

Tales Pulinho Ramos

***Modelo Individualizado de Usinas Hidrelétricas
Baseado em Técnicas de Programação Não Linear
Integrado com o Modelo de Decisão Estratégica.***

Juiz de Fora - MG, Brasil

28 de março de 2011

Tales Pulinho Ramos

***Modelo Individualizado de Usinas Hidrelétricas
Baseado em Técnicas de Programação Não Linear
Integrado com o Modelo de Decisão Estratégica.***

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

Orientador:

André Luís Marques Marcato

DEPARTAMENTO DE ENERGIA
UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA

Juiz de Fora - MG, Brasil

28 de março de 2011

Ramos, Tales Pulinho.

Modelo individualizado de usinas hidrelétricas baseado em técnicas de programação não linear integrado com o modelo de decisão estratégica / Tales Pulinho Ramos. – 2011.

95 f. : il.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)—Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2011.

1. Usinas hidrelétricas. 2. Planejamento estratégico. 3. Programação não linear I. Título.

CDU 621.221

Dissertação sob o título “*Modelo Individualizado de Usinas Hidrelétricas Baseado em Técnicas de Programação Não Linear Integrado com o Modelo de Decisão Estratégica.*”, defendida por Tales Pulinho Ramos e aprovada em 28 de março de 2011, em Juiz de Fora, Estado de Minas Gerais, pela banca examinadora constituída pelos professores:



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



Prof. Secundino Soares Filho, D.Sc.
Universidade Estadual de Campinas / UNICAMP



Prof. Ivo Chaves da Silva Junior, D.Sc.
Universidade Federal de Juiz de Fora / UFJF



Doutor Rodrigo Sacchi, D.Sc.
CPFL Energia



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



Prof. Edimar José de Oliveira, D.Sc.
Universidade Federal de Juiz de Fora / UFJF

Resumo

Nos horizontes de médio e longo prazo, o modelo computacional oficial, denominado NEWAVE, para o planejamento da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) no Brasil é baseado na técnica de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) e em sistemas equivalentes de energia. Para se produzir estimativas individualizadas das usinas hidrelétricas, o modelo oficial do SIN, SUSHI-O, utiliza heurísticas operativas baseadas na busca pela operação em paralelo por faixas dos reservatórios e consideração das não linearidades nas restrições operativas associadas ao problema. Ou seja, as decisões operativas geradas pela PDDE para os sistemas equivalentes são desagregadas entre as suas usinas hidrelétricas. Os dois modelos computacionais foram desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), sendo que o modelo NEWAVE produz Funções de Custo Futuro (FCFs) mensais através da técnica de PDDE e estas funções são utilizadas pelo modelo SUSHI-O, responsável pela desagregação das decisões associadas aos sistemas equivalentes entre as suas usinas hidrelétricas.

Este trabalho propõe um Modelo Individualizado de Usinas Hidrelétricas (MIUH) baseado em programação não linear para o planejamento mensal da operação utilizando-se as FCFs produzidas pelo modelo NEWAVE ou outro modelo de decisão estratégica.

O MIUH utiliza uma representação alternativa aos polinômios de quarto grau associados aos polinômios cota-vazão baseada na função logística, com o objetivo de estabilizar o processo de convergência do modelo de otimização não-linear.

Foi desenvolvida uma plataforma computacional robusta, capaz de utilizar o mesmo conjunto de dados dos modelos computacionais oficiais do SIN, disponibilizado mensalmente pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Com isto, possibilitou-se a comparação dos resultados obtidos pelo modelo SUSHI-O com os obtidos pelo MIUH. Para isto, foram utilizados os dados referentes ao Programa Mensal de Operação de Janeiro de 2011. Esta plataforma está desenvolvida em C++/Java para os sistemas operacionais Windows e LINUX, sendo que utiliza o modelo LINGO para a solução dos problemas de otimização não linear.

O MIUH é capaz de representar a maioria dos detalhes associados ao problema de planejamento da operação, como, por exemplo, a expansão dos parques térmicos e hidráulicos, o crescimento do mercado, as restrições de vazão mínima obrigatória, o volume mínimo para vertimento nas usinas com reservatório, a geração de pequenas usinas, os limites de intercâmbio entre os subsistemas, os diversos patamares de déficit de energia, a evaporação e o enchimento do volume morto.

Palavras-chave: Planejamento da Operação, Despacho Hidrotérmico, Métodos de Otimização, Programação Não Linear.

Abstract

On the horizons of long term, the official computing model to the planning of the operation of the National Grid (NG) in Brazil is based in the technique of Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP) and using equivalent systems of energy. In order to produce individual estimates of the hydro plants, NG's official model uses operative heuristics which search for the operation in parallel of the reservoirs and consider the nonlinear and operative restrictions associated to the problem. In other words, the operative decisions generated by SDDP to the energy equivalent systems are disaggregated between its own hydro plants.

Both computing models are developed by CEPEL. The model NEWAVE produces cost-to-go function monthly through SDDP technique and these functions are also used by the SUIISHI-O model (developed by CEPEL), responsible for the disaggregation of the decisions associated to the equivalent systems between its hydro plants.

The aim of this thesis is to propose an Individualized Model of Hydro Plants (IMHP) based on nonlinear programming for the monthly planning of the operation using the cost-to-go functions produced by the NEWAVE model.

IMHP uses an alternative representation of fourth degree polynomials associated to the outflow-level downstream relationship based on the logistic function in order to stabilize the convergence of the nonlinear optimization model.

It has been developed a robust computing platform which is capable of using the same set of datas of the official computing models of NG, which is monthly available by the Independent System Operator (ISO). Consequently, it was possible to compare the results generated by SUIISHI-O model with the ones generated by IMHP. In order to do that, the datas regarding the Monthly Program of Operation of January 2011 were used.

This platform is developed in C++/Java to the operational systems Windows and LINUX, once that the model LINGO is used to solve problems of nonlinear optimization. IMHP is able to represent the majority of the details associated to the problem, such as, for example, the expansion of thermal and hydraulic parks, the market growth, and the minimum obligatory outflow restrictions, the minimum volume to be transfered in hydro plants with reservoirs, the generation of small hydro plants, the limits of exchange between equivalent systems of energy, various levels of deficit of energy, the evaporation and the act of filling the dead volume.

Keywords: Power System Operation Planning, Hydrothermal Dispatch, Optimization, Non-linear Programming.

Dedicatória

"Dedico este trabalho a Deus e a todos que direta ou indiretamente participaram de sua construção: familiares, professores, amigos, colegas, companheiros..."

Agradecimentos

A Deus que me proporcionou saúde e força para a realização deste trabalho.

Ao orientador, professor e amigo André Luís Marques Marcato pela confiança, orientação, conselhos, apoio, amizade e sobretudo por sempre acreditar.

Ao amigo Rafael Brandi pelas idéias, conselhos e contribuições dadas a este trabalho.

Aos grandes amigos e companheiros que estiveram comigo durante o curso de pós-graduação, pelas idéias inovadoras, ajuda, companhia e incentivo: Ivo Chaves Junior, Bruno Dias, João Alberto e Marcelo Tomin.

À Duke Energy, na pessoa do Engenheiro Anderson Iung, por ter executado os modelos computacionais NEWAVE e SUISHI-O em suas instalações e, em seguida, ter cedido os arquivos com os resultados produzidos.

Aos amigos do LABSPOT pelo incentivo e a FAPEMIG pelo apoio financeiro.

À Stefane, pela companhia, apoio e enorme paciência nesta reta final.

A toda minha família que muito me ajudou nas tomadas decisões e pelos incentivos, em especial aos meus irmãos, Taís e Tiago que sempre estiveram do meu lado dando-me força.

Aos meus pais, Sérgio e Rosemeire, responsáveis pela conquista deste ideal ao me proporcionarem uma formação digna e de qualidade.

Sumário

Lista de Figuras

Lista de Tabelas

Nomenclatura	15
1 Introdução	19
1.1 Contextualização do Problema	19
1.2 Publicações Decorrentes da Pesquisa	29
1.3 Estrutura da Dissertação	29
2 Modelos Computacionais para o Despacho a Usinas Individualizadas no Médio/Longo Prazo	31
2.1 Modelo de Planejamento do SEB	31
2.2 Modelo NEWAVE	36
2.3 Modelo SUSHI-O	38
3 Modelo Individualizado de Usinas Hidrelétricas com Programação Não Linear	43
3.1 Introdução	43
3.2 Plataforma Computacional	45
3.3 Formulação do Problema	48
3.3.1 Função Objetivo:	48
3.3.2 Equação de Atendimento a Demanda:	50
3.3.3 Equação de Balanço Hídrico:	51

3.3.4	Equação de Vazão Mínima:	52
3.3.5	Equação de Volume Mínimo para Vertimento:	52
3.3.6	Equação do Nó Fictício:	54
3.3.7	Equação de Custo Futuro:	55
3.3.8	Equações para Cálculo da Produtibilidade Não Linear:	57
3.3.9	Limite das Variáveis ou Restrições de Canalização:	58
3.4	Ajuste dos Polinômios de Cota Vazão Nível-Jusante através de Funções Logísticas	60
3.4.1	Função Logística Generalizada	60
3.4.2	Ajuste dos Polinômios de Cota Vazão-Nível Jusante	62
4	Resultados	67
4.1	Introdução	67
4.2	Comparação dos Resultados do Modelo MIUH com o Modelo SUIISHI-O	68
4.3	Comparação da Simulação Final via PDDE e PDE-CHULL	83
4.4	Comparação da Metodologia MIUH via PNL e PL	86
5	Conclusões e Trabalhos Futuros	89
5.1	Conclusões	89
5.2	Trabalhos Futuros	90
	Referências Bibliográficas	92

Lista de Figuras

1.1	Capacidade Instalada de Energia Elétrica do SIN em 31-12-2009	19
1.2	Capacidade Instalada de Energia Elétrica do SIN em 31-12-2014	20
1.3	Complementaridade Anual das Diversas Fontes de Geração	21
1.4	Diagrama Esquemático das Usinas Hidroelétricas do SIN	22
1.5	Representação do Sistema	23
1.6	Característica Hidrológica entre os subsistemas	23
1.7	Dilema do Operador	24
1.8	Função de Custo Imediato, Custo Futuro e Custo Total	25
1.9	Modelagem do Sistema Hidrotérmico no Planejamento da Operação	26
2.1	Representação do Sistema Equivalente de Energia	33
2.2	Fluxograma do Modelo Newave (Fonte: CCEE).	37
2.3	Relação entre os Módulos do Modelo SUIISHI-O	41
3.1	Fluxograma de Otimização	44
3.2	Fluxograma Geral do Programa MIUH	46
3.3	Fluxograma do Processo de Otimização	47
3.4	Representação da Geração Térmica	49
3.5	Representação do Sistema	54
3.6	Exemplo de uma Função de Custo Futuro	56
3.7	Exemplo de Função Logística ou Sigmoide	60
3.8	Influência do Parâmetro B da Função Sigmoide	61
3.9	Influência do Parâmetro A da Função Sigmoide	61
3.10	Influência do Parâmetro C da Função Sigmoide	62

3.11	Influência do Parâmetro M da Função Sigmoide	62
3.12	Polinômio da Usina Furnas	63
3.13	Polinômio da Usina M. Moraes	63
3.14	Polinômio da Usina A. S. Oliveira	64
3.15	Sigmoide Ajustada ao Polinômio da Usina Furnas	65
3.16	Sigmoide Ajustada ao Polinômio da Usina M. Moraes	66
3.17	Sigmoide Ajustada ao Polinômio da Usina A. S. Oliveira	66
4.1	Mercado do SIN	68
4.2	Geração PCH do SIN	68
4.3	Evolução do Custo de Operação do SIN	69
4.4	Evolução dos Custos de Operação dos Subsistemas	69
4.5	Energia Armazenada do SIN	70
4.6	Energia Armazenada dos Subsistemas	70
4.7	Geração Hidráulica do SIN	71
4.8	Geração Hidráulica dos Subsistemas	71
4.9	Geração Térmica do SIN	72
4.10	Geração Térmica dos Subsistemas	72
4.11	Déficit do SIN	73
4.12	Déficit dos Subsistemas	73
4.13	Custo Marginal de Operação do SIN	74
4.14	Custo Marginal de Operação dos Subsistemas	74
4.15	Topologia das Usinas do Rio Paranaíba	74
4.16	Produtibilidade da Usina Itumbiara	75
4.17	Produtibilidade da Usina Cachoeira Dourada	75
4.18	Produtibilidade da Usina São Simão	75
4.19	Vazão Turbinada da Usina Itumbiara	76

4.20	Vazão Turbinada da Usina Cachoeira Dourada	76
4.21	Vazão Turbinada da Usina São Simão	76
4.22	Vazão Vertida da Usina Itumbiara	77
4.23	Vazão Vertida da Usina Cachoeira Dourada	77
4.24	Vazão Vertida da Usina São Simão	77
4.25	Vazão Vertida da Usina Emborcação	78
4.26	Volume Armazenado da Usina Itumbiara	78
4.27	Volume Armazenado da Usina Cachoeira Dourada	79
4.28	Volume Armazenado da Usina São Simão	79
4.29	Valor da Água para as Usinas	79
4.30	Pontos de Operação da Função Sigmoide	80
4.31	Comparação da Energia Armazenada do SIN	80
4.32	Volume Armazenado da Usina Batalha	81
4.33	Produtibilidade da Usina Batalha	81
4.34	Vazão Turbinada da Usina Batalha	81
4.35	Vazão Vertida da Usina Batalha	82
4.36	Verificação do Atendimento a Restrição de Volume Mínimo para Vertimento da Usina de Barra Grande	82
4.37	Energia Armazenada do SEB - PDDE vs PDE-CHULL	83
4.38	Geração Hidráulica do SEB - PDDE vs PDE-CHULL	84
4.39	Geração Térmica do SEB - PDDE vs PDE-CHULL	84
4.40	Déficit do SEB- PDDE vs PDE-CHULL	85
4.41	CMO do SEB - PDDE vs PDE-CHULL	85
4.42	Energia Armazenada do SEB - PNL vs PL	86
4.43	Geração Hidráulica do SEB- PNL vs PL	87
4.44	Geração Térmica do SEB- PNL vs PL	87

4.45 Déficit do SEB- PNL vs PL	88
4.46 CMO do SEB- PNL vs PL	88

Lista de Tabelas

3.1	Representação dos Indivíduos	65
-----	--	----

Nomenclatura

α_{t+1}	Custo futuro associado ao período t ; (R\$)
β	Taxa de desconto;
$\pi_{EAF p j, s}^{t+1}$	Coefficiente do j -ésimo corte construído no período $t + 1$ associado a afluência do p -ésimo período passado ao subsistema s ;
$\pi_{v j, s}^{t+1}$	Coefficiente do j -ésimo corte construído no período $t + 1$ associado ao armazenamento do subsistema s ;
$\rho_{i, s}^t$	Produtibilidade da usina i do subsistema s associada ao volume final do período t ; ($MWmes/m^3/s$)
$A_{i, s}$	Parâmetro sigmoide da usina i do subsistema s ;
$ALTQUEDA_{i, s}^t$	Altura de queda da usina i do subsistema s no período t ; (m)
$B_{i, s}$	Parâmetro sigmoide da usina i do subsistema s ;
$C_{i, s}$	Parâmetro sigmoide da usina i do subsistema s ;
CD_s	Custo de déficit associado ao subsistema s . (R\$/MWh)
$COTAJUS_{i, s}^t$	Cota jusante da usina i do subsistema s no período t ; (m)
$COTAMON_{i, s}^t$	Cota montante da usina i do subsistema s no período t ; (m)
$CT_{s, n}^t$	Custo da usina térmica n do subsistema s no período t ; (R\$/MWh)
D_s^t	Demanda a ser atendido no subsistema s no período t ; ($MWmes$)
def_s^t	Déficit do subsistema s para o período t ; ($MWmes$)
$disc$	Número de discretizações do reservatório;
$EARM_s^{t+1}$	Energia armazenada do subsistema s no período $t + 1$; ($MWmes$)

ENA_s^{t-p+1}	Energia natural afluyente do subsistema s associada ao período $t - p + 1$; ($MWmes$)
$ENGOL_{i,s}^t$	Engolimento máximo da usina i do subsistema s no período t ; (m^3/s)
exc_s^t	Excesso de energia do subsistema s no período t ; ($MWmes$)
$FATOR$	Fator de conversão de m^3/s em hm^3 ;
$gt_{s,n}^t$	Geração da usina térmica n do subsistema s no período t ; ($MWmes$)
$GTMAX_{s,n}$	Geração térmica máxima da usina n do subsistema s . ($MWmes$)
$GTMIN_{s,n}$	Geração térmica mínima da usina n do subsistema s . ($MWmes$)
$int_{j,s}^t$	Intercâmbio de energia que chega ao subsistema s a partir do chega ao nó fictício j no período t ; ($MWmes$)
$int_{s,j}^t$	Intercâmbio de energia que chega ao chega ao nó fictício j a partir do subsistema s no período t ; ($MWmes$)
$int_{s,ss,s \neq ss}^t$	Intercâmbio de energia que chega ao subsistema ss a partir do subsistema s no período t ; ($MWmes$)
$int_{ss,s,s \neq ss}^t$	Intercâmbio de energia que chega ao subsistema s a partir do subsistema ss no período t ; ($MWmes$)
$INTMAX_{s,ss,s \neq ss}^t$	Intercâmbio máximo do subsistema s para o subsistema ss no período t ; ($MWmes$)
$M_{i,s}$	Parâmetro sigmoide da usina i do subsistema s ;
M_i	Conjunto de usinas a montante da usina i ;
n	Número de variáveis de estado do problema;
$naflu$	Número de cenários de afluência ou energia afluyente considerado;
$NPARp$	Ordem máxima do PAR(p);
$nper$	Número total de períodos de estudos;
$NSIS$	Número de subsistemas;
$NTER_s$	Número de usinas térmicas do subsistema s ;

$NUSI_s$	Número de usinas hidráulicas do subsistema s ;
$PCV_{i,j}$	Coefficientes j do polinômio cota-volume de quarto grau da usina i ;
PD	Número total de problemas de programação linear;
$PERDAHIDR_{i,s}$	Perda hidráulica da usina i do subsistema s ; (m)
$PRODESP_{i,s}$	Produtibilidade específica da usina i do subsistema s ; ($MW/m^3/s/m$)
$QDEF_{i,s}^t$	Vazão defluente da usina i do subsistema s no período t ; (m^3/s)
QI_i^t	Vazão incremental a usina i do subsistema s no período t ; (m^3/s)
$Qmin_i$	Vazão mínima obrigatória da usina i do subsistema s ; (m^3/s)
va_i^{t+1}	Volume armazenado da usina i do subsistema s no final do período t ; (hm^3)
VA_i^t	Volume armazenado da usina i do subsistema s no início do período t ; (hm^3)
$Vevap_i^t$	Volume evaporado do reservatório da usina i do subsistema s no período t ; (hm^3)
$VMAX_{i,s}$	Volume máximo da usina i do subsistema s ; (hm^3)
$VMIN_{i,s}$	Volume mínimo da usina i do subsistema s ; (hm^3)
$VMINvert_{i,s}$	Volume mínimo para vertimento da usina i do subsistema s ; (hm^3)
$vt_{i,s}^t$	Volume turbinado da usina i do subsistema s no período t ; (hm^3)
vv_i^t	Volume vertido da usina i do subsistema s no período t ; (hm^3)
w_j	Termo constante do j -ésimo Corte de Benders; ($R\$$)
z_t	Custo de operação do período t ;
CAR	Curva de Aversão ao Risco
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CMO	Custo Marginal de Operação
EA	Energia Armazenada
EAmx	Energia Armazenada Máxima

ENA	Energia Natural Afluente
EPE	Empresa de Pesquisas Energéticas
FCF	Função de Custo Futuro
MME	Ministério de Minas e Energia
PD	Programação Dinâmica
PDDD	Programação Dinâmica Dual Determinística
PDDE	Programação Dinâmica Dual Estocástica
PDE	Programação Dinâmica Estocástica
PEN	Plano Anual de Operação Energética
PL	Programação Linear
PMO	Programa Mensal da Operação
POO	Programação Orientada a Objetos
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional

1 Introdução

1.1 Contextualização do Problema

A energia elétrica na sociedade moderna é um insumo de grande importância, uma vez que sua versatilidade de utilização garante o uso nas mais distintas áreas para o atendimento das necessidades gerais da sociedade. O crescimento do consumo de energia está associado ao desenvolvimento industrial e econômico, e à disponibilidade de geração de energia que é um pilar no processo de crescimento econômico e tecnológico de um país.

O atendimento às crescentes demandas de energia elétrica exige a expansão da oferta de geração. O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) é formado por um parque hidrotérmico de geração apresentando uma matriz energética baseada principalmente em geração hidráulica, sendo as outras fontes de energia utilizadas como complemento energético, agregando confiabilidade e custo ao sistema. A Figura 1.1 mostra algumas fontes alternativas de energia que estão sendo inseridas na matriz energética ao longo dos últimos anos.

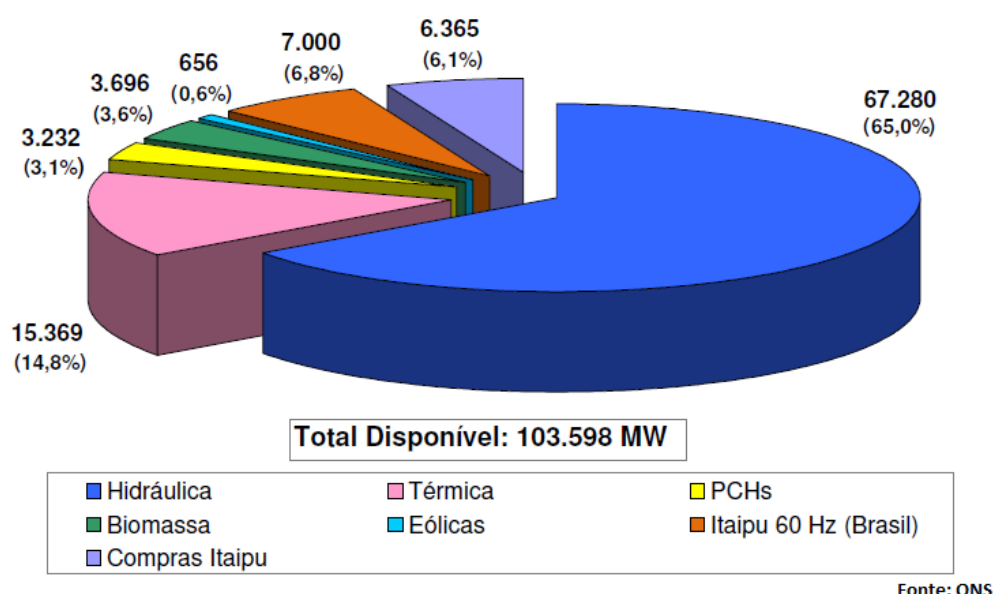


Figura 1.1: Capacidade Instalada de Energia Elétrica do SIN em 31-12-2009

De acordo com o Plano Anual de Operação Energética (PEN) de 2010, o Sistema Interligado Nacional (SIN) sofrerá uma expansão da geração de energia prevista de 178 novos empreendimentos entre maio de 2010 e dezembro de 2014, sendo 21 novas Usinas Hidroelétricas, 48 Usinas Térmicas, 71 Usinas Eólicas, 31 Usinas a Biomassa e 7 Pequenas Centrais Hidroelétricas. Desta forma, as hidroelétricas terão a participação reduzida no total da potência instalada do SIN de 81% em dezembro de 2009 para 71 % em dezembro de 2014 (ONS, 2010a).

