclusões do trabalho e as sugestões para trabalhos futuros.



## 2 Programação Dinâmica

### 2.1 Considerações Iniciais

A Programação Dinâmica (PD) é uma técnica desenvolvida por Richard Bellman, em 1957 [4], tem como principal objetivo solucionar problemas de controle e otimização dinâmica [16]. Se aplica a problemas que requerem decisões seqüenciais inter-relacionadas e que a decisão do presente tem um custo imediato, e afeta o contexto de decisões futuras.

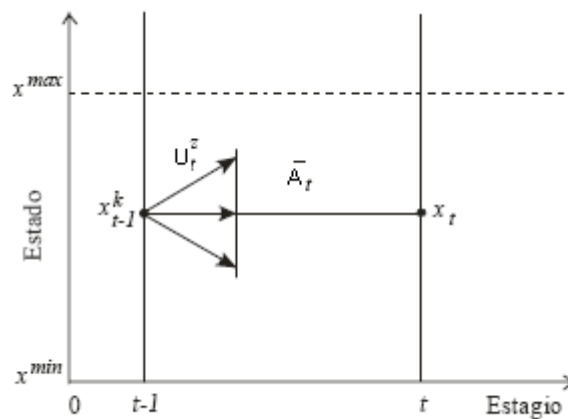
O problema do planejamento da operação de um sistema hidrotérmico é um problema de otimização dinâmica caracterizado por tomada de decisões seqüenciais, em que a decisão ótima atual depende de um conjunto de acontecimentos futuros. As decisões tomadas sobre os níveis de armazenamento dos reservatórios, no final do período corrente, poderão ser corretas ou não dependendo das afluências futuras [16]. Portanto, o problema do planejamento da operação pode ser resolvido utilizando a PD, onde o período de planejamento é dividido em intervalos, chamados de estágios, possibilitando que se selecione para cada um desses estágios, a melhor decisão de operação, levando-se em conta a situação, que é o estado em que se encontra o sistema.

A otimalidade em cada decisão é baseada no princípio de otimalidade de Bellman [4], que diz que uma política ótima possui a propriedade de que, quaisquer que sejam o estado inicial e a decisão inicial, as decisões restantes devem constituir uma política ótima a partir do estado que resulta da primeira decisão. Isto faz com que o problema seja resolvido em sentido contrário, ou seja, que a recursão deve ser realizada no sentido inverso do tempo, abrangendo assim as possíveis seqüências de afluências em decisões futuras.

No problema de otimização do planejamento da operação de um sistema hidrotérmico, os estágios configuram-se nos meses de planejamento, a decisão é a vazão de água turbinada durante um intervalo de tempo e o estado diz respeito ao volume de água armazenado nos reservatórios.

## 2.2 Programação Dinâmica Determinística

A Programação Dinâmica Determinística (PDD) caracteriza-se pela aplicação da metodologia da programação dinâmica, considerando que a vazão afluyente em cada mês é assumida conhecida previamente e calculada com base no histórico das vazões afluentes a cada usina.



**Figura 2.1 - Esquemático da Decisão na PDD**

A Figura 2.1, adaptada de [33], ilustra o esquema de decisão para a PDD. A cada estágio  $t$ , o volume do reservatório é discretizado em um número definido previamente, levando-se em conta o volume armazenado mínimo e máximo do reservatório. Para cada volume discretizado no início do intervalo, são avaliadas todas as possíveis decisões de turbinamento  $U_t^z$ , e para cada uma delas, assume-se um dado valor de vazão afluyente  $A_t$ . Todas as possíveis decisões são percorridas, e obtêm-se tabelas de decisão mensais com valores de decisão ótima e custo associado para cada estado discretizado de armazenamento de cada estágio do modelo.

### 2.3 Programação Dinâmica Estocástica

A Programação Dinâmica Estocástica (PDE) considera explicitamente a característica estocástica das vazões afluentes. Na PDE o problema pode ser formulado de duas maneiras distintas [16], [19]:

- (i) acaso-decisão, em que dada uma variável aleatória (acaso), determina-se a melhor operação (decisão), ou seja, supõe-se conhecida a afluência no início do mês e toma-se a decisão para esta afluência.
- (ii) decisão-acaso, decidindo-se apenas em função da distribuição de probabilidades da afluência do estágio em que se encontra o problema.

A formulação da PDE utilizada nos estudos de planejamento de longo prazo do sistema elétrico brasileiro é baseada no tipo acaso-decisão e pode ser representada pela seguinte equação recursiva:

$$\alpha_t(X_t) = E_{A_t|X_t} \left( \min_{U_t} C_t(U_t) + \frac{1}{\beta} \alpha_{t+1}(X_{t+1}) \right) \quad t = T, T-1, \dots, 1 \quad (2.1)$$

em que:

- |                |   |
|----------------|---|
| $\alpha_{t+1}$ | Custo futuro.   |
| $E_{A_t X_t}$  | Valor esperado de custo de acordo com todos os valores possíveis de afluências contidos em $A_t$ , condicionado pelo vetor de estados $X_t$ (conhecido no início do estágio). |
| $X_t$          | Vetor de variáveis que definem o estado inicial do sistema no período $t$ .   |
| $A_t$          | Vetor de afluências incrementais ao sistema no período $t$ .  |
| $U_t$          | Vetor com as decisões obtidas no período $t$ e determina o estado em que o sistema se encontrará no final do mesmo.   |

$C_t(U_t)$	Custo presente da complementação térmica, relacionado à decisão operativa $U_t$ .
$\beta$	Taxa de desconto monetário.

A função objetivo representada pela Equação 2.1 mostra que o mínimo custo de operação do estágio  $t$  é composto pela soma do custo presente  $C_t(U_t)$ , que está relacionado à decisão ótima operativa  $U_t$  no estágio  $t$ , mais o valor do custo futuro a partir do estágio seguinte,  $\alpha_{t+1}(X_{t+1})$ . Deve-se ressaltar ainda, que o vetor de decisões  $U_t$  é composto por valores de turbinamento e vertimento das usinas hidrelétricas.

Portanto, o algoritmo de PDE constrói a função de custo futuro  $\alpha_t(X_t)$ , discretizando o espaço de estados em um conjunto de valores e resolvendo a Equação 2.1 para cada um desses valores. Valores intermediários de  $\alpha_t(X_t)$  são obtidos através da interpolação dos valores vizinhos discretizados.

Conforme [9] e [24], o algoritmo de PDE pode ser sintetizado pelos seguintes passos:

**1º Passo:** Inicialize a função de custo futuro para o último estágio,  $\alpha_{T+1}$

**2º Passo:** Repita para  $t = T, T-1, \dots, 1$

Repita para  $x_t^i, i = 1, 2, \dots, n^\circ$  de discretizações

Repita para cada cenário de afluência  $A_t$

Faz o balanço de energia

Calcule o custo de operação

Calcula o valor esperado do custo de operação

Constrói a função de custo futuro (caracterizada pelo conjunto  $\alpha_t(x_t^i), i = 1, 2, \dots, n^\circ$  de discretizações).

A PDE é uma técnica apropriada para tratamento de problemas de otimização multi-estágios e tem como característica a capacidade de tratar com sucesso a estocasticidade e a não-linearidade do problema. Porém, apresenta como desvantagem a necessidade da discretização do espaço de estados, que ocasiona um aumento exponencial no esforço computacional, limitação conhecida como a “maldição da dimensionalidade”.

Supondo que cada um dos  $NR$  reservatórios do sistema e afluições no estágio anterior sejam discretizados em  $ND$  intervalos, tem-se  $ND^{2NR}$  estados discretizados.

Por exemplo, arbitrando-se  $ND = 10$  discretizações, tem-se:

1 reservatório	→	$10^2 = 100$ estados
2 reservatórios	→	$10^4 = 10.000$ estados
3 reservatórios	→	$10^6 = 1.000.000$ estados
4 reservatórios	→	$10^8 = 100.000.000$ estados
5 reservatórios	→	$10^{10} = 10.000.000.000$ estados

Portanto, pode-se observar que o algoritmo baseado na PDE torna-se rapidamente inviável computacionalmente, mesmo para sistemas com poucas usinas hidrelétricas.

Diversas alternativas têm sido propostas para superar o problema da explosão combinatorial, de forma que se tenha um esforço computacional aceitável. A simplificação mais adotada consiste na agregação do sistema hidrelétrico em um sistema equivalente [2], onde as variáveis hidráulicas são transformadas em variáveis energéticas. Esta técnica de agregação de reservatórios será vista com detalhes no Capítulo 3.

Outra estratégia para resolver o problema da dimensionalidade consiste na utilização da Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) [27], [28]. A PDDE utiliza a técnica de Decomposição de Benders [5] e trata o problema de forma analítica, não é necessário discretizar o espaço de estados do sistema, evitando assim o problema da “maldição da dimensionalidade”.

Por fim, conforme [6] e [12] tem-se a alternativa de utilização de algoritmos de fechos convexos para obtenção das funções de custo futuro. Neste caso, busca-se

utilizar um número menor de discretizações através da representação destas funções com uma aproximação eficiente.

Particularmente, neste trabalho, é de interesse o exame do problema de planejamento de médio prazo utilizando a PDE com as funções de custo futuro obtidas através de algoritmos de fechos convexos (*ConvexHull*). Esta formulação será apresentada na seção 2.5 deste capítulo.

## 2.4 Programação Dinâmica Dual Estocástica

Diferentemente da PDE, a PDDE não apresenta um espaço amostral discreto dos armazenamentos, mas constitui-se de um processo de convergência em que os pontos são visitados de acordo com que é realizada a representação mais realista da função de custo futuro ao longo das iterações. Para uma amostra bastante representativa das afluências o espaço de estados visitados é suficiente para a determinação de políticas satisfatórias.

Conforme visto anteriormente, a PDDE utiliza a técnica de Decomposição de Benders, que decompõe o problema original em um conjunto de subproblemas de um único estágio. Cada subproblema envia para o subproblema subsequente a sua solução, e recebe deste uma restrição. Para ilustrar este processo e facilitar o entendimento da técnica de decomposição, primeiramente será destacada uma versão determinística, chamada Programação Dinâmica Dual Determinística (PDDD). Desta forma, considera-se que as afluências em cada estágio são conhecidas.

Para um problema em dois estágios tem-se a seguinte formulação:

$$\text{Min } c_1 \cdot x_1 + c_2 \cdot x_2 \tag{2.2}$$

sujeito a:

$$A_1 \cdot x_1 \geq b_1 \tag{2.2.1}$$

$$E_1 \cdot x_1 + A_2 \cdot x_2 \geq b_2 \tag{2.2.2}$$

onde:

$x_1, x_2$  representam as gerações hidráulicas, térmicas, déficits, volumes armazenados e vertidos no primeiro e segundo estágios, respectivamente.

$c_1, c_2$  vetores de custo associados às variáveis  $x_1$  e  $x_2$ , respectivamente.

O problema pode ser interpretado como um processo de decisão, em dois estágios:

- O primeiro estágio corresponde à solução viável  $x_1^*$ , que satisfaz a restrição (2.2.1). Este problema corresponde a uma relaxação do problema global de planejamento da operação, portanto, o custo associado a sua solução ótima pode ser considerado como um limite inferior.

$$LI = \text{Min } c_1 \cdot x_1 \quad (2.3)$$

sujeito a:

$$A_1 \cdot x_1 \geq b_1 \quad (2.3.1)$$

- Dado o vetor  $x_1^*$ , resolve-se o problema do segundo estágio, resultando na solução viável  $x_2^*$ .

$$f(x_1^*) = \text{Min } c_2 \cdot x_2 \quad (2.4)$$

sujeito a:

$$A_2 \cdot x_2 \geq b_2 - E_1 \cdot x_1^* \quad (2.4.1)$$

Fica evidente, que a solução  $x_1^*$  e  $x_2^*$  atende às restrições do problema global, portanto, é uma solução viável embora não necessariamente ótima. O custo associado a esta solução pode ser considerado como um limite superior ( $LS$ ), para o custo da solução ótima do problema global. Com isto, tem-se:

$$LS = c_1 \cdot x_1^* + c_2 \cdot x_2^* \quad (2.5)$$

Logo, se a diferença entre os dois limites ( $LI$  e  $LS$ ) for menor que uma tolerância especificada, a solução  $x_1^*$  e  $x_2^*$  é considerada a solução ótima. Caso contrário, os resultados da solução do problema de segundo estágio são utilizados para obtenção de uma restrição, que será utilizada na solução do problema de primeiro estágio. Com isto, os cálculos são repetidos até que haja a convergência do processo.

Para determinar as restrições que serão utilizadas na solução do problema deve-se recorrer ao conceito de dualidade, onde qualquer problema de programação linear primal tem associado outro problema de programação linear, chamado dual.

Portanto, o dual do problema de segundo estágio, conforme Equação (2.4), pode ser escrito da seguinte forma:

$$f(x_1) = \text{Max}(b_2 - E_1 \cdot x_1) \cdot \pi \quad (2.6)$$

sujeito a:

$$A_2 \cdot \pi \leq c_2 \quad (2.6.1)$$

onde:

$\pi$  vetor de variáveis duais associadas ao problema de segundo estágio.

O problema pode ainda ser expresso, por sua forma equivalente, da seguinte maneira:

$$f(x_1) = \text{Min } \alpha \quad (2.7)$$

sujeito a:

$$\alpha \geq (b_2 - E_1 \cdot x_1) \cdot \pi \quad (2.7.1)$$

$$\pi \in \Pi \quad (2.7.2)$$

onde:

$\alpha$  é uma variável escalar.

$\Pi$  representa o conjunto de restrições que incorpora a Equação (2.6.1).



Substituindo a Equação (2.7) em (2.2), obtém-se:

$$\text{Min } c_1 \cdot x_1 + \alpha + c_2 \cdot x_2 \quad (2.8)$$

sujeito a:

$$A_1 \cdot x_1 \geq b_1 \quad (2.8.1)$$

$$\alpha \geq (b_2 - E_1 \cdot x_1) \cdot \pi \quad (2.8.2)$$

$$E_1 \cdot x_1 + A_2 \cdot x_2 \geq b_2 \quad (2.8.3)$$

$$\pi \in \Pi \quad (2.8.4)$$

Portanto, o primeiro estágio pode ser resolvido como:

$$LI = \text{Min } c_1 \cdot x_1 + \alpha \quad (2.9)$$

sujeito a:

$$A_1 \cdot x_1 \geq b_1 \quad (2.9.1)$$

$$\alpha \geq (b_2 - E_1 \cdot x_1) \cdot \pi_1 \quad (2.9.2)$$

$$\alpha \geq (b_2 - E_1 \cdot x_1) \cdot \pi_2 \quad (2.9.3)$$

.

.

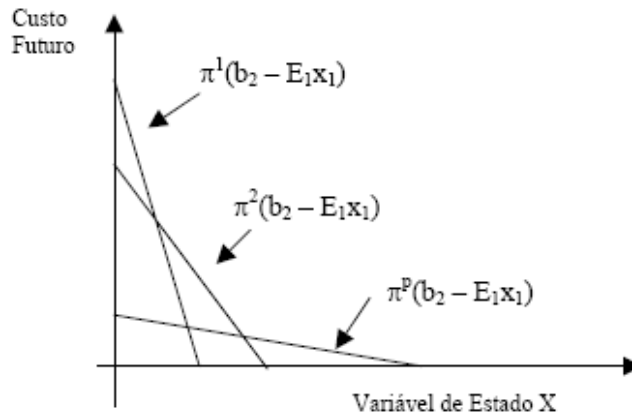
.

$$\alpha \geq (b_2 - E_1 \cdot x_1) \cdot \pi_{niter-1} \quad (2.9.4)$$

onde:

*niter* é o número de iterações do processo (a cada iteração é adicionada uma restrição ao problema de primeiro estágio).

Pode-se observar, que  $\alpha$  corresponde ao valor de uma função convexa definida por restrições lineares do tipo  $(b_2 - E_1 \cdot x_1) \cdot \pi_i$ , e os  $\pi_i$  são os coeficientes dos hiperplanos suporte. Estas regiões podem ser visualizadas na Figura 2.2.



**Figura 2.2 - Interpretação Geométrica da Função de Custo Futuro**

Logo, o problema original pode ser escrito somente em função das variáveis do problema de primeiro estágio mais a variável escalar  $\alpha$ . A restrição do tipo  $\pi_i \cdot (b_2 - E_1 \cdot x_1) - \alpha \leq 0$  é denominada de “Corte de Benders”.

O Corte de Benders ainda pode ser expresso de forma a ficar independente de  $b_2$ . Esta forma alternativa, conhecida como “Corte de Benders Modificada” será ilustrada na sequência.

Seja  $w^*$  o valor da solução ótima do problema (2.4), juntamente com o vetor de multiplicadores simplex associados,  $\pi^*$ . Devido à convexidade do problema, a solução do problema primal é a mesma do problema dual, portanto, pode-se considerar a seguinte relação:

$$w^* = \pi^* \cdot (b_2 - E_1 \cdot x_1^*) \quad (2.10)$$

Reescrevendo a equação acima, obtém-se:

$$\pi^* \cdot b_2 = w^* + \pi^* \cdot E_1 \cdot x_1^* \quad (2.11)$$

Substituindo na expressão  $\pi^* \cdot (b_2 - E_1 \cdot x_1) - \alpha \leq 0$ , de forma a ficar independente de  $b_2$ , tem-se a seguinte equação:

$$\alpha + \pi^* \cdot E_1 \cdot x_1 \geq w^* + \pi^* \cdot E_1 \cdot x_1^* \quad (2.12)$$

Esta formulação pode ser aplicada a problemas multi-estágios. Considerando que um problema possua  $T$  estágios, inicialmente temos uma série de recursões diretas, denominadas *forward*, percorrendo do estágio 1 até o estágio  $T-1$ , obtendo-se de cada estágio o valor ótimo das variáveis de decisão e o custo associado. Ao chegar ao último estágio, temos o processo inverso chamado recursão *backward*, que vai do estágio  $T$  até o segundo estágio. Neste processo *backward* são calculados os valores ótimos de  $w$  e  $\pi$  para cada estágio, e em conjunto com os valores de  $x$  do estágio anterior, calculados no processo *forward*, monta-se a seguinte restrição generalizada para o Corte de Benders:

$$\alpha_t + \pi_t^* \cdot E_{t-1} \cdot x_{t-1} \geq w_t^* + \pi_t^* \cdot E_{t-1} \cdot x_{t-1}^* \quad (2.13)$$

Essa restrição é então passada para o estágio anterior e a recursão continua até a convergência do processo, conforme o critério explicado anteriormente.

A PDDE segue o mesmo princípio descrito acima, mas levando-se em conta a estocacidade das afluências dos reservatórios. Nesta representação, o problema do segundo estágio depende dos  $m$  valores que uma ou mais variáveis podem assumir. Portanto, conforme [9], a nova expressão para o Corte de Benders, para o caso estocástico, pode ser representada da seguinte maneira:

$$\bar{\alpha}_t + \bar{\pi}_t^* \cdot E_{t-1} \cdot x_{t-1} \geq \bar{w}_t^* + \bar{\pi}_t^* \cdot E_{t-1} \cdot x_{t-1}^* \quad (2.14)$$

onde:

$\bar{\alpha}_t$  valor esperado das aproximações da função de custo futuro relacionadas com os  $m$  cenários.

$\bar{w}_t^*$  valor esperado dos custos de operação para todos os  $m$  cenários utilizados.

$\bar{\pi}_t^*$  valor esperado dos multiplicadores simplex para todos os  $m$  cenários utilizados.

## 2.5 Programação Dinâmica Estocástica e Algoritmo de Fechos Convexos (PDE–*Convex Hull*)

### 2.5.1 Algoritmo de Fechos Convexos

Conforme visto anteriormente, o algoritmo de Programação Dinâmica Estocástica (PDE) constrói a função de custo futuro discretizando o espaço de estados (armazenamentos) em um conjunto de valores e resolvendo o problema do despacho ótimo para cada uma dessas discretizações. Os valores intermediários do custo que não estão definidos explicitamente são obtidos através da interpolação dos valores obtidos para as discretizações.

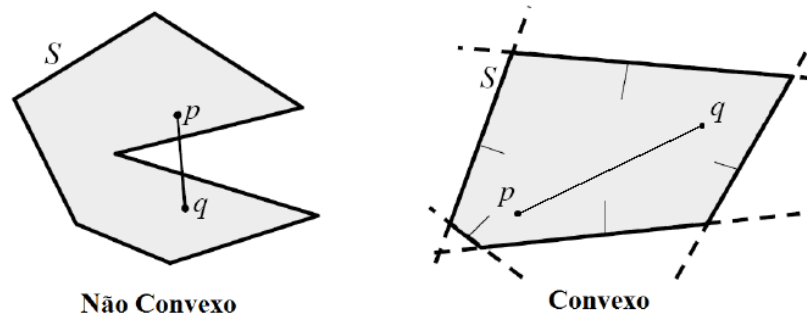
Com o aumento do número de reservatórios, esta interpolação dos pontos obtidos para a construção da função de custo futuro torna-se uma tarefa complexa, pois os planos de interpolação não são visualizados de forma trivial [12].

Desta forma, conforme [12], o algoritmo de fechos convexos (*Convex Hull*) é utilizado na obtenção da FCF em função dos pontos obtidos pela PDE. O algoritmo de fechos convexos é capaz de tratar geometricamente o problema da obtenção dos hiperplanos para um número qualquer de dimensões consideradas com a garantia dos hiperplanos formarem um conjunto convexo. Esta garantia, de que o conjunto formado é convexo, é importante para que a função de custo futuro possa ser representada como uma função linear por partes de maneira que os problemas possam ser resolvidos por programação linear.

Outro fator importante para a utilização do algoritmo de fechos convexos é que o número de combinações possíveis para a seleção de pontos a formar cada hiperplano pode ser alta, com conseqüente alto número de hiperplanos obtidos, porém o algoritmo de fechos convexos é capaz de fazer com que hiperplanos coplanares sejam fundidos,

caracterizado em uma redução no número de planos quando comparado a um algoritmo de PDE convencional.

A Figura 2.3 , extraída de [6], exemplifica a definição básica de conjuntos convexos.

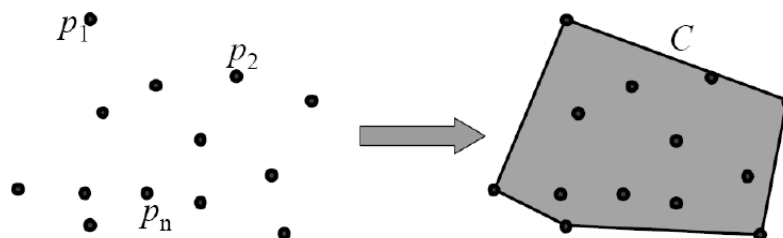


**Figura 2.3 - Exemplos de Conjunto Convexo e Não-Convexo**

A definição básica pode ser enunciada da seguinte forma:

Um conjunto  $S$  é convexo se para quaisquer dois pontos  $p, q \in S$ , qualquer combinação convexa de  $p$  e  $q$  também pertence a  $S$ .

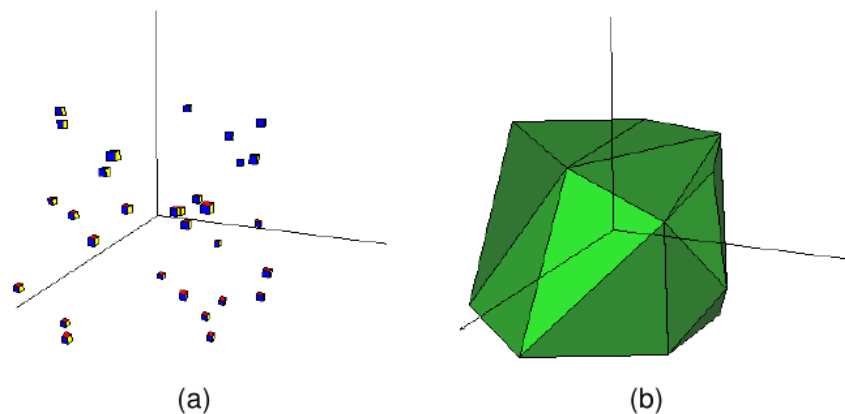
O algoritmo de fechos convexos apresenta, a partir de um conjunto de pontos fornecidos, o menor polígono convexo que contém os pontos dados, conhecido como fecho convexo. Desta forma, este algoritmo pode ser utilizado para a montagem da função de custo futuro em função dos pontos obtidos pela discretização dos estados do problema. A Figura 2.4 ilustra esta definição.



**Figura 2.4 - Exemplos de Fechos Convexos**

Na literatura técnica existem diversos algoritmos de fechos convexos, como exemplo temos o algoritmo de Graham, o algoritmo de Jarvis e o algoritmo QuickHull [3].

Segundo [12], o algoritmo de fechos convexos consegue resolver problemas com dimensões superiores. A Figura 2.5 [12] apresenta o resultado da aplicação do algoritmo para uma aplicação tridimensional.



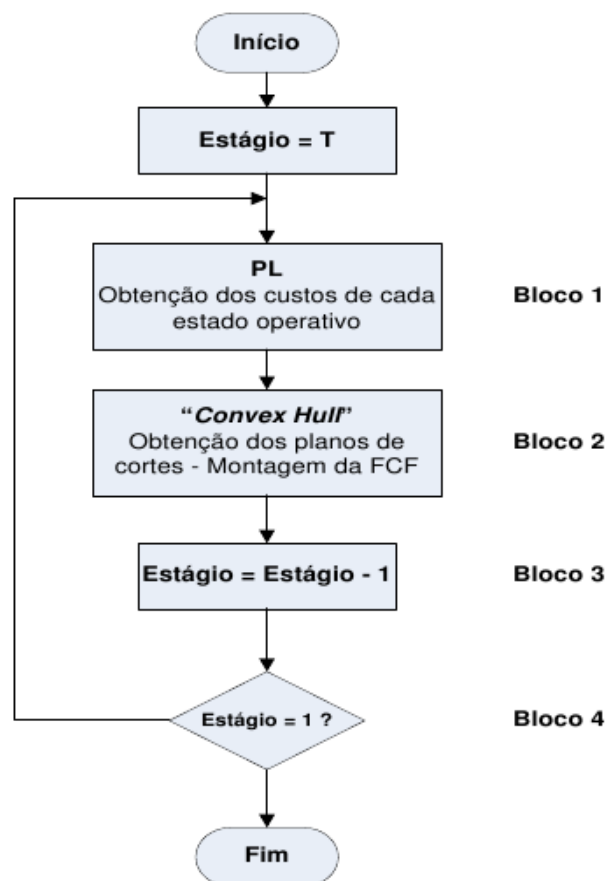
**Figura 2.5 - Conjunto Convexo no Plano Tridimensional: (a) Conjunto Aleatório de Pontos e (b) Conjunto Convexo Obtido**

### **2.5.2 Interação PDE e Algoritmo de Fechos Convexos**

Dado os pontos correspondentes à solução ótima de cada um dos estados dos problemas de coordenação hidrotérmica, o algoritmo indica o conjunto de hiperplanos que correspondem a um fecho convexo, que são utilizados como uma aproximação linear das funções de custo futuro para cada estágio do problema.

Conforme [12], os passos do algoritmo de solução são mostrados na Figura 2.6, e são descritos da seguinte forma:

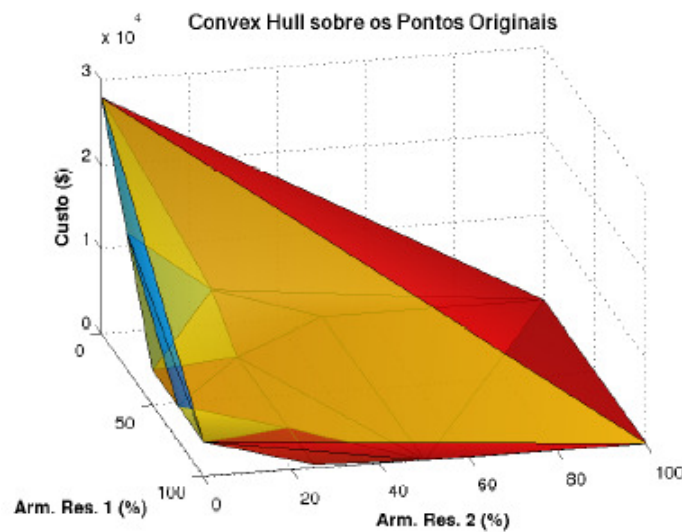
- 1) Inicia-se pelo último estágio ( $t = T$ ).
- 2) No Bloco 1 são obtidos os custos operacionais médios para cada estado operativo, através de programação linear.
- 3) No Bloco 2 o conjunto de pontos que relacionam armazenamento do reservatório e custo ótimo obtido anteriormente é fornecido ao algoritmo QuickHull, obtendo o conjunto reduzido de planos que compõem o fecho convexo. Estes planos são utilizados para a modelagem da FCF.
- 4) No Bloco 3 há um decremento no número do estágio.
- 5) As FCFs obtidas entram como restrição na análise do próximo estágio ( $t-1$ ), sendo este procedimento repetido até que se atinja o primeiro estágio.
- 6) O critério de parada está representado através do Bloco 4



**Figura 2.6 - Algoritmo da Obtenção das Funções de Custo Futuro Utilizando Fechos Convexos**

Conforme mostrado anteriormente (Figura 2.5), o algoritmo de fechos convexos gera um invólucro convexo para o conjunto de pontos determinados pela dinâmica da PDE. Portanto, são utilizados planos que não fazem parte da solução do problema. A utilização destes planos torna-se impraticável, pois acrescenta restrições de custo que não representam o problema em questão.

Um exemplo de fecho convexo para dois reservatórios é mostrado na Figura 2.7, que foi extraída da referência [6].

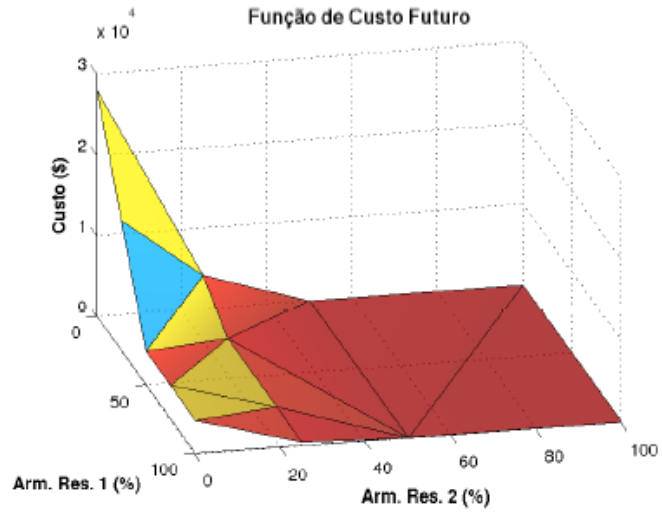


**Figura 2.7 - Invólucro Convexo Obtido do Algoritmo de Fechos Convexos**

Portanto, é necessário um tratamento do conjunto de planos obtidos, com o intuito de eliminar os planos que “cobrem” o conjunto convexo. Além disso, os cortes que são praticamente coplanares podem ser mesclados, para isto, basta eliminar os cortes que possuem coeficientes muito próximos de acordo com uma tolerância especificada.

Desta forma, obtém-se o conjunto de planos de cortes que aproximam a função de custo futuro, conforme Figura 2.8.





**Figura 2.8 - Conjunto de Planos de Corte que aproximam a FCF**

## **3 Sistemas Equivalentes de Energia**

### **3.1 Considerações Iniciais**

Como foi visto no Capítulo 1, o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de geração elétrica abrange desde o planejamento plurianual até a programação diária da operação da geração dos reservatórios [24]. Devido ao seu porte e complexidade, o problema é dividido em diversas etapas. Em cada etapa são utilizados modelos com diferentes graus de detalhe na representação do sistema.

A partir dos modelos de curto prazo até o despacho horário, existe a representação individualizada dos reservatórios, ou seja, determinam-se as metas individuais de geração das usinas hidrelétricas e usinas térmicas do sistema, bem como o intercâmbio energético entre elas.

No planejamento da operação de médio prazo, o objetivo é determinar as metas de geração de todas as usinas de um sistema hidrotérmico sujeito às afluições de natureza estocástica de forma a minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo do período do planejamento. O sistema é representado de maneira simplificada, pois as usinas não são representadas individualmente, e sim, através da técnica de agregação de reservatórios.

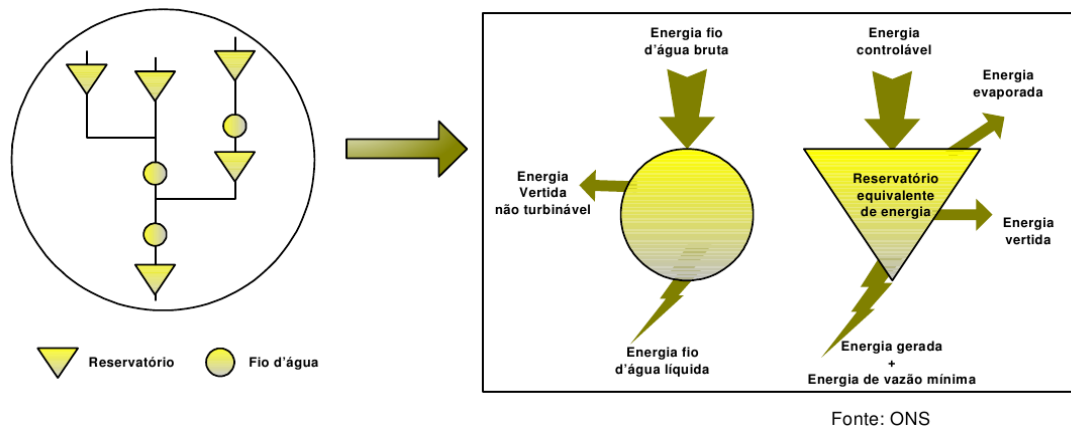
O objetivo deste capítulo é mostrar o funcionamento desta técnica e como são calculados os principais parâmetros.

### **3.2 Agregação de Reservatórios**

Quanto mais distante do instante inicial a simulação estiver, menos importância é dada à geração individual de cada usina, tendo mais relevância a proporção ótima de utilização dos recursos hidráulicos e térmicos levando em consideração a análise probabilística do comportamento das afluições. Portanto, é necessário determinar a

estratégia de operação, ou seja, uma decisão operativa para cada mês em função dos possíveis estados do sistema naquele período. Além disso, no planejamento de médio prazo, o problema se torna muito oneroso do ponto de vista computacional devido às inúmeras combinações possíveis de tendências hidrológicas e níveis de reservatórios [24].

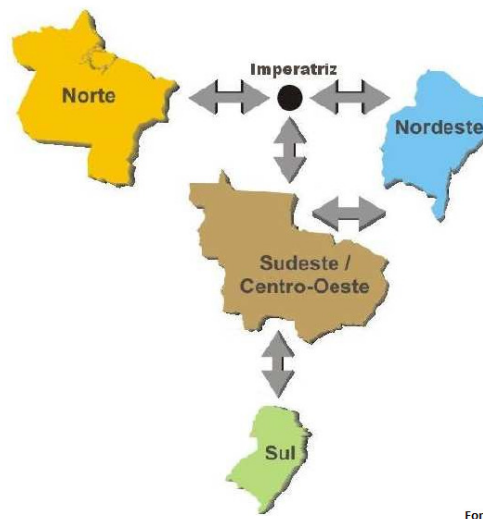
A solução adotada consiste em reduzir o número de variáveis através da agregação dos reservatórios, com isto, obtém-se uma redução considerável do esforço computacional. A Figura 3.1 ilustra o procedimento de agregação dos reservatórios e montagem do sistema equivalente.



**Figura 3.1 - Sistemas Equivalentes de Energia**

De forma resumida, a metodologia pode ser assim detalhada [24]:

- Agregação das usinas hidrelétricas pertencentes a bacias hidrográficas situadas geograficamente próximas em um reservatório equivalente. Atualmente, no caso do sistema elétrico brasileiro, são utilizados quatro reservatórios equivalentes, representando as regiões Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste, conforme a Figura 3.2;



**Figura 3.2 - Representação do Sistema Brasileiro**

- agregar as afluições das usinas de cada reservatório equivalente em afluições energéticas equivalentes;
- representação das afluições energéticas através de um modelo estocástico adequado;

### 3.3 Parâmetros do Sistema Equivalente

Antes da definição dos principais parâmetros do sistema equivalente, é importante a definição de produtividade de uma usina hidrelétrica, e os principais conceitos relacionados a esta variável.

#### Produtibilidade

A produtividade de uma usina relaciona a energia gerada em função do turbinamento de água ocorrido na mesma e é dada pelo produto entre a produtividade específica da usina hidrelétrica e a altura de queda do reservatório. Esta altura de queda é calculada em função do nível do reservatório, ou melhor, da energia armazenada no reservatório. Desta forma, tem-se:

$$\rho_j^{Vol} = \eta_j \cdot H_j^{Vol} \quad (3.1)$$

onde:

$\rho_j^{Vol}$  Produtibilidade da usina  $j$ , associada à cota correspondente ao volume  $Vol$  (MW/m<sup>3</sup>/s).

$\eta_j$  Produtibilidade específica da usina  $j$  (MW/m<sup>3</sup>/s/m).

$H_j^{Vol}$  Altura de queda da usina  $j$ , associada à cota correspondente ao volume  $Vol$  (m).

Para cálculo da altura de queda relativa a uma cota, tem-se:

$$H_j^{Vol} = COTA_j^{Vol} - CFUGA_j - PHID_j \quad (3.2)$$

onde:

$COTA_j^{Vol}$  Cota da usina  $j$  associada ao volume  $Vol$ , pelo polinômio cota-volume (m).

$CFUGA_j$  Cota do canal de fuga da usina  $j$  (m).

$PHID_j$  Perda hidráulica da usina  $j$  (m).

A cota é definida pela diferença de nível entre a superfície de água do reservatório e a superfície de água do oceano. A partir do volume armazenado no reservatório é possível calcular a cota, utilizando o polinômio cota-volume, da seguinte maneira:

$$COTA_j^{Vol} = PCV_{j,1} + PCV_{j,2} \cdot Vol + PCV_{j,3} \cdot Vol^2 + PCV_{j,4} \cdot Vol^3 + PCV_{j,5} \cdot Vol^4 \quad (3.3)$$

onde:

$PCV_{j,n}$   $n$ -ésimo coeficiente do polinômio cota-volume da usina  $j$  (m x hm<sup>3</sup>).

$Vol$  Volume armazenado no reservatório (hm<sup>3</sup>).

As produtibilidades mais utilizadas para cálculo dos parâmetros do sistema equivalente são:

$$\rho_j^{eq} = \eta_j \cdot H_j^{eq} \quad (3.4)$$

$$\rho_j^{\min} = \eta_j \cdot H_j^{\min} \quad (3.5)$$

$$\rho_j^{med} = \eta_j \cdot H_j^{med} \quad (3.6)$$

$$\rho_j^{\max} = \eta_j \cdot H_j^{\max} \quad (3.7)$$

onde:

$\rho_j^{eq}$  Produtibilidade equivalente da usina  $j$  (MW/m<sup>3</sup>/s).

$H_j^{eq}$  Altura equivalente da usina  $j$  (m).

$\rho_j^{\min}$  Produtibilidade associada à altura de queda mínima da usina  $j$  (MW/m<sup>3</sup>/s).

$H_j^{\min}$  Altura de queda associada ao volume mínimo da usina  $j$  (m).

$\rho_j^{med}$  Produtibilidade associada à altura de queda correspondente a 65% do volume útil da usina  $j$  (MW/m<sup>3</sup>/s).

$H_j^{med}$  Altura de queda associada a 65% do volume útil do reservatório da usina  $j$  (m).

$\rho_j^{max}$  Produtibilidade associada à altura de queda máxima da usina  $j$  (MW/m<sup>3</sup>/s).

$H_j^{max}$  Altura de queda associada ao volume máximo da usina  $j$  (m).

O cálculo da altura equivalente  $H_j^{eq}$  é feito utilizando a cota média referente ao volume útil da usina, conforme a seguinte expressão:

$$H_j^{eq} = \left( \frac{\int_{VMIN_j}^{VMAX_j} COTA_j \cdot d_{Vol}}{VMAX_j - VMIN_j} \right) - CFUGA_j - PHID_j \quad (3.8)$$

### Energia Armazenável Máxima

A energia armazenável máxima é a energia que pode ser produzida pelos volumes úteis de todos os reservatórios que compõem o sistema, ou seja, representa a quantidade de energia produzida através do completo esvaziamento dos reservatórios. Adota-se a hipótese de operação em paralelo, isto é, os armazenamentos e deplecionamentos são feitos paralelamente em volume e, adicionalmente, este cálculo é feito desconsiderando-se novas afluições.

A água utilizada para gerar energia em uma usina viajará ao longo de todo o rio e, também, irá gerar energia em todas as usinas à jusante. A energia armazenável máxima é calculada somando-se os produtos do volume útil de cada reservatório pela sua produtibilidade acumulada. A produtibilidade acumulada é a soma da produtibilidade do próprio reservatório e as produtibilidades de todos os reservatórios e usinas fio d'água à jusante até o final da cascata [9]. A energia armazenável máxima é obtida através da seguinte expressão.

$$\overline{EA}_{i,t} = \frac{1}{FATOR_t} \sum_{j=1}^{NUSI_i} \left( (VMAX_j - VMIN_j) \sum_{k \in J_j} \rho_k^{eq} \right) \quad (3.9)$$

onde:

$\overline{EA}_{i,t}$	Energia armazenável máxima do sistema $i$ no estágio $t$ (MWmês).
$FATOR_t$	Constante utilizada para converter $m^3/s$ em $hm^3/mês$ em um determinado período $t$ , é função do número de dias do mês. <sup>2</sup>
$NUSI_i$	Número de usinas hidrelétricas do sistema $i$ .
$VMAX_j$	Volume máximo da usina $j$ ( $hm^3$ ).
$VMIN_j$	Volume mínimo da usina $j$ ( $hm^3$ ).
$J_j$	Conjunto composto pela usina $j$ e todas as usinas à jusante de $j$ .
$\rho_k^{eq}$	Produtibilidade equivalente da usina $k$ ( $MW/m^3/s$ ).

Da mesma forma que o exposto acima, pode-se calcular a energia armazenada em um dado sistema em um instante qualquer. Para isto, ao invés de considerar-se o volume útil, que é a diferença entre o volume máximo e o mínimo, é considerado o volume armazenado em cada um dos reservatórios naquele instante.

### Correção da Energia Armazenada devido à Mudança de Configuração

Cabe notar que a energia armazenável máxima é característica de cada configuração e seu valor só será modificado se esta for alterada, por exemplo, pela entrada em operação no sistema de uma nova usina hidroelétrica. Neste caso, não há alteração dos volumes armazenados, porém, como variam as produtibilidades das usinas, ocorre alteração na energia armazenada. Este novo valor difere do anterior por um fator descrito pela razão entre as energias armazenáveis máximas depois e antes da

---

<sup>2</sup> Neste trabalho, foi considerado como dias um número médio de 365/12, resultando em um  $FATOR_t = 2.63$  independente do mês de estudo.



entrada em operação de novas usinas hidroelétricas, além da energia armazenada pelas usinas que entraram na configuração, dado pela seguinte expressão [9].

$$EA_{i,t} = FDIN_{i,t} \cdot EA_{i,t-1} \quad (3.10)$$

onde:

- $EA_{i,t}$  Energia armazenada no sistema  $i$  no período  $t$  (MWmês).
- $EA_{i,t-1}$  Energia armazenada no sistema  $i$ , contabilizada no período  $t-1$  (MWmês).
- $FDIN_{i,t}$  Fator de correção da energia armazenada no sistema  $i$  no período  $t$ , é utilizado no cálculo do novo valor da energia armazenada após uma mudança de configuração (pu).

### Energia Controlável

A energia controlável pode ser obtida pela soma das vazões incrementais a cada reservatório valorizadas pela produtividade média equivalente de todas as usinas à jusante do mesmo. A vazão incremental é dada pela afluência natural descontada das afluências naturais das usinas de reservatório imediatamente à montante.

A energia afluyente controlável é calculada através da seguinte expressão:

$$EC_{i,t} = \sum_{j \in R_i}^{NUSI_i} QINC_{j,t} \cdot \left( \sum_{k \in J_j} \rho_k^{eq} \right) \quad (3.11)$$

em que:

- $EC_{i,t}$  Energia controlável afluyente ao sistema  $i$  no estágio  $t$  (MWmédio).
- $R_i$  Conjunto composto por todos os reservatórios do sistema  $i$ .
- $NUSI_i$  Número de usinas hidrelétricas do sistema  $i$ .
- $QINC_{j,t}$  Vazão incremental afluyente a usina  $j$  no estágio  $t$  (m<sup>3</sup>/s).

$\rho_k^{eq}$	Produtibilidade equivalente da usina $k$ (MW/m <sup>3</sup> /s).
$J_i$	Conjunto composto pela usina $i$ e todas as usinas à jusante de $i$ .

Alternativamente, a energia controlável também pode ser obtida a partir da soma da vazão natural a cada reservatório multiplicada pela sua produtibilidade média equivalente somada às produtibilidades das usinas a fio d'água à jusante até o próximo reservatório exclusive. Desta forma, tem-se a seguinte expressão:

$$EC_{i,t} = \sum_{j \in R_i}^{NUSI_i} Q_{j,t} \cdot \left( \rho_j^{eq} + \sum_{k \in JF_j} \rho_k^{Vol} \right) \quad (3.12)$$

em que:

$EC_{i,t}$	Energia controlável afluyente ao sistema $i$ no estágio $t$ (MWmédio).
$R_i$	Conjunto composto por todos os reservatórios do sistema $i$ .
$NUSI_i$	Número de usinas hidrelétricas do sistema $i$ .
$Q_{i,t}$	Vazão natural afluyente a usina $i$ no estágio $t$ (m <sup>3</sup> /s).
$\rho_j^{eq}$	Produtibilidade equivalente da usina $k$ (MW/m <sup>3</sup> /s).
$JF_i$	Conjunto composto pela usina $i$ e todas as usinas a fio d'água à jusante de $i$ até o próximo reservatório exclusive.
$\rho_k^{Vol}$	Produtibilidade da usina $k$ , associada à cota correspondente ao volume $Vol$ (MW/m <sup>3</sup> /s).

### Energia a Fio d'Água

A energia fio d'água corresponde a energia a ser gerada pela parcela de afluência que não pode ser armazenada e constitui-se basicamente das afluências incrementais das usinas a fio d'água. O máximo de vazão incremental que pode ser transformado em

energia é limitado pelo engolimento máximo das turbinas da usina fio d'água utilizadas no cálculo. Sendo assim, a energia fio d'água em um estágio  $t$  é dada por:

$$EFIO_{i,t} = \sum_{j \in F_i}^{NUSI_i} \min \left\{ \left( QMAX_j - \sum_{k \in M_j} QMIN_k \right); \left( Q_{j,t} - \sum_{k \in M_j} Q_{k,t} \right) \right\} \cdot \rho_j^{eq} \quad (3.13)$$

em que:

$EFIO_{i,t}$  Energia fio d'água líquida do sistema  $i$  no período  $t$  (MWmédio).

$F_i$  Conjunto de usinas fio d'água do sistema  $i$ .

$NUSI_i$  Número de usinas hidrelétricas do sistema  $i$ .

$QMAX_j$  Engolimento máximo da usina  $j$  (hm<sup>3</sup>).

$QMIN_j$  Vazão mínima defluente da usina  $j$  (hm<sup>3</sup>).

$M_i$  Conjunto composto por todas as usinas à montante de  $i$ .

$Q_{i,t}$  Vazão natural afluyente a usina  $i$  no estágio  $t$  (m<sup>3</sup>/s).

$\rho_j^{eq}$  Produtibilidade equivalente da usina  $j$  (MW/m<sup>3</sup>/s).

Ainda existe uma segunda maneira de calcular a energia fio d'água, sendo que esta utiliza diretamente as vazões incrementais a cada usina fio d'água. Esta formulação é dada pela seguinte expressão:

$$EFIO_{i,t} = \sum_{j \in F_i}^{NUSI_i} QINC_{j,t} \cdot \left( \sum_{k \in JF_i} \rho_k^{eq} \right) \quad (3.14)$$

A série histórica de energias afluentes é usada para o cálculo dos parâmetros do modelo estocástico de energias afluentes, e posteriormente para a geração de séries de energias afluentes sintéticas. Como no modelo equivalente, em um estágio qualquer, não se pode identificar quais usinas atingiram a limitação de engolimento máximo, é necessário compor uma série histórica de energias afluentes considerando-se uma

energia a fio d'água, que não leva em conta esta limitação, denominada energia fio d'água bruta. Esta última é dada pela expressão a seguir:

$$EFIOB_{i,t} = \sum_{j \in F_i}^{NUSI_i} \left( Q_{j,t} - \sum_{k \in M_j} Q_{k,t} \right) \cdot \rho_j^{eq} \quad (3.15)$$

onde:

$EFIOB_{i,t}$  Energia fio d'água bruta do sistema  $i$  no período  $t$  (MWmédio).

### Energia Natural Afluente

A energia natural afluente é composta por toda a energia afluente ao sistema e tem bastante importância para as análises para os modelos estocásticos. Pode ser calculada através da soma das energias afluente controlável e fio d'água, como mostrado abaixo:

$$EAFLU_{i,t} = EC_{i,t} + EFIO_{i,t} \quad (3.16)$$

onde:

$EAFLU_{i,t}$  Energia natural afluente do sistema  $i$  no período  $t$  (MWmês).

$EC_{i,t}$  Energia controlável afluente do sistema  $i$  no período  $t$  (MWmês).

$EFIO_{i,t}$  Energia fio d'água líquida do sistema  $i$  no período  $t$  (MWmês).

### Separação da Energia Controlável da Energia Natural Afluente

A geração de séries de energias afluentes sintéticas faz com que não seja possível a separação da energia controlável e fio d'água. Para obter-se as duas parcelas é necessário calcular previamente, a partir do histórico de aflúncias, a participação média da energia controlável na energia afluente total.