A participação das fontes termoelétricas, todavia, aumentará, nos próximos 5 anos, de 15.112 MW (14,6%) para 27.382 MW (21,0%), assim como as fontes Eólica, com um aumento de 373%, passando de 656 MW (0,6%) para 2.445 MW (2,4%), e Biomassa, com um aumento de 83%, passando de 3.953 MW (3,8%) para 7.229 MW (5,5%). Ao final do ano de 2014 o sistema passará a ter um total de 130 GW de potência instalada como apresentado na Figura 1.2 (ONS, 2010a).

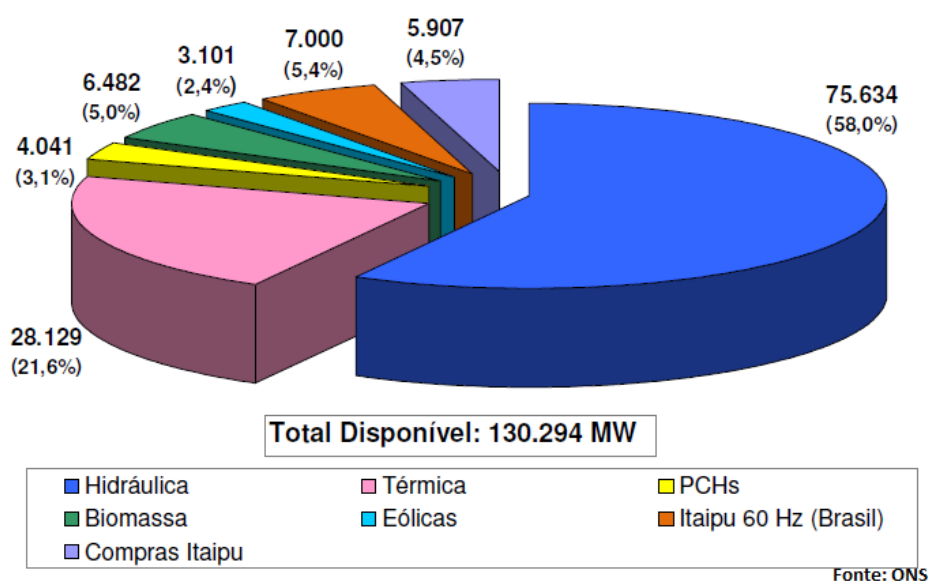


Figura 1.2: Capacidade Instalada de Energia Elétrica do SIN em 31-12-2014

O aumento da produção de energia utilizando fontes alternativas à hídrica tem recebido estímulos do governo, com o objetivo de reduzir os impactos ambientais negativos, à promoção de desenvolvimento sustentável e à diminuição de riscos hidrológicos no suprimento de energia elétrica do país.

Um ponto importante abordado no PEN 2010 é com relação à complementaridade da oferta de energia relacionada com a inclusão da geração das fontes alternativas, como biomassa e eólicas, que apresentam maior disponibilidade exatamente no período seco do SIN, sendo, portanto, complementares à oferta hídrica, ou seja, fontes que desempenham o papel de “reservatórios

virtuais”, exatamente no período seco. Desta forma, a diversificação da produção de energia ao longo do ano permite reduzir o efeito da sazonalidade da oferta hídrica como mostra a Figura 1.3. Porém as usinas térmicas flexíveis ou não também desempenham papel importante na segurança operativa do SIN, pois são despachadas com a finalidade de garantir os estoques de água nos reservatórios durante período seco, proporcionando maior segurança ao sistema (ONS, 2010a).

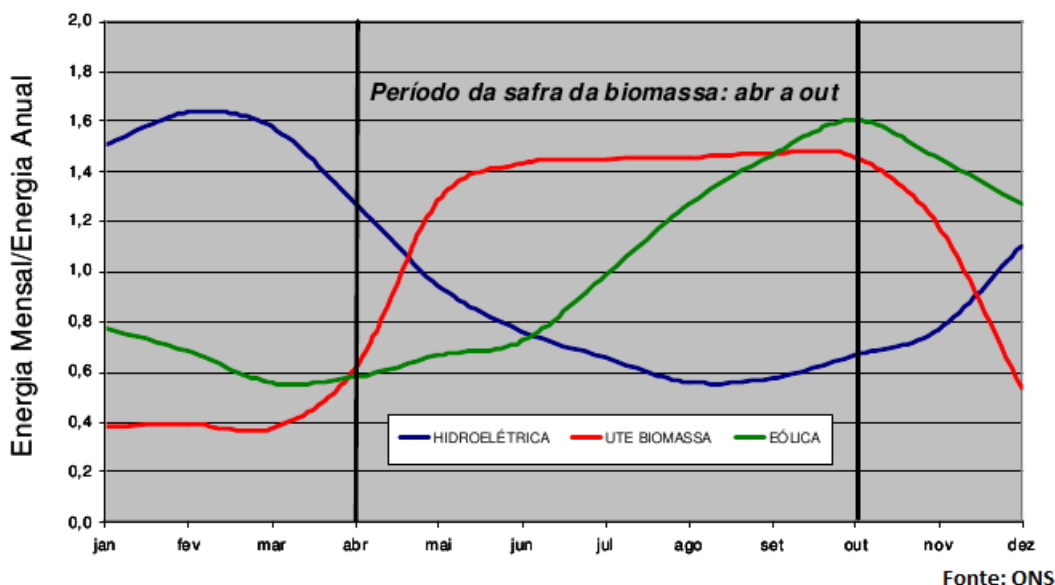


Figura 1.3: Complementaridade Anual das Diversas Fontes de Geração

Além da predominância de fontes hidráulicas, o parque gerador do SIN apresenta alguns aspectos peculiares que o diferenciam de outros sistemas, como a presença de 12 grandes bacias hidrográficas com um grande número de aproveitamentos, com afluências com alto grau de sazonalidade e elevado nível de incertezas, além de um forte acoplamento entre os aproveitamentos hidráulicos. A Figura 1.4 ilustra a topologia das usinas hidráulicas no SIN.

Devido a grande predominância das usinas hidroelétricas, e do sistema ser fortemente dependente das afluências futuras, é necessário realizar o planejamento da operação a fim de minimizar o valor esperado do custo de operação no período de planejamento, atendendo à demanda dentro de um limite estabelecido de confiabilidade, com certo grau de risco, mesmo em situações hidrológicas desfavoráveis, através da redução e priorização do consumo de combustíveis (FORTUNATO et al., 1990).

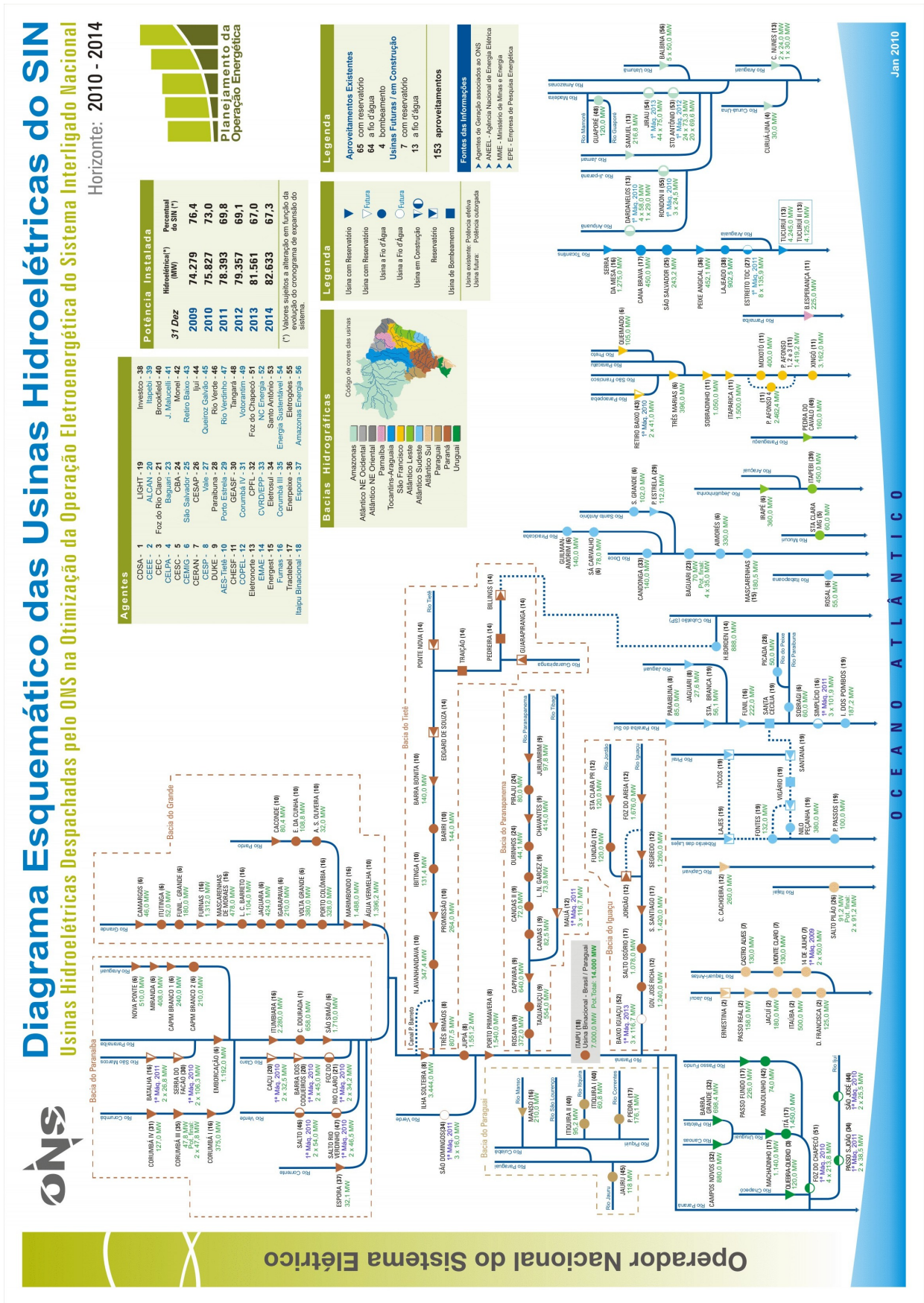


Figura 1.4: Diagrama Esquemático das Usinas Hidroelétricas do SIN

O planejamento da operação é feito levando em conta as interdependências operativas entre as usinas, bem como a interconexão entre os subsistemas e a integração dos recursos de geração e transmissão no atendimento a carga total do sistema. No Brasil, o sistema é subdividido em subsistemas ou sistemas equivalentes como mostra a Figura 1.5.



Figura 1.5: Representação do Sistema

Além disso, o planejamento contribui para a regularização de aflúncias, além do controle das cheias nos períodos úmidos, visto que o Brasil apresenta um território de grandes proporções com regimes complementares entre as bacias hidrográficas, como apresentado na Figura 1.6.

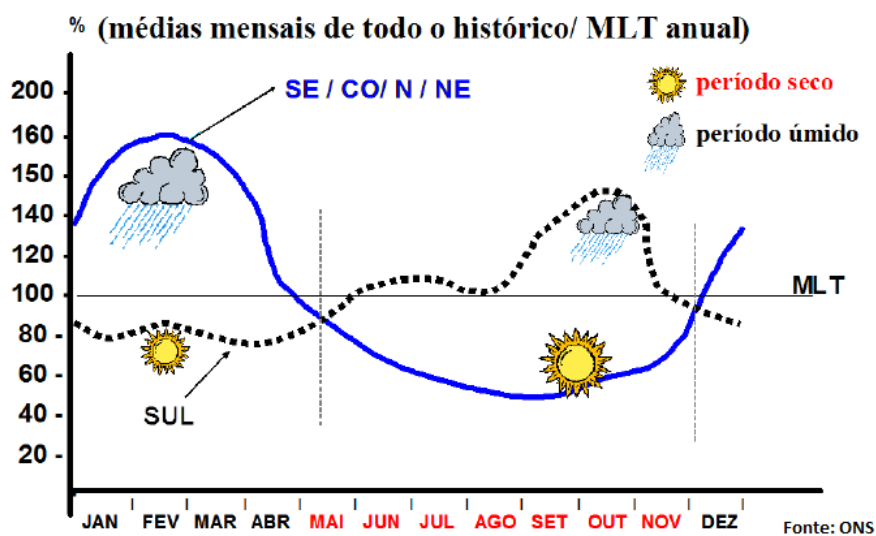


Figura 1.6: Característica Hidrológica entre os subsistemas

Os sistemas hídricos com complementaridade térmica possuem características bem distintas dos sistemas puramente térmicos, dentre as quais se destacam (MARCATO, 2002; MORAES, 2007):

- Estocasticidade: relacionada com a incerteza em relação às afluições futuras, que se tornam mais significativas quanto maior for o horizonte do planejamento;
- Acoplamento espacial da operação: a construção de usinas hidráulicas em cascata, ou seja, no leito de um mesmo rio, faz com que a operação de uma usina, à montante interfira na operação das usinas à jusante (TERRY et al., 1986), diferentemente das usinas térmicas que apresentam a operação independente;
- Acoplamento temporal da operação: a decisão da utilização dos recursos hídricos em um mês pode ocasionar efeitos indesejados nos meses subsequentes, tais como o não suprimento da carga (déficit) ou mesmo o vertimento de água dos reservatórios, que representa um desperdício de energia.

Considerando que a disponibilidade de volume armazenado em um subsistema é limitada pela capacidade dos seus reservatórios, cujas afluições futuras são desconhecidas, então uma decisão de operação deve ser função das consequências futuras desta decisão.

Como existe uma relação entre a decisão tomada em um estágio qualquer e sua consequência futura, se, no presente, utilizarmos muita água dos reservatórios e futuramente um baixo regime pluviométrico vier a acontecer, provavelmente será necessária a utilização de geração térmica para o atendimento da demanda e ainda com risco elevado do não atendimento da demanda de energia.

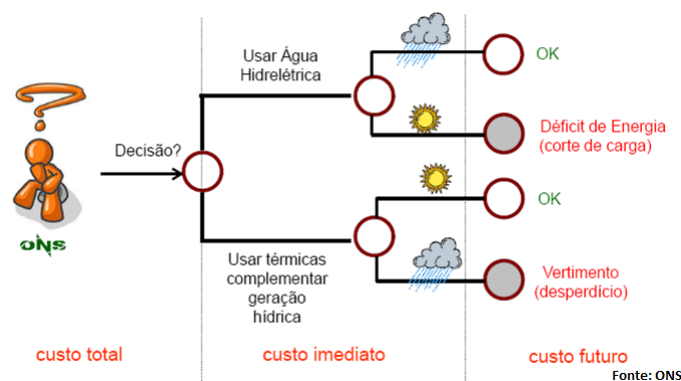


Figura 1.7: Dilema do Operador

Caso contrário, se mantivermos o nível dos reservatórios elevado, usando geração térmica preventiva, e ocorrerem altos índices pluviométricos, haverá vertimento de energia no sistema.

Tanto uma situação, quanto a outra, explicita a consequência do acoplamento temporal na operação do problema. A Figura 1.7 ilustra o “dilema do operador”.

Este processo decisório faz com que o custo de operação seja composto pelo custo presente mais o custo futuro. Na Figura 1.8 podem ser observadas as curvas que representam o custo imediato, futuro e total, em função do nível de armazenamento final de um determinado estágio.

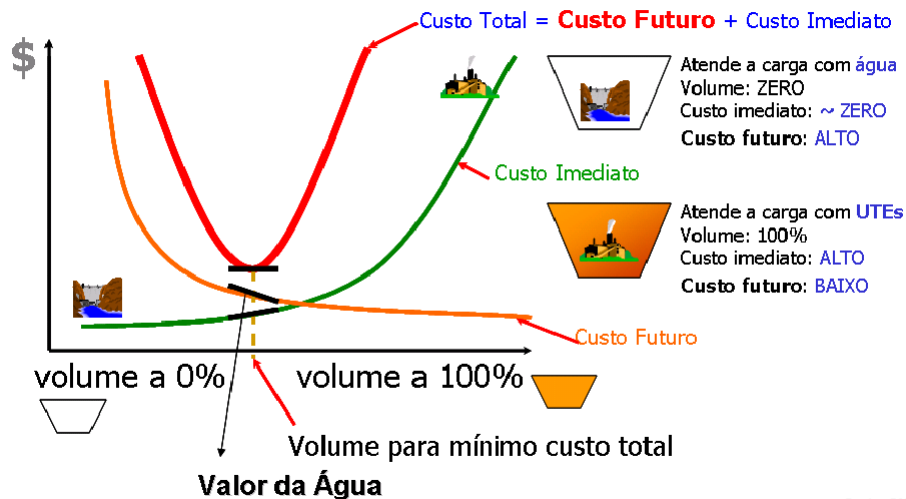


Figura 1.8: Função de Custo Imediato, Custo Futuro e Custo Total

Observa-se que o problema pode ser visto em função das curvas propostas, onde a diminuição do custo imediato, através do deplecionamento dos reservatórios e economia de combustíveis das térmicas, implica em um aumento do custo futuro. Por outro lado, uma economia de água no estágio atual através da geração térmica, com um consequente aumento no custo do estágio atual, reflete-se na diminuição dos custos relacionados a estágios futuros.

O objetivo do problema passa a ser a determinação dos montantes de geração hidráulica e térmica que apresentem o menor custo total de operação. Têm-se associado também o problema da incerteza quanto à afluência disponível em um momento futuro, não sendo possível precisar o volume de água disponível para geração de eletricidade disponível em um horizonte futuro.

Estas características fazem com que o problema seja de alta complexidade, e, portanto, de difícil solução. Para tratar a complexidade, o problema do planejamento da operação é subdividido em diversas etapas, representando diferentes horizontes, cada qual com determinado nível de simplificação. Inicialmente, divide-se o problema em Planejamento da Expansão e Planejamento de Operação.

Na expansão, são considerados horizontes mais longos, como por exemplo, 10, 20 ou até

30 anos. Já no planejamento da operação são representados horizontes mais curtos, indo desde a programação diária até o planejamento de médio prazo, com um horizonte de 5 anos (MARCATO, 2002). As diversas etapas do planejamento da operação são representadas na Figura 1.9 (Fonte: ONS, adaptado pelo autor).

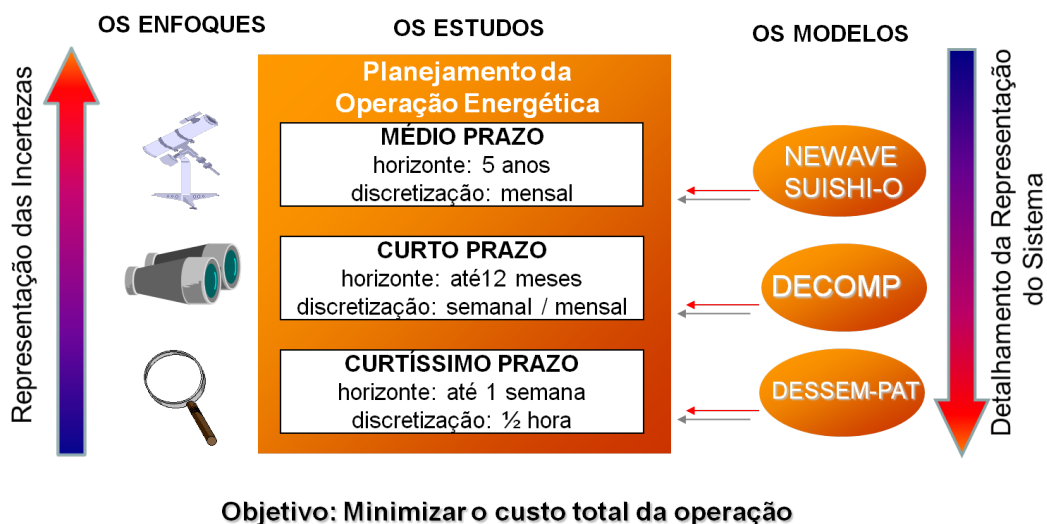


Figura 1.9: Modelagem do Sistema Hidrotérmico no Planejamento da Operação

Cada uma das etapas é descrita a seguir (MARCATO, 2002):

- **Planejamento da operação de médio 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 subsistemas podem trocar energia entre si até um limite máximo de intercâmbio. Desta etapa resulta uma função multivariada que define o valor econômico da energia armazenada em função dos níveis de armazenamento e afluências aos meses passados, chamada Função de Custo Futuro (FCF).
- **Planejamento da operação de curto prazo:** o horizonte, neste caso, é de alguns meses e a incerteza relacionada às afluências aos reservatórios é representada através de uma árvore de vazões, porém o primeiro mês as vazões são determinísticas. 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;

- **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 FCF gerada pelo modelo de curto prazo no estágio que coincide com o último estágio no modelo de programação diária é utilizada para definir a meta de geração de cada unidade geradora.

Atualmente os modelos adotados oficialmente pelo setor elétrico brasileiro são: para a programação diária da operação, o modelo DESSEM-PAT; para o planejamento da operação de curto prazo, o DECOMP; e para o médio prazo, o NEWAVE e o modelo SUIISHI-O (MACEIRA et al., 2002). Estes modelos foram desenvolvidos pelo CEPEL e são utilizados oficialmente pelo Setor Elétrico Brasileiro (SEB). O modelo NEWAVE é baseado na Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) para determinar a política de operação que minimize o custo esperado de operação com um horizonte de estudo que se estende até 5 anos à frente, com discretização mensal. Para tal, se utiliza o modelo auto-regressivo periódico implementado no modelo GEVAZP para geração de cenários de afluições sintéticas permitindo a simulação da operação de até 2000 séries sintéticas de energia afluyente, e as usinas são representadas de forma agregada em sistemas equivalentes de energia interligados por troncos de transmissão. Como resultado, o modelo fornece uma função de custo futuro que é utilizada pelo modelo SUIISHI-O, no médio prazo e pelo modelo de curto prazo DECOMP.