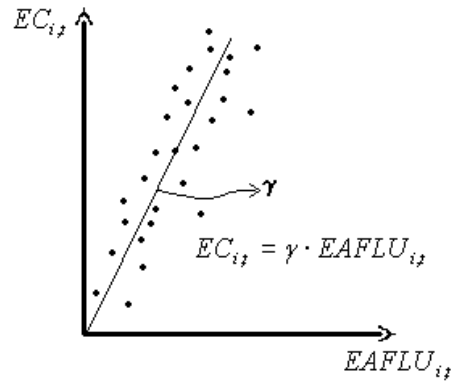
A energia controlável, em um estágio qualquer, está relacionada com a energia afluente total através da seguinte equação.

$$EC_{i,t} = \gamma_i \cdot EAFLU_{i,t} \quad (3.17)$$

onde:

$\gamma_i$  Fator de separação da energia afluente controlável da energia afluente total do sistema  $i$ .

A Figura 3.3 mostra o gráfico comparando a energia afluente com a energia controlável de um dado sistema.



**Figura 3.3 - Relação Energia Controlável x Energia Natural Afluente**

O coeficiente  $\gamma$  é obtido através da minimização da soma dos desvios (distância entre o ponto observado e a reta ajustada) ao quadrado [9]:

$$S_i = \sum_{k=1}^n e_k^2 = \sum_{k=1}^{NSH} \sum_{j=1}^{12} \left( EC_{i,(k-1)*12+j} - \gamma_i \cdot EAFLU_{i,(k-1)*12+j} \right)^2 \quad (3.18)$$

onde  $NSH$  é o número de anos hidrológicos do histórico.

Derivando-se  $S$  em relação à  $\gamma$  e igualando-se a zero, obtêm-se:

$$\frac{\partial}{\partial \gamma} S_i = -2 \cdot \sum_{k=1}^{NSH} \sum_{j=1}^{12} EAFLU_{i,(k-1)*12+j} \cdot \left( EC_{i,(k-1)*12+j} - \gamma_i \cdot EAFLU_{i,(k-1)*12+j} \right) = 0 \quad (3.19)$$

$$\gamma_i = \frac{\sum_{k=1}^{NSH} \sum_{j=1}^{12} EAFLU_{i,(k-1)*12+j} \cdot EC_{i,(k-1)*12+j}}{\sum_{k=1}^{NSH} \sum_{j=1}^{12} (EAFLU_{i,(k-1)*12+j})^2} \quad (3.20)$$

### Energia de Vazão Mínima

A energia de vazão mínima corresponde ao desestoque de água dos reservatórios para atender as restrições de vazão mínima obrigatória de todas as usinas com reservatório. Independe da série hidrológica considerada, dependendo exclusivamente da configuração do sistema [9]. Seu valor é calculado multiplicando-se a descarga mínima obrigatória de cada usina com reservatório pela soma da produtibilidade associada à altura de queda líquida máxima, e as produtibilidades de todas as usinas fio d'água existentes entre o reservatório e o próximo reservatório à jusante. Desta forma, o valor máximo de energia de vazão mínima, no estágio  $t$ , é dada por:

$$EVMIN_{i,t}^{\max} = \sum_{j \in R_i}^{NUSI_i} QMIN_j \cdot \left( \rho_j^{\max} + \sum_{k \in JF_j} \rho_k^{eq} \right) \quad (3.21)$$

onde:

$EVMIN_{i,t}^{\max}$  Energia de vazão mínima do sistema  $i$  associada ao armazenamento máximo (MWmédio).

$R_i$  Conjunto composto por todos os reservatórios do sistema  $i$ .

$NUSI_i$  Número de usinas hidrelétricas do sistema  $i$ .

$QMIN_j$  Vazão mínima defluente da usina  $j$  (hm<sup>3</sup>).

$\rho_j^{\max}$  Produtibilidade associada à altura de queda máxima da usina  $j$  (MW/m<sup>3</sup>/s).

$JF_i$  Conjunto composto pela usina  $i$  e todas as usinas fio d'água à jusante de  $i$  até o próximo reservatório exclusive.

$\rho_k^{eq}$  Produtibilidade equivalente da usina  $k$  (MW/m<sup>3</sup>/s).

Pode-se calcular os valores médios e mínimos da energia de vazão mínima, respectivamente  $EVMIN_{i,t}^{med}$  e  $EVMIN_{i,t}^{min}$ , substituindo-se a altura de queda líquida máxima na equação acima pelas alturas de queda correspondentes a um armazenamento de 65% do volume útil e ao nível mínimo operativo, respectivamente.

## Energia Evaporada

A energia evaporada é uma energia perdida pelo sistema devido à evaporação de água decorrente da exposição da superfície do lago à insolação. Esta perda é calculada pelo produto dos coeficientes de evaporação médios mensais, pela área da superfície do lago e pela produtividade acumulada nos reservatórios das usinas à jusante do reservatório em questão inclusive. A área da superfície do lago exposta à insolação é uma função do volume de água no reservatório e, portanto, é uma função da energia armazenada no reservatório.

Assim, o valor máximo de energia evaporada no sistema  $i$ , para o estágio  $t$ , é dado por:

$$EVAP_{i,t}^{max} = \frac{1}{1000 \cdot FATOR} \sum_{j \in R}^{NUSI_i} CEVP_{j,t} \cdot AREA_{j,t}^{max} \cdot \sum_{k \in J_j} \rho_k^{max} \quad (3.22)$$

em que:

- $EVAP_{i,t}^{max}$  Energia evaporada máxima do sistema  $i$  no período  $t$  (MW médio).
- $CEVP_{j,t}$  Coeficiente de evaporação da usina  $j$  no período  $t$  (mm).
- $AREA_{i,t}^{max}$  Área da superfície do reservatório  $i$  no período  $t$ , correspondente a altura máxima do reservatório (km<sup>2</sup>).

A área da superfície é calculada a partir da cota do reservatório, utilizando o polinômio cota-área, da seguinte maneira:

$$AREA_j^{Vol} = PCA_{j,1} + PCA_{j,2} \cdot (COTA_j^{Vol}) + PCA_{j,3} \cdot (COTA_j^{Vol})^2 + PCA_{j,4} \cdot (COTA_j^{Vol})^3 + PCA_{j,5} \cdot (COTA_j^{Vol})^4 \quad (3.23)$$

onde:

$PCA_{j,n}$   $n$ -ésimo coeficiente do polinômio cota-área da usina  $j$  (m x km<sup>2</sup>).

De forma similar a energia de vazão mínima, os valores médio e mínimo da energia evaporada são obtidos substituindo-se a área do reservatório correspondente à altura máxima pelas áreas do reservatório correspondentes às alturas média e mínima, e também substituindo-se a altura de queda líquida máxima pelas alturas de queda correspondentes a um armazenamento de metade do volume útil e ao nível mínimo [9].

### Energia de Enchimento de Volume Morto

Na ocasião de entrada de uma usina com reservatório em uma determinada configuração, há um volume que deve ser preenchido e nunca será utilizado para geração, por estar abaixo da tomada d'água. Portanto, a energia correspondente a este volume será perdida. Esta energia é denominada energia de volume morto e representa a quantidade de energia perdida para encher o volume morto do reservatório.

Desta forma, a energia de volume morto no sistema  $i$ , para o estágio  $t$ , é dada por:

$$EVM_{i,t} = \frac{1}{FATOR} \sum_{j \in VM_i} \frac{VMIN_j}{\Delta t_{VM,j}} \cdot \sum_{k \in L_i} \rho_k^{eq} \quad (3.24)$$

onde:

$EVM_{i,t}$  Energia para enchimento do volume morto no estágio  $t$  no sistema  $i$  (MWmédio).



$VM_i$	Número de usinas enchendo o volume morto no sistema $i$ .
$VMIN_j$	Volume mínimo da usina $j$ ( $hm^3$ ).
$\Delta t_{VM,j}$	Número de estágios que a usina $j$ levará para encher o volume morto.
$L_i$	Conjunto composto por todas as usinas à jusante de $i$ exclusive.

### **Energia de Desvio de Água**

A energia de desvio de água consiste no valor energético das afluições desviadas ou retiradas imediatamente à montante da usina. O cálculo da energia de desvio de água depende somente da configuração do sistema e da vazão que está sendo desviada ou retirada, e é independente da série hidrológica considerada.

### **Energia das Usinas Submotorizadas**

A energia das usinas submotorizadas, corresponde à energia disponível em cada uma das novas usinas de reservatório, que não atingiram ainda sua potência base. A potência base refere-se à quantidade mínima de unidades geradoras em operação comercial de uma usina hidráulica, para que esta seja capaz de gerar sua garantia física total.

### **Geração Hidráulica Máxima**

A geração hidráulica máxima é função da energia armazenada do sistema, pois durante a simulação da operação, à medida que os níveis de armazenamento se modificam, mudanças ocorrem no valor da disponibilidade de geração hidráulica do sistema. A geração hidráulica máxima independe da série hidrológica considerada, dependendo somente da configuração.

Pode ser calculada a geração hidráulica máxima associada ao armazenamento máximo, médio e mínimo. Desta forma, a expressão a seguir mostra o cálculo da geração máxima:

$$GHMAX_{i,t}^{\max} = \sum_{j=1}^{NUSI_i} (1 - TEIF_j) \cdot (1 - IP_j) \cdot \sum_{k=1}^{NCONJMAQ_j} NMAQCJ_{k,j} \cdot PEFCJ_{k,j} \cdot \text{Min} \left( 1; \left( \frac{H_j^{\max}}{QNCJ_{k,j}} \right)^{TURB_j} \right) \quad (3.25)$$

em que:

$GHMAX_{i,t}^{\max}$	Geração hidráulica máxima do sistema $i$ no estágio $t$ calculada com potências nominais das usinas obtidas em relação a altura máxima (MWmédio).
$TEIF_j$	Taxa média de indisponibilidade forçada da usina $j$ .
$IP_j$	Taxa média de indisponibilidade programada da usina $j$ .
$NCONJMAQ_j$	Número de conjunto de máquinas da usina $j$ .
$NMAQCJ_{k,j}$	Número de máquinas do conjunto $k$ da usina $j$ .
$PEFCJ_{k,j}$	Potência efetiva de cada máquina do conjunto $k$ da usina $j$ (MW).
$H_j^{\max}$	Altura de queda associada ao volume máximo da usina $j$ (m).
$QNCJ_{k,j}$	Vazão nominal de cada máquina do conjunto $k$ da usina $j$ (m <sup>3</sup> /s).
$TURB_j$	Constante associada à característica de construção das turbinas da usina $j$ .

### Geração de Pequenas Usinas

A geração de energia proveniente das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's), é a energia disponível, estágio a estágio, gerada nestas usinas e, que não são incluídas na

configuração do sistema. Portanto, devem ser informadas externamente ao modelo, formando uma série de valores que são subtraídos do mercado de energia.

### **3.4 Parábolas de Correção**

Conforme observado anteriormente, todos os componentes do sistema equivalente que são baseados em parâmetros energéticos são calculados utilizando uma determinada altura de queda, que está associada à energia armazenada em cada um dos reservatórios. Tendo em vista que durante a simulação da operação os níveis de armazenamento dos reservatórios se modificam, os valores relacionados aos parâmetros de energia inicialmente calculados devem ser corrigidos, uma vez que estas variações implicam em mudanças nos valores dos coeficientes de produção das usinas.

Com o objetivo de representar as não linearidades do problema são propostas as parábolas de correção [23], que aproximam o comportamento não-linear do sistema. Desta forma são ajustadas parábolas que têm a finalidade de corrigir a energia em questão em função da energia armazenada no sistema que se modifica durante a simulação da operação.

O detalhamento deste procedimento está mostrado no próximo item.

#### **Correção da Energia Controlável**

Para corrigir a energia controlável, determina-se um fator de correção associado aos níveis máximo, médio e mínimo, dividindo-se o somatório das energias controláveis, referentes às varias sequências hidrológicas do histórico, calculadas com as produtibilidades correspondentes a estes níveis, pelo somatório análogo de energias controláveis, porém obtido com as produtibilidades equivalentes. Este somatório visa obter um fator de correção médio a partir dos diversos anos do histórico.

Portanto, os fatores de correção são obtidos para cada mês, para cada sistema, através das expressões abaixo:

$$FC_{i,t}^{\max} = \frac{\sum_{j=1}^{NSH} \sum_{k=1}^{NUSI_i} Q_{k,(j-1)*12+mês} \cdot \left( \rho_k^{\max} + \sum_{l \in JF_k} \rho_l \right)}{\sum_{j=1}^{NSH} \sum_{k=1}^{NUSI_i} Q_{k,(j-1)*12+mês} \cdot \left( \rho_k^{eq} + \sum_{l \in JF_k} \rho_l \right)} \quad (3.26)$$

$$FC_{i,t}^{med} = \frac{\sum_{j=1}^{NSH} \sum_{k=1}^{NUSI_i} Q_{k,(j-1)*12+mês} \cdot \left( \rho_k^{med} + \sum_{l \in JF_k} \rho_l \right)}{\sum_{j=1}^{NSH} \sum_{k=1}^{NUSI_i} Q_{k,(j-1)*12+mês} \cdot \left( \rho_k^{eq} + \sum_{l \in JF_k} \rho_l \right)} \quad (3.27)$$

$$FC_{i,t}^{\min} = \frac{\sum_{j=1}^{NSH} \sum_{k=1}^{NUSI_i} Q_{k,(j-1)*12+mês} \cdot \left( \rho_k^{\min} + \sum_{l \in JF_k} \rho_l \right)}{\sum_{j=1}^{NSH} \sum_{k=1}^{NUSI_i} Q_{k,(j-1)*12+mês} \cdot \left( \rho_k^{eq} + \sum_{l \in JF_k} \rho_l \right)} \quad (3.28)$$

em que:

$FC_{i,t}^{\max}$  Fator de correção da energia controlável do sistema  $i$  e período  $t$ , associado ao nível máximo do reservatório.

$FC_{i,t}^{med}$  Fator de correção da energia controlável do sistema  $i$  e período  $t$ , associado ao nível médio do reservatório.

$FC_{i,t}^{\min}$  Fator de correção da energia controlável do sistema  $i$  e período  $t$ , associado ao nível mínimo do reservatório.

$NSH$  Número de anos hidrológicos do histórico.

Os fatores de correção calculados acima são associados respectivamente aos valores de energias armazenadas máxima, média e mínima.

A energia armazenada máxima é obtida utilizando-se a altura de referência, a energia armazenada média é calculada utilizando-se uma altura obtida pela integração da curva cota-volume entre os níveis correspondentes à metade do volume útil e volume mínimo e a energia armazenada mínima é igual a zero.

Com essas informações, ajusta-se uma parábola utilizando os três pontos  $(EA_i^{\min}, FC_i^{\min})$ ,  $(EA_i^{\text{med}}, FC_i^{\text{med}})$  e  $(EA_i^{\max}, FC_i^{\max})$  conforme ilustra a Figura 3.4, de [9].

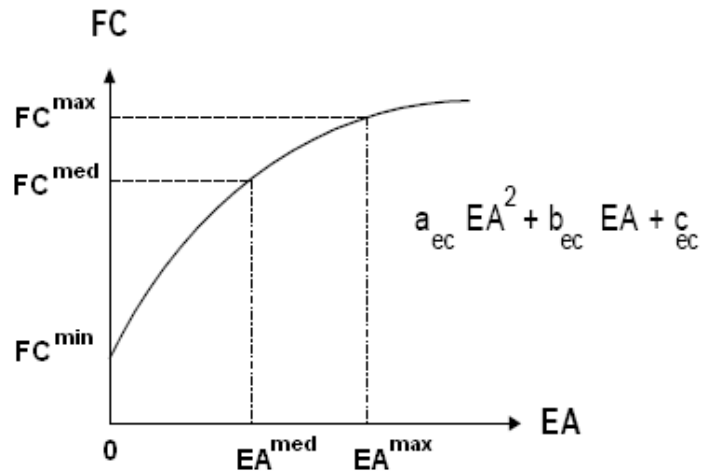


Figura 3.4 - Parábola de Correção da Energia Controlável

### Correção da Energia de Vazão Mínima, Energia Evaporada e Geração Hidráulica Máxima

Utilizando-se do mesmo procedimento utilizado para correção da energia controlável, ajusta-se um polinômio de segundo grau para correção da energia de vazão mínima, energia evaporada e geração hidráulica máxima. As próximas figuras ilustram tal situação para cada tipo de energia em questão.

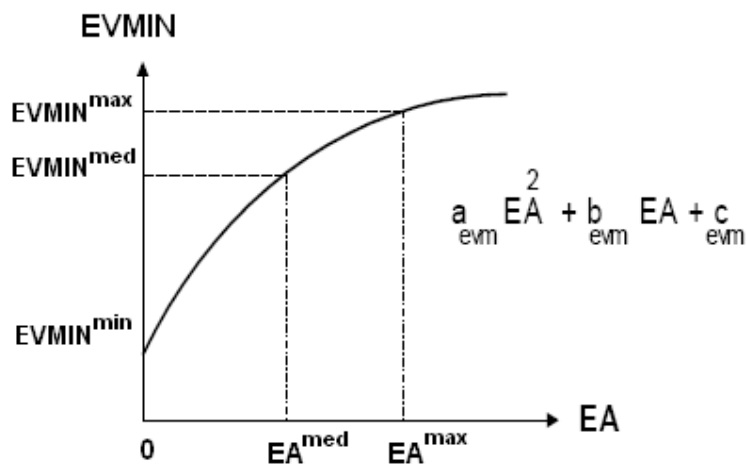


Figura 3.5 - Parábola de Correção da Energia de Vazão Mínima

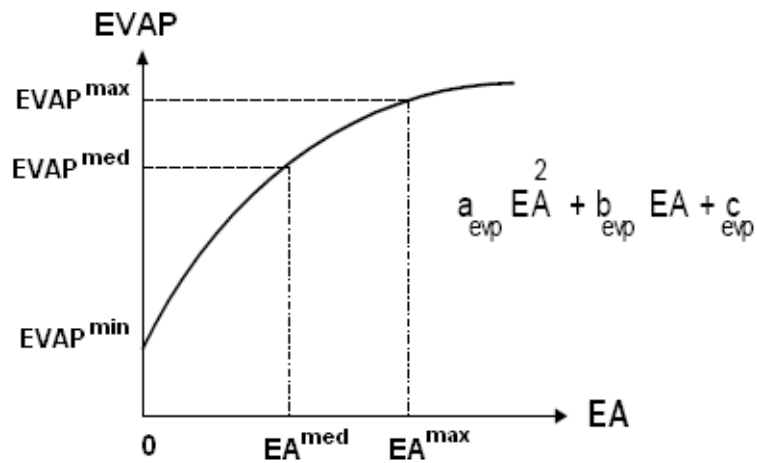


Figura 3.6 - Parábola de Correção da Energia Evaporada

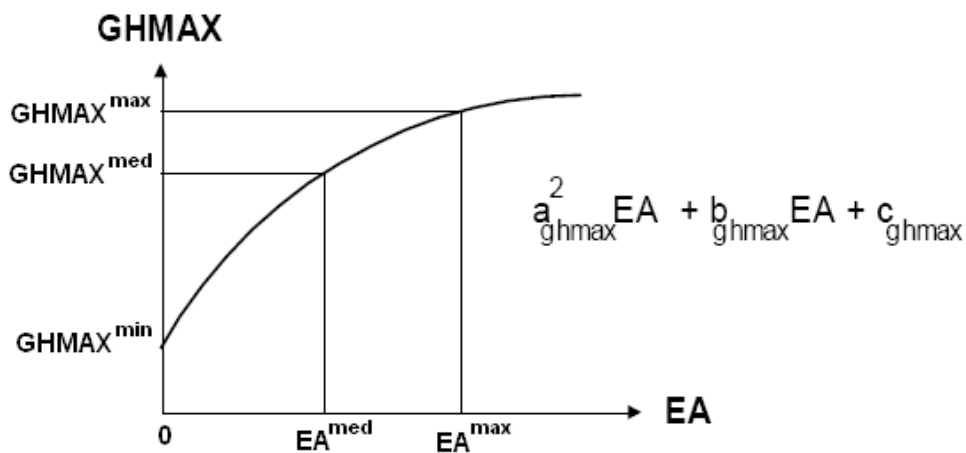
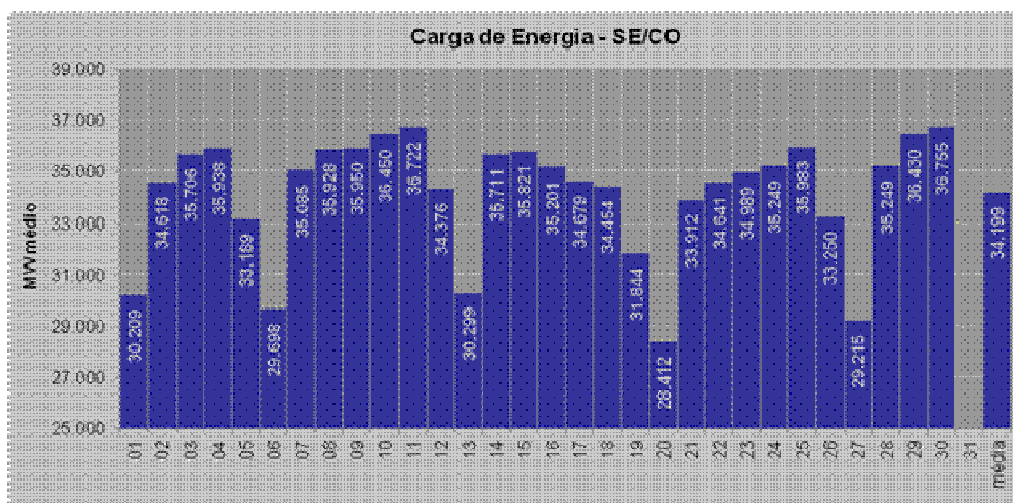


Figura 3.7 - Parábola de Correção de Geração Hidráulica Máxima

### 3.5 Modelagem do Mercado

Em modelos de médio prazo a modelagem da carga própria a ser atendida por cada um dos subsistemas é feita discretizando o problema mensalmente. Portanto, a carga própria a ser atendida é expressa em MWmédio. A Figura 3.8 mostra a evolução da carga média de energia para a Região SE/CO, durante o mês de maio de 2012.

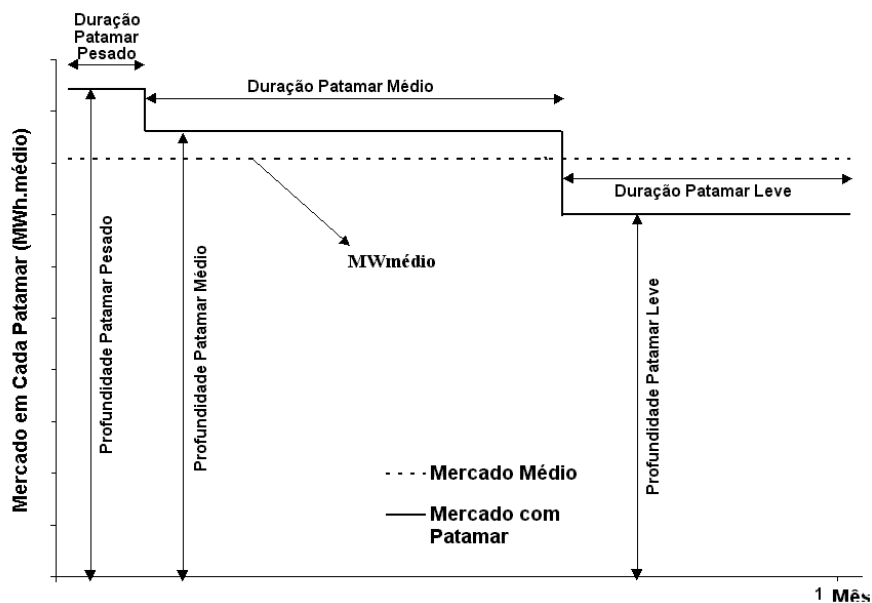


Fonte: ONS (extraída em 01/06/12)

**Figura 3.8 - Carga Média de Energia Mensal da Região SE/CO – Maio-2012**

Com a discretização mensal, não é possível representar a carga de forma horária. Por outro lado, uma representação constante no mês seria uma simplificação muito grande. A alternativa utilizada no planejamento da operação, é a definição de três patamares de mercado, em torno dos quais se agrupam, cargas pesadas, médias e leves [24].

Cada patamar é descrito pelos parâmetros duração e intensidade (profundidade). A duração diz respeito ao percentual de horas no mês que a carga permanece no patamar em questão e, é expressa em pu. A intensidade também é expressa em pu e, significa o percentual da carga no patamar, em relação à carga média mensal. A Figura 3.9, adaptada de [24], ilustra como se configura a distribuição do mercado ao longo dos patamares de carga.



**Figura 3.9 - Carga Representada em Patamares**

Com isto, a demanda líquida correspondente à carga própria que está sendo atendida dentro de um determinado patamar  $k$ , no sistema  $i$  e no período  $t$ , pode ser definida como sendo:

$$DEMLIQ_{i,k,t} = (MERCADO_{i,t} \times PMERC_{i,k,t} - PEQUSI_{i,t} - SUBMOT_{i,t} - \sum_{j=1}^{TCL SIS_i} GTMIN_{i,j,t}) \times DPMERC_{k,t} \quad (3.29)$$

em que:

$DEMLIQ_{i,k,t}$  Demanda líquida do sistema  $i$  no patamar de carga  $k$ , igual ao mercado de energia ponderado pela profundidade do patamar abatido da geração de pequenas usinas, geração térmica mínima e submotorização no período  $t$  (MWmédio).