No planejamento de médio prazo, as usinas são representadas agregadas em reservatórios equivalentes de energia, porém é de interesse determinar também o despacho das usinas individualizadas. Com o objetivo de desagregar as metas de geração dos subsistemas, o modelo SUIISHI-O foi desenvolvido. O modelo SUIISHI-O utiliza as funções de custos futuros obtidas pelo modelo NEWAVE e através de heurísticas realiza a simulação do sistema de forma individualizada. Além da simulação do sistema de forma individualizada o modelo SUIISHI-O permite a realização do cálculo de energia assegurada e energia firme.

O modelo DECOMP também utiliza a PDDE, mas com um horizonte de estudo reduzido para no máximo 12 meses, sendo que a discretização do primeiro mês é semanal, e dos estágios seguintes, é mensal. Este horizonte de estudo é denominado de curto prazo. O DECOMP utiliza, em seu primeiro mês de estudo, previsões semanais de afluições em cada usina do sistema pelo Modelo PREVIVAZ e, nos demais, afluições mensais geradas para cada usina pelo mesmo modelo auto-regressivo periódico GEVAZP. Neste horizonte, as características físicas das usinas

e do sistema elétrico são mais detalhadas (DIAS, 2010).

Para a programação diária da operação, o SEB utiliza um modelo baseado em Programação Dinâmica Dual Determinística (PDDD), denominado DESSEM-PAT, em um horizonte de duas semanas, com discretização semi-horária na primeira e horária na segunda, considerando, ao final desse período, a função de custo futuro calculada pelo modelo de curto prazo. Este modelo tem como meta representar com detalhes as restrições de usinas hidrelétricas e térmicas. A transmissão pode ser modelada por uma representação linearizada da rede elétrica ou apenas pelos limites de intercâmbio entre os subsistemas (RODRIGUES et al., 2001).

Este trabalho propõe um Modelo Individualizado de Usinas Hidrelétricas (MIUH) aplicado ao planejamento de médio prazo para a obtenção da política de operação do sistema hidrotérmico utilizando técnicas de otimização não linear. As não linearidades do problema estão na representação das produtibilidades das usinas hidráulicas que dependem do volume do reservatório e da vazão defluente, além de restrições não lineares referentes ao volume mínimo para vertimento das hidrelétricas. Além disso, a consideração do polinômio nível jusante no modelo proposto foi realizada através de uma função sigmoide, cujos parâmetros foram ajustados através de um algoritmo genético.

Para solucionar o problema de otimização foi utilizado o software LINGO (LINGO, 2008) que apresenta a implementação de técnicas de programação linear, não linear, linear inteira mista, dentre outras, capazes de solucionar o problema.

Desta forma, este trabalho apresenta os resultados obtidos na determinação da estratégia de operação de sistemas hidrotérmicos de grande porte, a partir do modelo MIUH desenvolvido no presente trabalho, e os resultados são comparados com os do modelo SUISHI-O.

Considerando que a empresa de geração do SEB, Duke Energy Geração Paranapanema, possui licença de uso dos softwares SUISHI-O e NEWAVE e que existe uma cooperação técnica entre esta empresa e o PPEE/UFJF, foi possível que os modelos SUISHI-O/NEWAVE fossem executados pela Duke Energy e, em seguida, que os arquivos contendo os resultados das simulações fossem enviados para o PPEE-UFJF. Este procedimento viabilizou a comparação dos resultados fornecidos pelos modelos SUISHI-O e MIUH. O objetivo das comparações foi apenas verificar a robustez computacional e a coerência das respostas fornecidas pelo modelo MIUH.

1.2 Publicações Decorrentes da Pesquisa

Publicações em periódicos

“*Stochastic Dynamic Programming Applied to Hydrothermal Power Systems Operation Planning Based on the Convex Hull Algorithm*”, *Mathematical problems in Engineering*, vol. 2010, ISSN: 1024-123X, doi: 1155/2010/390940, 2010.

Publicações em eventos

“*Processamento Paralelo e Algoritmo de Fechos Convexos na Programação Dinâmica Estocástica Aplicada ao Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos*”, XVIII Congresso Brasileiro de Automática (CBA), Bonito, MS, Brasil, setembro de 2010.

“*Metodologia Não Linear para o Cálculo da Energia Firme das Usinas Hidrelétricas*”, XVIII Congresso Brasileiro de Automática (CBA), Bonito, MS, Brasil, setembro de 2010.

“*Programação dinâmica estocástica aplicada ao planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro através do uso de processamento paralelo*”, 42º Simpósio Brasileiro de Pesquisas Operacional (SBPO), Bento Gonçalves, RS, Brasil, agosto de 2010.

Trabalhos aceitos para publicação em eventos

“*Comparação entre as programações dinâmica estocástica e dinâmica dual estocástica na formação de preços de energia em sistemas hidrotérmicos de grande porte*”, XXI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica — SNPTEE, 2011, Florianópolis, SC, Brasil.

Trabalhos submetidos a periódicos

“*Modelo de Rateio do Bloco Hidráulico para o Planejamento Hidrotérmico de Médio Prazo Baseado em PNL*”, Sociedade Brasileira de Automática, SBA.

1.3 Estrutura da Dissertação

No presente Capítulo foi realizada a revisão bibliográfica e definido o objetivo principal deste trabalho. O Capítulo 2 abordará a otimização do despacho hidrotérmico de médio prazo,

dando maior enfoque às metodologias atuais que utilizam os modelos NEWAVE e SUIISHI-O, desenvolvidos pelo CEPEL.

O Capítulo 3 apresenta o Modelo Individualizado de Usinas Hidráulicas no planejamento hidrotérmico de médio prazo proposto por este trabalho. Neste capítulo também será discutida a metodologia proposta, suas premissas e seu mecanismo de funcionamento.

O Capítulo 4 traz os resultados, obtidos utilizando-se a metodologia desenvolvida comparado ao modelo oficial, aplicado a um caso de estudo do Sistema Interligado Brasileiro.

O Capítulo 5 apresenta as conclusões do trabalho e sugestões para trabalhos futuros.

2 Modelos Computacionais para o Despacho a Usinas Individualizadas no Médio/Longo Prazo

2.1 Modelo de Planejamento do SEB

O planejamento da operação visa determinar estratégias de operação que minimizem o custo esperado de operação (custo imediato mais custo futuro) com o uso racional dos recursos disponíveis. O SEB é muito complexo, visto as grandes dimensões territoriais, com grandes bacias hidrográficas interligadas eletricamente e grandes reservatórios que proporcionam capacidade de regularização plurianual. Todos estes fatores aumentam a complexidade do problema.

O planejamento e coordenação dos recursos energéticos eram realizados, entre 1974 a 1978, utilizando-se um método determinístico denominado Método da Curva Limite Inferior do Armazenamento, baseado na pior seca já ocorrida no histórico de vazões, que representava o mínimo armazenamento necessário para o atendimento da demanda, com o mínimo de complemento de geração térmica (ZAMBELLI, 2009).

Em 1977, a Eletrobrás e o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) concluíram o desenvolvimento de um modelo baseado em Programação Dinâmica Estocástica (PDE). A PDE consiste na aplicação da Programação Dinâmica (PD) a problemas nos quais o futuro é modelado como um conjunto de cenários possíveis (SOUZA, 2008). Este modelo foi adotado, após intensa validação, a partir de 1979 (TERRY et al., 1986). Cabe ressaltar que o modelo desenvolvido não considerava o intercâmbio entre as regiões do sistema hidrotérmico brasileiro como variável de decisão do problema, já que o Brasil era formado por sistemas isolados de energia.

A Programação Dinâmica pode ser caracterizada como um processo sequencial de tomada de decisões, onde uma decisão ótima atual está ligada a um conjunto de acontecimentos futuros. A base da PD parte do “princípio de otimalidade de Bellman”, ou seja, que a otimalidade

global pode ser obtida através da otimização das decisões em cada estágio (local) do problema (BELLMAN, 1957). Desta forma, o problema é resolvido em sentido contrário, ou seja, tomando como início o último estágio de decisão e realizando a recursão no tempo, onde em cada estágio são consideradas as decisões e consequências futuras.

Assim, a decisão de manter um reservatório com um determinado armazenamento, através de um volume deplecionado qualquer, poderá ter sido acertada ou não dependendo da sequência de afluições que chegará ao reservatório e da estratégia que se utilize para a sua operação, caracterizando assim o problema de natureza estocástica devido a grande incerteza em relação às afluições futuras.

Uma grande desvantagem do uso da PD é a chamada “Maldição da Dimensionalidade” (BELLMAN, 1957), resultante da necessidade da enumeração exaustiva de todas as possibilidades que crescem exponencialmente com o número de variáveis de estado do problema. Entretanto, a abordagem para o planejamento energético através da PDE sofre ainda mais com este problema do que a sua versão determinística, uma vez que o número de cenários futuros aumenta o número de combinações dos estados do problema. O número de problemas de programação linear resolvidos no processo da PDE é em tese determinado pela seguinte equação:

$$PD = nper \times naflu \times disc^n \quad (2.1)$$

onde:

<i>PD</i>	Número total de problemas de programação linear;
<i>nper</i>	Número total de períodos de estudos;
<i>naflu</i>	Número de cenários de afluição ou energia afluenta considerado;
<i>disc</i>	Número de discretizações do reservatório;
<i>n</i>	Número de variáveis de estado do problema;

No problema abordado, pelo menos dois tipos de variáveis de estados são representados: o armazenamento dos reservatórios e a tendência hidrológica (informações sobre as vazões ou energias passadas).

Devido ao problema da “Maldição da Dimensionalidade” em abordagens do planejamento no médio prazo, as usinas não são consideradas no problema de forma individualizada, mas sim agrupadas em sistemas equivalentes reduzindo assim o número de combinações do problema e consequentemente reduzindo drasticamente o esforço computacional exigido para a solução do mesmo.

O sistema equivalente de energia é, portanto, uma metodologia utilizada para agregar diversas usinas com reservatório e a fio d'água em sistemas maiores. A partir das características das usinas, das afluências e do acoplamento hidráulico existente entre as usinas hidrelétricas, podem ser calculados os parâmetros que refletem as características, o estado e as limitações dos sistemas equivalentes em termos de energia.

Os principais parâmetros associados a um sistema equivalente de energia são:

- Energia Armazenável Máxima – E_{Amax}
- Energia Armazenada – EA
- Energia Natural Afluente – ENA,
- Energia fio d'água – E_{fio}
- Energia Controlável – EC
- Energia Evaporada – E_{evap}
- Energia de Vazão Mínima – E_{Vmin}.

A Figura 2.1 ilustra os componentes de um modelo de reservatório equivalente.

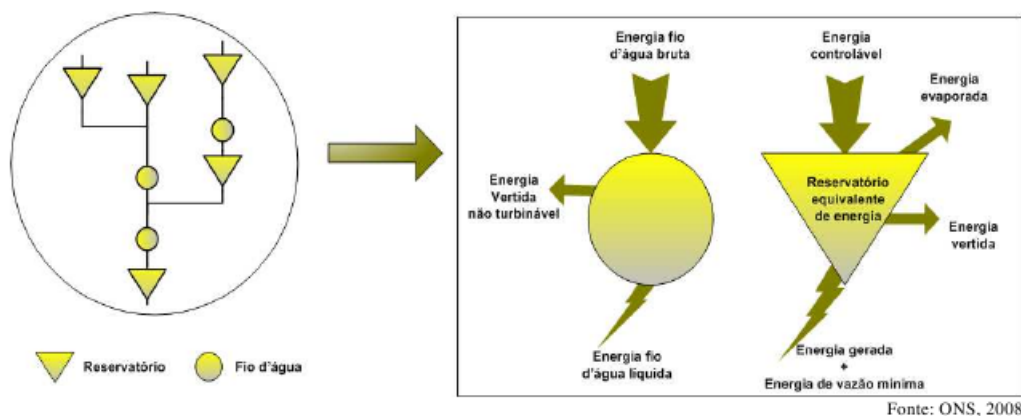


Figura 2.1: Representação do Sistema Equivalente de Energia

A representação em sistemas equivalentes de energia pressupõe uma condição hidrológica semelhante para as diferentes usinas que compõem um mesmo sistema equivalente (ou subsistema), além de assumir que as usinas que compõem o sistema estão operando em paralelo, ou seja, o percentual do armazenamento das usinas são iguais. Entretanto, na modelagem atual

este princípio é aplicado com aproximações, perda de representação real (individual) das usinas hidráulicas, a partir do momento em que os sistemas equivalentes possam ser formados por mais de uma (sub)bacía e assim apresentar comportamentos distintos entre si.

Com a ampliação do sistema de transmissão brasileiro, ocorrida ao longo dos anos, o sistema foi interligado e, portanto, a operação em uma determinada região influencia a operação de outra região; com isso, o sistema passou a ser representado de forma global, através dos intercâmbios de energia, resultando no aumento do número de combinações de estados operativos. Este aspecto tornou a metodologia disponível inviável para a realização do planejamento da operação do SIN (KLIGERMAN, 1992).

Com isso, vários estudos foram realizados com o objetivo de considerar os intercâmbios como variáveis de decisão no problema de otimização. Em 1985, foi proposta a Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE), (PEREIRA; PINTO, 1985; PEREIRA, 1989), para o planejamento da operação energética. Esta metodologia utiliza a técnica de Decomposição de Benders (BENDERS, 1962) buscando encontrar estratégias ótimas para a operação dos subsistemas interligados, enquanto as afluências são tratadas a partir de um modelo auto-regressivo periódico (HIPEL; MCLEOD, 1994; MONDAL; WASIMI, 2006).

Desta forma, os reservatórios do SIN são agregados em 4 reservatórios (ou sistemas) equivalentes de energia com a finalidade de evitar o “Maldição da Dimensionalidade” (ARVANITIDIS; ROSING, 1970; POWELL, 2007). Esta metodologia deu origem ao modelo denominado NEWAVE, utilizado atualmente pelo SEB para a determinação de estratégias ótimas de operação em médio prazo (CEPEL, 2001; DIAS, 2010).

Portanto, o problema da operação hidrotérmica no planejamento energético é representado por um problema de otimização, onde em cada estágio é resolvido um problema de programação linear, conforme o esquema simplificado apresentado a seguir:

Minimizar: Custo Total de Operação (Custo Imediato + Custo Futuro)

s.a.:

- Equações de Atendimento à Demanda;
- Equações de Balanço Hídrico;
- Restrições Operativas (específicas de usinas hidráulicas ou subsistemas e térmicas, além de limites de intercâmbio);
- Função de Custo Futuro (FCF).

A função objetivo consiste na minimização do custo total de operação, representado pelo custo das usinas termelétricas e eventuais penalizações por cortes no fornecimento de energia. Como o problema é de natureza estocástica, o problema é dividido em vários subproblemas, tantos quantos forem os estágios considerados no horizonte de estudo. A função objetivo do subproblema de um determinado estágio t corresponde a minimizar o custo de operação presente, t , e o custo futuro, que representa o custo de operação desde o estágio seguinte, $t+1$, até o último estágio do horizonte de estudo (CEPEL, 2001; SOUZA, 2008; FERREIRA, 2010).

As restrições do problema de programação linear limitam o conjunto de soluções possíveis e são representadas pelas equações de balanço e as equações de restrições operativas, tais como: Equação de Balanço Hidráulico, Equação de Atendimento à Demanda, Equação de Geração Hidráulica Máxima e Equação dos Nós Fictícios. A Função de Custo Futuro é representada pelas Equações de Cortes de Benders no caso da PDDE.

Os modelos utilizados para o planejamento da operação no médio prazo utilizam a agregação das usinas em reservatórios equivalentes de energia com a finalidade de reduzir o esforço computacional exigido pelos modelos de otimização. Porém, para verificar se a política de operação obtida pelo modelo de decisão estratégica será viável, é necessário desagregar a solução obtida para os reservatórios equivalentes de energia em usinas individualizadas, ou seja, verificar se as usinas que compõem o sistema equivalente serão capazes de atender ao montante de geração hidráulica determinado para o sistema pelo modelo de decisão estratégica.

Com esta finalidade, um modelo de simulação/otimização a usinas individualizadas é atualmente usadas pelo SEB. O modelo SUIISHI-O (CEPEL, 2007) acopla-se ao modelo NEWAVE através de suas funções de custo futuro e, portanto, pode ser usado para desagregar sua solução a usinas individualizadas. Seu módulo de otimização do balanço hidrotérmico entre subsistemas tem como objetivo definir as metas de geração hidráulica para cada subsistema. Isto 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 balanço hídrico, atendimento à demanda, armazenamento máximo, geração hidráulica máxima e também à função de custo futuro, proveniente do modelo NEWAVE. O módulo de simulação a usinas individualizadas tem a finalidade de operar as usinas dos subsistemas atendendo à geração hidráulica definida no módulo de otimização, seguindo faixas operativas estabelecidas para os reservatórios de acumulação das usinas hidrelétricas (CEPEL, 2007).

2.2 Modelo NEWAVE

Em 1993 o CEPEL, atendendo a uma demanda da Eletrobrás, desenvolveu o Modelo NEWAVE (PEREIRA, 2006) para ser utilizado no processo de planejamento da operação de médio prazo. Este modelo tem como objetivo realizar a alocação ótima de recursos térmicos e hídricos, visando à minimização do custo total esperado de operação (MACEIRA et al., 2002) ao longo de um horizonte de estudo (cinco anos discretizados mensalmente). Para isso, o NEWAVE utiliza a técnica de PDDE aliada à configuração do sistema em análise, em sistemas equivalentes (PEREIRA, 2006), no intuito de encontrar uma Função de Custo Futuro (FCF) esperado da operação que represente os impactos das decisões operativas mensais, no custo de operação dos meses subsequentes (MARCATO, 2007).

O Modelo NEWAVE é dividido em quatro módulos, a saber:

1. **Cálculo do Sistema Equivalente de Energia:** Este módulo é responsável por agrupar as usinas do sistema brasileiro, geralmente, em quatro reservatórios ou sistemas equivalentes de energia: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte. Para cada um deles são calculados os seguintes parâmetros (CEPEL, 2001):
 - (a) Energia armazenável máxima;
 - (b) Energia armazenada;
 - (c) Energia controlável afluyente;
 - (d) Energia a fio d'água afluyente;
 - (e) Energia de vazão mínima;
 - (f) Energia evaporada;
 - (g) Energia de volume morto;
 - (h) Energia das usinas submotorizadas;
 - (i) Energia de desvio de água;
 - (j) Geração hidráulica máxima; dentre outros.
2. **Geração de Séries Sintéticas:** Este módulo é responsável pela geração das séries sintéticas de energias naturais afluentes aos subsistemas, baseado na série histórica de vazões. É calculado, para cada subsistema, a energia total afluyente, que é composta pela energia controlável e pela energia de fio d'água. Em seguida ajusta-se o modelo estocástico auto-regressivo periódico, PAR(p), a fim de gerar séries sintéticas de energia que serão utilizadas no cálculo da política de operação e na simulação final (CEPEL, 2001).

3. **Cálculo da Política de Operação Hidrotérmica:** Neste módulo é realizado o cálculo da política ótima de operação do sistema equivalente através da metodologia de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE), levando em consideração também as incertezas nas afluências futuras. O problema de otimização tem como meta a minimização do custo total de operação a cada período, e o processo da PDDE determina iterativamente a função de custo futuro da operação para cada período do planejamento.
4. **Simulação da Operação:** Este módulo tem o objetivo de simular a operação do sistema no horizonte de planejamento, considerando as funções de custo futuro encontradas no módulo anterior, utilizando cenários hidrológicos históricos e/ou sintéticos. Ao final, índices de desempenho do sistema são fornecidos, como o risco de déficit, o valor esperado da energia não suprida, o valor esperado do custo marginal de operação, estimativas dos intercâmbios energéticos entre os subsistemas e dos montantes de geração hidrelétrica e termelétrica (PEREIRA, 2006; MARCATO, 2007). A Figura 2.2 apresenta o fluxograma do Modelo NEWAVE.

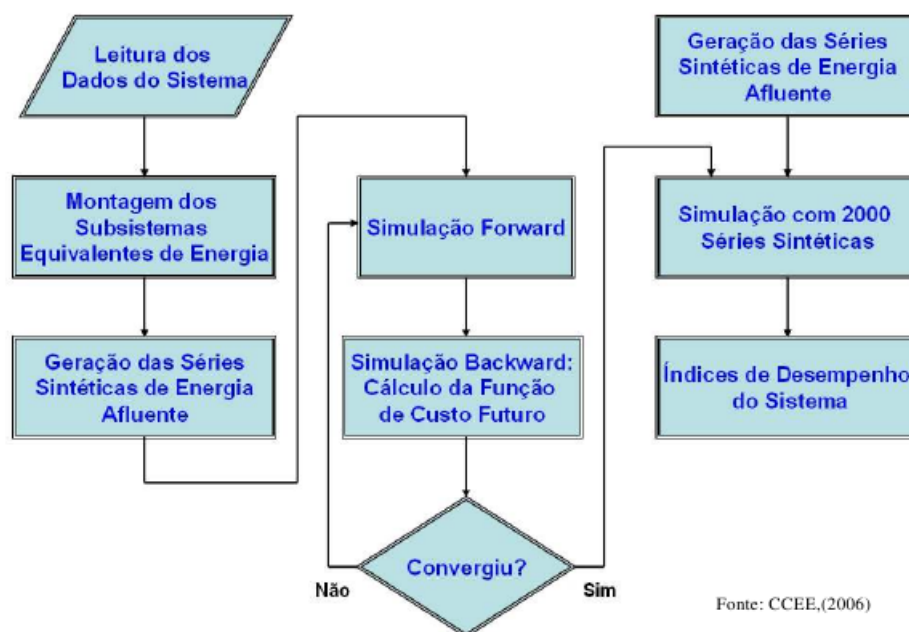


Figura 2.2: Fluxograma do Modelo Newave (Fonte: CCEE).

O processo é iniciado com a leitura dos dados do sistema em análise, como os dados das usinas hidrelétricas e termelétricas, a configuração das usinas hidrelétricas, os limites de intercâmbios energéticos entre subsistemas, os valores dos patamares de déficit e de mercado, dentre outros. Em seguida é realizada a montagem e o cálculo dos sistemas equivalentes.

Posteriormente são gerados cenários de energias afluentes. Dando continuidade ao processo, o algoritmo entra no módulo de Cálculo da Política de Operação Hidrotérmica, onde a rotina realiza aproximações sucessivas da função de custo futuro esperado da operação, utilizando o conjunto de séries hidrológicas geradas, até atingir o critério de convergência.

Por fim, a função de custo futuro gerada é repassada ao módulo de Simulação da Operação que a utilizará como restrição, juntamente com conjunto de cenários de energias afluentes. Terminada a simulação, são disponibilizados diversos índices de desempenho do sistema, como o descrito anteriormente.

Após passar por um longo período de testes de validação, em 1997, o modelo NEWAVE passou a ser utilizado nos estudos de planejamento, sendo empregado no cálculo da oferta de energia para balizar os contratos iniciais e de montantes de energia assegurada dos aproveitamentos hidrelétricos (PEREIRA, 2006).

Atualmente, o modelo NEWAVE é o modelo oficial utilizado pelo SEB nos estudos de planejamento da operação de médio prazo (MARCATO, 2007). Juntamente com outros modelos, também desenvolvidos pelo CEPEL, o NEWAVE faz parte da cadeia de planejamento da operação, fornecendo dados (FCF) que servirão como entrada para os demais modelos, como o DECOMP utilizado no planejamento de curto prazo. O NEWAVE ainda é utilizado em outras aplicações como os estudos de políticas comerciais, de política tarifária, de política de racionamento de energia elétrica, de gerenciamento da demanda, além de realimentar o processo de planejamento da expansão do SIN.

2.3 Modelo SUISHI-O

O Modelo SUISHI-O ou Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas para Subsistemas Hidrotérmicos Interligados foi desenvolvido pelo CEPEL.

Antes da validação do Modelo SUISHI-O, foi utilizado o seu precursor direto, o Modelo MSUI, que também é um simulador de operação a usinas individualizadas. O MSUI é capaz de realizar simulações estáticas e utilizado para o cálculo da energia firme e período crítico do sistema. Em sua simulação, o Modelo MSUI busca atender ao mercado estipulado, maximizando o armazenamento das usinas e evitando o vertimento. Dentre suas principais aplicações, estão os estudos energéticos de projetos básicos e estudos de viabilidade de usinas hidrelétricas. Além disso, pode ser utilizado como ferramenta para o rateio da energia assegurada hidráulica do sistema (FERREIRA, 2010).

O SUIISHI-O foi desenvolvido com a finalidade de simular o sistema individualizado no planejamento da operação de médio prazo, para isso utiliza-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.

As principais características do modelo SUIISHI-O são (CEPEL, 2007; ONS, 2010b):

1. Capacidade de simular até 10 subsistemas hidrotérmicos eletricamente interligados em malha, mas hidraulicamente independentes, levando em consideração os limites de intercâmbio de energia nos dois sentidos entre eles;
2. Possibilidade de acoplamento a modelos de decisão estratégica, como exemplo o NEWAVE, que sejam capazes de fornecer uma função de valor esperado do custo futuro de operação para cada estágio da simulação;
3. Capacidade para considerar restrições operativas localizadas decorrentes ao uso múltiplo da água, como vazão máxima para controle de cheias, vazão mínima para saneamento, abastecimento ou navegação e desvio de vazão dos rios para irrigação;
4. Capacidade para a simulação de múltiplas séries hidrológicas em paralelo, permitindo a fácil obtenção de índices probabilísticos de desempenho do sistema para cada estágio da simulação;
5. Cálculo do período crítico de um sistema puramente hidráulico, com as usinas consideradas em ponto único. Cálculo da energia firme do sistema e da participação de cada usina;
6. Cálculo da energia garantida de um sistema hidrotérmico a certo risco pré-fixado;
7. Disponibilização de arquivo com potência disponível por aproveitamento, para utilização em balanço de ponta e estudos de confiabilidade;
8. Adoção opcional de Racionamento Preventivo;
9. Consideração do mecanismo de Aversão ao Risco (CAR) no módulo de otimização;
10. Consideração de até 3 patamares de carga no módulo de otimização e patamar único no módulo de simulação;
11. Possibilidade de utilizar regras de operação automáticas ou fornecidas pelo usuário;

12. Apresenta baixo custo computacional possibilitando estudos de maior complexidade;
13. Capacidade de reconhecer três diferentes tipos de sequência hidrológicas: série histórica, série sintética e série de vazões de usos alternativos;
14. Possui quatro modos de simulação: simulação estática, simulação dinâmica, simulação estática com cálculo de energia firme e simulação estática com cálculo da energia garantida a certo risco desejado.

O modelo SUIISHI-O permite realizar estudos de planejamento energético considerando tanto simulações estáticas como simulações dinâmicas.

Na simulação dinâmica, todos os dados do problema podem variar dinamicamente ao longo do tempo. É uma simulação mais realista e permite analisar, por exemplo, o efeito do crescimento do mercado, impactos de antecipação ou atraso de entrada em operação de novas unidades geradoras e do enchimento de volume morto de reservatórios, além de fornecer estimativas de intercâmbios interregionais e de geração térmica e hidráulica a usinas individualizadas, evolução do armazenamento nos reservatórios das usinas e determinação de índices estatísticos.

O modelo SUIISHI-O também é utilizado, no modo dinâmico, em estudos para subsidiar a elaboração dos casos de referência para os estudos elétricos de planejamento da operação quadrimestral, fornecendo a política energética provável para o quadrimestre em estudo, representada pelos intercâmbios entre subsistemas, probabilidade de despacho de usinas termoeletricas e curvas de permanência de despacho de usinas hidroelétricas (ONS, 2010b).

Na simulação estática, o sistema é considerado com a configuração hidrotérmica fixa e se procura atender a um mercado de energia constante ao longo de uma série hidrológica. Com exceção das vazões afluentes aos reservatórios, todos os demais dados permanecem constantes (estáticos) ao longo do tempo. Permite avaliar a influência da hidrologia sobre a operação do sistema e calcular índices estatísticos de desempenho, como a probabilidade de déficit, sua média e variância anuais.

Como exemplos de aplicações de simulações estáticas, pode-se citar: o cálculo da energia firme (o maior mercado de energia que o sistema pode atender de modo a não ocorrer déficit de energia, supondo-se a ocorrência da série histórica de afluições) e o cálculo da energia garantida (maior mercado de energia que um sistema pode atender a um risco de déficit pré-fixado). O modelo SUIISHI-O pode ter outras diversas aplicações, em seu modo estático, inclusive em estudos energéticos de projeto básico e estudos de viabilidade de usinas hidroelétricas (ONS, 2010b).

O modelo apresenta o seguinte fluxograma: um programa de conversão de dados, que prepara os arquivos de entrada, e os módulos de otimização, como apresentado na Figura 2.3.

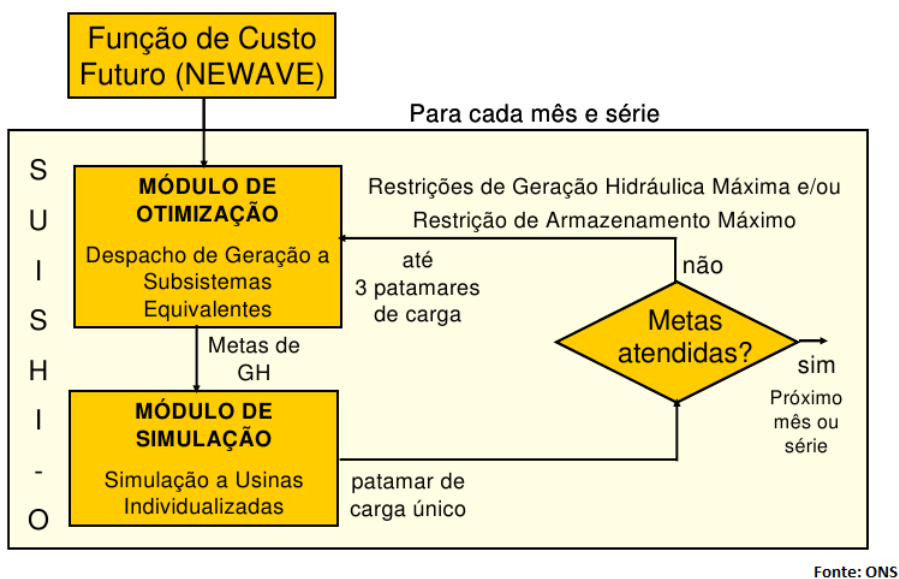


Figura 2.3: Relação entre os Módulos do Modelo SUIISHI-O

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 balanço hídrico, atendimento à demanda, armazenamento máximo, geração hidráulica máxima e também à função de custo futuro de operação (CEPEL, 2007), previamente encontrada por um modelo de decisão estratégica, como o Modelo NEWAVE.

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).

Ao término da fase de simulação, podem ocorrer as seguintes situações:

1. Meta de geração plenamente atendida: A soma das gerações individuais obtidas pelo

simulador é igual à meta determinada na otimização do despacho da geração a sistemas equivalentes;

2. Meta de geração superior a geração da simulação (déficit): Ao simular as usinas individualmente, verifica-se que não foi possível atender a meta definida na otimização do despacho de geração a sistemas equivalentes. Neste caso, o módulo de otimização é executado novamente, incluindo-se uma restrição de geração hidrelétrica máxima para este sistema correspondente à diferença entre a geração hidráulica obtida no módulo de otimização, menos, o déficit de geração;
3. Meta de geração inferior a geração da simulação (excesso): Ao simular as usinas individualmente, verifica-se que não foi possível gerar menos energia do que um determinado valor, que é superior à meta definida na otimização do despacho de geração a sistemas equivalentes. Neste caso, o módulo de otimização é executado novamente, incluindo-se uma restrição de energia armazenada máxima para este sistema correspondente à diferença entre a energia armazenada definida no módulo de otimização, menos a parcela do excesso. Isso acarretará um aumento da geração hidráulica nesse sistema.

Até que se chegue a resultados satisfatórios, ou seja, até que a meta de geração determinada pelo módulo de otimização seja viável quando simulada a usinas individualizadas, o processo é repetido iterativamente até que todos os subsistemas atinjam a condição requerida. Neste ponto, o processo poderá seguir para a próxima série hidrológica ou para o próximo mês (MARCATO, 2007).

3 Modelo Individualizado de Usinas Hidrelétricas com Programação Não Linear

3.1 Introdução

Este trabalho tem como principal objetivo apresentar um modelo de otimização capaz de melhor representar a simulação da operação de médio/longo prazo de sistemas equivalentes de energia utilizando uma representação a usinas individualizadas.

A Figura 3.1 mostra os dois principais passos dos modelos de planejamento da operação de médio/longo prazo que utilizam esta forma de abordagem para o problema como, por exemplo, os modelos (CEPEL, 2001; DIAS et al., 2010; PSR, 2009).

A etapa A da Figura 3.1, denominada cálculo da política operativa, é responsável pela construção de Funções de Custo Futuro (FCFs) mensais, as quais relacionam as variáveis de estado (energias armazenadas no início do mês e tendência hidrológica), com o custo esperado de operação do mês em questão até o final do horizonte de estudo. Nesta etapa é calculada uma FCF para cada mês de estudo.

Em relação as séries de ENAs utilizadas nesta fase, podem ser utilizadas as séries históricas ou séries sintéticas. No caso de optar-se por séries sintéticas, para a geração das mesmas deve ser escolhido um modelo estocástico adequado. Por exemplo, o modelo NEWAVE utiliza os modelos auto-regressivos periódicos (PAR(p)).

De posse das FCFs mensais, a etapa B da Figura 3.1, denominada simulação final, é responsável pela simulação da operação dos sistemas equivalentes frente a diversas séries de ENAs. Novamente, pode-se optar por realizar a simulação final com ENAs históricas ou sintéticas. Destaca-se que como o maior esforço computacional é realizado na etapa A, de cálculo da política, geralmente utiliza-se um número maior de séries sintéticas na etapa B, de simulação final. Na etapa B, como as FCFs são mensais, são resolvidos diversos subproblemas mensais que são

acomplados entre si via variável de decisão energia armazenada final. Com isto, a simulação final gera diversas estatísticas para importantes variáveis de decisão associadas ao problema de planejamento da operação de médio/longo prazo, como, por exemplo:

- Valores esperados mensais de geração hidráulica por subsistema;
- Valores esperados mensais de geração térmica por classe de combustível;
- Valores esperados mensais de intercâmbios energéticos entre os subsistemas;
- Valores esperados mensais de déficit de energia por subsistema;
- Valores esperados mensais de energia armazenada nos subsistemas.

Obviamente, caso seja necessário, ao invés de valores esperados, podem ser utilizados outros valores estáticos como valores máximos, mínimos ou a análise de uma série específica com características especiais (mais secas ou úmidas por exemplo).

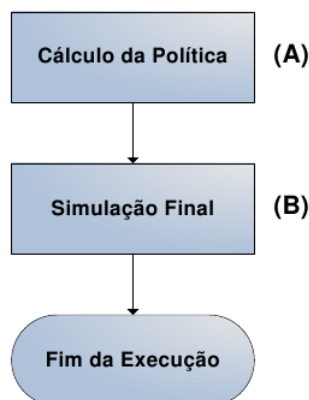


Figura 3.1: Fluxograma de Otimização

No entanto, esta abordagem não permite a análise de dados individualizados das usinas hidrelétricas nos horizontes de estudo de médio/longo prazo. Para contornar este problema, a cadeia de modelos computacionais do SEB, disponibiliza um modelo denominado SUIISHI-O, que é capaz de desagregar o despacho dos sistemas equivalentes de energia entre as usinas hidrelétricas que os constituem. O modelo SUIISHI-O tem a capacidade de representar as não linearidades intrínsecas ao problema de despacho a usinas individualizadas, mas é baseado em heurísticas operativas que buscam a operação em paralelo por faixas dos reservatórios, que em determinadas circunstâncias podem não garantir custos operativos ótimos (CEPEL, 2007).

Este trabalho tem como objetivo possibilitar a realização da etapa (B) da Figura 3.1, a simulação final, utilizando uma representação a usinas individualizadas baseada em um modelo de otimização não linear. Da mesma forma que os principais modelos computacionais em uso pelo SEB, é possível a utilização de séries sintéticas ou históricas de vazões às usinas hidrelétricas. Uma grande vantagem do modelo proposto é que o usuário pode utilizar FCFs construídas através da metodologia PDDE (modelo NEWAVE) ou da metodologia PDE (modelo PDE-CHULL). Caso seja necessária a utilização de uma FCF construída por outra técnica ou outro modelo, a implementação computacional pode ser feita de maneira simples.

Com isso, o modelo não linear proposto neste trabalho determina o montante de geração hidráulica e térmica para cada usina que compõe o sistema, intercâmbios entre os subsistemas, déficits de energia, dentre outras; tendo como objetivo principal a minimização do custo de operação sujeito às restrições físicas e operacionais do sistema.

A metodologia utilizada MIUH foi desenvolvida na plataforma LINGO (LINGO, 2008) que apresenta uma linguagem própria de programação, permitindo um rápido desenvolvimento de modelos de otimização lineares, não lineares, inteira mista e etc. A plataforma LINGO apresenta a funcionalidade de ser utilizada em outras linguagens de programação através de bibliotecas dinâmicas (dlls). No caso deste trabalho, a plataforma LINGO foi incorporada ao projeto desenvolvido na linguagem C++ (SCHILDT, 2002).

3.2 Plataforma Computacional

O programa desenvolvido para a simulação do sistema com o modelo proposto MIUH foi programado na linguagem C++ e utiliza plataforma LINGO para a realização da otimização não linear do problema. A linguagem C++ foi escolhida para o desenvolvimento da plataforma computacional por ser uma linguagem robusta e eficiente, facilitando então a implementação do algoritmo através da Programação Orientada a Objetos (POO). Além disso, o uso de bibliotecas livres ou pagas pode ser utilizado para compor o projeto ou até mesmo a implementação de bibliotecas próprias de forma a tornar o código portátil (CICOGNA, 1999; RAMOS et al., 2010). A seguir é apresentado na Figura 3.2 o fluxograma do programa.

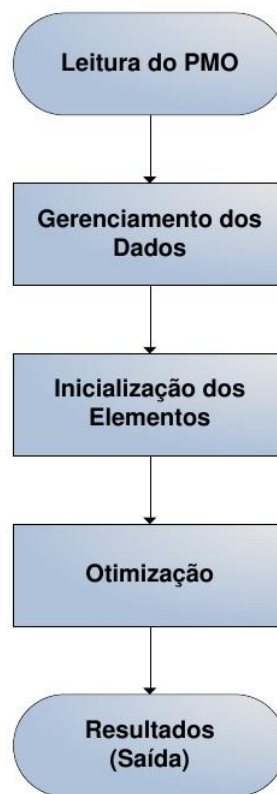


Figura 3.2: Fluxograma Geral do Programa MIUH

Primeiramente, é realizada a leitura dos arquivos de entrada do Programa Mensal da Operação (PMO), disponibilizados pelo ONS (ONS, 2011). Em seguida gerencia-se os dados determinando o número de objetos (Elementos) a serem alocados e preenchidos, permitindo a representação do sistema desde as características individuais de cada usina, topologia hidráulica de cada subsistema e parâmetros dos sistemas equivalentes, para cada período de estudo (RAMOS et al., 2010). Cada período pode então apresentar configurações distintas, devido a entrada de novos empreendimentos e até mesmo, variação dos parâmetros das usinas ao longo do horizonte de estudo.

Realizada esta etapa, o programa está apto a realizar a otimização e posteriormente gerar os resultados de saída.

Como o foco do trabalho se concentra no modelo de otimização, o fluxograma da Figura 3.3 mostra detalhadamente o processo desenvolvido.

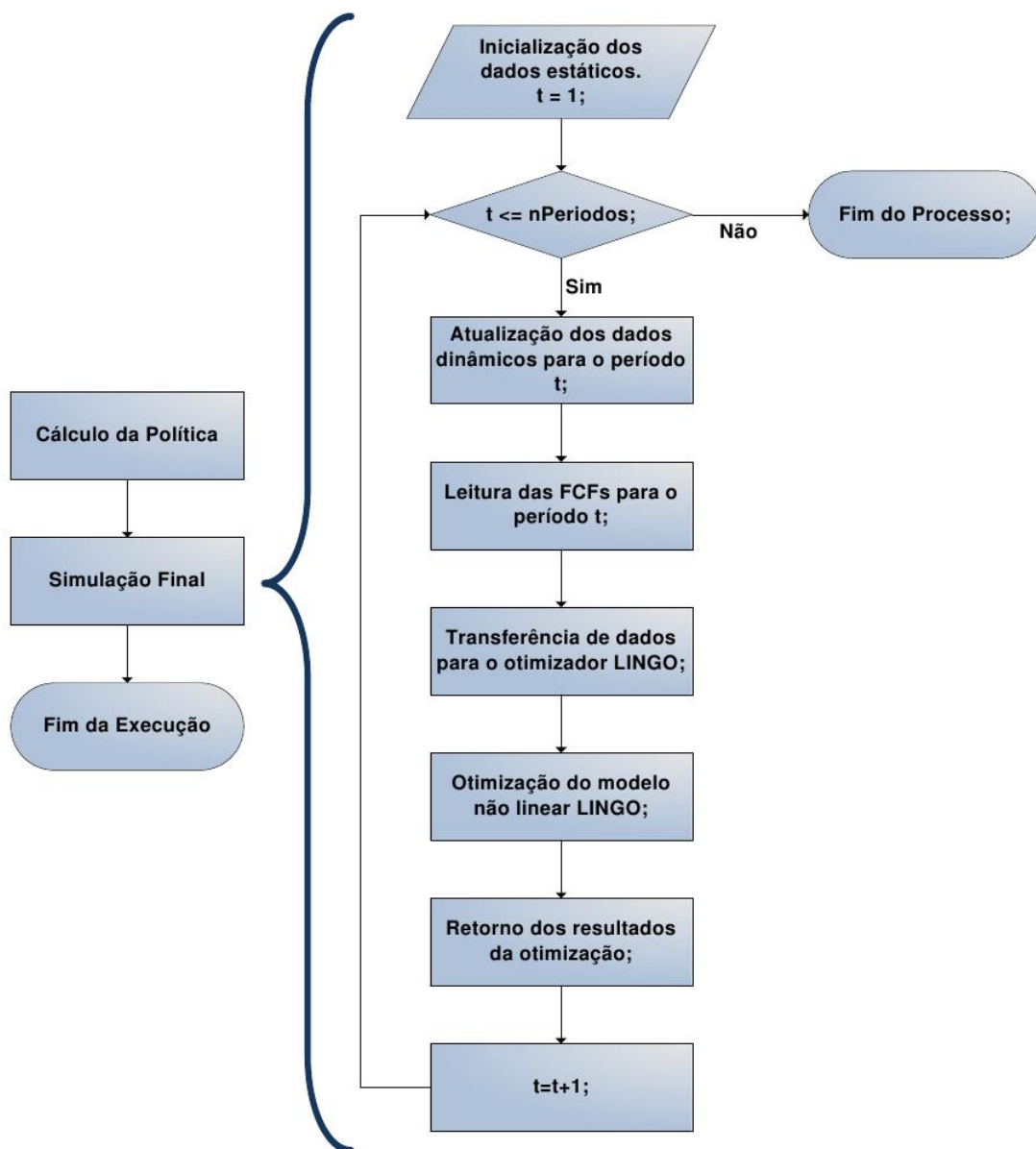


Figura 3.3: Fluxograma do Processo de Otimização

A plataforma LINGO utiliza o compartilhamento de memória física do computador para otimizar o problema, para isso o programa em C++ aloca a memória onde serão armazenados os dados de entrada e de saída do LINGO, sendo que este é o primeiro passo a ser realizado. Posteriormente os dados estáticos são preenchidos e o período t de planejamento é inicializado com o valor um. Em seguida, se o período t for menor ou igual ao número total de períodos o processo continua, caso de contrário o processo é finalizado.

Para cada período t menor ou igual ao número total de períodos, os seguintes processos são realizados: (a) preenchimento dos dados dinâmicos do SEB como por exemplo, atualização

do volume inicial das usinas com o volume final do período anterior; (b) transferência dos dados para o LINGO (os endereços dos dados alocados na memória são compartilhados com o LINGO); (c) execução da otimização do problema; (d) resultado da otimização. Passa-se ao próximo período e retorna-se a condição de verificação do período até que o período t seja maior do que o número total de períodos do planejamento. Todo este processo é repetido para cada série histórica ou sintética simulada.

3.3 Formulação do Problema

O modelo MIUH tem como premissa o uso das FCFs geradas por algum modelo de decisão estratégica baseado em sistemas equivalentes, logo, como o modelo de decisão estratégico é discretizado em períodos mensais, existe uma FCF para cada mês do horizonte de estudo, permitindo que o problema seja resolvido mês a mês para um determinado cenário de afluência.