$MERCADO_{i,t}$  Carga própria a ser atendida no sistema  $i$  no período  $t$  (MWmédio).

$PMERC_{i,k,t}$  Profundidade do patamar de carga  $k$ , sistema  $i$  e período  $t$  (pu).

$PEQUSI_{i,t}$  Geração proveniente das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) no sistema  $i$  no período  $t$  (MWmédio).



$SUBMOT_{i,t}$	Geração proveniente das usinas submotorizadas no sistema $i$ e período $t$ (MWmédio).
$GTMIN_{i,j,t}$	Geração mínima na classe térmica $j$ no sistema $i$ e período $t$ (MWmédio).
$TCLSIS_i$	Número total de classes térmicas do sistema $i$ . Uma classe térmica representa um grupo de usinas térmicas que apresentam o mesmo custo de operação. Portanto, a geração térmica mínima da classe térmica $i$ corresponde à soma das gerações mínimas das suas usinas.
$DPMERC_{k,t}$	Duração do patamar de carga $k$ no período $t$ (MWmédio).

A carga própria, a duração e a profundidade dos patamares entram nos modelos de médio prazo de forma determinística, através do Programa Mensal de Operação (PMO), fornecido pelo ONS.

Vale ressaltar, que o não atendimento à demanda deve ser penalizado no problema de planejamento da operação. À parcela não atendida da demanda, deve ser associado um custo, chamado custo de déficit de energia de não atendimento. Da mesma forma que os patamares de carga, são criados os patamares de déficit (*NPDF*) com custos de déficits diferentes de acordo com a profundidade do corte de carga. Estes patamares de déficit se configuram como se fossem incorporadas ao sistema um número igual a *NPDF* usinas térmicas, cada uma com um custo de operação diferenciado que reflete o prejuízo à sociedade do não suprimento da energia demandada [6]. No Capítulo 4 será mostrada a utilização destes patamares na formulação do problema de despacho hidrotérmico.

## 4 Restrição da Energia de Vazão Mínima

### 4.1 Restrição da Vazão Mínima Obrigatória no modelo NEWAVE

Atualmente, o modelo utilizado no planejamento da operação de médio prazo do SIN é o NEWAVE, o qual é baseado na técnica de Programação Dinâmica Dual Estocástica [19], [27], [28]. O NEWAVE representa o sistema de geração hidroelétrico através da técnica de sistemas equivalentes de energia [2], [31].

A vazão mínima dos reservatórios de um subsistema é representada em problemas de planejamento da operação de médio prazo através de uma energia de vazão mínima, que corresponde a uma geração elétrica obrigatória, restringida apenas pela disponibilidade de água no reservatório. Com o objetivo de atender a restrição de vazão mínima, foi incorporada ao modelo NEWAVE, uma metodologia, que consiste na inclusão de uma variável de folga nas restrições de atendimento à demanda e balanço hídrico, a qual é penalizada na função objetivo. Este procedimento faz com que a violação à descarga mínima obrigatória possa ser minimizada [14].

Portanto, para um dado estado em um período  $t$  qualquer, a meta de atendimento à energia de vazão mínima obrigatória, que é função da energia armazenada, pode ser expressa como a soma da energia efetivamente atendida mais uma variável de folga, que representa a parcela da meta que não foi atendida no problema. Logo, este balanço pode ser representado pela seguinte equação:

$$M_{EVMIN}(EA_t) = ev\ min + \delta_{EVMIN} \quad (4.1)$$

onde:

$M_{EVMIN}(EA_t)$  Meta de geração de vazão mínima (MWmédio).

$ev\ min$  Energia de vazão mínima efetivamente atendida (MWmédio).

$\delta_{EVMIN}$  Parcela da energia de vazão mínima não atendida (MWmédio).

Conforme [14], nesta formulação, o problema de operação hidrotérmica para um estágio  $t$  pode ser expresso da seguinte forma:

**Função objetivo:**

$$z_t = \min \left\{ \sum_{i=1}^{NSIS} \left( \sum_{j=1}^{NPMC} \left[ \sum_{k=1}^{TCLISIS} \psi_{T_{i,k,t}} \cdot g_{T_{i,k,j,t}} + \sum_{l=1}^{NPDF} \psi_{D_l} \cdot def_{i,j,l,t} \right] + \psi_{EVMIN} \cdot \delta_{EVMIN_{i,j,t}} \right) + \frac{1}{1+\beta} \cdot \alpha_{t+1} \right\} \quad (4.2)$$

em que:

- $z_t$                    Custo esperado de operação no estágio  $t$  (R\$ x 730)<sup>3</sup>.
- $NSIS$                 Número total de subsistemas.
- $NPMC$               Número de patamares de mercado.
- $TCLISIS$             Número de classes térmicas de um dado sistema.
- $NPDF$               Número de patamares de déficit.
- $\psi_{T_{i,k,t}}$             Custo de operação associado à classe térmica  $k$  do subsistema  $i$  (R\$/MWh).
- $g_{T_{i,k,j,t}}$             Geração térmica total na classe térmica  $k$  do subsistema  $i$  dentro do patamar de carga  $j$  (MWmédio).
- $\psi_{D_l}$                 Custo do déficit de energia associado ao patamar de déficit  $l$  (R\$/MWh).
- $def_{i,j,l,t}$             Déficit de energia ocorrido no subsistema  $i$  dentro do patamar de carga  $j$  e patamar de déficit  $l$  (MWmédio).
- $\psi_{EVMIN}$             Penalidade pelo não atendimento a meta de energia de vazão mínima (R\$/MWh).

---

<sup>3</sup> O fator multiplicativo aparece devido à conversão dos custos por unidade horária em custo por unidades mensais de tempo.

$\delta_{EVMIN\ i,j,t}$	Parcela da energia de vazão mínima não atendida no subsistema $i$ dentro do patamar de carga $j$ (MW médio).
$\beta$	Taxa de desconto monetário (pu).
$\alpha_{t+1}$	Custo futuro (R\$ x 730).

**Equações de balanço hídrico - EBH:** (uma restrição para cada sistema  $i$ )

Conforme mostrado anteriormente, nesta metodologia deve-se incluir uma variável de folga  $\delta_{EVMIN}$  para o atendimento da vazão mínima obrigatória. Portanto, a energia armazenada no final do estágio  $t$  é dada pelo somatório da energia armazenada no início do estágio, energia afluyente total e a parcela da energia de vazão mínima não atendida menos o desestoque e as perdas. O desestoque é dado pela geração hidráulica e vertimento, que são variáveis de decisão, e também pela energia fio d'água e energia de vazão mínima, que são compulsórias. As perdas são representadas pela energia evaporada e pela energia gasta com o enchimento de volume morto nos reservatórios que estão iniciando sua operação no estágio  $t$ .

Observa-se ainda que a energia afluyente menos a energia fio d'água resulta na energia controlável. Logo, de forma simplificada, obtém-se:

$$ea_{i,t+1} = EA_{i,t} + EC_{i,t} + \delta_{EVMIN_{i,t}} - M_{EVMIN_{i,t}} - \sum_{j=1}^{NPMC} ghidr_{i,j} - evert_{i,t} - EVAP_{i,t} - EVM_{i,t} \quad (4.3)$$

Substituindo (4.1) em (4.3), fazendo-se as correções necessárias através das respectivas parábolas, em função do armazenamento inicial do sistema, e ainda relacionando a energia controlável em função da energia afluyente, tem-se:

$$ea_{i,t+1} + \sum_{j=1}^{NPMC} ghidr_{i,j} + evert_{i,t} + ev\ min_{i,t} = EA_{i,t} + FC_{i,t} \cdot (EA_{i,t}) \cdot \gamma_i \cdot EAFLU_{i,t} - EVAP_{i,t}(EA_{i,t}) - EVM_{i,t} \quad (4.4)$$

onde:

- $ea_{i,t+1}$  Energia armazenada no subsistema  $i$  no final do período  $t$  (MWmês).
- $ghidr_{i,j}$  Geração hidráulica do subsistema  $i$  no patamar  $j$  no período  $t$  (MWmês).
- $evert_{i,t}$  Energia vertida no subsistema  $i$  no período  $t$  (MWmês).
- $ev\ min_{i,t}$  Energia de vazão mínima no subsistema  $i$  no período  $t$  (MWmês).
- $EA_{i,t}$  Energia armazenada no subsistema  $i$  no início do período  $t$  (MWmês).
- $FC_{i,t}(EA_{i,t})$  Fator de correção da energia controlável do subsistema  $i$  no período  $t$ , corrigido pelo armazenamento inicial do sistema.
- $\gamma_i$  Fator de separação da energia afluyente controlável da energia afluyente total do sistema  $i$ .
- $EVAP_{i,t}(EA_{i,t})$  Energia evaporada no subsistema  $i$  no período  $t$ , corrigida pelo armazenamento inicial do sistema (MWmês).
- $EVM_{i,t}$  Energia para enchimento do volume morto no subsistema  $i$  (MWmês).

**Equações de atendimento à demanda - EAD:** (uma equação para cada sistema  $i$  e para cada patamar de mercado  $k$ )

Da mesma forma que as equações de balanço hídrico, nas equações de atendimento à demanda devem ser incluídas a variável de folga para a energia de vazão mínima.

A equação de atendimento a demanda tem como objetivo determinar a maneira como a demanda líquida será atendida, considerando a geração hidráulica e térmica, déficit e intercâmbios. Porém, a demanda líquida deve ser abatida da geração incondicional proveniente das usinas fio d'água e devido a geração para atendimento de requisitos de vazão mínima.

Portanto, considerando-se todos estes aspectos, têm-se:

$$ghidr_{i,k,t} + \sum_{j=1}^{TCL SIS} g_{T_{i,j,k,t}} + \sum_{j=1}^{NPDF} def_{i,k,j,t} - \sum_{j=1}^{NSIS} i_{i,j,k,t;i \neq j} + \sum_{j=1}^{NSIS} i_{j,i,k,t;i \neq j} - exc_{i,k,t} - FPENG_{k,t} \cdot \delta_{EVMIN_{i,t}} =$$

$$\left( DEMLIQ_{k,t} - (1-\gamma) \cdot EAFLU_{i,t} - M_{EVMIN_{i,t}}(EA_{i,t}) \right) \cdot FPENG_{k,t}$$
(4.5)

Substituindo (4.1) em (4.5), obtêm-se:

$$ghidr_{i,k,t} + \sum_{j=1}^{TCL SIS} g_{T_{i,j,k,t}} + \sum_{j=1}^{NPDF} def_{i,k,j,t} - \sum_{j=1}^{NSIS} i_{i,j,k,t;i \neq j} + \sum_{j=1}^{NSIS} i_{j,i,k,t;i \neq j} - exc_{i,k,t} - FPENG_{k,t} \cdot evmin_{i,k,t} =$$

$$\left( DEMLIQ_{k,t} - (1-\gamma) \cdot EAFLU_{i,t} \right) \cdot FPENG_{k,t}$$
(4.6)

em que:

- $ghidr_{i,k,t}$  Geração hidráulica do subsistema  $i$  no patamar de carga  $k$  no período  $t$  (MW médio).
- $g_{T_{i,j,k,t}}$  Geração térmica total na classe térmica  $j$  do subsistema  $i$  dentro do patamar de carga  $k$  (MW médio).
- $def_{i,k,j,t}$  Déficit de energia ocorrido no subsistema  $i$  dentro do patamar de carga  $k$  e patamar de déficit  $j$  (MW médio).
- $i_{i,j,k,t;i \neq j}$  Intercâmbio de energia do sistema  $i$  para o sistema  $j$ , no patamar  $k$ , sendo sempre  $i$  diferente de  $j$  no período  $t$  (MW médio).
- $exc_{i,k,t}$  Variável de folga que representa o excesso de energia no sistema  $i$ , patamar de carga  $k$  e período  $t$  (MW médio).
- $evmin_{i,k,t}$  Energia de vazão mínima efetivamente atendida no subsistema  $i$  no patamar de carga  $k$  e período  $t$  (MW médio).

$DEMLIQ_{i,k,t}$  Demanda líquida do sistema  $i$  no patamar de carga  $k$ , igual ao mercado de energia ponderado pela profundidade do patamar abatido da geração de pequenas usinas, geração térmica mínima e submotorização no período  $t$  (MWmédio).

$FPENG_{k,t}$  Duração do patamar de carga  $k$  no período  $t$ .

**Restrições que representam a função de custo futuro - ECOR:** (uma equação para cada corte de Benders  $j$ )

Tem-se uma equação para cada corte de Benders  $j$ , conforme abaixo:

$$\alpha_{t+1} \geq W^j + \sum_{i=1}^{NSIS} \left( (\pi_V^{j,i})_{t+1} \cdot ea_{t+1}^i + (\pi_{EAFLU1}^{j,i})_{t+1} \cdot EAFLU_{i,t} + \dots + (\pi_{EAFLU_p}^{j,i})_{t+1} \cdot EAFLU_{i,t-p+1} \right) \quad (4.7)$$

onde:

$\alpha_{t+1}$  Custo futuro (R\$).

$(\pi_V^{j,i})_t$  Coeficiente de  $j$ -ésimo corte construído no estágio  $t$  associado ao armazenamento do sistema ou usina  $i$ .

$(\pi_{EAFLU_p}^{j,i})_t$  Coeficiente de  $j$ -ésimo corte construído no estágio  $t$  associado à afluência  $p$ -ésimo estágio passado ao sistema ou usina  $i$ .

$EAFLU_{i,t}$  Energia natural afluenta ao sistema  $i$  no estágio  $t$  (MWmédio).

**Restrições de geração hidráulica máxima controlável - GHC:** (uma restrição para cada sistema  $i$  e patamar de mercado  $k$ )

Estas restrições têm por objetivo definir o máximo de geração hidráulica controlável de cada um dos sistemas em cada um dos patamares de mercado. A geração

hidráulica máxima é calculada considerando todas as usinas de cada um dos sistemas, e deve ser corrigida em função da energia armazenada pela sua parábola de correção e, em seguida, descontada da energia de vazão mínima e energias fio d'água do sistema.

Na presente modelagem, deve também ser incluída nesta restrição, a variável de folga para energia de vazão mínima.

Considerando-se esta variável de folga, tem-se:

$$ghidr_{i,k,t} - \delta_{EVMIN_{i,t}} - exc_{i,k,t} \leq \left[ GHMAX_{i,t}(EA_{i,t}) - (1 - \gamma) \cdot EAFLU_{i,t} - M_{EVMIN_{i,t}}(EA_{i,t}) \right] \cdot FPENG_{i,t} \quad (4.8)$$

Substituindo (4.1) em (4.8), obtêm-se:

$$ghidr_{i,k,t} + FPENG \cdot evmin_{i,k,t} - exc_{i,k,t} \leq \left[ GHMAX_{i,t}(EA_{i,t}) - (1 - \gamma) \cdot EAFLU_{i,t} \right] \cdot FPENG_{i,t} \quad (4.9)$$

onde:

$GHMAX_{i,t}(EA_{i,t})$  Geração hidráulica máxima do sistema  $i$  no período  $t$ , corrigida pelo armazenamento inicial do sistema (MW médio).

### Equações de nó - EFIC:

Para as equações dos nós fictícios, deve-se garantir a geração ou consumo líquidos de energia nulos. Tem-se a seguinte condição para cada nó fictício  $j$  e patamar de carga  $k$ :

$$\sum_{\forall i \neq j} i_{i,j,k,t} - \sum_{\forall i \neq j} i_{j,i,k,t} = 0 \quad (4.10)$$



### Equação de meta de atendimento à vazão mínima - EMAVM:

$$ev \min_{i,t} + \delta_{EVMIN_{i,t}} = M_{EVMIN_{i,t}}(EA_{i,t}) \quad (4.11)$$

### Limites nas Capacidades de Intercâmbio:

$$0 \leq i_{i,j,k,t;i \neq j} \leq \overline{i_{i,j,k,t;i \neq j}} \quad (4.12)$$

em que:

$i_{i,j,k,t;i \neq j}$  Intercâmbio do sistema  $i$  para o sistema  $j$ , no patamar  $k$ , no período  $t$  (MWmédio).

$\overline{i_{i,j,k,t;i \neq j}}$  Valor máximo de intercâmbio do sistema  $i$  para o sistema  $j$  no estágio  $t$  (MWmédio).

### Limites nas Capacidades de Geração Térmica:

$$0 \leq g_{T_{i,j,k,t}} \leq \overline{g_{T_{i,j,k,t}}} \quad (4.13)$$

em que:

$g_{T_{i,j,k,t}}$  Geração térmica total na classe térmica  $j$  do subsistema  $i$  dentro do patamar de carga  $k$  (MWmédio).

$\overline{g_{T_{i,j,k,t}}}$  Geração térmica máxima totalizada na classe térmica  $j$  do subsistema  $i$  dentro do patamar de carga  $k$  (MWmédio).

### Limites nas Capacidades de Armazenamento:

$$\underline{ea_{i,t+1}} \leq ea_{i,t+1} \leq \overline{ea_{i,t+1}} \quad (4.14)$$

onde:

$\underline{ea}_{i,t+1}$  Energia armazenável mínima no subsistema  $i$  no final do período  $t$  (MWmês).

$\overline{ea}_{i,t+1}$  Energia armazenável máxima no subsistema  $i$  no final do período  $t$  (MWmês).

### Construção dos Cortes:

Para cada estágio  $t$  e para cada estado, os coeficientes do corte de Benders associados à energia armazenada no início do estágio,  $\pi_v$ , e as energias afluentes passadas,  $\pi_{EAFLU_i}$ ,  $i = 1, p$ , são obtidos respectivamente pelas seguintes equações:

$$\begin{aligned} \pi_v = & \sum^{NSIS} \eta_{BH} \frac{\partial}{\partial EA_t} EBH + \sum^{NPMC} \sum_{i=1}^{NSIS} \eta_{AD} \frac{\partial}{\partial EA_t} EAD + \sum^{NCOR} \eta_{COR} \frac{\partial}{\partial EA_t} ECOR + \\ & + \sum^{NPMC} \sum^{NSIS} \eta_{HC} \frac{\partial}{\partial EA_t} GHC + \sum^{NSIS} \eta_{EV} \frac{\partial}{\partial EA_t} EMAVM \end{aligned} \quad (4.15)$$

em que:

$\eta_{BH}$  Multiplicador simplex associado à equação de balanço hídrico.

$\eta_{AD}$  Multiplicador simplex associado à equação de atendimento à demanda.

$\eta_{COR}$  Multiplicador simplex associado à cada equação de corte de Benders.

$\eta_{HC}$  Multiplicador simplex associado à equação de geração hidráulica controlável máxima.

$\eta_{EV}$  Multiplicador simplex associado à equação de meta de geração de vazão mínima.

$$\begin{aligned}
\pi_{EAFLU_i} = & \sum^{NSIS} \eta_{BH} \frac{\partial}{\partial EAFLU_{t-1}} EBH + \sum^{NPMC} \sum_{i=1}^{NSIS} \eta_{AD} \frac{\partial}{\partial EAFLU_{t-1}} EAD + \\
& + \sum^{NCOR} \eta_{COR} \frac{\partial}{\partial EAFLU_{t-1}} ECOR + \sum^{NPMC} \sum_{i=1}^{NSIS} \eta_{HC} \frac{\partial}{\partial EAFLU_{t-1}} GHC + \sum^{NSIS} \eta_{EV} \frac{\partial}{\partial EAFLU_{t-1}} EMAVM
\end{aligned}
\tag{4.16}$$

As referências [9], [14] e [24] são algumas das bibliografias relacionadas ao tema, e trazem mais detalhamento sobre os cálculos relacionados aos coeficientes dos cortes nas restrições que representam a função de custo futuro.

Esta formulação que atualmente encontra-se implementada no modelo NEWAVE foi reproduzida no modelo MDDH (Modelo Dinâmico de Despacho Hidrotérmico), que foi desenvolvido dentro do Tema 1 de Modelos de Otimização do Despacho Hidrotérmico pela equipe de pesquisadores da Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF) em parceria com os pesquisadores da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio) na chamada de projeto de P&D Estratégico pela ANEEL.

## 4.2 Metodologia Proposta

### 4.2.1 Introdução

Conforme visto anteriormente, o NEWAVE utiliza a PDDE e utiliza uma metodologia para o atendimento da restrição da vazão mínima obrigatória baseada na inclusão de uma variável de folga no problema de otimização do planejamento de médio prazo [14].

Neste trabalho, para o cálculo da política eletroenergética, optou-se por utilizar a Programação Dinâmica Estocástica (PDE) – *Fast Convex Hull* [6], [12], a qual é utilizada na plataforma computacional MDDH. A metodologia PDE-*ConvexHull* foi escolhida por ter sido foco de pesquisas e novos desenvolvimentos pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora ao

longo dos últimos anos, e é adequada para comparar e analisar os efeitos da metodologia proposta.

Vale ressaltar ainda, que o objetivo do trabalho não consiste em comparar as metodologias de otimização PDDE ou PDE-*ConvexHull*, mas apenas comparar a formulação oficial adotada no Setor Elétrico Brasileiro e a formulação proposta neste trabalho para a representação da vazão mínima obrigatória.

Durante a execução do despacho hidrotérmico utilizando-se sistemas equivalentes de energia, pode ocorrer que uma dada energia armazenada inicial mais a energia controlável associada a um cenário hidrológico não sejam suficientes para suprir a energia de vazão mínima obrigatória, resultando em um problema de otimização infactível quando não se considera alguma folga para a energia de vazão mínima. Este problema é contornado com a formulação detalhada na seção 4.1.

Na metodologia proposta, além de uma formulação similar à utilizada no modelo NEWAVE, foi utilizada a estratégia de tentar manter os armazenamentos dos reservatórios dentro de níveis seguros, para que o sistema seja capaz de suprir a restrição da vazão mínima obrigatória. Para isso, é construída uma curva de energia armazenável mínima, que fornece a informação sobre os níveis mínimos de armazenamento dos reservatórios equivalentes, de tal forma, que os mesmos sejam capazes de suprir as perdas e a vazão mínima obrigatória.

Nesta formulação, as perdas são basicamente devidas à evaporação de água nos reservatórios, enchimento de volume morto e desvios de água, e os cálculos relativos a estas perdas energéticas estão mostrados no capítulo 3, na seção correspondente aos cálculos dos parâmetros do sistema equivalente.

Ressalta-se ainda, que a formulação proposta também corrige este problema das perdas fazendo com que o problema de otimização do planejamento seja factível, entretanto, neste trabalho não será abordado especificamente este tema, uma vez que o objetivo principal é tratar o problema da vazão mínima obrigatória.

## 4.2.2 Curva de Energia Armazenável Mínima

A curva de energia armazenável mínima será determinada segundo a seguinte metodologia:

- (i) Calcular a energia controlável de cada subsistema, para cada cenário do histórico de afluências, relativo ao período de estudo, considerando os reservatórios com seu volume mínimo;
- (ii) Calcular a energia evaporada para cada subsistema, relativo ao período de estudo, considerando os reservatórios com sua capacidade máxima de enchimento;
- (iii) Calcular a energia para enchimento de volume morto e energia de desvio de água para cada subsistema, relativo ao período de estudo considerado;
- (iv) Calcular a energia de vazão mínima obrigatória para cada subsistema, a cada mês do período de estudo, considerando os reservatórios com seu volume máximo;
- (v) Determinar os requisitos de armazenamento para cada mês, de forma recursiva, a partir do final do período de planejamento, ou seja, no sentido inverso do tempo, através de um balanço energético mensal com os recursos e requisitos definidos anteriormente. Adota-se a premissa de que ao final do período de planejamento  $t$ , ou seja, inicial do período  $t+1$ , os reservatórios podem ser totalmente deplecionados. Portanto, a energia armazenada inicial do período  $t$  tem que ser capaz somente de suprir as perdas e a vazão mínima obrigatória do período. Para o período  $t-1$  a energia armazenada inicial tem que ser capaz de suprir as perdas e a vazão mínima obrigatória do período em questão e ainda manter a energia armazenada final no reservatório igual à energia armazenada inicial determinada para o período  $t$ . Por isto, o processo deve ser realizado recursivamente durante o período de planejamento;
- (vi) A partir disto, para cada subsistema, obtém-se uma família de curvas de energia armazenável, considerando cada cenário do histórico de afluências e o período de estudo. A curva de energia armazenável mínima por

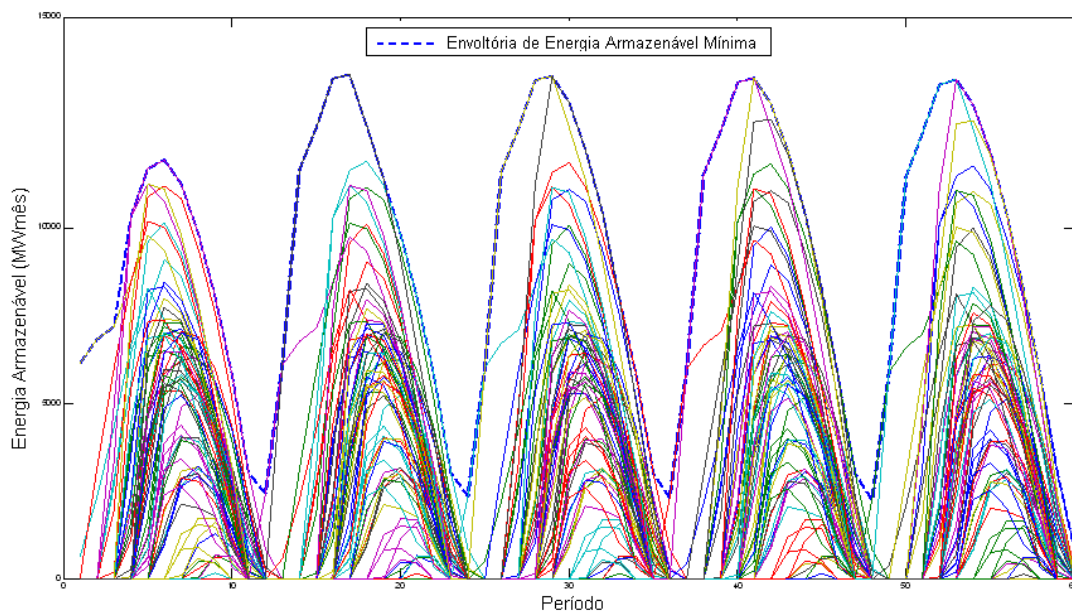
subsistema é, então, definida como sendo a envoltória superior da composição de todas as curvas.