O problema inicialmente consiste na determinação dos valores de geração hidráulica e térmica de cada uma das usinas existentes no sistema, além dos déficits de energia que podem ocorrer nos sistemas equivalente e dos intercâmbios entre subsistemas, com o objetivo de garantir o atendimento ao mercado através do menor custo possível de operação em um determinado período de estudo. O acoplamento entre os períodos de estudo é realizado através do volume armazenado, onde o volume armazenado no final do período anterior é o volume inicial do período atual, por exemplo. Desta forma, o problema para cada período pode ser formulado da seguinte maneira:

3.3.1 Função Objetivo:

Representa o objetivo do problema, que no caso é a minimização do custo imediato mais o custo futuro. O custo imediato é basicamente constituído pelas unidades térmicas que são despachadas de acordo com uma ordem que, de uma forma simplificada para o planejamento de médio prazo, são dados pelos seus respectivos custos, ou seja, a unidade térmica mais barata é despachada até sua capacidade máxima antes que outra unidade com um custo superior entre em operação. Portanto, o custo imediato de operação é função da geração das unidades térmicas incluindo-se o déficit, que é representado como se fosse uma térmica de alto custo. Com isso, o custo imediato de operação pode ser representado por uma função linear por partes como indicado na Figura 3.4 a seguir (MARCATO, 2002):

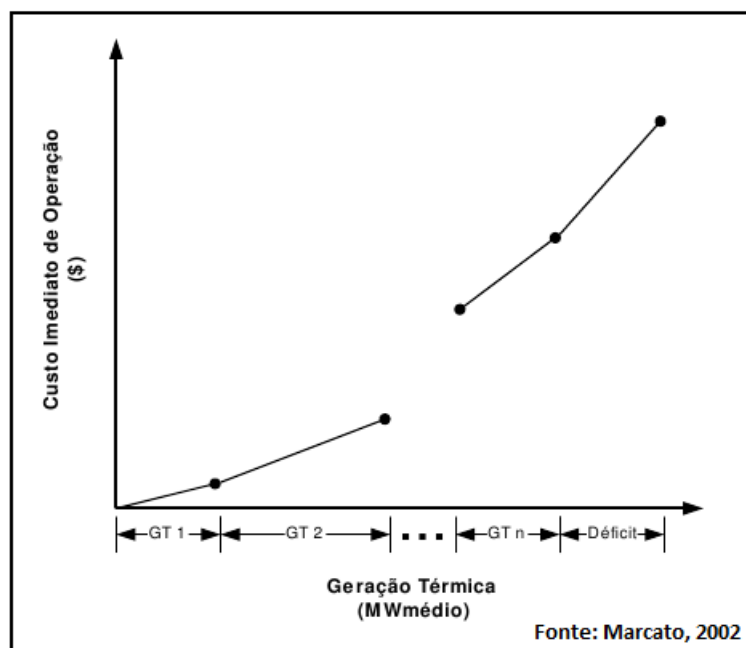


Figura 3.4: Representação da Geração Térmica

O custo futuro é representado por restrições ao problema que são dependentes das energias armazenadas ao final do período de estudo, representando assim o impacto da decisão tomada no presente em relação ao futuro.

Desta forma, a Equação 3.1 modela a função objetivo utilizada no problema para o período t em estudo.

$$\min(z_t) = \sum_{s=1}^{NSIS} \left(\sum_{n=1}^{NTER_s} (CT_{s,n}^t \times g_{s,n}^t) + CD_s \times def_s^t \right) + \frac{\alpha_{t+1}}{1 + \beta} \quad (3.1)$$

onde:

z_t	Custo de operação do período t ;
$NSIS$	Número de subsistemas;
$NTER_s$	Número de usinas térmicas do subsistema s ;
$CT_{s,n}^t$	Custo da usina térmica n do subsistema s no período t ; ($R\$/MWh$)
$g_{s,n}^t$	Geração da usina térmica n do subsistema s no período t ; ($MWmes$)
CD_s	Custo de déficit associado ao subsistema s . ($R\$/MWh$)
def_s^t	Déficit do subsistema s para o período t ; ($MWmes$)
α_{t+1}	Custo futuro associado ao período t ; ($R\%$)
β	Taxa de desconto;

3.3.2 Equação de Atendimento a Demanda:

Representa a relação entre as gerações de cada uma das usinas hidráulicas e térmicas com a energia demandada pelo subsistema, além de contabilizar os déficits de energia dos subsistemas e intercâmbio de energia que pode ocorrer entre eles.

Para garantir o atendimento à demanda, a variável de déficit é adicionada à equação. O não suprimento da demanda com a geração hidráulica mais a geração térmica implica em déficit de energia, sendo que o custo de déficit é calculado pela Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE) e pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e tenta refletir, portanto, as perdas econômicas sofridas pelo país.

A variável excesso é adicionada a equação para garantir o atendimento a demanda mesmo em situações em que a geração hidráulica mínima mais a geração térmica mínima for maior do que a demanda do período.

$$\sum_{n=1}^{NTER_s} gt_{s,n}^t + \sum_{i=1}^{NUSI_s} \frac{\rho_{i,s}^t}{FATOR} \times vt_{i,s}^t - exc_s^t + \sum_{ss=1}^{NSIS} int_{ss,s,s \neq ss}^t - \sum_{ss=1}^{NSIS} int_{s,ss,s \neq ss}^t + def_s^t = D_s^t \quad (3.2)$$

onde:

$NTER_s$	Número de usinas térmicas do subsistema s ;
$gt_{s,n}^t$	Geração da usina térmica n do subsistema s no período t ; ($MWmes$)
$NUSI_s$	Número de usinas hidráulicas do subsistema s ;
$\rho_{i,s}^t$	Produtibilidade da usina i do subsistema s associada ao volume final do período t ; ($MWmes/m^3/s$)
$FATOR$	Fator de conversão de m^3/s em hm^3 ;
$vt_{i,s}^t$	Volume turbinado da usina i do subsistema s no período t ; (hm^3)
exc_s^t	Excesso de energia do subsistema s no período t ; ($MWmes$)
$NSIS$	Número de subsistemas;
$int_{ss,s,s \neq ss}^t$	Intercâmbio de energia que chega ao subsistema s a partir do subsistema ss no período t ; ($MWmes$)
$int_{s,ss,s \neq ss}^t$	Intercâmbio de energia que chega ao subsistema ss a partir do subsistema s no período t ; ($MWmes$)
def_s^t	Déficit do subsistema s para o período t ; ($MWmes$)
D_s^t	Demanda a ser atendido no subsistema s no período t ; ($MWmes$)

3.3.3 Equação de Balanço Hídrico:

Representa a dinâmica dos reservatórios das usinas hidráulicas entre dois períodos, sendo que o volume armazenado no início de um período é representado pelo volume armazenado no final do período anterior. A única exceção é o primeiro estágio cujo volume inicial é conhecido. O volume armazenado no final do período de estudo deve ser igual ao volume no início do período mais a afluência total ao reservatório (vazão incremental mais o volume deplecionado das usinas à montante) e menos o desestoque (volume turbinado mais o volume vertido) e as perdas (volume evaporado), como apresentado na Equação 3.3.

$$va_{i,s}^{t+1} + vt_{i,s}^t + vv_{i,s}^t - \sum_{j \in M_i} (vt_{j,s}^t + vv_{j,s}^t) = VA_{i,s}^t + FATOR \times QI_{i,s}^t - Vevap_{i,s}^t \quad (3.3)$$

onde:

$va_{i,s}^{t+1}$	Volume armazenado da usina i do subsistema s no final do período t ; (hm^3)
$vt_{i,s}^t$	Volume turbinado da usina i do subsistema s no período t ; (hm^3)
$vv_{i,s}^t$	Volume vertido da usina i do subsistema s no período t ; (hm^3)
M_i	Conjunto de usinas a montante da usina i ;
$VA_{i,s}^t$	Volume armazenado da usina i do subsistema s no início do período t ; (hm^3)
$FATOR$	Fator de conversão de m^3/s em hm^3 ;
$QI_{i,s}^t$	Vazão incremental a usina i do subsistema s no período t ; (m^3/s)
$Vevap_{i,s}^t$	Volume evaporado do reservatório da usina i do subsistema s no período t ; (hm^3)

Define-se vazão natural como sendo a vazão média mensal, em m^3/s , considerando-se a não existência de nenhum reservatório construído ao longo da cascata. No SEB existe um histórico de vazões naturais desde janeiro de 1931 para todos os aproveitamentos hidráulicos. A vazão natural incremental corresponde a vazão natural do reservatório, subtraída das vazões naturais de todos os seus aproveitamentos imediatamente à montante. Em outras palavras, vazão incremental é a vazão lateral existente entre um reservatório e todos os seus reservatórios imediatamente à montante. Para uma usina de cabeceira, a vazão natural é igual à vazão incremental.

3.3.4 Equação de Vazão Mínima:

Visa garantir a vazão de água mínima do rio. Para isso, a vazão turbinada mais a vazão vertida deverá ser maior ou igual a vazão mínima estabelecida para a usina. O valor da vazão mínima a jusante é determinado a partir de estudos ambientais e tem a finalidade de manter a regularização do rio a jusante da usina, pois os usos múltiplos da água do rio devem ser garantido como por exemplo, preservação da fauna e a flora, navegação, consumo urbano, irrigação, etc.

$$\frac{vt_{i,s}^t}{FATOR} + \frac{vv_{i,s}^t}{FATOR} \geq Qmin_{i,s} \quad (3.4)$$

onde:

$vt_{i,s}^t$	Volume turbinado da usina i do subsistema s no período t ; (hm^3)
$vv_{i,s}^t$	Volume vertido da usina i do subsistema s no período t ; (hm^3)
$FATOR$	Fator de conversão de m^3/s em hm^3 ;
$Qmin_{i,s}$	Vazão mínima obrigatória da usina i do subsistema s ; (m^3/s)

3.3.5 Equação de Volume Mínimo para Vertimento:

A vazão defluente de uma usina hidrelétrica é composta por duas parcelas: a vazão turbinada e a vazão vertida. A vazão turbinada é aquela que passa pelas turbinas e gera energia e a vazão vertida é aquela que passa pelos vertedouros da usina e não gera energia. Por razões óbvias, o vertimento não é desejado, uma vez que uma determinada quantidade de água que poderia ser utilizada para gerar energia retorna ao rio por um caminho alternativo sem acionar as turbinas. No entanto, em determinadas situações o vertimento é necessário, dentre elas pode-se destacar as seguintes:

- Quando não existe capacidade de armazenamento no reservatório e a vazão afluente à usina é superior ao turbinamento. Logo, não existe espaço para armazenar o excedente de água no reservatório;
- Quando devido às restrições operativas ou de manutenção, o turbinamento da usina é nulo ou muito baixo, mas necessita-se garantir uma vazão mínima da usina devido aos usos múltiplos da água a jusante do aproveitamento. Dentre os usos múltiplos da água estão a irrigação, navegação, meio ambiente, etc.;
- Quando devido às restrições operativas ou de manutenção, o turbinamento da usina é nulo ou muito baixo, mas precisa-se garantir uma afluência alta em um aproveitamento

de jusante para a geração de energia.

- Quando mesmo com a capacidade de armazenamento e de turbinamento, atingiu-se a geração hidráulica total necessária.

O volume disponível para vertimento corresponde a todo o volume do reservatório que está acima da cota dos canais de vertimento da usina.

Logo, o volume de vertimento está sempre entre o volume mínimo e o volume máximo da usina. Sendo que, em algumas usinas, quando o canal de vertimento se encontra junto a tomada de água para as turbinas, o volume de vertimento é igual ao volume disponível no reservatório. Caso o vertedouro esteja junto da crista do reservatório, a usina só pode verter se o volume final do reservatório for igual ao volume máximo.

A equação não linear a seguir modela a restrição de volume de vertimento mínimo de forma que o vertimento só ocorre quando necessário. Portanto, só ocorrerá vertimento se o volume do reservatório for superior ao volume mínimo de vertimento determinado. A inequação proposta é mostrada na Equação 3.5.

$$(vv_{i,s}^t)^2 \leq (VA_{i,s}^t + FATOR \times QI_{i,s}^t - Vevap_{i,s}^t + \sum_{j \in M_i} (vt_{j,s}^t + vv_{j,s}^t) - vt_{i,s}^t - VMINvert_{i,s}) \times vv_{i,s}^t \quad (3.5)$$

onde:

$vt_{i,s}^t$	Volume turbinado da usina i do subsistema s no período t ; (hm^3)
$vv_{i,s}^t$	Volume vertido da usina i do subsistema s no período t ; (hm^3)
M_i	Conjunto de usinas a montante da usina i ;
$VA_{i,s}^t$	Volume armazenado da usina i do subsistema s no início do período t ; (hm^3)
$FATOR$	Fator de conversão de m^3/s em hm^3 ;
$QI_{i,s}^t$	Vazão incremental a usina i do subsistema s no período t ; (m^3/s)
$Vevap_{i,s}^t$	Volume evaporado do reservatório da usina i do subsistema s no período t ; (hm^3)
$VMINvert_{i,s}$	Volume mínimo para vertimento da usina i do subsistema s ; (hm^3)

3.3.6 Equação do Nó Fictício:

O nome nó fictício é dado a um subsistema que não tenha carga nem geração servindo apenas para a interligação de outros subsistemas. A Figura 3.5 exemplifica uma situação do sistema brasileiro em que é necessário a colocação de um subsistema ou nó de interligação (Imperatriz) para representar a interligação existente entre os subsistemas das regiões Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste.

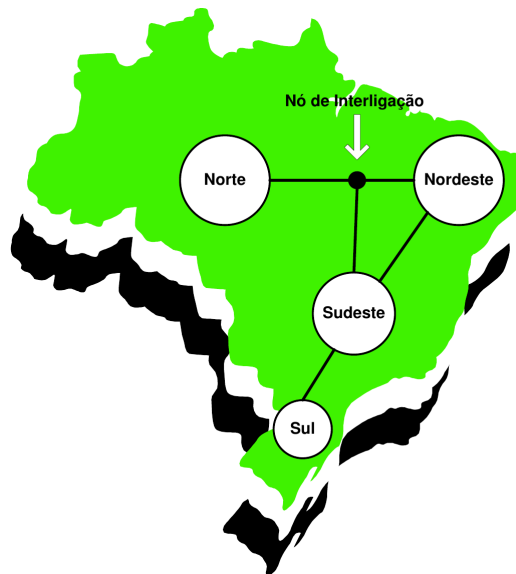


Figura 3.5: Representação do Sistema

A equação do nó fictício estabelece que a soma dos intercâmbios que chegam ao nó devem ser iguais aos que saem. Em (MARTINS et al., 2009) é apresentada uma equação adicional que garante a 2ª Lei de Kirchhoff, na qual as tensões também devem ser representadas para evitar a circulação de energia na malha Imperatriz/Sudeste/Nordeste. Neste trabalho esta restrição não foi considerada.

A Equação 3.6 representa as limitações físicas das conexões entre os subsistemas para o intercâmbio de energia j .

$$\sum_{s=1}^{NSIS} int_{s,j}^t - \sum_{s=1}^{NSIS} int_{j,s}^t = 0 \quad (3.6)$$

onde:

$NSIS$	Número de subsistemas;
$int_{s,j}^t$	Intercâmbio de energia que chega ao nó fictício j a partir do subsistema s no período t ; ($MWmes$)
$int_{j,s}^t$	Intercâmbio de energia que chega ao subsistema s a partir do nó fictício j no período t ; ($MWmes$)

3.3.7 Equação de Custo Futuro:

Representa o custo futuro esperado de operação associado ao armazenamento dos subsistemas a cada estágio do processo de otimização do balanço energético e às afluências anteriores. Logo, a função de custo futuro relaciona o impacto da tomada de decisão no presente em relação ao futuro. As funções de custo futuro podem ser determinadas através de várias metodologias. As mais utilizadas são a PDDE e PDE. A equação aqui representada é denominada Corte de Benders, visto que o processo de otimização utilizado é a PDDE.

A Equação 3.7 é de fundamental importância para o desenvolvimento da metodologia proposta, pois ela é responsável por ditar a política operativa determinada para os subsistemas, informando as consequências da tomada de decisão no presente em relação ao futuro para o despacho das usinas individualizadas. Isto só é possível devido a energia armazenada do subsistema ser calculada a partir dos volumes armazenados em cada usina do subsistema, tornando-se viável a utilização das funções de custo futuro determinadas a partir de metodologias que utilizem a representação de sistemas equivalentes.

Desta maneira, a modelagem adotada evita a necessidade da utilização de um processo iterativo análogo ao utilizado pelo modelo SUIISHI-O, ou seja, para cada período, é resolvido apenas um problema de programação não linear que realiza o despacho a usinas individualizadas acessando uma FCF baseada em sistemas equivalentes. Para cada corte da FCF deve ser incluída uma restrição dada pela Equação 3.7.

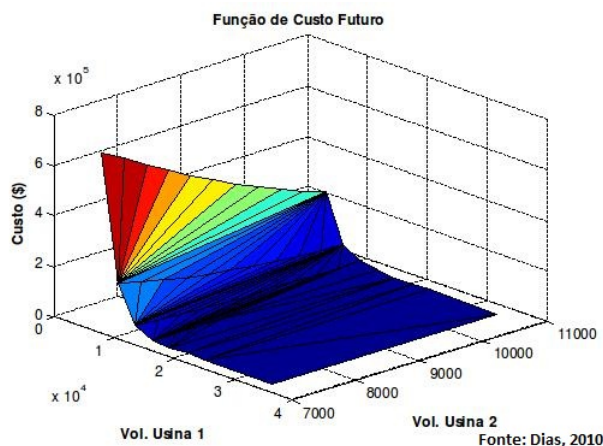


Figura 3.6: Exemplo de uma Função de Custo Futuro

A Figura 3.6 apresenta um exemplo de corte gerado pelo processo de otimização PDDE que considera a tendência hidrológica.

$$\alpha^{t+1} \geq w_j + \sum_{s=1}^{NSIS} (\pi_{v,j,s}^{t+1} \times EARM_s^{t+1}) + \sum_{s=1}^{NSIS} \sum_{p=1}^{NPARp} (\pi_{EAFp,j,s}^{t+1} \times ENA_s^{t-p+1}) \quad (3.7)$$

onde:

α^{t+1}	Custo futuro associado ao período t ; ($R\$$)
w_j	Termo constante do j -ésimo Corte de Benders; ($R\$$)
$NSIS$	Número de subsistemas;
$\pi_{v,j,s}^{t+1}$	Coefficiente do j -ésimo corte construído no período $t+1$ associado ao armazenamento do subsistema s ;
$EARM_s^{t+1}$	Energia armazenada do subsistema s no período $t+1$; ($MWmes$)
$NPARp$	Ordem máxima do PAR(p);
$\pi_{EAFp,j,s}^{t+1}$	Coefficiente do j -ésimo corte construído no período $t+1$ associado a afluência do p -ésimo período passado ao subsistema s ;
ENA_s^{t-p+1}	Energia natural afluente do subsistema s associada ao período $t-p+1$; ($MWmes$)

As FCFs podem ser determinadas por outros modelos, como por exemplo, PDE *Convex Hull* (DIAS, 2010), sendo necessário somente adequar a forma de representação do corte.

Para a geração dos cortes referentes à função de custo futuro, o cálculo das seguintes energias faz-se necessário:

- Energia Armazenada (EA): É a soma dos produtos do volume armazenado em cada re-

servatório pela produtividade média acumulada deste e de todas as usinas à jusante. A Energia Armazenada Máxima (EAmáx) corresponde à capacidade de cada subsistema considerando todo o volume útil de cada reservatório.

- Energia Natural Afluente (ENA): É a soma das energias naturais afluentes a todas as usinas de cada subsistema. Energia natural afluente a uma usina é o produto da vazão natural afluente a esta usina pela sua produtividade média.

Ambas as energias mencionadas acima, dependem da configuração das usinas existentes em cada subsistema. Quando uma nova usina entra em operação, localizada à jusante de outras já existentes, ocorre um aumento da energia armazenada à montante, já que a água armazenada pode ser turbinada nesta nova usina. Além disso, a energia natural afluente de um subsistema também aumenta, pois a vazão natural afluente à nova usina é turbinada pela mesma.

O cálculo da ENA só é necessário se o modelo de geração dos cortes considerar a tendência hidrológica.

3.3.8 Equações para Cálculo da Produtibilidade Não Linear:

A produtibilidade da usina é calculada em função da altura de queda da usina, porém a altura de queda é definida como sendo a diferença entre a cota à montante e a cota à jusante. A cota à montante é calculada em função do volume armazenado do reservatório através de um polinômio de 4º grau, e a cota à jusante é calculada em função da vazão defluente também através de um polinômio de 4º grau. Com a finalidade de melhorar o processo de convergência do modelo não linear foi definido a representação do polinômio cota-jusante através de uma função logística (sigmoide) que aproxime o polinômio cota-jusante na região de validade do polinômio. Este processo será apresentado com mais detalhe na Seção 3.4.

$$\rho_{i,s}^t = PRODESP_{i,s} \times ALTQUEDA_{i,s}^t \quad (3.8)$$

$$ALTQUEDA_{i,s}^t = COTAMON_{i,s}^t - COTAJUS_{i,s}^t - PERDAHIDR_{i,s} \quad (3.9)$$

$$COTAMON_{i,s}^t = \sum_{j=1}^5 PCV_{i,j} \times (vd_{i,s}^{t+1})^{j-1} \quad (3.10)$$

$$COTAJUS_{i,s}^t = A_{i,s} + (C_{i,s} - A_{i,s}) \times \frac{1}{1 + e^{(-B_{i,s} \times (QDEF_{i,s}^t - M_{i,s}))}} \quad (3.11)$$

$$QDEF_{i,s}^t = (vt_{i,s}^t + vv_{i,s}^t) \times FATOR \quad (3.12)$$

onde:

$\rho_{i,s}^t$	Produtibilidade da usina i do subsistema s associada ao volume inicial do período t .
$PRODESP_{i,s}$	Produtibilidade específica da usina i do subsistema s ; ($MW/m^3/s/m$)
$ALTQUEDA_{i,s}^t$	Altura de queda da usina i do subsistema s no período t ; (m)
$COTAMON_{i,s}^t$	Cota montante da usina i do subsistema s no período t ; (m)
$COTAJUS_{i,s}^t$	Cota montante da usina i do subsistema s no período t ; (m)
$PERDAHIDR_{i,s}$	Perda hidráulica da usina i do subsistema s ; (m)
$PCV_{i,j}$	Coefficientes j do polinômio cota-volume de quarto grau da usina i ;
$va_{i,s}^{t+1}$	Volume armazenado da usina i do subsistema s no final do período t ; (hm^3)
$A_{i,s}$	Parâmetro sigmoide da usina i do subsistema s ;
$B_{i,s}$	Parâmetro sigmoide da usina i do subsistema s ;
$C_{i,s}$	Parâmetro sigmoide da usina i do subsistema s ;
$M_{i,s}$	Parâmetro sigmoide da usina i do subsistema s ;
$QDEF_{i,s}^t$	Vazão defluente da usina i do subsistema s no período t ; (m^3/s)
$vt_{i,s}^t$	Volume turbinado da usina i do subsistema s no período t ; (hm^3)
$vv_{i,s}^t$	Volume vertido da usina i do subsistema s no período t ; (hm^3)
$FATOR$	Fator de conversão de m^3/s em hm^3 ;

3.3.9 Limite das Variáveis ou Restrições de Canalização:

Estas restrições apresentadas através das equações abaixo, representam os limites operativos das usinas, bem como os limites possíveis de intercâmbio entre os subsistemas.

$$VMIN_{i,s} \leq va_{i,s}^{t+1} \leq VMAX_{i,s} \quad (3.13)$$

$$0 \leq vt_{i,s}^t \leq ENGOL_{i,s}^t \times FATOR \quad (3.14)$$

$$GTMIN_{s,n} \leq gt_{s,n}^t \leq GTMAX_{s,n} \quad (3.15)$$

$$0 \leq exc_s^t \leq \infty \quad (3.16)$$

$$0 \leq def_s^t \leq \infty \quad (3.17)$$

$$0 \leq int_{s,ss,s \neq ss}^t \leq INTMAX_{s,ss,s \neq ss}^t \quad (3.18)$$

onde:

$VMIN_{i,s}$	Volume mínimo da usina i do subsistema s ; (hm^3)
$va_{i,s}^{t+1}$	Volume armazenado da usina i do subsistema s no final do período t ; (hm^3)
$VMAX_{i,s}$	Volume máximo da usina i do subsistema s ; (hm^3)
$vt_{i,s}^t$	Volume turbinado da usina i do subsistema s no período t ; (hm^3)
$ENGOL_{i,s}^t$	Engolimento máximo da usina i do subsistema s no período t ; (m^3/s)
$GTMIN_{s,n}$	Geração térmica mínima da usina n do subsistema s . ($MWmes$)
$gt_{s,n}^t$	Geração da usina térmica n do subsistema s no período t ; ($MWmes$)
$GTMAX_{s,n}$	Geração térmica máxima da usina n do subsistema s . ($MWmes$)
$FATOR$	Fator de conversão de m^3/s em hm^3 ;
exc_s^t	Excesso de energia do subsistema s no período t ; ($MWmes$)
def_s^t	Déficit do subsistema s para o período t ; ($MWmes$)
$int_{s,ss,s \neq ss}^t$	Intercâmbio de energia que chega ao subsistema ss a partir do subsistema s no período t ; ($MWmes$)
$INTMAX_{s,ss,s \neq ss}^t$	Intercâmbio máximo do subsistema s para o subsistema ss no período t ; ($MWmes$)

3.4 Ajuste dos Polinômios de Cota Vazão Nível-Jusante através de Funções Logísticas

Analisando os polinômios vazão nível-jusante das usinas verificou-se algumas características que dificultavam a convergência do modelo quando esses eram considerados como um polinômio de 4º grau definido. Como a defluência mínima e máxima utilizada para obtenção destes pontos de ajuste nem sempre correspondem ao intervalo real de operação (HIDALGO, 2009), o polinômio ajustado pode ter comportamento indesejado fora destes limites. Por isso os ajustes dos polinômios de cota vazão-nível jusante utilizando funções logísticas generalizadas ou funções sigmóides representam de maneira satisfatória o polinômio proposto e auxiliam na convergência do processo de otimização não linear.

3.4.1 Função Logística Generalizada

A função logística generalizada,

$$Y(t) = A + \frac{A - C}{1 + T \times e^{-B \times (t - M) \times \frac{1}{T}}} \quad (3.19)$$

Um exemplo de sigmoide é representado na Figura 3.7. Os parâmetros utilizados foram: $A=0$; $C=5$; $B=0,5$; $T=1$; $M=1$;

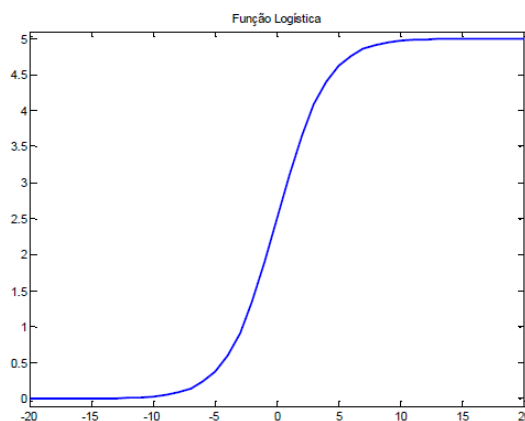


Figura 3.7: Exemplo de Função Logística ou Sigmoide

No caso deste trabalho, T será sempre considerado igual a 1, simplificando a equação para:

$$Y(t) = A + \frac{A - C}{1 + e^{-B \times (t - M)}} \quad (3.20)$$

A influência de cada um dos parâmetros é mostrada a seguir. O parâmetro B controla a inclinação da função, conforme mostrado na Figura 3.8. Os demais parâmetros foram considerados fixos iguais a $C=5$; $A=0$; $T=1$; $M=5$.

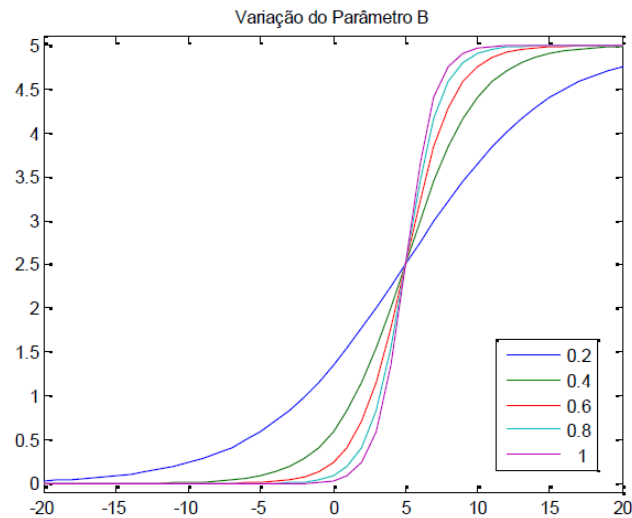


Figura 3.8: Influência do Parâmetro B da Função Sigmoide

O parâmetro A representa o valor da assíntota inferior. Observa-se a variação da sigmoide para diferentes valores de A, vide Figura 3.9. Os demais parâmetros foram considerados sendo: $C=5$; $B=0,5$; $T=1$; $M=5$;

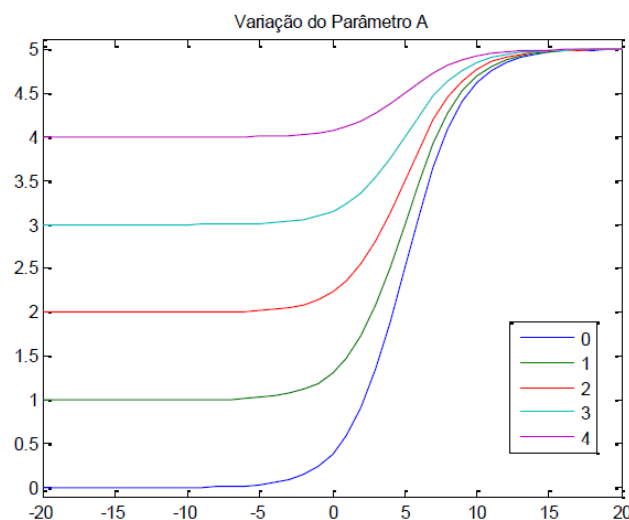


Figura 3.9: Influência do Parâmetro A da Função Sigmoide

Já o parâmetro C representa o valor da assíntota superior. Desta forma, pode-se observar a variação da sigmoide para diferentes valores de C, Figura 3.10.

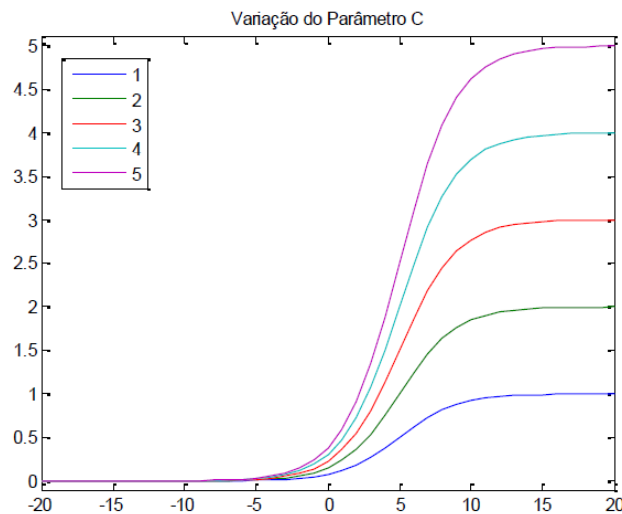


Figura 3.10: Influência do Parâmetro C da Função Sigmoide

Por fim, o parâmetro M permite que a função possa se deslocar em relação ao eixo x. A Figura 3.11 apresenta a influência deste parâmetro no comportamento da função sigmoide.

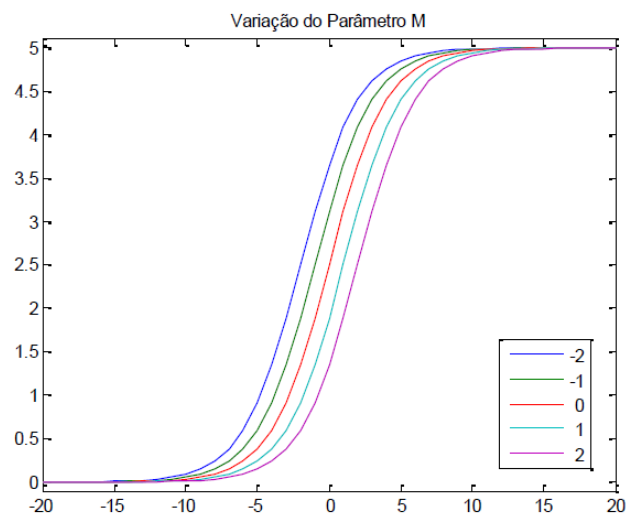


Figura 3.11: Influência do Parâmetro M da Função Sigmoide

3.4.2 Ajuste dos Polinômios de Cota Vazão-Nível Jusante

A vazão defluente de uma usina hidráulica é composta pela vazão turbinada acrescida da vazão vertida. Apesar do vertimento ser sempre o mínimo possível, por representar uma perda de energia, ele interfere na cota de nível jusante do reservatório.

O polinômio de cota vazão-nível jusante representa a cota, dada em metros, em função da defluência no reservatório, dada em m^3/s . Para análise e ajuste dos polinômios da cota vazão-

nível jusante foi utilizado, como limite máximo de defluência, valor quatro vezes maior do que o valor máximo de engolimento da turbina e, como valor mínimo, a defluência mínima de cada usina.

Alguns exemplos de polinômios com as considerações citadas são mostrados na Figura 3.12, Figura 3.13 e Figura 3.14.

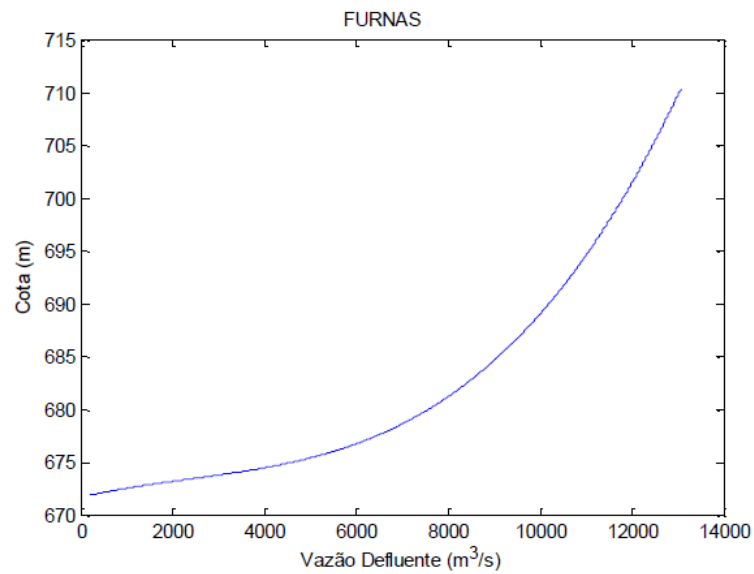


Figura 3.12: Polinômio da Usina Furnas

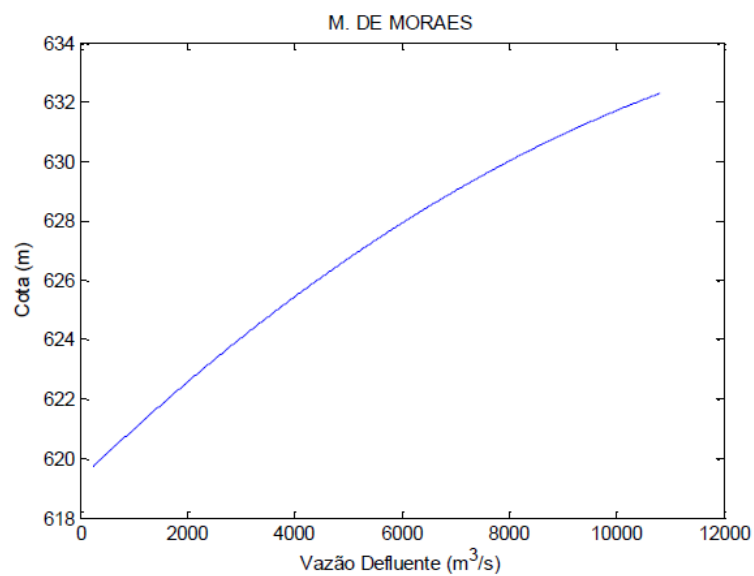


Figura 3.13: Polinômio da Usina M. Moraes

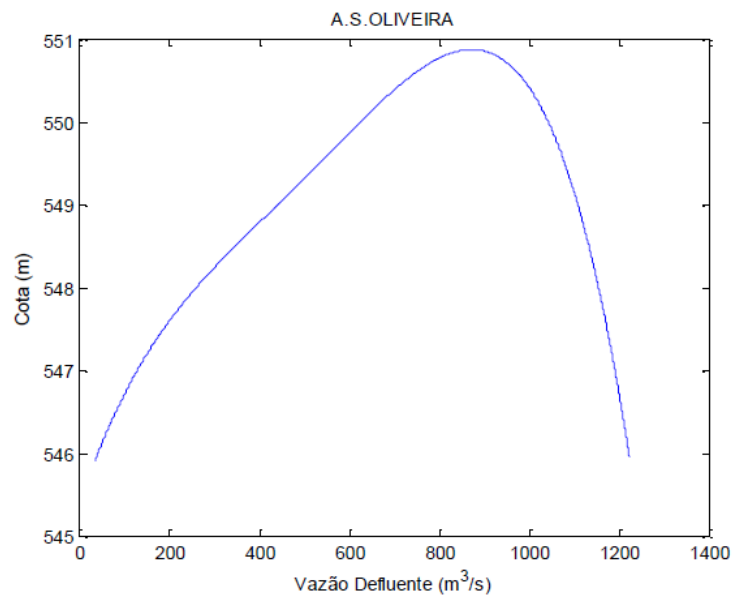


Figura 3.14: Polinômio da Usina A. S. Oliveira

Para cada ajuste foram adotados vinte pontos igualmente amostrados do polinômio no intervalo considerado. A partir destes pontos foi ajustada, utilizando algoritmos genéticos, visando à minimização do erro de ajuste, uma função sigmoide para cada hidrelétrica do sistema elétrico brasileiro.

O valor do parâmetro T da sigmoide foi considerado sempre unitário. O parâmetro A igual ao valor mínimo do polinômio, enquanto o parâmetro C recebe o valor máximo do polinômio. Valores de T diferentes do unitário prejudicam a convergência do problema de programação não linear.

Na solução do problema por algoritmos genéticos foram adotados como parâmetros:

- Número de Indivíduos: 3000;
- Taxa de Cruzamento: 0,7;
- Taxa de Mutação: 0,03;
- Número de Gerações: 10000;

Os indivíduos de cada população foram formulados conforme tabela abaixo.

Gene	Parâmetro B			Parâmetro M		
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
Valor	0 ou 1	Real entre 0 e 1	Inteiro entre -6 e 6	0 ou 1	Real entre 0 e 1	Inteiro entre -6 e 6
Propriedade	Sinal	Mantissa	Expoente	Sinal	Mantissa	Expoente

Tabela 3.1: Representação dos Indivíduos

Os ajustes obtidos para alguns dos polinômios são mostrados nas Figuras 3.15 a 3.17. Observa-se que foram utilizados valores maiores de defluência do que o anteriormente considerado, apenas para se observar o comportamento do ajuste em cada usina. Pode-se observar que o ajuste é satisfatório na região de interesse, ou seja, no trecho onde foram considerados pontos para o ajuste. Nestas figuras, em azul, está a curva descrita pelo polinômio original e, em vermelho, está a curva descrita pela sigmoide.

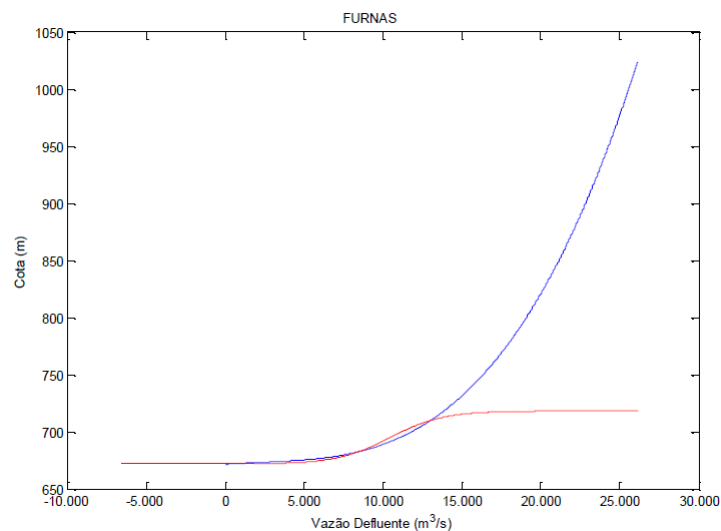


Figura 3.15: Sigmoide Ajustada ao Polinômio da Usina Furnas

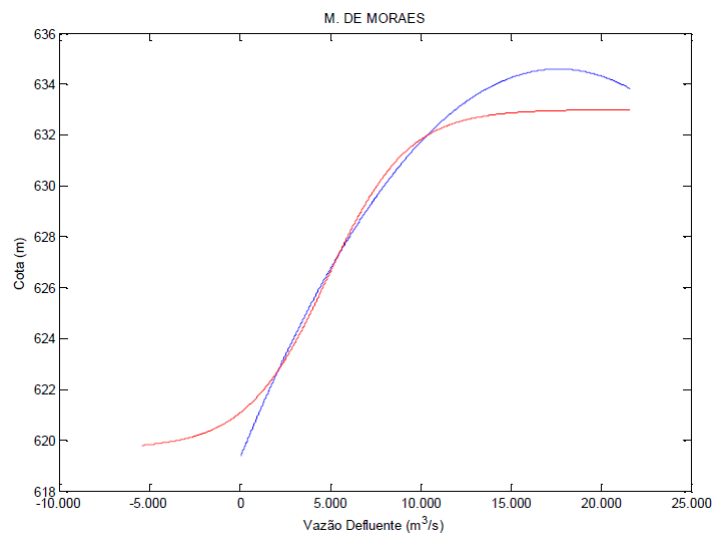


Figura 3.16: Sigmoide Ajustada ao Polinômio da Usina M. Moraes

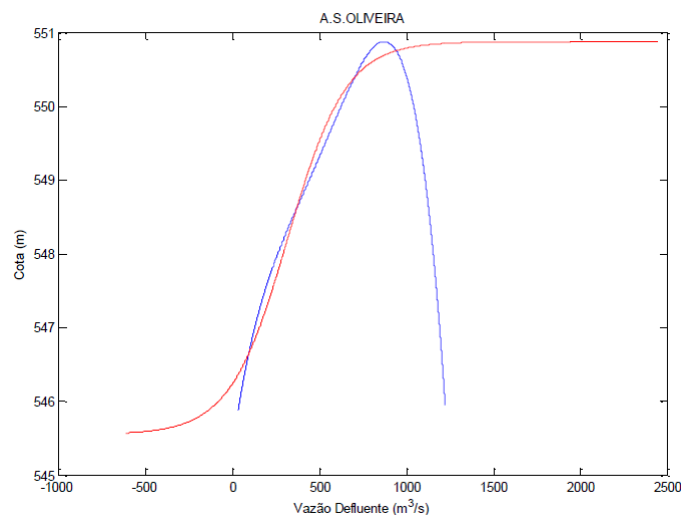


Figura 3.17: Sigmoide Ajustada ao Polinômio da Usina A. S. Oliveira

Uma característica importante que pode ser observada na sigmoide é que a função cresce até o limite máximo determinado pela assíntota superior e pela inferior, apresentando, portanto, um valor máximo e mínimo para a cota no intervalo de interesse para o problema. Desta forma, o otimizador pode excursionar por toda a curva, sem a necessidade de limites para a vazão defluente. A única restrição a ser considerada é a defluência mínima.

Os parâmetros obtidos utilizando a minimização dos erros de ajuste através de algoritmos genéticos foram salvos em arquivo .txt e são utilizados no LINGO no Modelo Individualizado de Usinas Hidrelétricas, como uma opção ao polinômio de cota vazão-nível jusante.

4 *Resultados*

4.1 **Introdução**

Este capítulo tem como objetivo principal descrever os resultados obtidos com a utilização da metodologia proposta MIUH em um caso real do Sistema Interligado Nacional (SIN), onde foi analisado o impacto da modelagem proposta em relação à modelagem oficial SUIISHI-O. Os resultados descritos a seguir são relativos à simulação da operação do sistema em um período de cinco anos, considerando-se a expansão (entrada de novos empreendimentos), os 4 (quatro) patamares de déficit, um patamar de carga e os intercâmbios entre os subsistemas, de forma a verificar o comportamento e desempenho da metodologia proposta.

Em um primeiro momento foi analisada a média das simulações das séries históricas de vazões naturais do ano de 1931 a 1990, utilizando-se as FCFs do modelo NEWAVE. Os resultados obtidos pelos modelos MIUH e SUIISHI-O foram comparados. Em seguida foi realizada a comparação dos resultados do modelo MIUH, ora utilizando as FCFs calculadas pelo modelo NEWAVE, ora utilizando as FCFs calculadas pelo modelo PDE-CHULL (DIAS, 2010). Foi avaliado também o desempenho da metodologia MIUH com restrições não lineares e com restrições lineares. Os dados do SEB que foram utilizados em todas as simulações são referentes ao PMO (Programa Mensal de Operação) de janeiro de 2011 (ONS, 2011).