Vale ressaltar que as condições dos reservatórios são desconhecidas a priori. Sendo assim, considerou-se as piores situações dos reservatórios para o atendimento da vazão mínima.

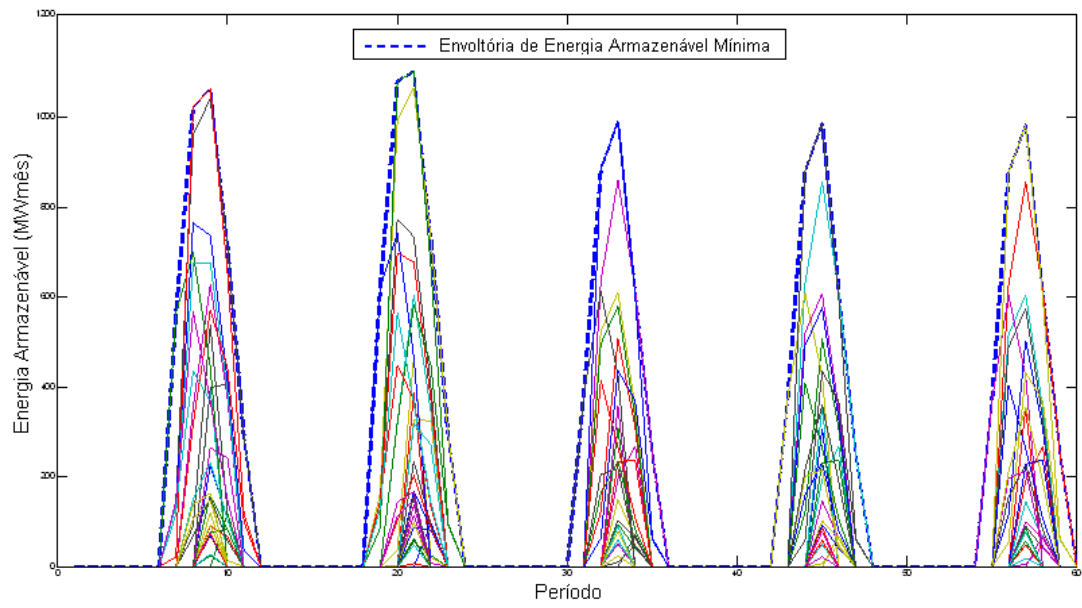
Na próxima seção será ilustrado um exemplo didático para construção da curva de energia armazenável mínima.

As Figuras 4.1 e 4.2, mostradas a seguir, apresentam a construção da envoltória de energia armazenável mínima para os subsistemas nordeste e norte, onde o problema é mais crítico. Pode-se observar as curvas de energia armazenável mínima, que foram construídas a partir de setenta cenários diferentes do histórico de afluências, e a envoltória superior, que foi construída a partir da composição de todas as curvas.

Ressalta-se ainda, que para a construção das curvas, a primeira série de afluência utilizada corresponde a um período de cinco anos de estudo e cinco anos de pós-estudo a partir de 1931; a segunda série é construída a partir de 1932 e assim por diante.



**Figura 4.1 - Construção da Envoltória de Energia Armazenável Mínima para o Nordeste**

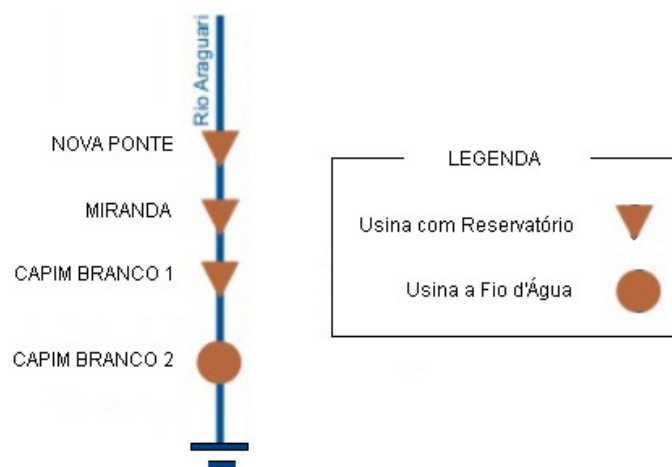


**Figura 4.2 - Construção da Envoltória de Energia Armazenável Mínima para o Norte**

### 4.2.3 Exemplo Didático

Este exemplo didático visa construir uma curva de energia armazenável mínima para um sistema simplificado, enfatizando os principais conceitos da metodologia apresentada.

Será utilizado um trecho da bacia do Paranaíba, composto de quatro usinas hidrelétricas, sendo três reservatórios e uma usina fio d'água, conforme Figura 4.3, adaptada de [26].



**Figura 4.3 - Sistema utilizado no Exemplo Didático**

Os dados referentes às usinas hidrelétricas são mostrados nas próximas tabelas.

**Tabela 4.1 - Dados das Usinas Hidrelétricas do Exemplo Didático - Volume e Vazão**

Usina	Volume Mínimo (hm <sup>3</sup> )	Volume Máximo (hm <sup>3</sup> )	Produtibilidade específica ( $\rho$ ) (MW/m <sup>3</sup> /s)	Vazão Mínima (m <sup>3</sup> /s)	Potência Instalada (MW)
Nova Ponte	2.412	12.792	0,0092	53	510
Miranda	974	1.120	0,0088	64	408
Capim Branco 1	228	241	0,0088	65	240
Capim Branco 2	878	879	0,0088	68	210

Fonte: ONS



**Tabela 4.2 - Dados das Usinas Hidrelétricas do Exemplo Didático – Polinômio Cota-Volume, Canal de Fuga e Perda Hidráulica**

Usina	PCV <sub>i,1</sub> (m x hm <sup>3</sup> )	PCV <sub>i,2</sub> (m x hm <sup>3</sup> )	PCV <sub>i,3</sub> (m x hm <sup>3</sup> )	PCV <sub>i,4</sub> (m x hm <sup>3</sup> )	PCV <sub>i,5</sub> (m x hm <sup>3</sup> )	Cota do Canal de Fulga (m)	Perda Hidráulica (m)
Nova Ponte	7,52150E+02	1,22840E-02	-1,25690E-06	7,85250E-11	-1,97860E-15	696,0	0,9
Miranda	6,84700E+02	-4,01900E-03	-7,93600E-07	2,78510E-08	-1,42010E-11	625,2	2,4
Capim Branco 1	5,94020E+02	3,51600E-01	-2,20000E-03	7,35890E-06	-9,59710E-09	565,0	1,8
Capim Branco 2	5,27360E+02	1,10400E-01	-1,89210E-04	1,93270E-07	-7,45430E-11	518,4	1,1

Fonte: ONS

**Tabela 4.3 - Dados das Usinas Hidrelétricas do Exemplo Didático – Polinômio Cota-Área**

Usina	PCA <sub>i,1</sub> (m x km <sup>2</sup> )	PCA <sub>i,2</sub> (m x km <sup>2</sup> )	PCA <sub>i,3</sub> (m x km <sup>2</sup> )	PCA <sub>i,4</sub> (m x km <sup>2</sup> )	PCA <sub>i,5</sub> (m x km <sup>2</sup> )
Nova Ponte	-3,23490E+05	9,30000E+02	-3,85240E-01	-8,79840E-04	6,75810E-07
Miranda	6,34310E+04	-9,56000E+01	-6,59360E-02	2,46200E-05	1,14190E-07
Capim Branco 1	-3,58459E+06	2,35370E+04	-5,79351E+01	6,34000E-02	-2,59730E-05
Capim Branco 2	1,06982E+06	-7,78640E+03	2,12496E+01	-2,58000E-02	1,17260E-05

Fonte: ONS

**Tabela 4.4 - Coeficientes de Evaporação das Usinas Hidrelétricas do Exemplo Didático (mm/mês)**

Usinas/Mês	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Nova Ponte	16	7	23	40	61	65	67	66	54	25	13	33
Miranda	7	4	18	37	54	54	53	52	41	15	5	26
Capim Branco 1	2	0	18	38	51	51	48	46	45	18	6	25
Capim Branco 2	2	0	18	40	55	56	53	49	50	19	4	23

Fonte: ONS

Para o sistema em questão, será utilizado um horizonte de estudo de doze meses e três cenários de afluições do histórico, correspondentes aos anos de 1953, 1954 e 1955. Além disso, não serão consideradas as perdas relativas ao enchimento de volume morto e desvio de água. Estes cenários de afluições são mostrados na Tabela 4.5, Tabela 4.6 e Tabela 4.7, respectivamente.

**Tabela 4.5 - Vazão Natural e Incremental nas Usinas Hidrelétricas do Exemplo Didático – Ano 1953**

	Afluição (m <sup>3</sup> /s)			
	Nova Ponte	Miranda	Capim Branco 1	Capim Branco 2
Janeiro	206 (nat) <sup>4</sup> 206 (inc) <sup>5</sup>	237 (nat) 31 (inc)	241 (nat) 4 (inc)	251 (nat) 10 (inc)
Fevereiro	219 (nat) 219 (inc)	249 (nat) 30 (inc)	253 (nat) 4 (inc)	262 (nat) 9 (inc)
Março	351 (nat) 351 (inc)	402 (nat) 51 (inc)	406 (nat) 4 (inc)	417 (nat) 11 (inc)
Abril	348 (nat) 348 (inc)	405 (nat) 57 (inc)	415 (nat) 10 (inc)	438 (nat) 23 (inc)
Maió	203 (nat) 203 (inc)	235 (nat) 32 (inc)	239 (nat) 4 (inc)	249 (nat) 10 (inc)
Junho	156 (nat) 156 (inc)	180 (nat) 24 (inc)	183 (nat) 3 (inc)	191 (nat) 8 (inc)
Julho	134 (nat) 134 (inc)	154 (nat) 20 (inc)	157 (nat) 3 (inc)	164 (nat) 7 (inc)
Agosto	108 (nat) 108 (inc)	125 (nat) 17 (inc)	127 (nat) 2 (inc)	133 (nat) 6 (inc)
Setembro	111 (nat) 111 (inc)	128 (nat) 17 (inc)	131 (nat) 3 (inc)	136 (nat) 5 (inc)
Outubro	150 (nat) 150 (inc)	173 (nat) 23 (inc)	176 (nat) 3 (inc)	183 (nat) 7 (inc)
Novembro	149 (nat) 149 (inc)	170 (nat) 21 (inc)	173 (nat) 3 (inc)	180 (nat) 7 (inc)
Dezembro	310 (nat) 310 (inc)	354 (nat) 44 (inc)	359 (nat) 5 (inc)	371 (nat) 12 (inc)

Fonte: ONS

<sup>4</sup> (nat) Vazão natural a usina hidrelétrica.

<sup>5</sup> (inc) Vazão incremental a usina hidrelétrica.

**Tabela 4.6 - Vazão Natural e Incremental nas Usinas Hidrelétricas do Exemplo Didático – Ano 1954**

	Afluência (m <sup>3</sup> /s)			
	Nova Ponte	Miranda	Capim Branco 1	Capim Branco 2
Janeiro	198 (nat) 198 (inc)	229 (nat) 31 (inc)	234 (nat) 5 (inc)	244 (nat) 10 (inc)
Fevereiro	441 (nat) 441 (inc)	505 (nat) 64 (inc)	513 (nat) 8 (inc)	531 (nat) 18 (inc)
Março	220 (nat) 220 (inc)	252 (nat) 32 (inc)	257 (nat) 5 (inc)	268 (nat) 11 (inc)
Abril	194 (nat) 194 (inc)	225 (nat) 31 (inc)	229 (nat) 4 (inc)	239 (nat) 10 (inc)
Maio	184 (nat) 184 (inc)	212 (nat) 28 (inc)	216 (nat) 4 (inc)	225 (nat) 9 (inc)
Junho	137 (nat) 137 (inc)	158 (nat) 21 (inc)	161 (nat) 3 (inc)	168 (nat) 7 (inc)
Julho	105 (nat) 105 (inc)	121 (nat) 16 (inc)	124 (nat) 3 (inc)	129 (nat) 5 (inc)
Agosto	85 (nat) 85 (inc)	98 (nat) 13 (inc)	100 (nat) 2 (inc)	104 (nat) 4 (inc)
Setembro	70 (nat) 70 (inc)	80 (nat) 10 (inc)	82 (nat) 2 (inc)	85 (nat) 3 (inc)
Outubro	67 (nat) 67 (inc)	77 (nat) 10 (inc)	79 (nat) 2 (inc)	82 (nat) 3 (inc)
Novembro	147 (nat) 147 (inc)	168 (nat) 21 (inc)	171 (nat) 3 (inc)	176 (nat) 5 (inc)
Dezembro	153 (nat) 153 (inc)	174 (nat) 21 (inc)	177 (nat) 3 (inc)	182 (nat) 5 (inc)

Fonte: ONS

**Tabela 4.7 - Vazão Natural e Incremental nas Usinas Hidrelétricas do Exemplo Didático – Ano 1955**

	Afluência (m <sup>3</sup> /s)			
	Nova Ponte	Miranda	Capim Branco 1	Capim Branco 2
Janeiro	330 (nat) 330 (inc)	379 (nat) 49 (inc)	368 (nat) 7 (inc)	401 (nat) 15 (inc)
Fevereiro	223 (nat) 223 (inc)	248 (nat) 25 (inc)	250 (nat) 2 (inc)	255 (nat) 5 (inc)
Março	285 (nat) 285 (inc)	333 (nat) 48 (inc)	340 (nat) 7 (inc)	356 (nat) 16 (inc)
Abril	279 (nat) 279 (inc)	322 (nat) 43 (inc)	328 (nat) 6 (inc)	343 (nat) 15 (inc)
Maio	157 (nat) 157 (inc)	182 (nat) 25 (inc)	186 (nat) 4 (inc)	194 (nat) 8 (inc)
Junho	123 (nat) 123 (inc)	142 (nat) 19 (inc)	145 (nat) 3 (inc)	151 (nat) 6 (inc)
Julho	97 (nat) 97 (inc)	112 (nat) 15 (inc)	115 (nat) 3 (inc)	120 (nat) 5 (inc)
Agosto	76 (nat) 76 (inc)	88 (nat) 12 (inc)	89 (nat) 1 (inc)	93 (nat) 4 (inc)
Setembro	55 (nat) 55 (inc)	64 (nat) 9 (inc)	65 (nat) 1 (inc)	68 (nat) 3 (inc)
Outubro	113 (nat) 113 (inc)	127 (nat) 14 (inc)	127 (nat) 0 (inc)	130 (nat) 3 (inc)
Novembro	167 (nat) 167 (inc)	194 (nat) 27 (inc)	199 (nat) 5 (inc)	209 (nat) 10 (inc)
Dezembro	556 (nat) 556 (inc)	631 (nat) 75 (inc)	637 (nat) 6 (inc)	653 (nat) 16 (inc)

Fonte: ONS

Os resultados dos cálculos dos diversos parâmetros necessários para construção da curva de energia armazenável mínima será mostrado a seguir.

A Tabela 4.8 mostra os resultados referentes às alturas de queda líquida associadas aos volumes relativos à altura equivalente, altura mínima e altura máxima. Este parâmetro é calculado utilizando o polinômio cota-volume, cota do canal de fuga e perda hidráulica, e podem ser encontrados com detalhes, e de forma genérica, no Capítulo 3.

**Tabela 4.8 - Altura de Queda Líquida das Usinas Hidrelétricas do Exemplo Didático**

Usina	Altura Líquida Equivalente (m)	Altura Líquida Mínima (m)	Altura Líquida Máxima (m)
Nova Ponte	102,23	78,60	118,10
Miranda	66,91	65,39	68,39
Capim Branco 1	54,57	54,32	54,81
Capim Branco 2	45,46	45,45	45,47

Os resultados referentes as produtibilidades das usinas estão mostrados na Tabela 4.9. As produtibilidades apresentadas são calculadas multiplicando a produtividade específica pela altura líquida da usina.

**Tabela 4.9 - Produtibilidades Associadas às Alturas Equivalente, Mínima e Máxima das Usinas Hidrelétricas do Exemplo Didático**

Usina	Produtibilidade Equivalente ( $\rho_i^{eq}$ ) (MW/m <sup>3</sup> /s)	Produtibilidade ( $\rho_i^{min}$ ) (MW/m <sup>3</sup> /s)	Produtibilidade ( $\rho_i^{max}$ ) (MW/m <sup>3</sup> /s)
Nova Ponte	0,9429	0,7249	1,0893
Miranda	0,5908	0,5773	0,6038
Capim Branco 1	0,4802	0,4780	0,4824
Capim Branco 2	0,4000	0,3999	0,4001

Com estes resultados apresentados e utilizando os cálculos relativos à energia controlável, energia evaporada e energia de vazão mínima, formuladas no Capítulo 3, referente aos sistemas equivalentes, determina-se os requisitos de armazenamento para cada mês, de forma recursiva, a partir do final do período de planejamento, através do balanço energético para o sistema estudado, para cada cenário de afluências, sendo que, a energia armazenável mínima somada à energia controlável deverá ser igual a soma das perdas e energia de vazão mínima obrigatória.

Durante os cálculos, referentes ao procedimento descrito anteriormente, pode ocorrer que para um determinado mês, os valores de energia armazenável mínima são negativos, indicando que para este mês não há problema de não atendimento da vazão mínima obrigatória, pois as afluências para estes períodos são maiores. Portanto, na construção da curva de energia armazenável mínima, estes valores devem ser considerados nulos, pois nestes casos não há necessidade da existência de um volume mínimo inicial de energia armazenada.

Com isso, têm-se os seguintes valores:

**Tabela 4.10 - Resultados Referentes ao Cenário do Histórico – Ano 1953**

<b>Período</b>	<b>Energia Controlável - EC (MWmês)</b>	<b>Energia Evaporada - EVAP (MWmês)</b>	<b>Energia de Vazão Mínima - EVMIN (MWmês)</b>	<b>Energia Armazenável Mínima - <math>EA_{MIN}</math> (MWmês)</b>
jan/53	497,73	14,05	153,73	<b>0,00</b>
fev/53	524,62	3,14	153,73	<b>0,00</b>
mar/53	842,96	72,80	153,73	<b>0,00</b>
abr/53	850,42	149,95	153,73	<b>0,00</b>
mai/53	492,65	204,53	153,73	<b>20,34</b>
jun/53	377,66	206,27	153,73	<b>154,73</b>
jul/53	323,88	196,72	153,73	<b>172,39</b>
ago/53	261,95	189,33	153,73	<b>145,83</b>
set/53	269,37	180,36	153,73	<b>64,72</b>
out/53	363,13	73,58	153,73	<b>0,00</b>
nov/53	358,04	26,55	153,73	<b>0,00</b>
dez/53	744,27	101,59	153,73	<b>0,00</b>

Os valores da energia armazenável mínima ( $EA_{MIN}$ ) mostrado na Tabela 4.10 foram calculados de forma recursiva, a partir do final do período de planejamento, da seguinte forma:

- Cálculo relativo a dez/53:

Como este estágio é o final do período de planejamento, considera-se que não é necessário manter nenhum valor de energia armazenada para períodos posteriores, portanto, a soma da energia armazenável mínima e energia controlável deverá somente ser capaz de suprir as perdas e a energia de vazão mínima obrigatória.

$$EA_{MIN} + EC = EVAP + EVMIN$$

$$EA_{MIN} + 744,27 = 101,59 + 153,73$$

$$EA_{MIN} = -488,95 \text{ MWmês}$$

Como o valor encontrado é negativo, o mesmo deve ser considerado nulo para este período.

- Cálculo relativo a nov/53:

Como o valor da energia armazenável mínima inicial para o período dez/53, calculado anteriormente, é nulo, para este período corrente, da mesma forma que o cálculo anterior, a soma da energia armazenável mínima e energia controlável deverá somente ser capaz de suprir as perdas e a energia de vazão mínima obrigatória.

$$EA_{MIN} + EC = EVAP + EVMIN + EA_{dez/53}$$

$$EA_{MIN} + 358,04 = 26,55 + 153,73 + 0$$

$$EA_{MIN} = -177,76 \text{ MWmês}$$

Como o valor encontrado é negativo, o mesmo deve ser considerado nulo para este período.

- Cálculo relativo a out/53:

Da mesma forma que o período anterior, tem-se:

$$EA_{MIN} + EC = EVAP + EVMIN + EA_{nov/53}$$

$$EA_{MIN} + 363,13 = 73,58 + 153,73 + 0$$

$$EA_{MIN} = -135,82 \text{ MWmês}$$

Para este período o valor da energia armazenável mínima deverá ser nulo.

- Cálculo relativo a set/53:

Da mesma forma que o período anterior, tem-se:

$$EA_{MIN} + EC = EVAP + EVMIN + EA_{out/53}$$

$$EA_{MIN} + 269,37 = 180,36 + 153,73$$

$$EA_{MIN} = 64,72 \text{ MWmês}$$

- Cálculo relativo a ago/53:

Como o valor da energia armazenável mínima inicial para o período de set/53, calculado anteriormente, não é nulo, para o período corrente deve-se levar em conta este valor, portanto, no balanço energético deste período deve-se prever que no início do mês subsequente deve-se ter 64,72 MWmês de energia armazenada, logo:

$$EA_{MIN} + EC = EVAP + EVMIN + EA_{set/53}$$

$$EA_{MIN} + 261,95 = 189,33 + 153,73 + 64,72$$

$$EA_{MIN} = 145,83 \text{ MWmês}$$

- Cálculo relativo a jul/53:

$$EA_{MIN} + EC = EVAP + EVMIN + EA_{ago/53}$$

$$EA_{MIN} + 323,88 = 196,72 + 153,73 + 145,83$$

$$EA_{MIN} = 172,39 \text{ MWmês}$$

Desta forma, o procedimento recursivo continua até o início do período de planejamento.



**Tabela 4.11 - Resultados Referentes ao Cenário do Histórico – Ano 1954**

<b>Período</b>	<b>Energia Controlável - EC (MWmês)</b>	<b>Energia Evaporada - EVAP (MWmês)</b>	<b>Energia de Vazão Mínima - EVMIN (MWmês)</b>	<b>Energia Armazenável Mínima -EA<sub>MIN</sub> (MWmês)</b>
jan/54	481,17	14,05	153,73	<b>0,00</b>
fev/54	1.061,60	3,14	153,73	<b>0,00</b>
mar/54	530,59	72,80	153,73	<b>0,00</b>
abr/54	471,57	149,95	153,73	<b>235,86</b>
mai/54	445,41	204,53	153,73	<b>403,76</b>
jun/54	331,87	206,27	153,73	<b>490,90</b>
jul/54	254,83	196,72	153,73	<b>462,78</b>
ago/54	205,99	189,33	153,73	<b>367,17</b>
set/54	168,92	180,36	153,73	<b>230,10</b>
out/54	162,38	73,58	153,73	<b>64,93</b>
nov/54	353,68	26,55	153,73	<b>0,00</b>
dez/54	366,76	101,59	153,73	<b>0,00</b>

**Tabela 4.12 - Resultados Referentes ao Cenário do Histórico – Ano 1955**

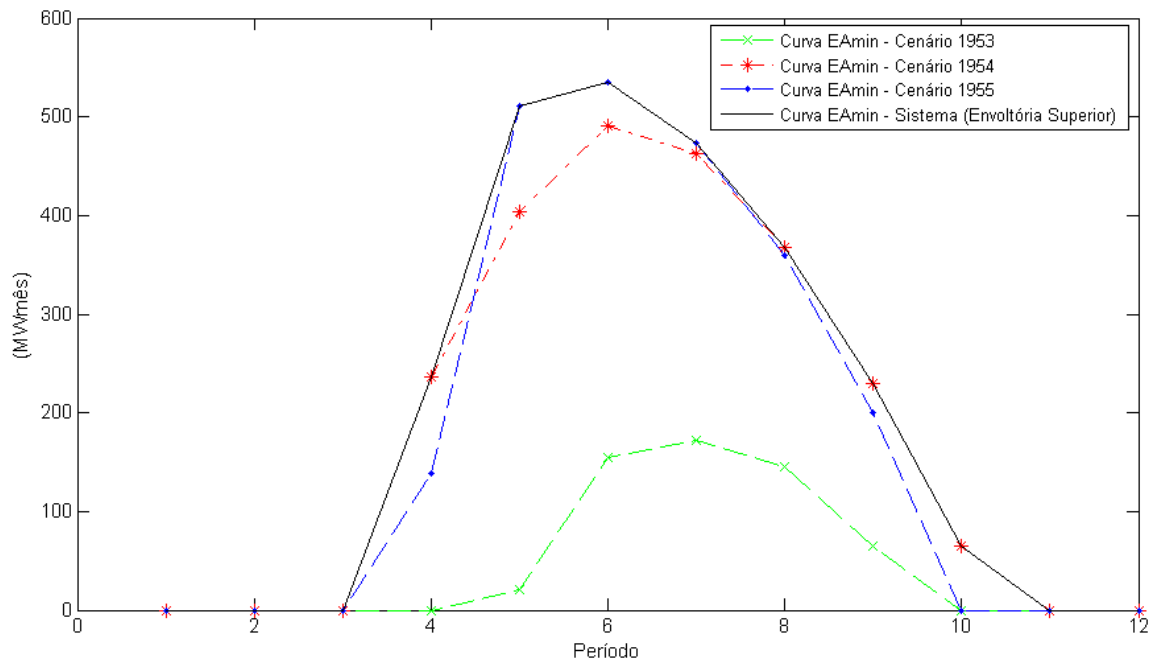
<b>Período</b>	<b>Energia Controlável - EC (MWmês)</b>	<b>Energia Evaporada - EVAP (MWmês)</b>	<b>Energia de Vazão Mínima - EVMIN (MWmês)</b>	<b>Energia Armazenável Mínima -EA<sub>MIN</sub> (MWmês)</b>
jan/55	796,90	14,05	153,73	<b>0,00</b>
fev/55	524,31	3,14	153,73	<b>0,00</b>
mar/55	697,34	72,80	153,73	<b>0,00</b>
abr/55	676,10	149,95	153,73	<b>138,95</b>
mai/55	382,18	204,53	153,73	<b>511,38</b>
jun/55	298,44	206,27	153,73	<b>535,29</b>
jul/55	235,94	196,72	153,73	<b>473,74</b>
ago/55	184,03	189,33	153,73	<b>359,23</b>
set/55	133,88	180,36	153,73	<b>200,21</b>
out/55	266,73	73,58	153,73	<b>0,00</b>
nov/55	407,77	26,55	153,73	<b>0,00</b>
dez/55	1.326,57	101,59	153,73	<b>0,00</b>

A Tabela 4.13 contém os valores da energia armazenável mínima para cada período e para cada cenário de afluências que serão utilizados para construção das curvas de energia armazenável mínima e da envoltória superior da composição de todas as três curvas.