O PMO de janeiro de 2011 foi utilizado com as seguintes considerações:

1. Taxa de desconto igual a zero;
2. Consideração de apenas um patamar de carga;
3. Não consideração do desvio de água nas usinas hidráulicas;
4. Não consideração de curva de Aversão a Risco;
5. Utilizado 200 séries sintéticas para o cálculo da política no caso do modelo NEWAVE
6. Utilizado a série histórica para o cálculo da política no caso do modelo PDE-CHULL;

7. 5 anos de estudo e 5 anos de pós estudo;

Foi utilizado o modelo NEWAVE, versão 15, para a aquisição das FCFs adotadas pelos modelos MIUH e SUISHI-O.

4.2 Comparação dos Resultados do Modelo MIUH com o Modelo SUISHI-O

Para a comparação dos resultados obtidos com o modelo MIUH em relação ao modelo SUISHI-O foi adotado a média das simulações das séries históricas de 1931 à 1990.

Inicialmente os gráficos das Figuras 4.1 e 4.2, ilustram a evolução do mercado do sistema e a evolução da geração de pequenas usinas hidrelétricas. Pode-se observar que os modelos apresentam o mesmo mercado de energia e a mesma geração de pequenas usinas hidrelétricas, indicando que os modelos foram executados com a mesma base de dados.

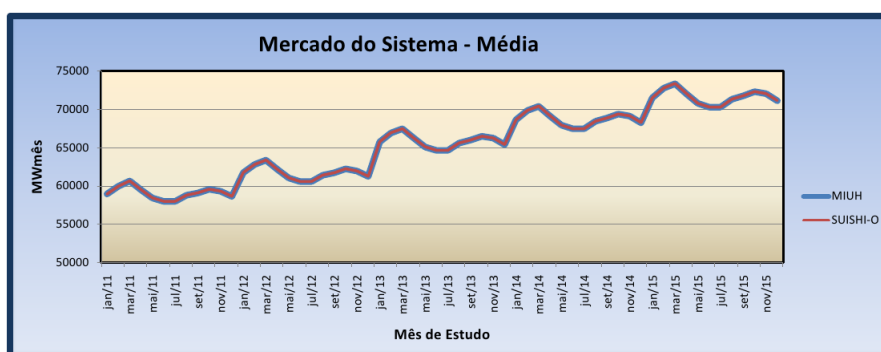


Figura 4.1: Mercado do SIN

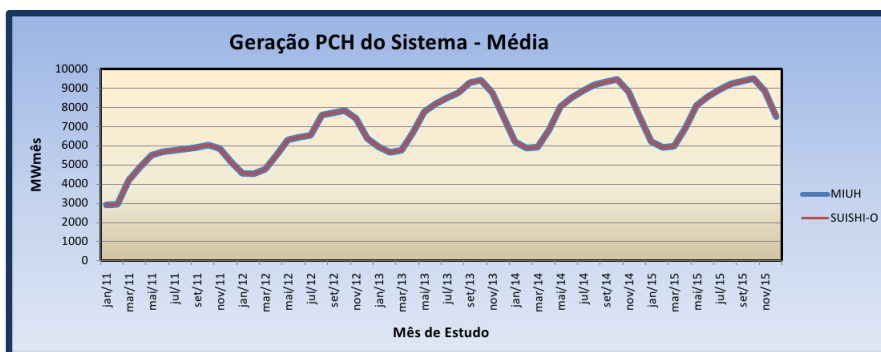


Figura 4.2: Geração PCH do SIN

A Figura 4.3 apresenta a comparação da evolução do custo de operação do sistema e a Figura

4.4 para cada subsistema ao longo do período de estudo. Verifica-se que a modelo MIUH conseguiu um custo total de operação menor quando comparado com o modelo SUSHI-O .

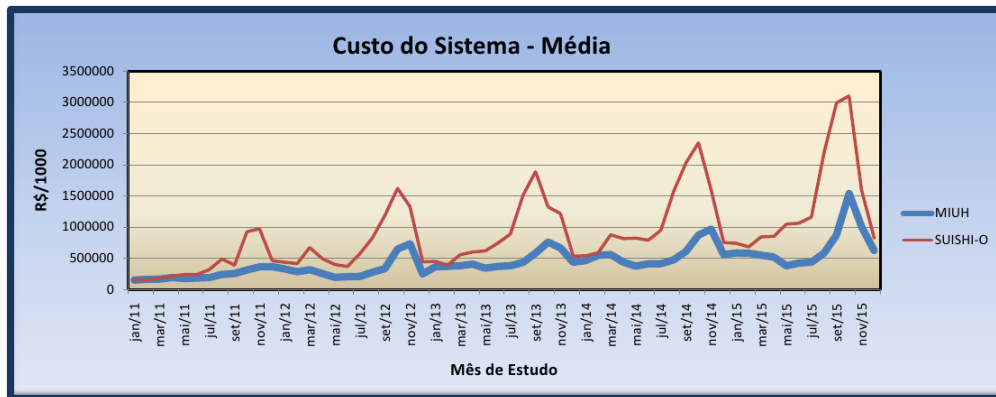


Figura 4.3: Evolução do Custo de Operação do SIN

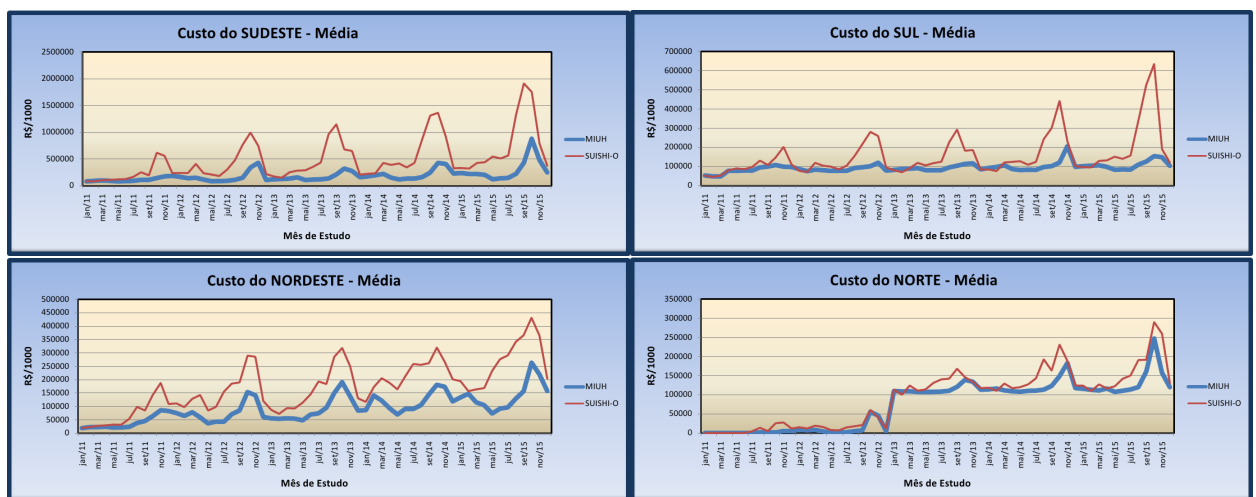


Figura 4.4: Evolução dos Custos de Operação dos Subsistemas

A Figura 4.5 mostra a comparação da evolução da Energia Armazenada (EA) do sistema ao longo do período de estudo. É possível verificar que a metodologia proposta conseguiu ao longo de todo o período a manutenção de níveis superiores de EA em relação ao programa SUSHI-O chegando a ter aproximadamente 27% a mais de EA na média das simulações. Possivelmente, este fato ocorre devido as heurísticas operativas existentes no modelo SUSHI-O que perseguem a operação em paralelo por faixas dos reservatórios.

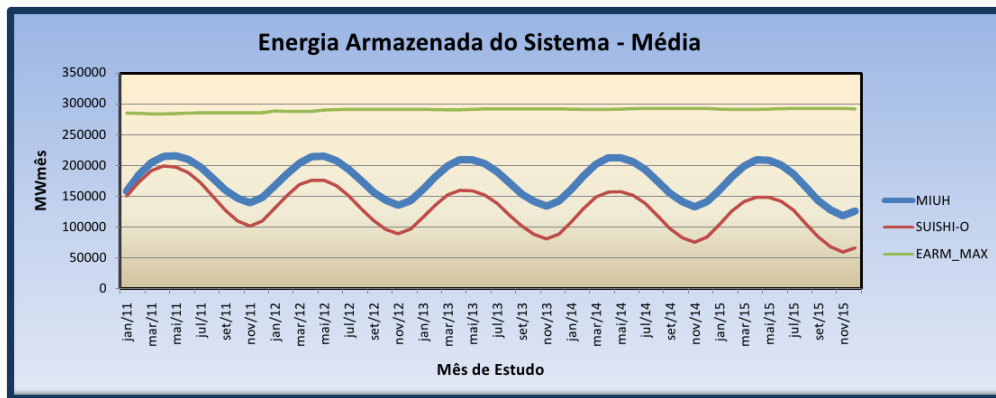


Figura 4.5: Energia Armazenada do SIN

A Figura 4.6 mostra a comparação entre os dois modelos da EA para cada um dos subsistemas (Sudeste, Sul, Nordeste e Norte). É possível verificar que somente o subsistema Norte apresentou EA menor quando comparado com o modelo SUSHI-O em determinados períodos, porém nos períodos de menor EA, o modelo MIUH apresentou maior EA que o SUSHI-O. Isso mostra que em períodos mais críticos, o modelo MIUH consegue manter o sistema com mais energia armazenada.

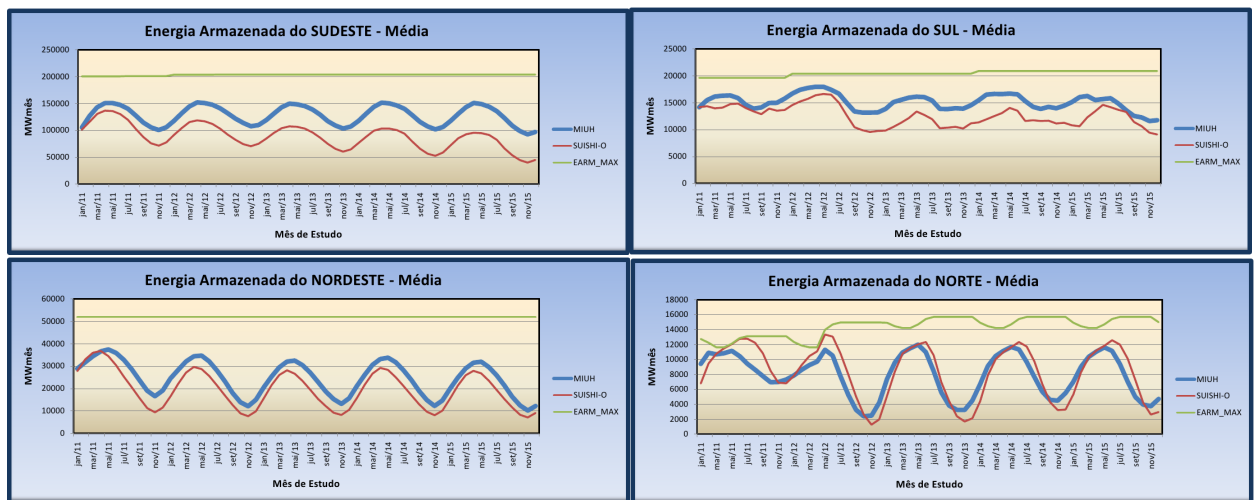


Figura 4.6: Energia Armazenada dos Subsistemas

A Figura 4.7 mostra a comparação da geração hidráulica do SIN. Neste gráfico é possível observar que a metodologia proposta apresenta um desempenho bastante satisfatório. Verifica-se que as estratégias de operação das metodologias são bem concordantes no início do planejamento apresentando desvios maiores para os períodos finais do planejamento, porém mantendo a mesma tendência.

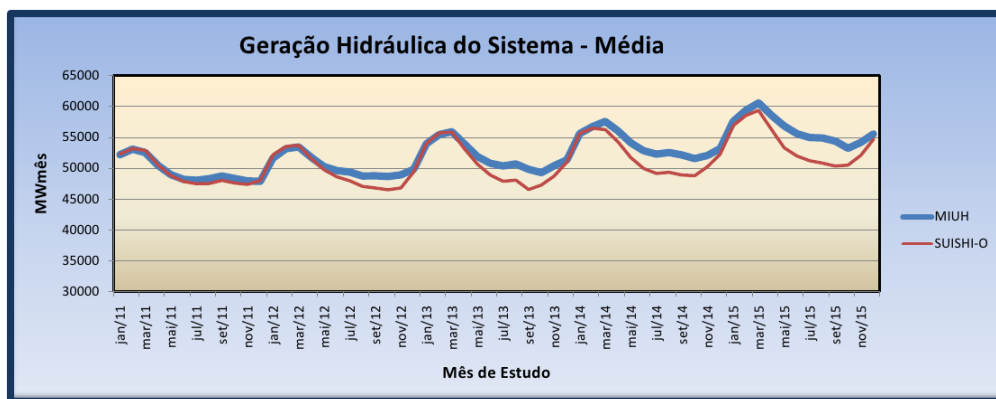


Figura 4.7: Geração Hidráulica do SIN

A Figura 4.8 reforça a afirmativa da geração hidráulica nos subsistemas apresentarem a mesma tendência de operação nos quatro subsistemas. A presença de uma energia armazenada maior para o sistema Norte no modelo MIUH pode ser justificada pela geração hidráulica menor justamente nos mesmos períodos em que a EA foi maior.

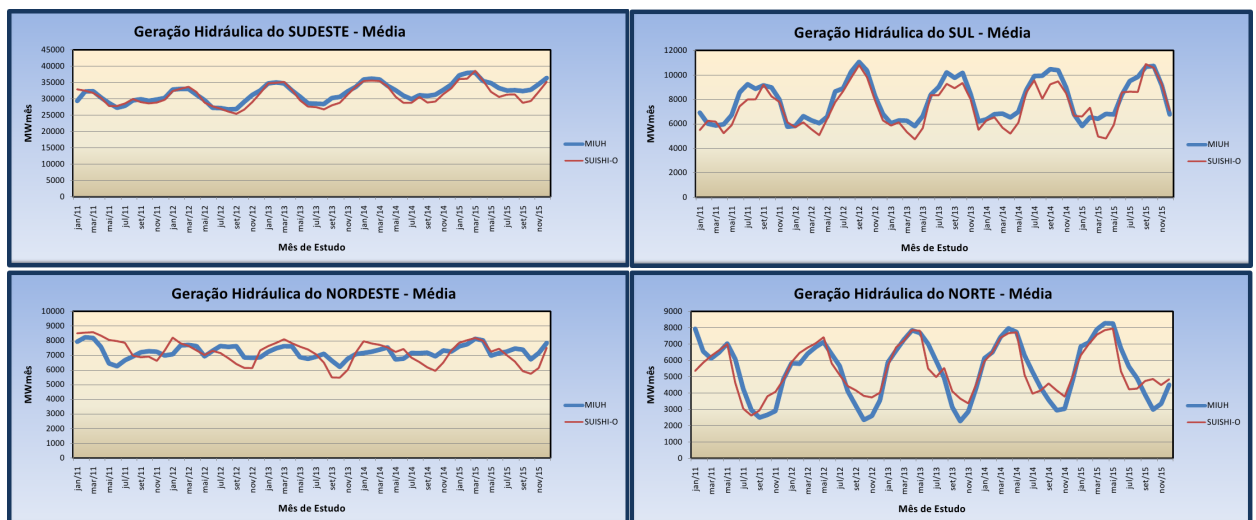


Figura 4.8: Geração Hidráulica dos Subsistemas

Já a Figura 4.9 mostra a comparação da geração térmica do SIN. Pode-se observar que a metodologia proposta, por ter uma maior geração hidráulica, apresenta, conseqüentemente, uma menor geração térmica. Destaca-se também que apesar de apresentar valores diferentes as estratégias de operação dos dois modelos apresentam coerência entre as estratégias adotadas. Claramente observa-se que o modelo MIUH consegue adotar uma política operativa mais econômica.

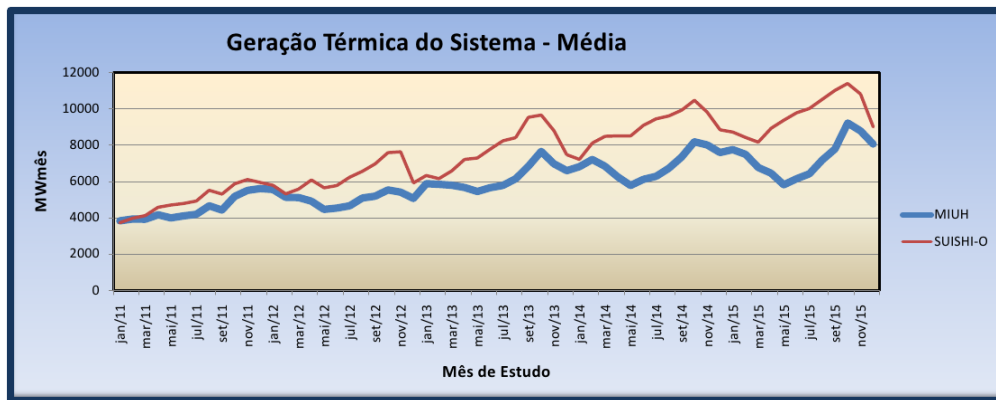


Figura 4.9: Geração Térmica do SIN

A Figura 4.10 mostra a geração térmica dos subsistemas. A geração térmica para o sistema Sul e Norte são bem aderentes entre as metodologias. Já os sistemas Sudeste e Nordeste apresentam uma maior geração térmica no modelo SUISHI-O. E, como os sistemas Sudeste e Nordeste apresentam maior capacidade de geração térmica, a diferença entre os modelos nestes dois sistemas ficam mais evidenciados.

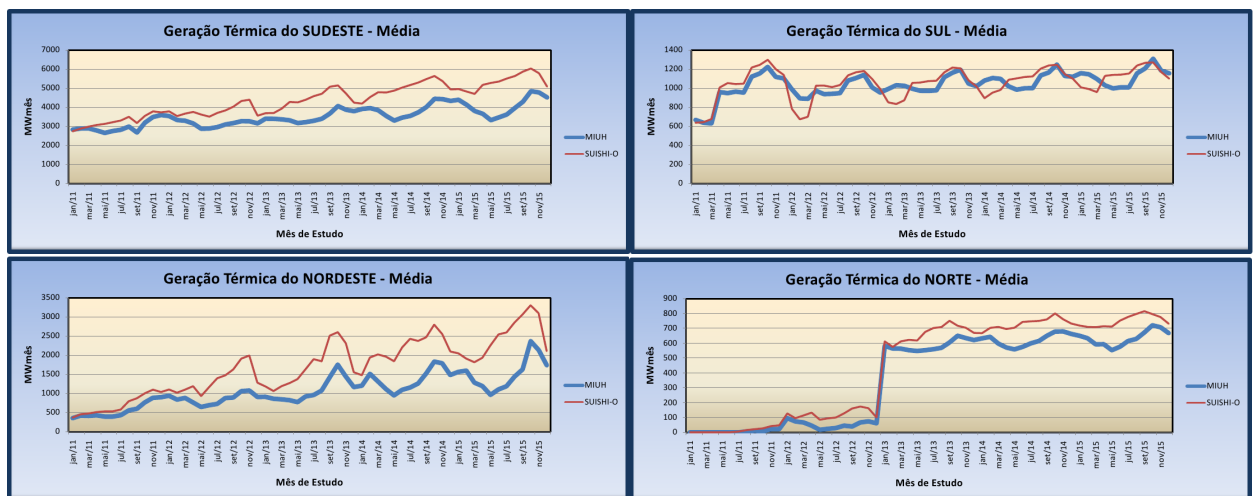


Figura 4.10: Geração Térmica dos Subsistemas

A Figura 4.11 ilustra a comparação do déficit do SIN. Como se pode observar, a metodologia proposta teve menos déficit de energia na média das simulações, o que impacta diretamente o custo marginal de operação do sistema.

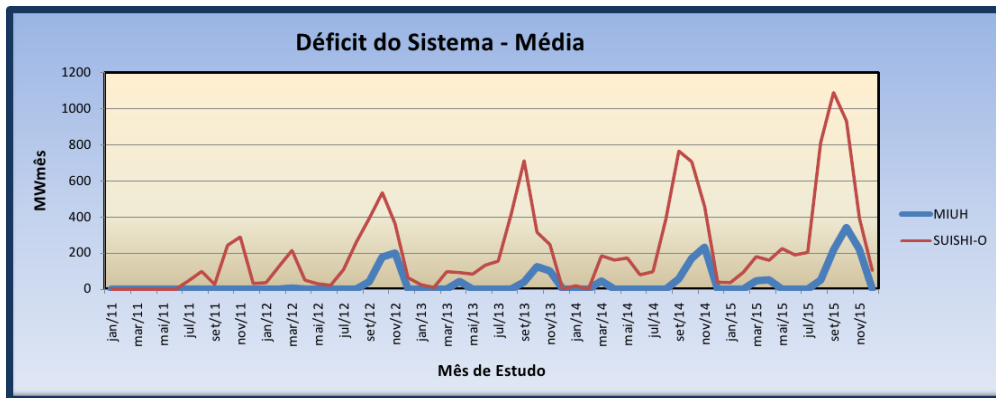


Figura 4.11: Déficit do SIN

A Figura 4.12 mostra o déficit dos subsistemas.

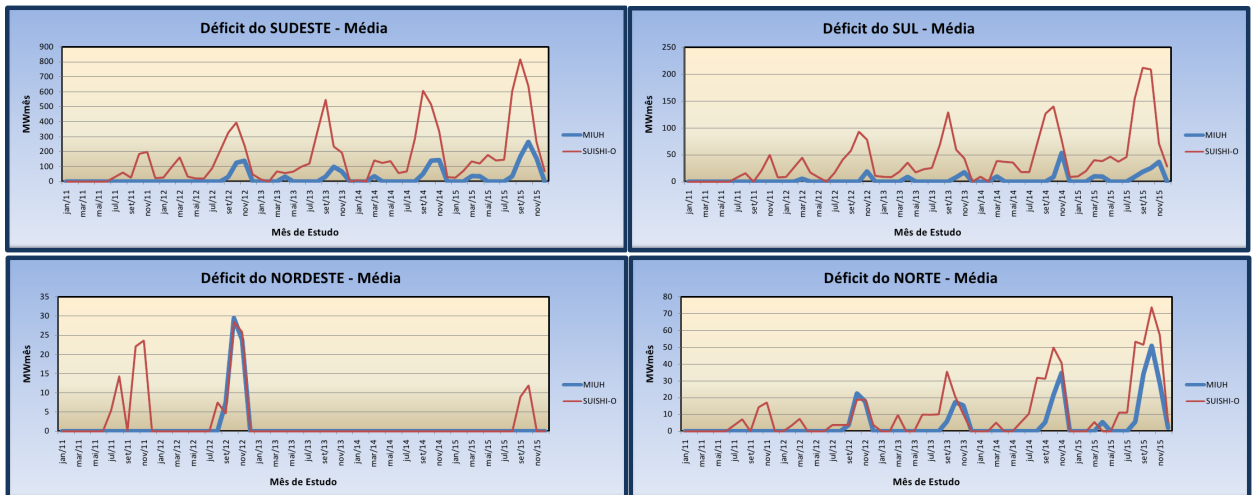


Figura 4.12: Déficit dos Subsistemas

As diferenças entre as duas metodologias mostradas na utilização das gerações térmicas e hidráulicas levaram à diferenças no Custo Marginal de Operação (CMO) de cada subsistema. A evolução do CMO do SIN para a simulação realizada é mostrada na Figura 4.13. Os resultados obtidos para os demais subsistemas, mostrados na Figura 4.14, apresentaram comportamento semelhante ao mostrado para o sistema Sudeste, onde a metodologia proposta apresenta valores, em geral, inferiores para o CMO e com menor variabilidade.