**Tabela 4.13 - Resultados Referentes à Energia Armazenável Mínima para os Cenários e para a construção da Envoltória**

<b>Energia Armazenável Mínima (EA<sub>MIN</sub>) (MWmês)</b>				
<b>Período</b>	<b>Cenário - Ano 1953</b>	<b>Cenário - Ano 1954</b>	<b>Cenário - Ano 1955</b>	<b>Envoltória</b>
jan	0,00	0,00	0,00	<b>0,00</b>
fev	0,00	0,00	0,00	<b>0,00</b>
mar	0,00	0,00	0,00	<b>0,00</b>
abr	0,00	235,86	138,95	<b>235,86</b>
mai	20,34	403,76	511,38	<b>511,38</b>
jun	154,73	490,90	535,29	<b>535,29</b>
jul	172,39	462,78	473,74	<b>473,74</b>
ago	145,83	367,17	359,23	<b>367,17</b>
set	64,72	230,10	200,21	<b>230,10</b>
out	0,00	64,93	0,00	<b>64,93</b>
nov	0,00	0,00	0,00	<b>0,00</b>
dez	0,00	0,00	0,00	<b>0,00</b>

Finalizando, a Figura 4.4 ilustra as curvas de energia armazenável mínima para cada período, para os três cenários de afluências e a composição de todas as curvas (envoltória), que corresponde a curva de energia armazenável mínima que seria utilizada para este sistema exemplo.



**Figura 4.4 - Construção da Envoltória de Energia Armazenável Mínima para o Exemplo Didático**

#### 4.2.4 Formulação Proposta

O valor de armazenamento mínimo determinado através da curva de energia armazenável mínima será utilizado como uma restrição de recomendação, com um custo associado à violação deste limite de segurança. Portanto, deverá ser incluída no problema de otimização, uma nova restrição, por subsistema, conforme as equações (4.17) e (4.18).

**Restrição de violação da energia armazenável mínima:**

$$\alpha_v + C_v \cdot ea_{i,t+1} \geq EA_{MIN_{i,t+1}} \cdot C_v \quad (4.17)$$

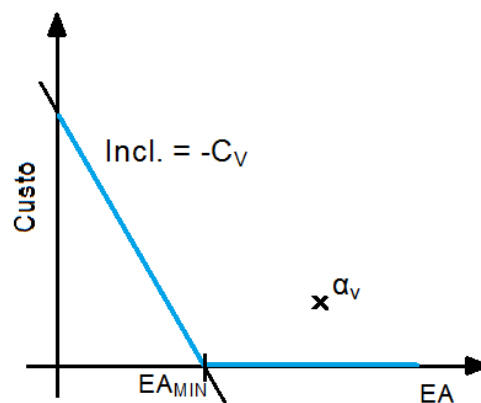
$$\alpha_v \geq 0 \quad (4.18)$$

onde:

$\alpha_v$            Custo esperado, associado à violação do limite de segurança da curva de energia armazenável mínima, no estágio  $t$  (R\$ x 730).

$C_V$	Custo associado à violação do limite de segurança da curva de energia armazenável mínima (R\$/MWh).
$ea_{i,t+1}$	Energia armazenada no subsistema $i$ no final do estágio $t$ (MWh).
$EA_{MIN_{i,t+1}}$	Energia armazenável mínima no subsistema $i$ no final do estágio $t$ , correspondente ao limite indicado pela curva de energia armazenável mínima (MWh).

Esta situação é retratada graficamente pela Figura 4.5, onde pode-se observar que, se a variável de armazenamento se encontrar além do valor indicado como mínimo, não há custo associado. Porém, se a variável se encontrar abaixo, há um custo, indicando que há um risco associado à região atual.



**Figura 4.5 - Restrição de Violação da Energia Armazenável Mínima**

O custo associado à violação do limite de segurança da curva de energia armazenável mínima ( $C_V$ ) é fundamental para a eficácia da metodologia proposta. Como o objetivo principal desse trabalho é o atendimento da vazão mínima obrigatória, a violação desta restrição deve receber uma penalidade maior do que a relacionada ao déficit de energia no sistema, entretanto, uma penalidade muito alta pode ocasionar problemas numéricos que levariam a uma inviabilidade na solução do problema de planejamento. Portanto, nesta formulação, os valores das penalidades utilizadas foram escolhidos convenientemente, de acordo com experiências prévias, de tal forma que a

vazão mínima obrigatória seja atendida e que haja factibilidade na solução do problema de otimização do planejamento.

### Função objetivo

Portanto, a função objetivo passa a considerar este custo  $\alpha_V$ , conforme a seguir:

$$z_t = \min \left\{ \sum_{i=1}^{NSIS} \left( \sum_{j=1}^{NPMC} \left[ \sum_{k=1}^{TCLIS} \psi_{T_{i,k,t}} \cdot g_{T_{i,k,j,t}} + \sum_{l=1}^{NPDF} \psi_{D_l} \cdot def_{i,j,l,t} \right] + \psi_{EVMIN} \cdot \delta_{EVMIN_{i,j,t}} + \alpha_V \right) + \frac{1}{1+\beta} \cdot \alpha_{t+1} \right\}$$

(4.19)

## **5 Estudo de Caso**

### **5.1 Considerações Iniciais**

O Programa Mensal de Operação (PMO) de janeiro de 2012 foi a base de dados utilizada como referência para as simulações computacionais realizadas através da plataforma MDDH. O estudo foi realizado para um período de cinco anos de estudo e cinco anos de pós-estudo e utiliza os quatro subsistemas equivalentes Sudeste/Centro Oeste, Sul, Nordeste e Norte. As afluências utilizadas correspondem ao histórico de vazões, a partir de 1931, onde a primeira série corresponde à série dos primeiros cinco anos (para simulação) ou dez anos (para cálculo da política); a segunda série é construída a partir de 1932 e assim por diante.

Para a política operativa foram utilizadas cinco discretizações, com isto tem-se uma análise de 25% em 25% das capacidades dos reservatórios equivalentes de energia.

Pequenas modificações foram realizadas na base de dados, como por exemplo, consideração de somente o primeiro patamar de déficit de energia (R\$ 1.206,38). Desta forma, como abordado anteriormente, foi adotada neste trabalho uma penalidade ligeiramente superior a este valor para que o atendimento da meta de energia de vazão mínima seja prioritário. Logo, a penalidade associada ao déficit de vazão mínima deverá ser de R\$ 1.300,00, e a penalidade associada à violação do limite de segurança da curva de energia armazenável mínima será de R\$ 1.250,00.

As simulações foram realizadas em um computador Intel Core 2 Duo com 2,2 GHz e 3 GB de RAM e sistema operacional Windows XP 32 bits.

### **5.2 Análise dos Resultados**

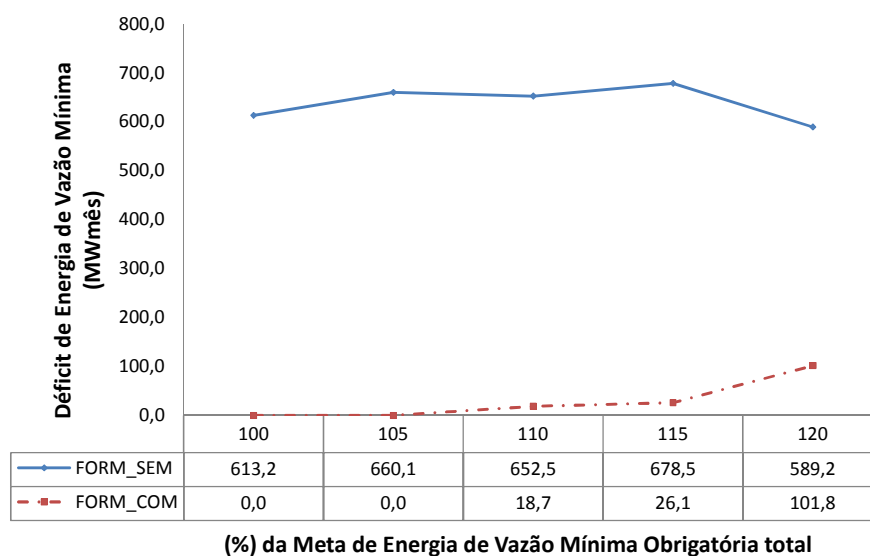
Para as análises foram consideradas duas formulações distintas, mas ambas utilizando programação dinâmica estocástica (PDE). A primeira está baseada na formulação similar à utilizada pelo modelo NEWAVE, e a segunda formulação é a proposta, onde se considera também a curva de armazenamento mínimo para

atendimento da energia de vazão mínima obrigatória. As formulações serão identificadas nos próximos gráficos de acordo com a seguinte legenda:

- (i) *FORM\_SEM*: considera a energia de vazão mínima no cálculo da política e na simulação final; a parcela eventualmente não atendida é penalizada na função objetivo;
- (ii) *FORM\_COM*: considera a energia de vazão mínima e ainda utiliza a curva de energia armazenável mínima tanto para o cálculo da política operativa, quanto para a simulação final; a parcela eventualmente não atendida é penalizada na função objetivo.

Em um primeiro momento foi feito um estudo de análise de sensibilidade, onde foram feitas simulações considerando algumas variações no percentual do valor da meta base de vazão mínima, indicado na base de dados do sistema. Portanto, nesse item, o objetivo é avaliar o desempenho da metodologia proposta à medida que há uma variação na meta de vazão mínima obrigatória. Serão feitas duas análises, a primeira considerando-se a meta de energia de vazão mínima calculada com os dados do caso base, ou seja, a meta de energia de vazão mínima obrigatória corresponde a 100% da vazão mínima obrigatória, e na segunda análise, a meta de energia de vazão mínima obrigatória corresponde a 120% da meta de vazão mínima obrigatória. Em seguida, com o objetivo de avaliar pontualmente o desempenho da metodologia proposta, foi realizada a comparação dos resultados utilizando para simulação final somente uma série específica do histórico de vazões.

A Figura 5.1 apresenta um gráfico contendo o valor do déficit de energia de vazão mínima obrigatória durante todo o período de planejamento, considerando uma variação no percentual do valor da vazão mínima obrigatória, indicado na base de dados. Observa-se que houve uma diminuição no déficit de energia de vazão mínima quando se utiliza a curva de energia armazenável mínima. Verifica-se ainda que com o aumento da meta de energia de vazão mínima de 100% para 120%, a formulação proposta continuou com um valor de déficit menor.



**Figura 5.1 - Déficit de Energia de Vazão Mínima Obrigatória**

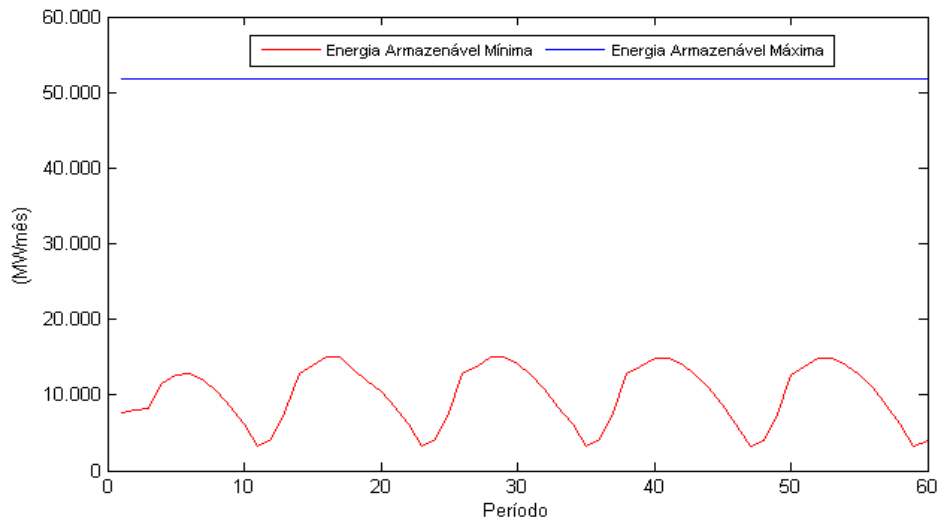
### 5.2.1 Meta de Energia de Vazão Mínima Igual à Meta Base

Na Figura 5.2 e Figura 5.3 são apresentados os limites da energia armazenada para os subsistemas Nordeste e Norte, respectivamente. Vale ressaltar, que não serão apresentadas as curvas de energia armazenável mínima para os subsistemas Sudeste e Sul, pois estes subsistemas não são críticos, apresentando valores relativamente baixos para a curva de energia armazenável mínima.

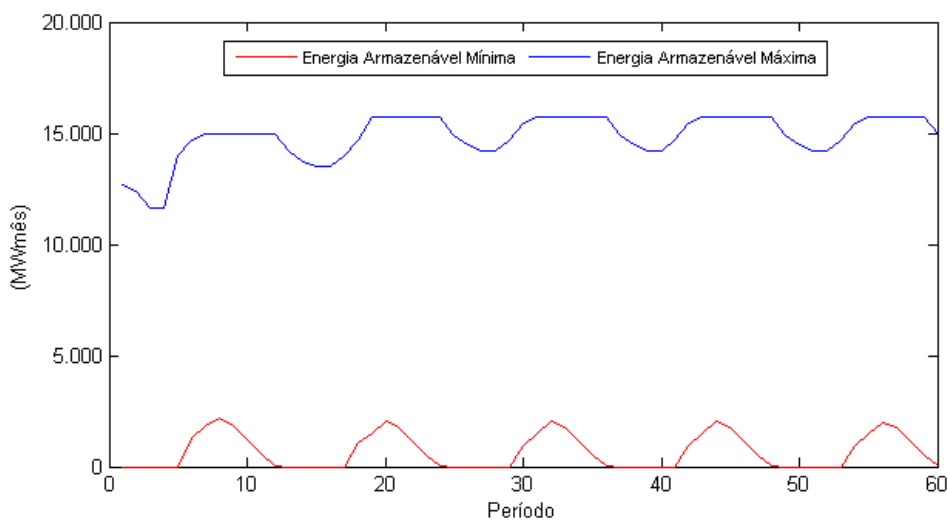
A energia armazenável máxima é calculada conforme o que foi exposto no Capítulo 3, que diz respeito aos sistemas equivalentes de energia, no item relacionado ao cálculo dos parâmetros do sistema equivalente. A energia armazenável mínima é calculada conforme a metodologia proposta, a partir da envoltória descrita no Capítulo 4.

Pode-se observar que para os subsistemas Nordeste e Norte, a curva de energia armazenável mínima possui valores significativos, indicando que para estes subsistemas o problema de atendimento à vazão mínima obrigatória é mais crítico.



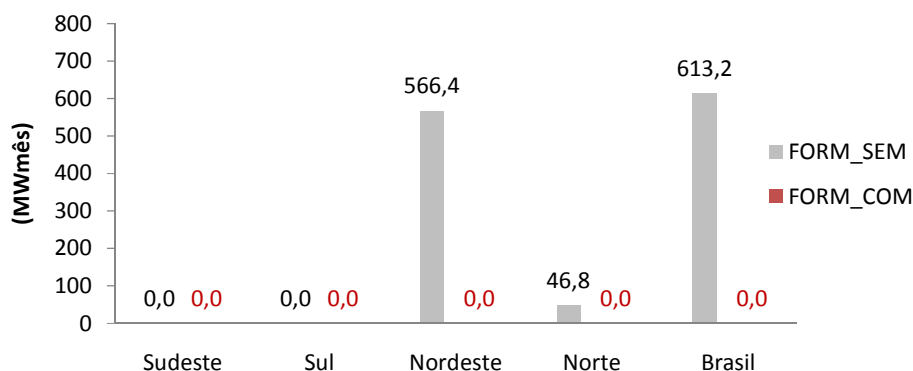


**Figura 5.2 - Limites da Energia Armazenada – Nordeste**



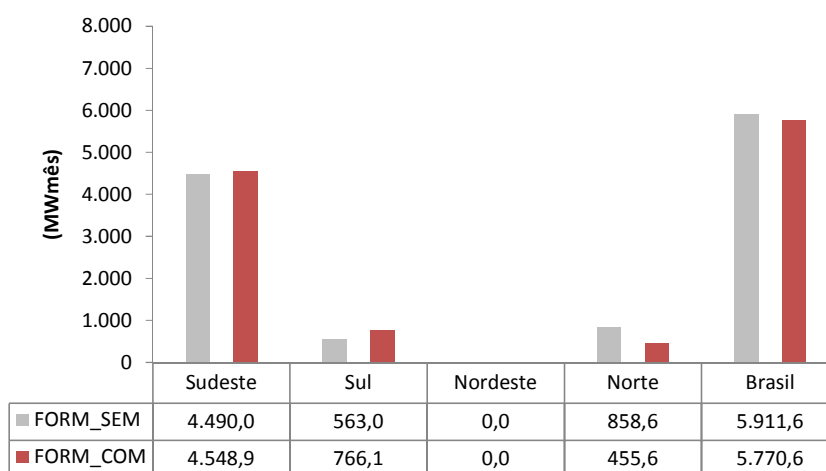
**Figura 5.3 - Limites da Energia Armazenada – Norte**

A Figura 5.4 mostra o valor do déficit de energia de vazão mínima obrigatória para os subsistemas, durante todo o período de planejamento. Pode-se observar que o subsistema nordeste apresenta maior déficit, e na formulação proposta não há déficit de energia de vazão mínima, considerando o valor base indicado na base de dados do sistema.



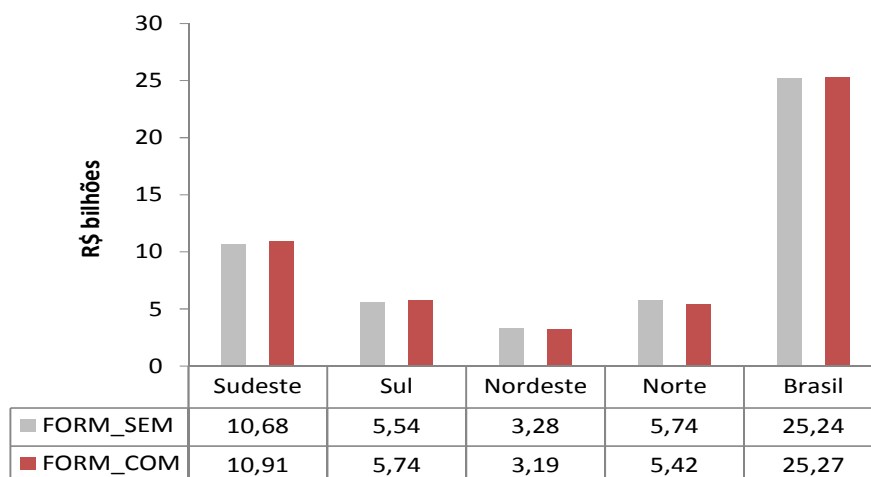
**Figura 5.4 - Déficit de Energia de Vazão Mínima**

A Figura 5.5 apresenta o valor esperado do déficit de energia, ou seja, valor esperado de não atendimento à demanda de energia. Observa-se que para a metodologia proposta, o valor esperado de déficit de energia total, ou seja, considerando os quatro subsistemas equivalentes, é menor do que na formulação *FORM\_SEM*.



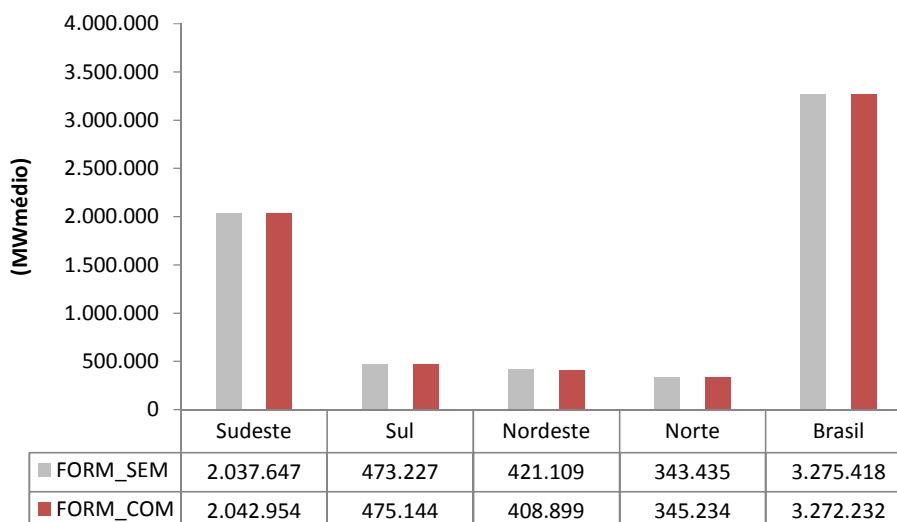
**Figura 5.5 - Déficit de Energia**

Pela Figura 5.6 pode-se observar que, para a formulação proposta, há um aumento no valor esperado do custo de operação do sistema, durante o período de planejamento. Este aumento é em torno de 0,12%, ou seja, é um aumento relativamente baixo no valor esperado do custo para uma operação sem déficit de vazão mínima.



**Figura 5.6 - Valor Esperado do Custo Total de Operação**

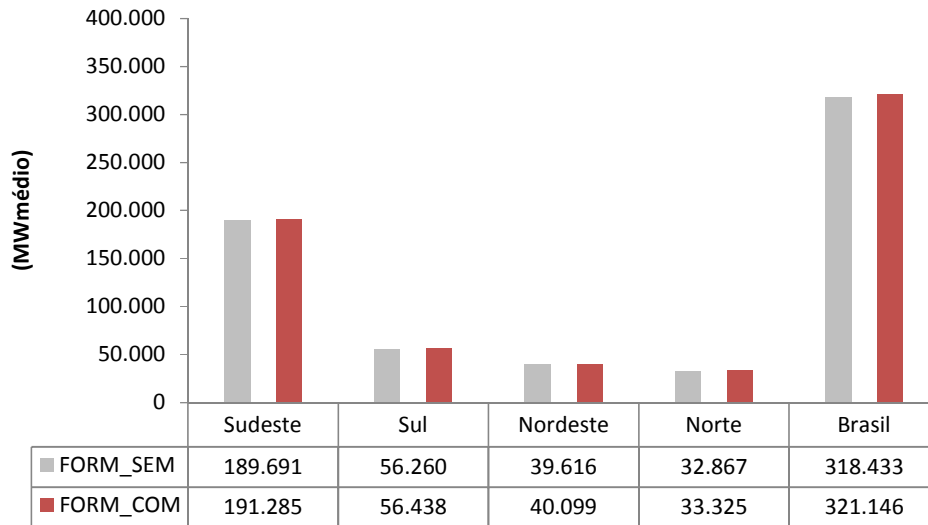
A Figura 5.7 apresenta o montante da média de geração de energia hidráulica para cada subsistema e para o Brasil. Na metodologia proposta o montante de geração hidráulica foi ligeiramente inferior. Esta pequena diferença deve-se principalmente ao fato de que na formulação proposta o objetivo prioritário é o atendimento à vazão mínima obrigatória, mesmo com sacrifício de perda de alguma parcela de geração hidráulica.



**Figura 5.7 - Geração Hidráulica Total ao Longo do Horizonte de Planejamento**

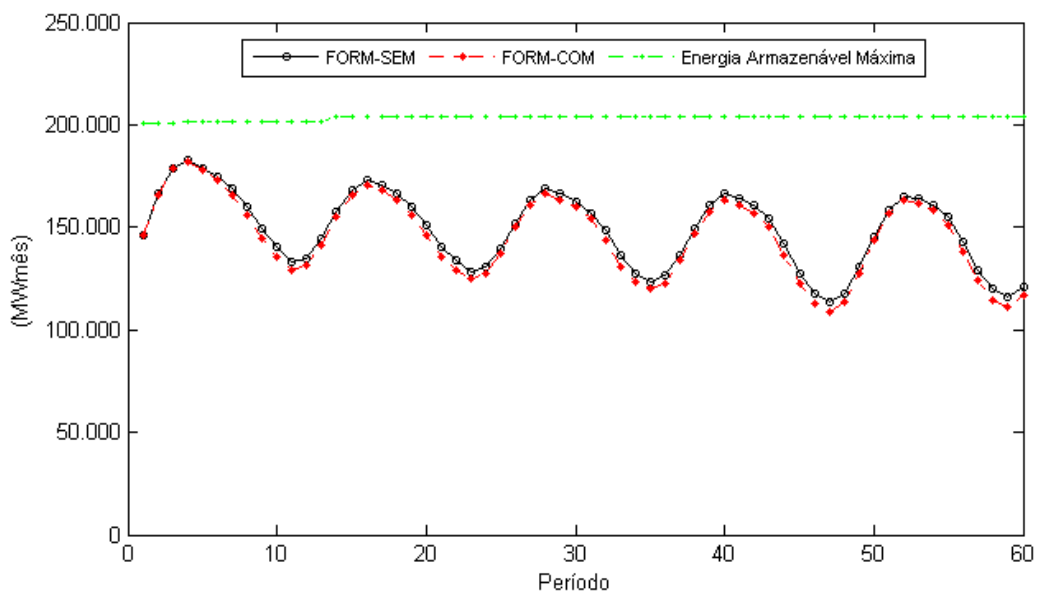
A Figura 5.8 apresenta o somatório das gerações térmicas ao longo do período de planejamento. Pode-se observar que na formulação proposta houve um aumento na

geração térmica. Este aumento é para atender a demanda de energia, uma vez que houve uma diminuição na geração hidráulica, conforme observado na Figura 5.7.

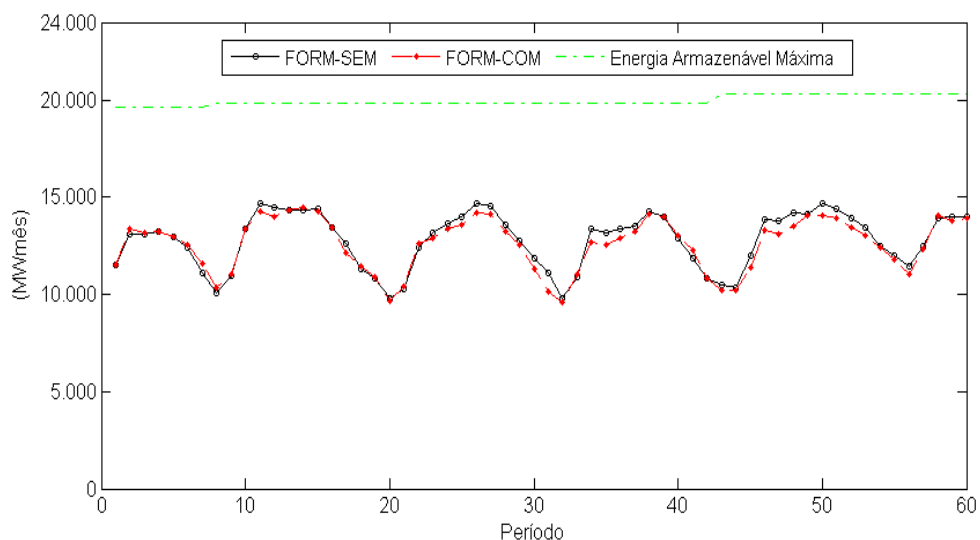


**Figura 5.8 - Geração Térmica Total ao Longo do Horizonte de Planejamento**

Para os subsistemas Sudeste e Sul, conforme Figura 5.9 e Figura 5.10, pode-se notar que na formulação proposta o nível de armazenamento final é ligeiramente menor, mas este fato não causa nenhum impacto no atendimento da energia de vazão mínima obrigatória, pois estes subsistemas não são determinantes para que ocorra déficit de vazão mínima.

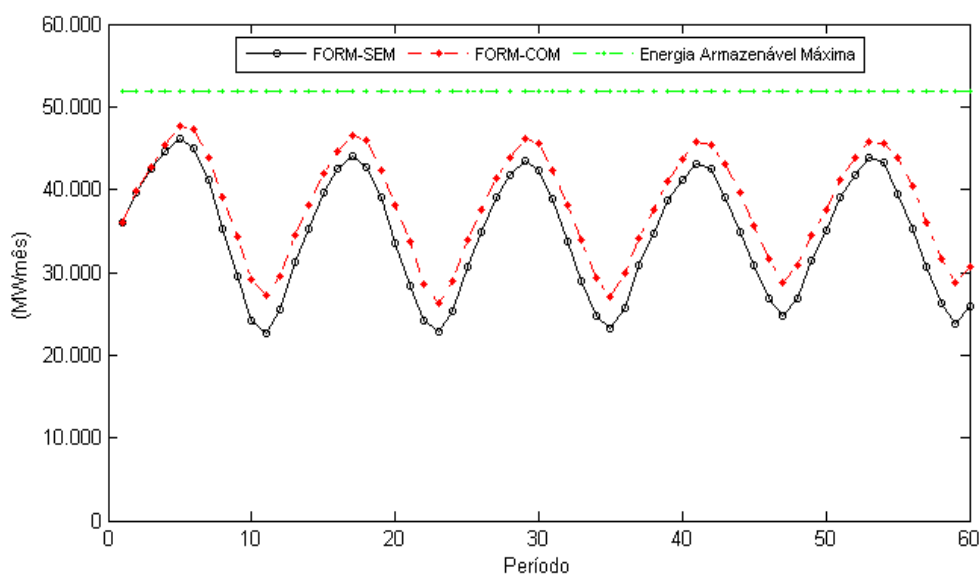


**Figura 5.9 - Evolução da Energia Armazenada Final do Sudeste - Média**



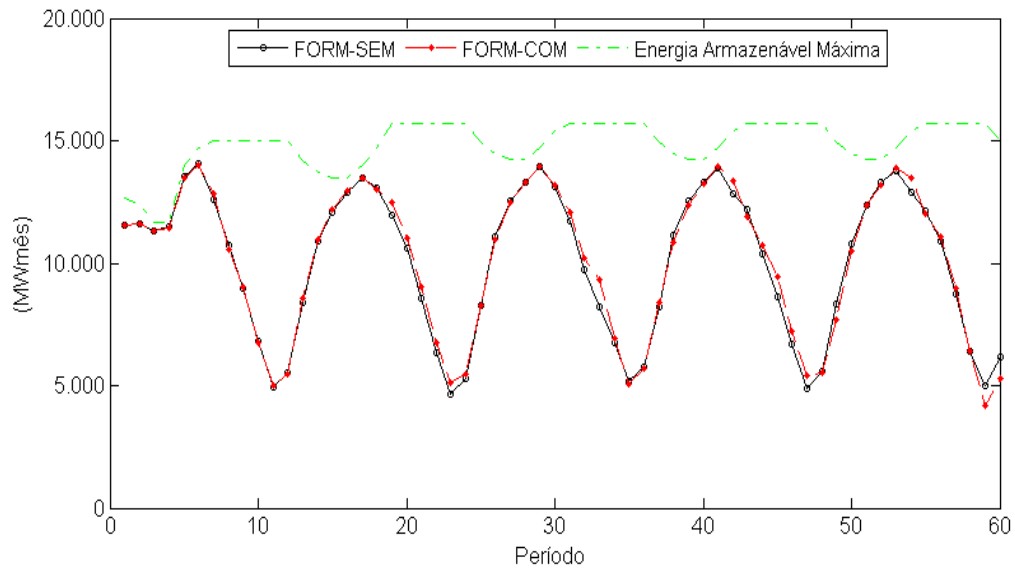
**Figura 5.10 - Evolução da Energia Armazenada Final do Sul - Média**

Pode-se notar pela Figura 5.11, que para o subsistema Nordeste, a formulação proposta manteve o nível de armazenamento dos reservatórios equivalentes mais elevados, indicando que esta operação mais conservadora tem como principal objetivo o atendimento da energia de vazão mínima obrigatória, uma vez que neste subsistema o problema é mais crítico.



**Figura 5.11 - Evolução da Energia Armazenada Final Nordeste - Média**

A Figura 5.12 apresenta a evolução do valor esperado da energia armazenada final para o subsistema Norte. Observa-se que na formulação proposta o nível de armazenamento final é ligeiramente superior, isto se deve ao fato da dificuldade deste subsistema em atender a restrição de vazão mínima obrigatória.

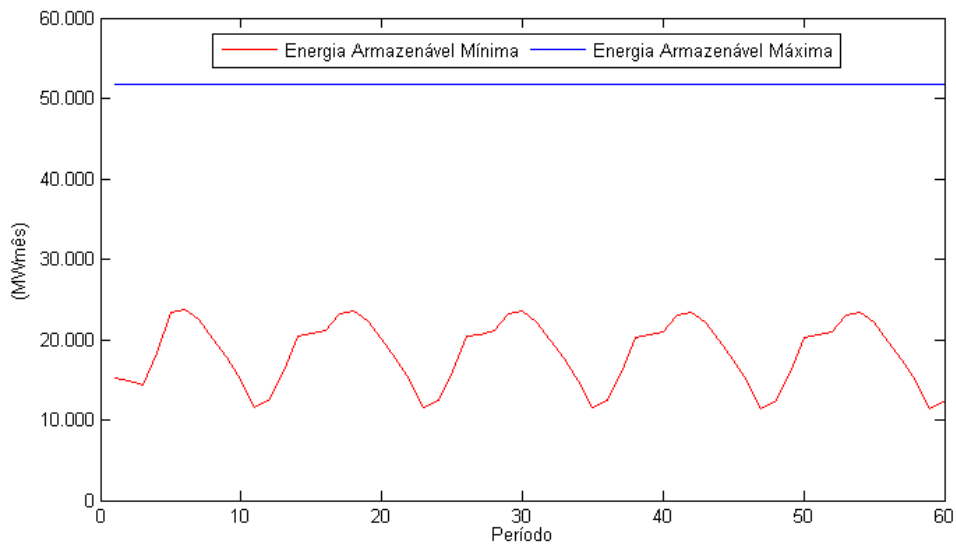


**Figura 5.12 - Evolução da Energia Armazenada Final do Norte - Média**

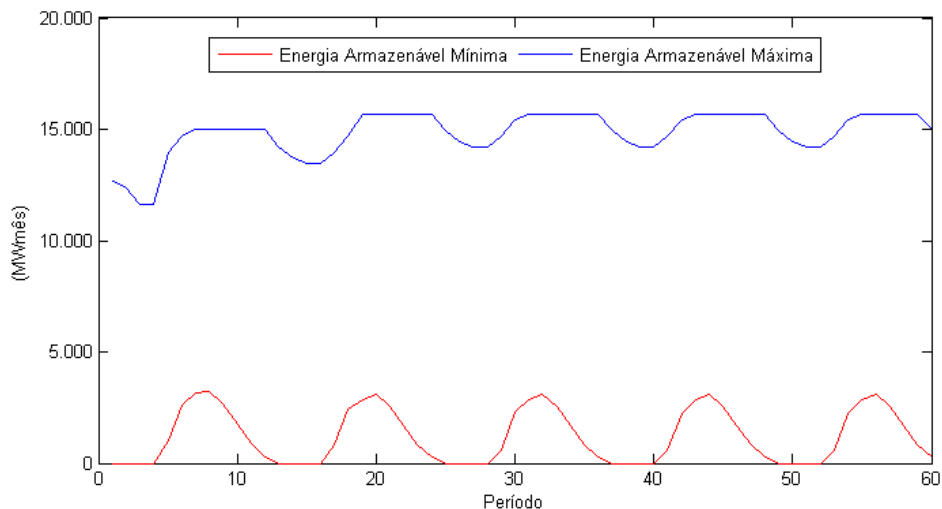
## 5.2.2 Meta de Energia de Vazão Mínima Igual a 120% da Meta Base

Nesse item serão analisados os resultados das simulações efetuadas, considerando que a meta de energia de vazão mínima obrigatória corresponde a 120% da meta de vazão mínima obrigatória.

Na Figura 5.13 e Figura 5.14 são apresentados os limites da energia armazenada para os subsistemas Nordeste e Norte, respectivamente. Pode-se observar, conforme o caso anterior, que para os subsistemas Nordeste e Norte, a curva de energia armazenável mínima possui valores significativos, indicando que para estes subsistemas o problema de atendimento à vazão mínima é crítico.

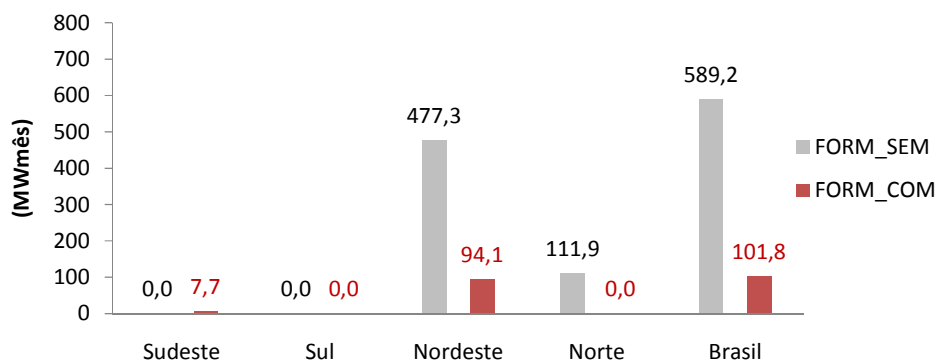


**Figura 5.13 - Limites da Energia Armazenada – Nordeste**



**Figura 5.14 - Limites da Energia Armazenada – Norte**

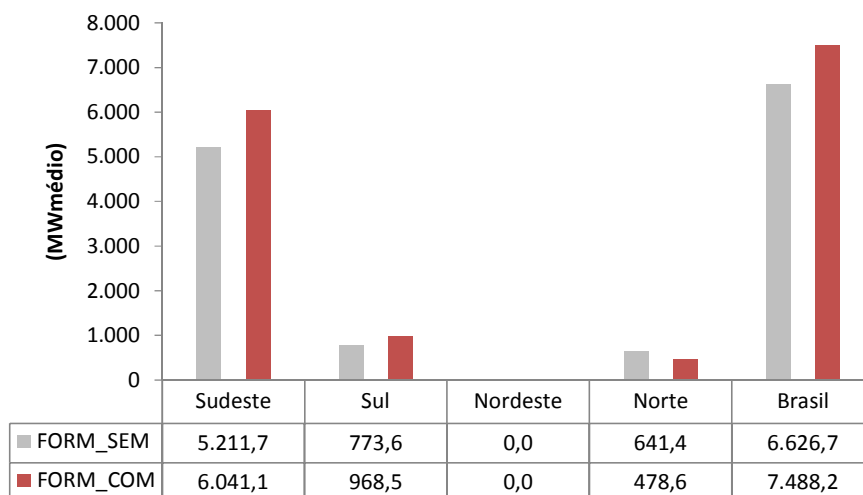
A Figura 5.15 apresenta o valor esperado do déficit de energia de vazão mínima obrigatória considerando o percentual de 120% da meta base. Observa-se, da mesma forma que na Figura 5.4, que o subsistema nordeste contribui com a maior parcela de déficit. Observa-se ainda, que na formulação proposta há uma redução substancial no valor esperado de energia de vazão mínima não atendida, indicando que mesmo com o aumento da meta de vazão mínima obrigatória, a formulação proposta apresenta um desempenho satisfatório.



**Figura 5.15 - Déficit de Energia de Vazão Mínima**

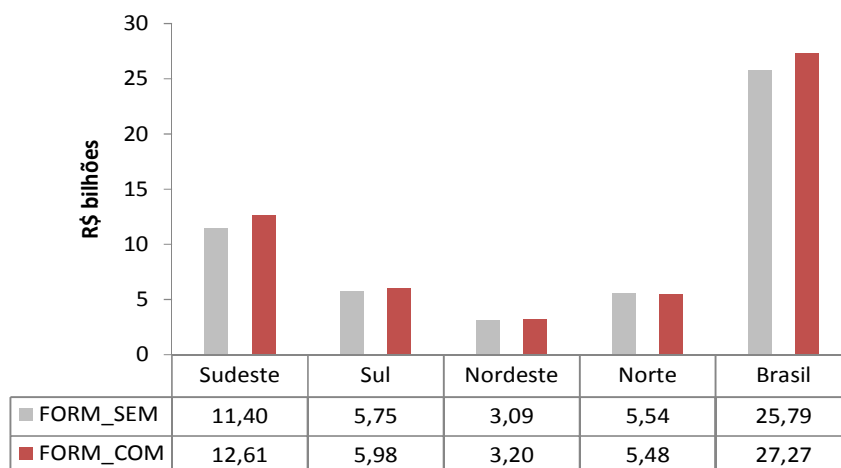
Na Figura 5.16 é apresentado o valor esperado do déficit de energia, durante todo o período de planejamento, para o percentual de 120% da energia de vazão mínima para o caso base. Fica evidente uma tendência de aumento do déficit de energia na formulação proposta quando aumentamos para o percentual de 120%. Isto ocorre porque os custos associados ao déficit de vazão mínima e à violação da curva de armazenamento mínimo são superiores ao custo de déficit de energia.





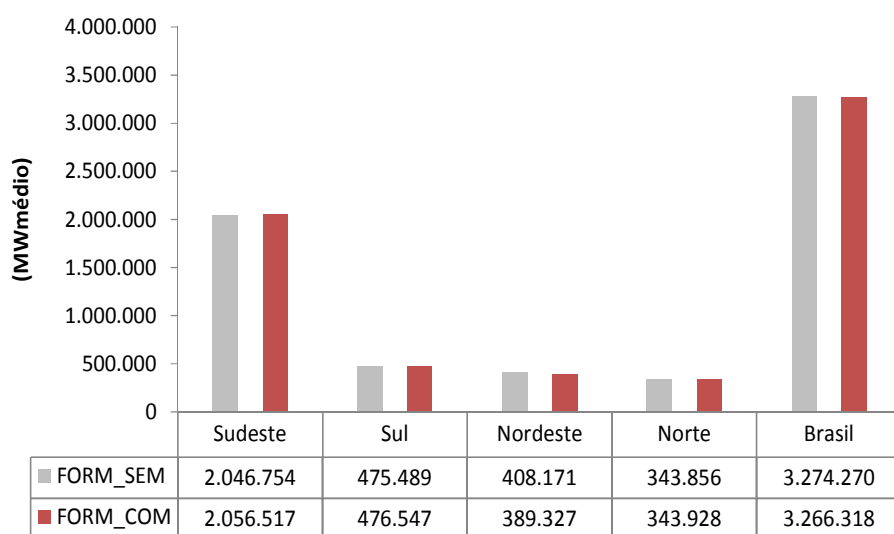
**Figura 5.16 - Déficit de Energia**

Pela Figura 5.17 pode-se observar que, para a formulação proposta, há um aumento de aproximadamente 5,8% no valor esperado do custo de operação do sistema. Este aumento se deve ao fato de que com a formulação proposta, ou seja, com a utilização da restrição associada a curva de energia armazenável mínima, a operação do sistema se torna mais conservadora, e isto causa um aumento no custo de operação.



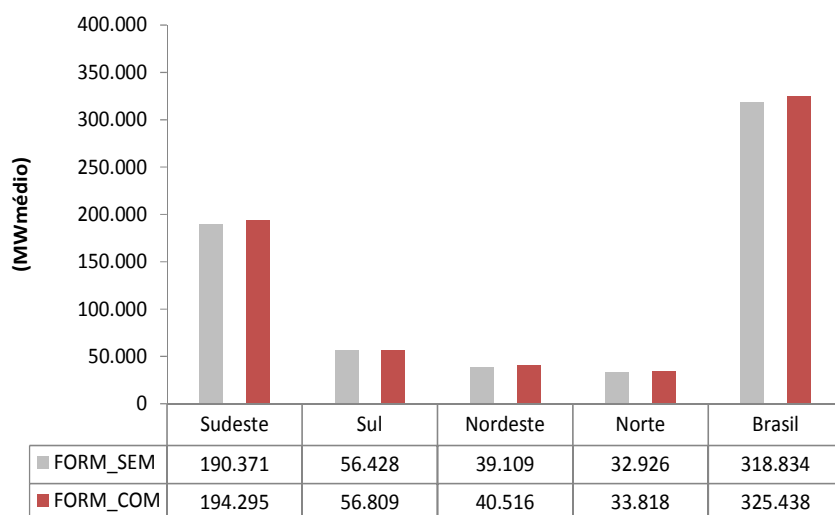
**Figura 5.17 - Valor Esperado do Custo Total de Operação**

A Figura 5.18 apresenta o montante da média de geração de energia hidráulica para cada subsistema e para o Brasil. Da mesma forma que o caso anterior, na metodologia proposta o montante de geração hidráulica foi ligeiramente inferior.



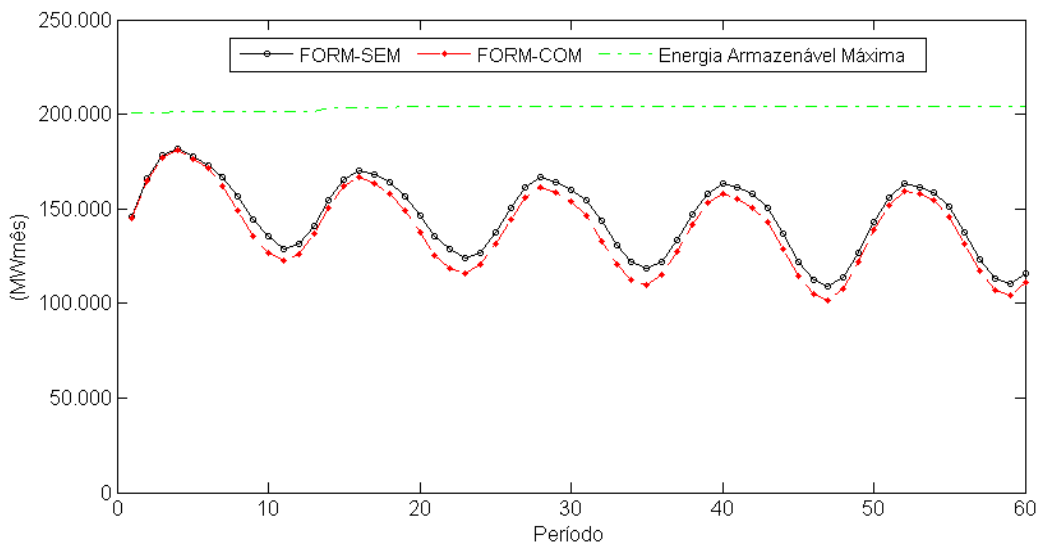
**Figura 5.18 - Geração Hidráulica Total ao Longo do Horizonte de Planejamento**

A Figura 5.19 apresenta o somatório das gerações térmicas ao longo do período de planejamento. Pode-se observar que na formulação proposta houve um aumento de aproximadamente 2,1% na geração térmica. Conforme o caso anterior, este aumento é para atender a demanda de energia, uma vez que houve uma diminuição na geração hidráulica.

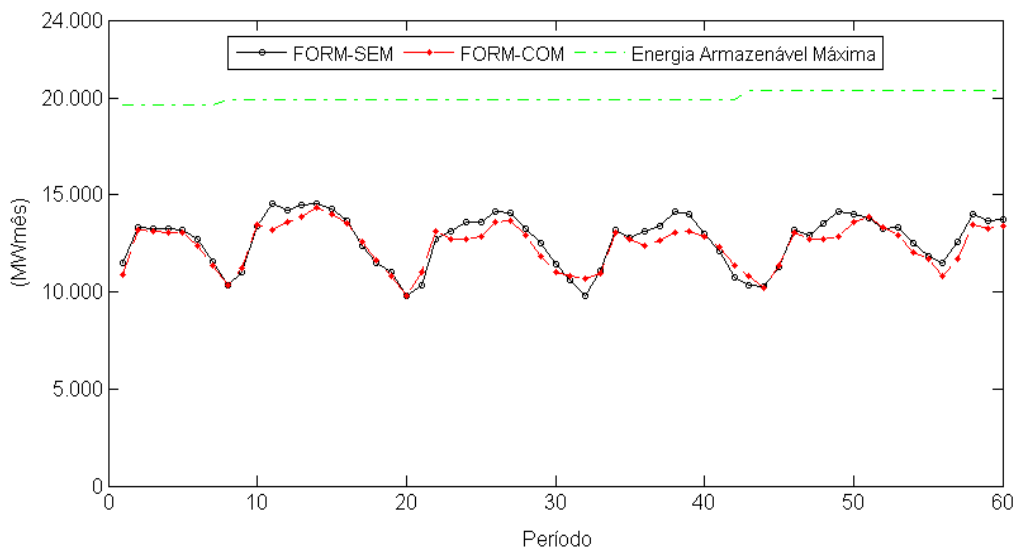


**Figura 5.19 - Geração Térmica Total ao Longo do Horizonte de Planejamento**

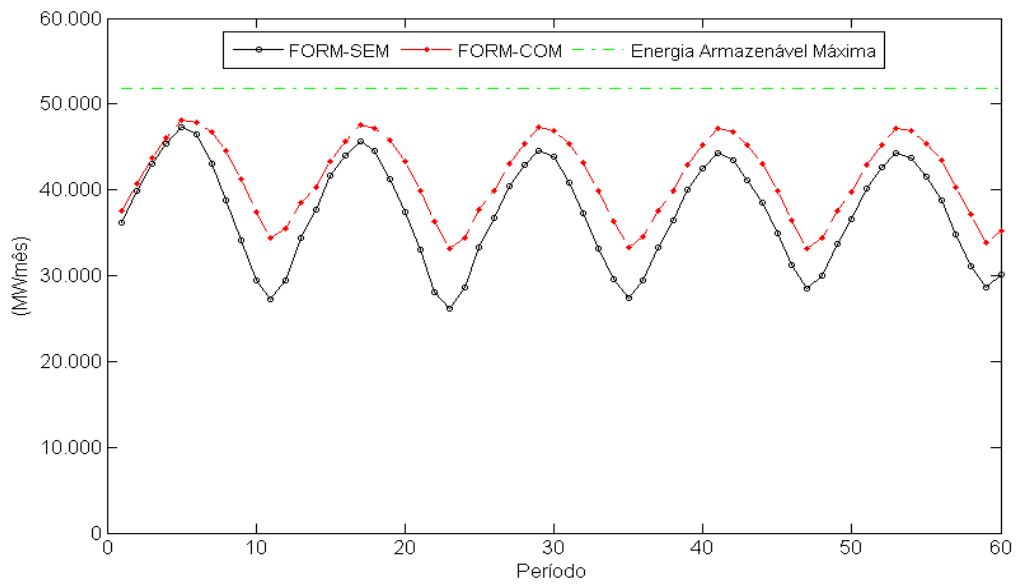
A evolução da energia armazenada final para os subsistemas, para as simulações que utilizam o percentual de 120% da meta base, possuem o mesmo comportamento do caso base. Pode-se observar pela Figura 5.20 e Figura 5.21, que para as regiões Sudeste e Sul, na formulação proposta o nível de armazenamento final é ligeiramente menor e, que para as regiões Nordeste e Norte, Figura 5.22 e Figura 5.23 respectivamente, a formulação proposta manteve o nível de armazenamento dos reservatórios equivalentes mais elevados, uma vez que o problema de déficit de vazão mínima obrigatória nestes subsistemas são mais críticos, conforme explicado anteriormente.



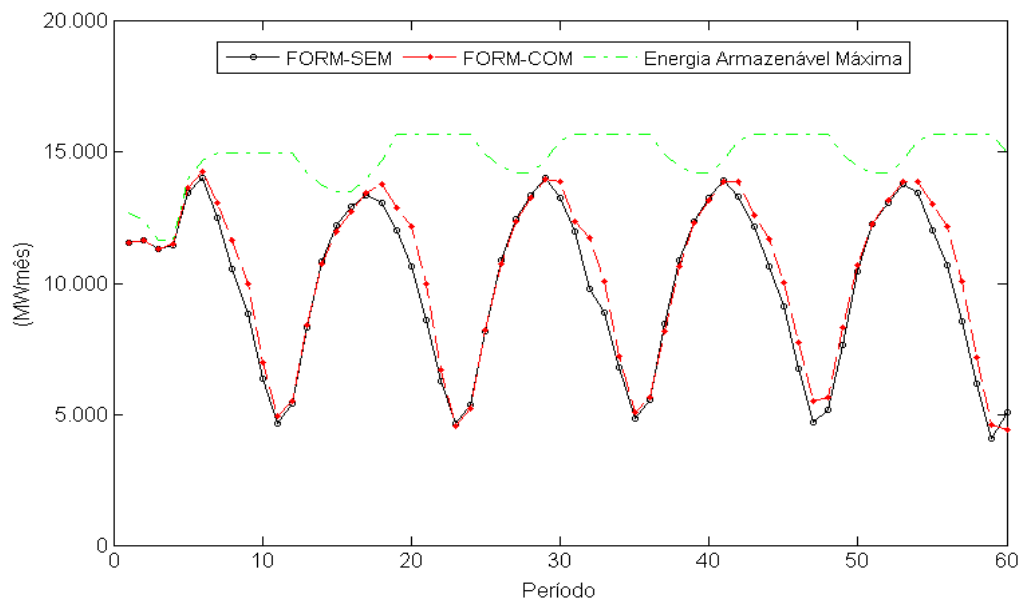
**Figura 5.20 - Evolução da Energia Armazenada Final - Sudeste**



**Figura 5.21 - Evolução da Energia Armazenada Final - Sul**



**Figura 5.22 - Evolução da Energia Armazenada Final – Nordeste**



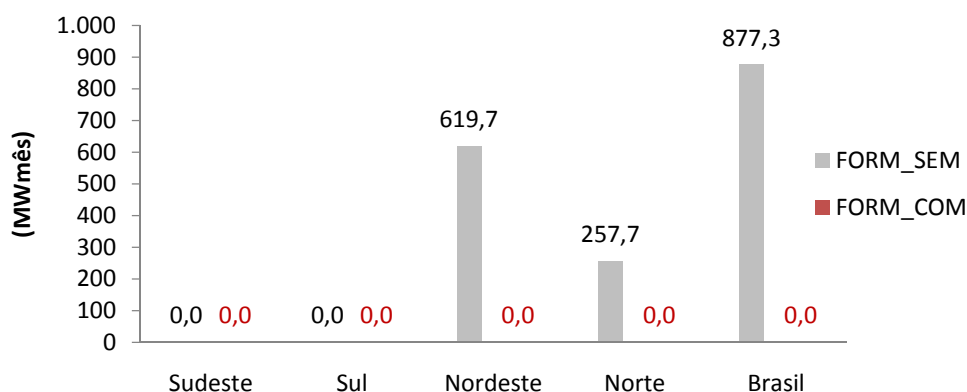
**Figura 5.23 - Evolução da Energia Armazenada Final - Norte**

### **5.2.3 Análise da Metodologia Proposta Considerando a Simulação em uma Série do Histórico**

Nesse item são apresentados os resultados das simulações efetuadas considerando que, da mesma forma que as simulações efetuadas anteriormente, o estudo foi realizado para um período de cinco anos de estudo e cinco anos de pós-estudo, para o cálculo da política operativa foram utilizadas as afluições do histórico de vazões, a partir de 1931, onde a primeira série corresponde a série dos primeiros dez anos; a segunda série é construída a partir de 1932 e assim por diante. Entretanto, com o objetivo de avaliar pontualmente o desempenho da metodologia proposta, para a simulação final foi considerada somente uma série do histórico de vazões. A série escolhida foi a série que corresponde ao período de 1949 a 1953, pois corresponde um período de baixas afluições.

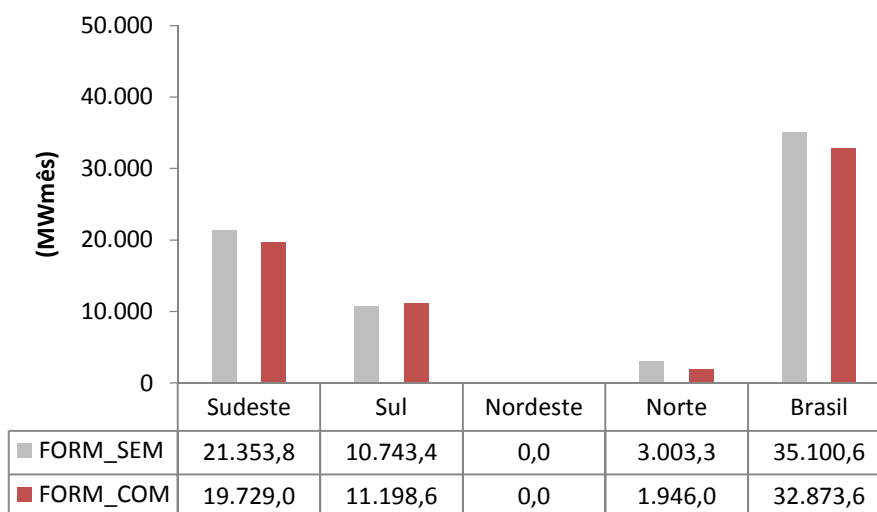
Destaca-se ainda, que a meta de atendimento de energia de vazão mínima corresponde aos dados do caso base, ou seja, corresponde a 100% da vazão mínima obrigatória, e os valores de déficit de energia, déficit de vazão mínima e penalidade associada à violação do limite de segurança da curva de energia armazenável mínima se mantiveram inalterados.

A Figura 5.24 apresenta o valor do déficit de energia de vazão mínima obrigatória para os subsistemas, durante todo o período de planejamento. Observa-se que, diferentemente da formulação *FORM\_SEM*, na formulação proposta não há déficit de energia de vazão mínima para os subsistemas, indicando que especificamente para esta série de vazões, a metodologia proposta realmente resolve o problema de não atendimento da vazão mínima obrigatória.



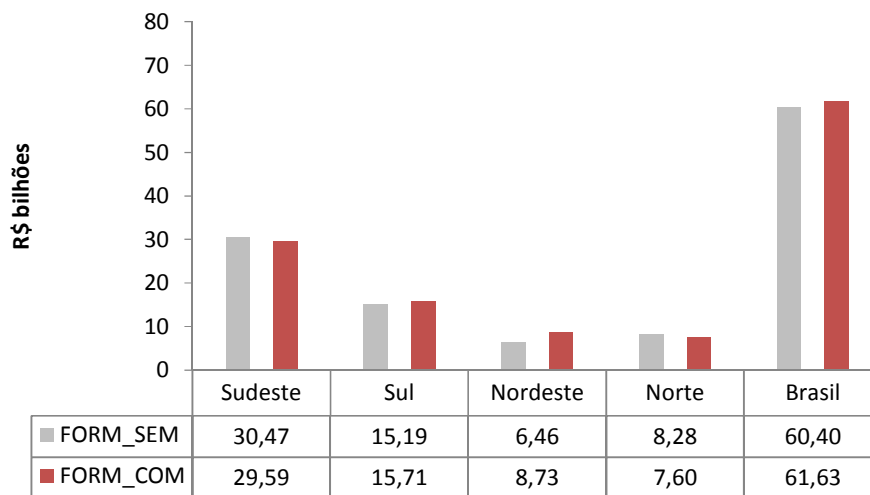
**Figura 5.24 - Déficit de Energia de Vazão Mínima**

A Figura 5.25 mostra o valor esperado do déficit de energia durante o período considerado, ou seja, valor esperado de não atendimento à demanda de energia. Observa-se que para a metodologia proposta, o valor esperado de déficit de energia é menor do que na formulação *FORM\_SEM*, enfatizando que para esta série considerada, a metodologia proposta também possui um desempenho satisfatório em relação a esta variável.

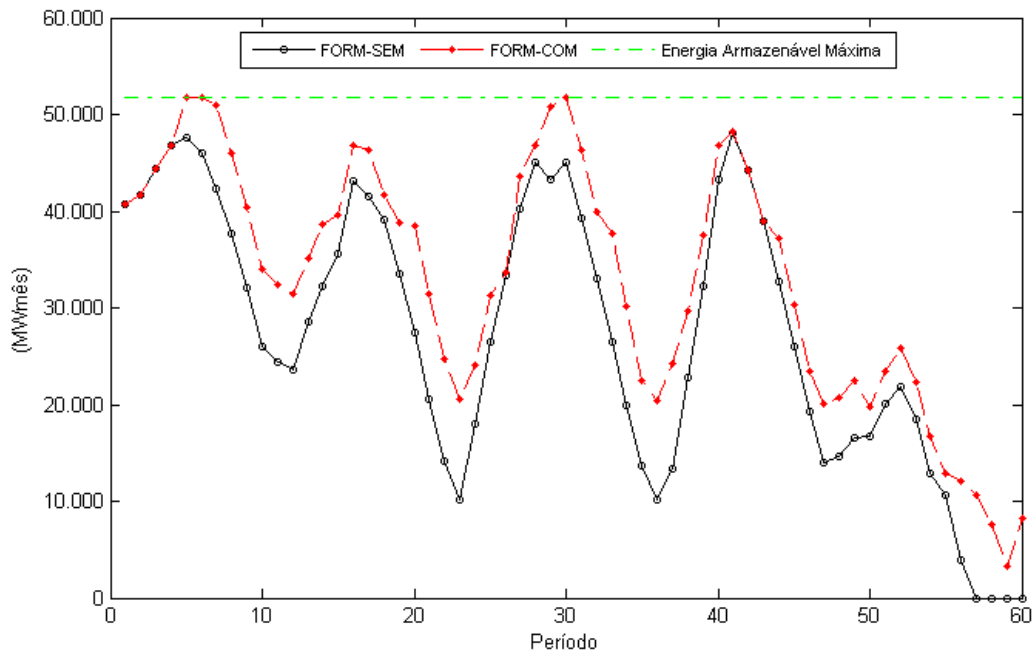


**Figura 5.25 - Déficit de Energia**

Pela Figura 5.26 pode-se observar que, para a formulação proposta, há um aumento no valor esperado do custo de operação do sistema, durante o período de planejamento. Este aumento, conforme visto anteriormente, se deve ao fato de que com a formulação proposta a operação do sistema se torna mais conservadora, implicando portanto no aumento do valor esperado do custo de operação. Esta operação mais conservadora fica evidenciada pela Figura 5.27, onde se pode observar que a formulação proposta manteve os valores de energia armazenada final no subsistema Nordeste em níveis mais elevados. Este fato tem como objetivo principal o atendimento da vazão mínima obrigatória, uma vez que, conforme observado na Figura 5.24, neste subsistema o problema é mais crítico.



**Figura 5.26 - Valor Esperado do Custo Total de Operação**



**Figura 5.27 - Evolução da Energia Armazenada Final - Nordeste**

A partir dos resultados apresentados neste item, pode-se concluir que a metodologia proposta neste trabalho, da mesma forma que as análises feitas anteriormente, apresenta um desempenho satisfatório em relação ao atendimento da restrição de vazão mínima obrigatória.



## 6 Conclusões e Trabalhos Futuros

### 6.1 Conclusões

Na operação de uma usina hidrelétrica, a vazão mínima obrigatória à jusante do reservatório deve ser assegurada para que ocorra a preservação do meio ambiente, garantia de sustentabilidade da população que utiliza o rio para sua subsistência e demais usos múltiplos da água. Portanto, esta restrição de atendimento da vazão mínima obrigatória é de fundamental importância para o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos.

Atualmente, o modelo utilizado no planejamento da operação de médio prazo do SIN é o NEWAVE, que representa as usinas de forma agregada e a vazão mínima obrigatória é representada através da energia de vazão mínima.

Este trabalho apresentou uma formulação complementar para o atendimento à vazão mínima obrigatória no problema de planejamento da operação de médio prazo de sistemas hidrotérmicos interligados utilizando programação dinâmica estocástica. Foi construída uma curva de energia armazenável mínima, que fornece a informação sobre os níveis mínimos de armazenamento dos reservatórios equivalentes, para que a energia de vazão mínima obrigatória seja atendida em períodos futuros.

Os resultados obtidos mostraram que com esta penalização há uma diminuição considerável no valor esperado de déficit de vazão mínima obrigatória, uma vez que com esta formulação os níveis de armazenamento final dos reservatórios equivalentes dos subsistemas Nordeste e Norte são maiores, indicando uma operação mais conservadora destes subsistemas, onde o problema de não atendimento é mais crítico.

Como houve um aumento da energia de vazão mínima atendida devido ao aumento dos níveis dos reservatórios dos subsistemas Nordeste e Norte quando utiliza-se a metodologia proposta, houve uma diminuição na geração hidráulica e conseqüentemente um aumento da geração térmica. Com isso, o custo de operação do sistema foi ligeiramente superior.

Observou-se também que para o valor base da vazão mínima obrigatória, a formulação proposta apresenta um valor esperado de déficit de energia ligeiramente inferior quando comparada com a formulação que não utiliza a curva de energia armazenável mínima. Mesmo com o aumento do percentual do valor da vazão mínima obrigatória para 120% do valor base, observou-se que a formulação proposta ainda mantém um desempenho satisfatório, considerando o objetivo principal que é o atendimento à vazão mínima obrigatória. Entretanto, à medida que o requisito de vazão mínima aumenta, a diferença entre a metodologia atualmente adotada no setor elétrico e a metodologia proposta diminui, inclusive podendo tornar o problema de otimização do planejamento infactível quando se utiliza valores muito elevados da vazão mínima.

Ressalta-se ainda, que a formulação proposta também corrige o problema das perdas de energia, uma vez que na determinação da curva de energia armazenável mínima, as perdas por evaporação, enchimento de volume morto e desvios de água são explicitamente consideradas no balanço energético, permitindo que na otimização do planejamento da operação, a energia armazenada nos reservatórios seja capaz de suprir, além da energia de vazão mínima, as perdas citadas anteriormente.

A partir dos resultados encontrados, pode-se concluir através das simulações realizadas, que a metodologia proposta apresenta resultados satisfatórios para variações da meta de vazão mínima obrigatória entre 100% e 120% do valor determinado no caso base, sendo que para o caso base houve uma melhoria considerável (no caso, atendimento total à meta de vazão mínima) com um aumento bastante pequeno do custo de operação. Portanto, verifica-se que a formulação proposta tem grande potencial para se tornar uma valiosa ferramenta para solução do problema de atendimento da vazão mínima obrigatória no planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos.

## 6.2 Trabalhos Futuros

Como continuação deste trabalho, pode-se realizar novas implementações e melhoria na modelagem proposta. Dentre os possíveis trabalhos futuros, pode-se destacar:

- (i) Investigar possíveis alternativas para a construção da curva de energia armazenável mínima, como por exemplo, a utilização de séries sintéticas de afluências;
- (ii) Consideração de mais de um patamar de déficit;
- (iii) Consideração de mais de um patamar de custo associado à violação do limite de segurança da curva de energia armazenável mínima;
- (iv) Melhorar a determinação da penalidade na função objetivo referente à violação da curva de energia armazenável mínima e efetuar uma análise de sensibilidade sobre este parâmetro;
- (v) Avaliar a utilização da metodologia proposta utilizando programação dinâmica dual estocástica (PDDE).

## Referências Bibliográficas

- [1] ANEEL, *Site Oficial da Agência Nacional de Energia Elétrica*. 2012. [Http://www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br). Acessado em fevereiro de 2012.
- [2] Arvanitidis, N. V.; Rosing, J. Composite representation of a multireservoir hydroelectric Power system, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-89, pages 319-326, 1970.
- [3] Barber, C.B.; Dobkin, D. P.; Huhdanpaa, H. The Quickhull Algorithm for Convex Hulls. *ACM Transactions on Mathematical Software*, v.22, n. 4, pages 469-483, 1996.
- [4] Bellman, R. E. *Dynamic Programming*. [S.1]: Princeton University Press, 1957.
- [5] Benders, J. F. Partitioning procedures for solving mixed-variables programming problems, *Numerische Mathematik*, v. 4, n. 0029-599X (print), 0945-3245 (electronic), p. 238-252, dec 1962.
- [6] Brandi, R. B. S. *Processo Iterativo de Construção da Função de Custo Futuro na Metodologia PDE – Convex Hull*, Dissertação de Mestrado, UFJF, Juiz de Fora, 2011.
- [7] CEPEL. *Manual de Referência – Modelo DECOMP*. Rio de Janeiro, 2004. Relatório Técnico. Versão 12.
- [8] CEPEL. *Manual de Referência – Modelo DESSEM*. Rio de Janeiro, 2003. Relatório Técnico. Versão 8.2a (GTRD).
- [9] CEPEL. *Manual de Referência – Modelo NEWAVE*. Rio de Janeiro, 2001. Relatório Técnico.
- [10] CEPEL. *Manual do Usuário – Programa NEWAVE*, Rio de Janeiro, 2009. Relatório Técnico. Versão 15.
- [11] CEPEL. *Manual de Referência do Programa SUIHI-O 6.10 – Modelo de Simulação à Usinas Individualizadas para Subsistemas Hidrotérmicos Interligados*. Rio de Janeiro, 2007. Relatório Técnico DP/DEA 51566/07 e 51572/07.
- [12] Dias, B. H. *Programação Dinâmica Estocástica e Algoritmo de Fechos Convexos no Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos*, Tese de Doutorado, PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2010.
- [13] Dias, B. H.; Marcato, A. L. M.; Souza, R. C.; Soares, M. P.; Jr, I. C. S.; Oliveira, E. J.; Brandi, R. B. S.; Ramos, T. P. Dynamic Programming Applied to Hydrothermal Power Systems Operation Planning Based on the Convex Hull Algorithm. *Mathematical Problems in Engineering*, v. 2010, p. 1-20, 2010.

- [14] Duarte, V. S. *Modelagem da Vazão Mínima Obrigatória em Problemas de Planejamento da Operação de Longo Prazo de Sistemas Hidrotérmicos Interligados*, Dissertação de Mestrado, UFJF, Juiz de Fora, 2002.
- [15] EPE. *Site oficial da Empresa de Pesquisa Energética*. 2012. [Http://www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br). Acessado em maio de 2012.
- [16] Finardi, E. *Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Utilizando Computação de Alto Desempenho*. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, Florianópolis, 1999.
- [17] Fortunato, L. A. M., Araripe Neto, T. A., Albuquerque, J. C. R. e Pereira, M. V. F., *Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica*. Niterói: Universidade Federal Fluminense, 1990.
- [18] Kelman, J.; Pereira, M. Critérios de avaliação para modelos de séries hidrológicas. *IV SNPTEE*, 1977.
- [19] Kligerman, A. S. *Operação Ótima de Subsistemas Hidrotérmicos Interligados Utilizando Programação Dinâmica Estocástica Dual*, Dissertação de Mestrado, Unicamp, 1992.
- [20] Lei Federal 9.433, de 08 de janeiro de 1997, publicada no Diário Oficial da União em 09 de janeiro de 1997.
- [21] Lei Federal 9.648, de 27 de maio de 1998, publicada no Diário Oficial da União em 28 de maio de 1998.
- [22] Lei Federal 9.984, de 17 de julho de 2000, publicada no Diário Oficial da União em 18 de julho de 2000.
- [23] Maceira, M.; Suano, C. *Representação da Variação da Produtibilidade no Algoritmo de Programação Dinâmica Dual Estocástica – Projeto Newave*. Rio de Janeiro, RJ, Março 1995. Relatório Técnico.
- [24] Marcato, A. L. M. *Representação Híbrida de Sistemas Equivalentes e Individualizados para o Planejamento da Operação de Médio Prazo de Sistemas de Potência de Grande Porte*. Tese de Doutorado, PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2002.
- [25] Marcato, R. *Redistribuição ótima em patamares de carga da geração mensal de usinas hidrelétricas*. Dissertação de Mestrado – Associação Instituto Nacional de Matemática Pura e Aplicada, IMPA, Rio de Janeiro, 2007.
- [26] ONS. *Site oficial do Operador Nacional do Sistema*. 2012. [Http://www.ons.org.br](http://www.ons.org.br). Acessado em junho de 2012.
- [27] Pereira, M. V. F. Optimal Stochastic Operations Scheduling of Large Hydroelectric Systems. *In: International Journal of Electric Power and Energy Systems*. [S.l.:s.n.], 1989. v. 11, n. 5, pages 161-169.
- [28] Pereira, M. V. F.; Pinto, L. M. V. G. Stochastic Optimization of Multireservoir Hydroelectric System: A Decomposition Approach. *In: Water Resources Research*. [S.l.:s.n.], 1985. v. 21, n. 6, pages 779-792.

- [29] Ramos, T. P. *Modelo Individualizado de Usinas Hidrelétricas Baseado em Técnicas de Programação Não Linear Integrado com o Modelo de Decisão Estratégica*. Dissertação de Mestrado, UFJF, Juiz de Fora, 2011.
- [30] Silva, E. L. *Formação de Preço em Mercados de Energia Elétrica*, Editora Sagra Luzzatto, 2001.
- [31] Terry, L. A., Gomes, F. B. M., Pereira, M. V. F., et al. *Modelo a Sistema Equivalente – Descrição Geral*. Rio de Janeiro, 1980. Relatório Técnico.
- [32] Terry, L. A., Pereira, M. V. F., Neto, T. A. A., Silva, L. F. A., Sales, P. R. H. Coordinating the Energy Generation of the Brazilian National Hydrothermal Electrical Generating System. In: *Interfaces*. [S.l.:s.n], 1986.
- [33] Zambelli, M. S. *Planejamento da Operação Energética Via Curvas-Guias de Armazenamento*. Dissertação de Mestrado – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2006.
- [34] Zambon, R. C. *Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Grande Porte*. Tese de Doutorado – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.