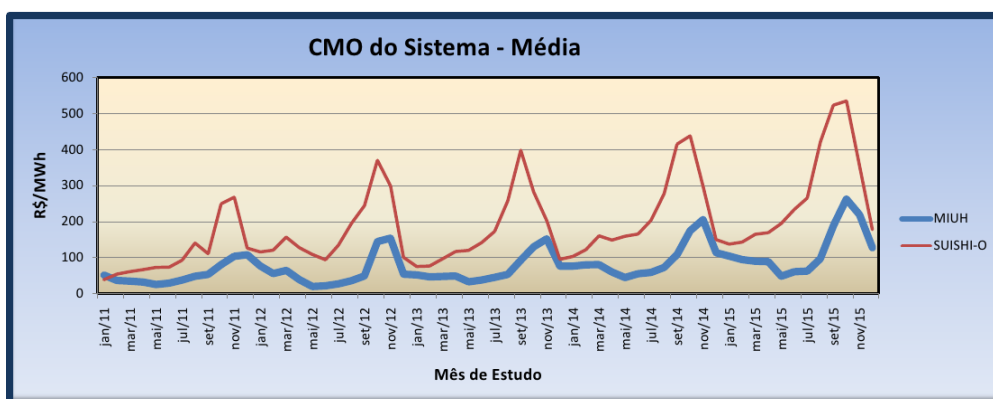


Figura 4.13: Custo Marginal de Operação do SIN

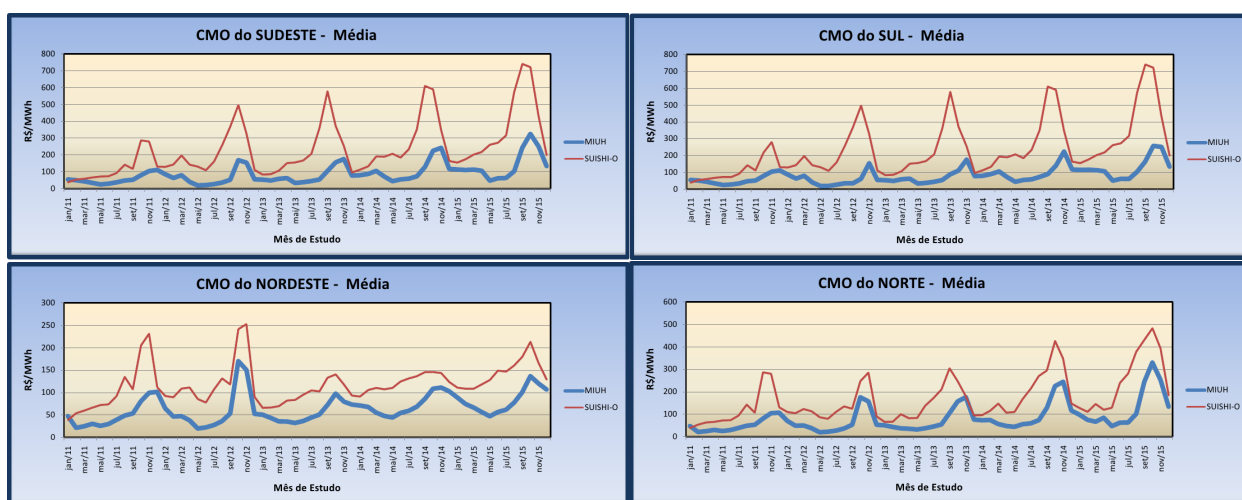


Figura 4.14: Custo Marginal de Operação dos Subsistemas

Para mostrar os resultados da política de operação de forma individualizada foram escolhidas as usinas hidrelétricas do rio Paranaíba mostradas na Figura 4.15.

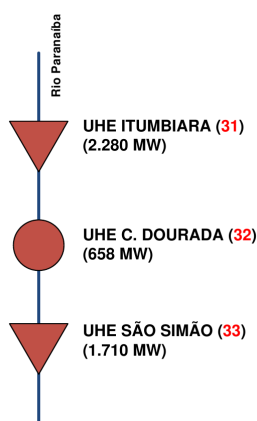


Figura 4.15: Topologia das Usinas do Rio Paranaíba

As Figuras 4.16 a 4.18 mostram a evolução da produtividade nas usinas. É possível verificar que a metodologia proposta apresentou uma menor variabilidade na simulação, o que implica em uma menor variabilidade da produtividade. Com isso, a metodologia proposta consegue manter os reservatórios com um volume armazenado maior quando comparado com o modelo oficial. Para a usina de Cachoeira Dourada, por ser uma usina a fio d'água, a evolução da produtividade no modelo MIUH é bem similar ao modelo SUIISHI-O.

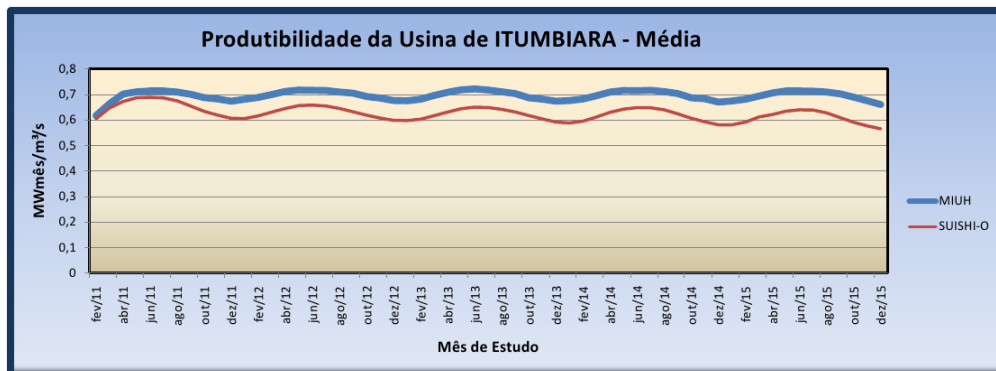


Figura 4.16: Produtibilidade da Usina Itumbiara

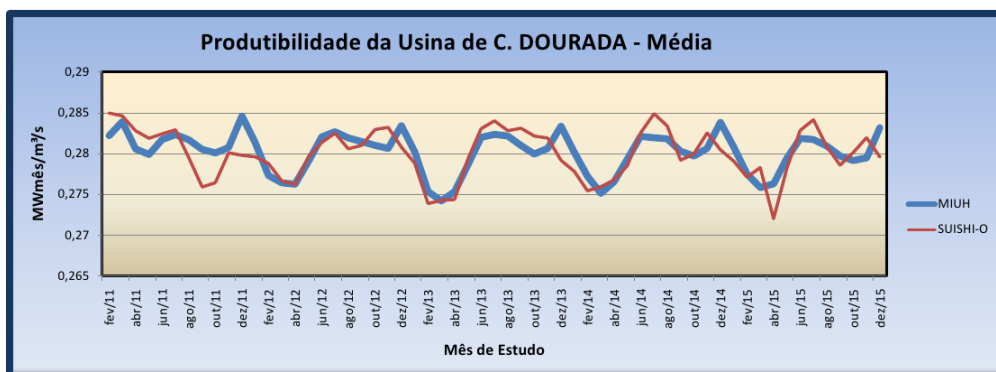


Figura 4.17: Produtibilidade da Usina Cachoeira Dourada

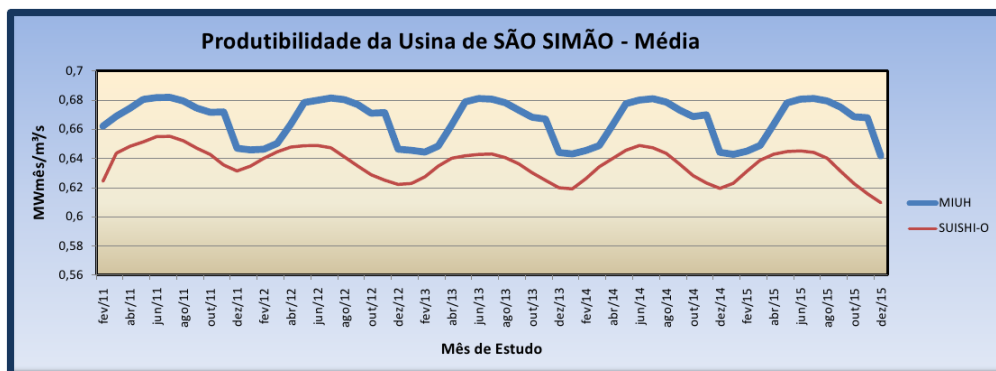


Figura 4.18: Produtibilidade da Usina São Simão

O volume turbinado das três usinas é mostrado através das Figuras 4.19 a 4.21. Verifica-se que a estratégia utilizada por cada metodologia é razoavelmente diferente, porém bem concordes. Observa-se que o gráfico da usina Cachoeira Dourada apresenta a mesma forma do gráfico da usina Itumbiara; isso ocorre porque a usina Cachoeira Dourada está imediatamente à jusante de Itumbiara e como a usina Cachoeira Dourada é fio d'água a sua operação é dependente da operação das usinas com reservatório à montante.

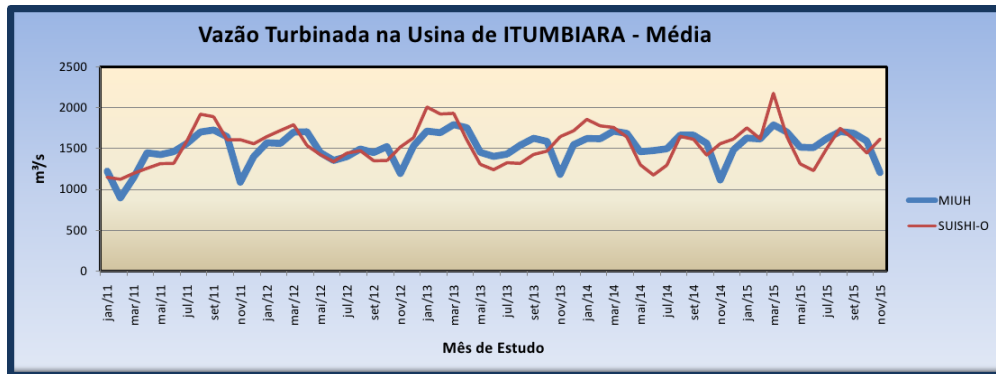


Figura 4.19: Vazão Turbinada da Usina Itumbiara

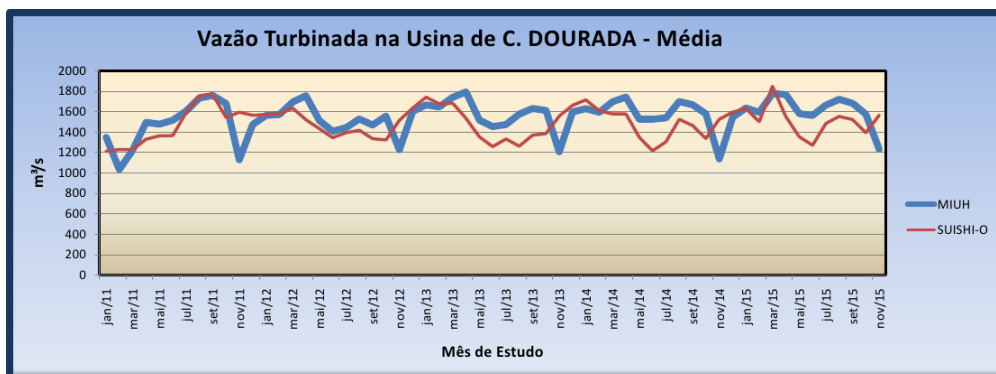


Figura 4.20: Vazão Turbinada da Usina Cachoeira Dourada

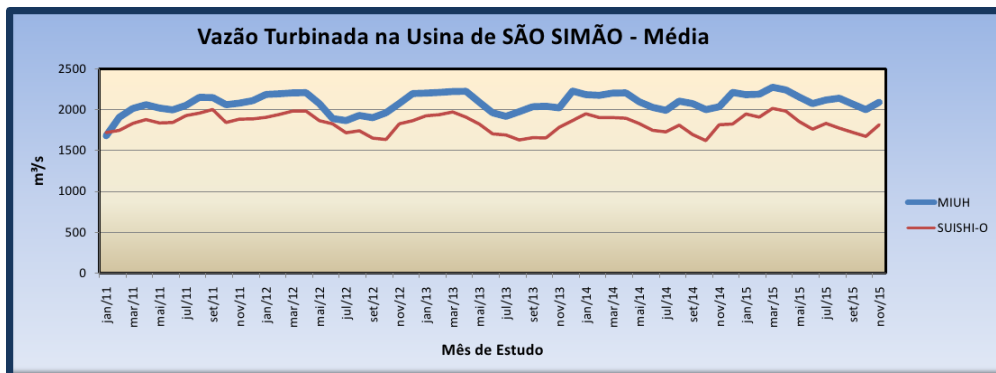


Figura 4.21: Vazão Turbinada da Usina São Simão

As Figuras 4.22 a 4.24 mostram o vertimento verificado na simulação para as três usinas. Neste caso é evidente que na metodologia proposta há uma menor frequência de ocorrência de vertimento em relação ao modelo SUSHI-O, porém nos meses em que o vertimento é mais crítico, os modelos apresentam, na maioria das vezes, vertimento nos mesmos períodos e com a mesma ordem de grandeza, mostrando assim uma conformidade nos resultados para as usinas observadas.

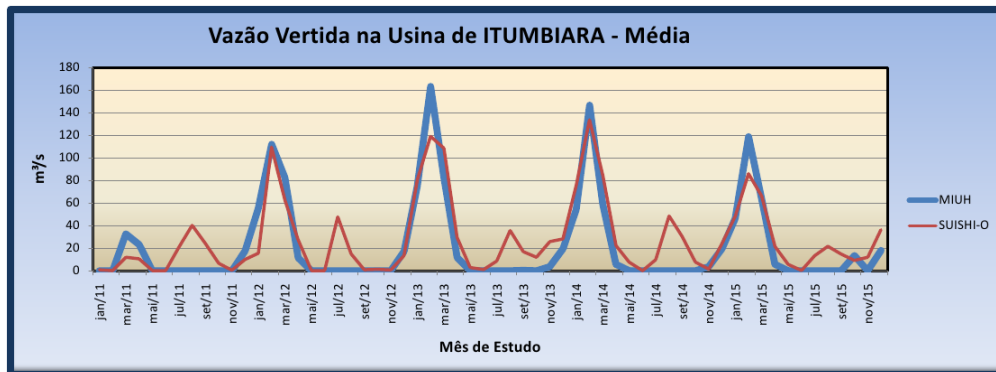


Figura 4.22: Vazão Vertida da Usina Itumbiara

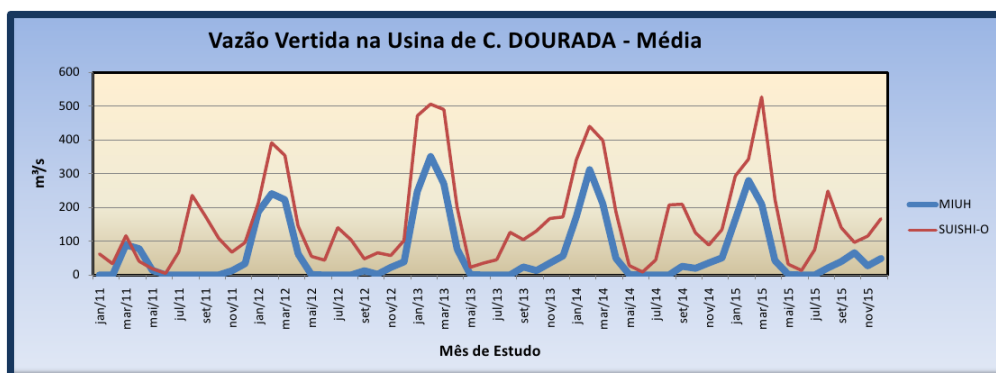


Figura 4.23: Vazão Vertida da Usina Cachoeira Dourada

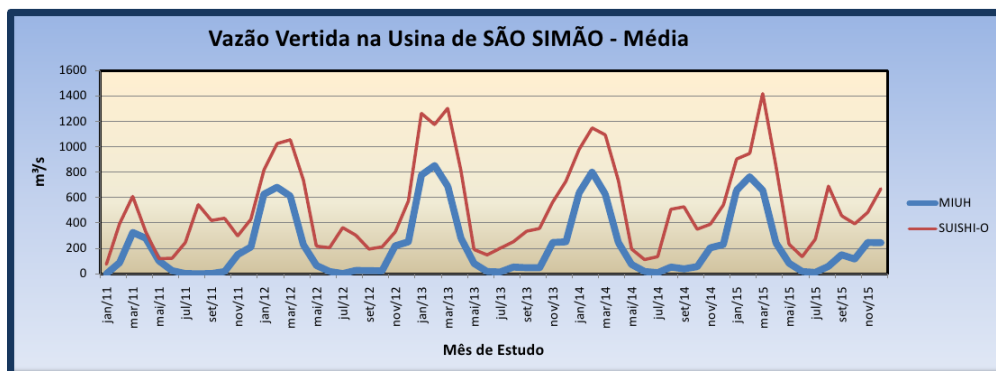


Figura 4.24: Vazão Vertida da Usina São Simão

Porém, para outras usinas do SIN, como por exemplo a usina Emborcação, que é uma usina de cabeceira e de grande porte, o modelo MIUH apresentou um vertimento médio superior ao modelo SUIISHI-O, como mostra a Figura 4.25.

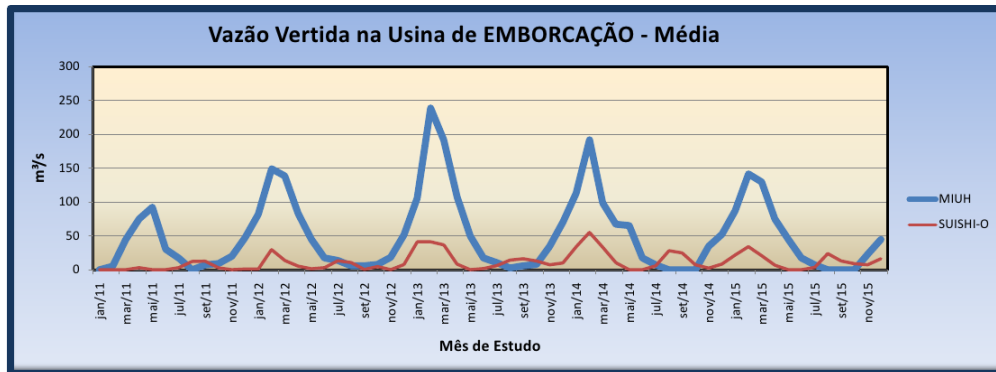


Figura 4.25: Vazão Vertida da Usina Emborcação

A diferença entre as estratégias de operação das metodologias em relação à evolução do volume armazenado no final de cada período de estudo é mostrada nas Figuras 4.26 a 4.28. Verifica-se que a metodologia proposta manteve o volume armazenado mais elevado na primeira usina da cascata (Itumbiara) durante todo o período de simulação do que no modelo SUIISHI-O, pois foi utilizada para a regularização da operação, enquanto que a usina de São Simão teve um desvio menor entre as metodologias. Por outro lado, o modelo SUIISHI-O usa mais intensivamente o volume armazenado nestas duas usinas. A justificativa para esta diferença é a utilização da estratégia de operação em paralelo das usinas (SOARES; CARNEIRO, 1993), adotada no modelo SUIISHI-O, a qual não é adotada pelo modelo MIUH, que através do processo de otimização busca o melhor aproveitamento hidráulico da cascata de usinas ao longo do rio.

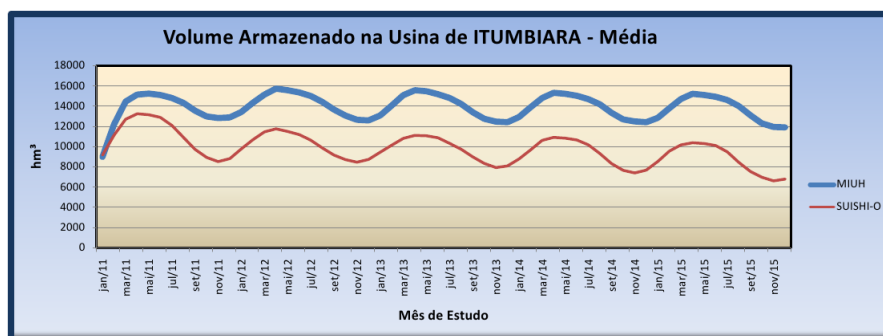


Figura 4.26: Volume Armazenado da Usina Itumbiara

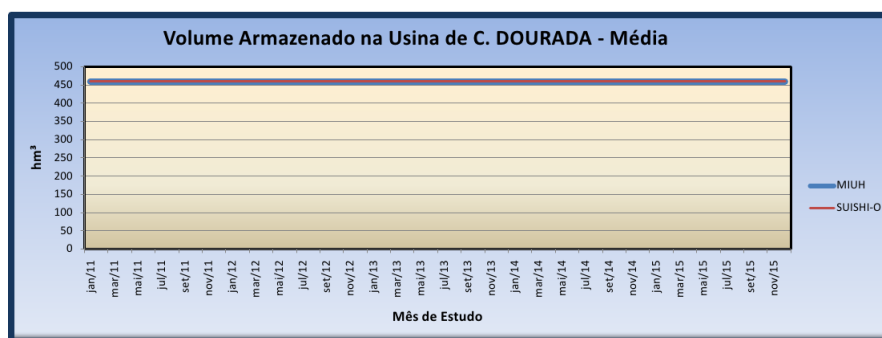


Figura 4.27: Volume Armazenado da Usina Cachoeira Dourada

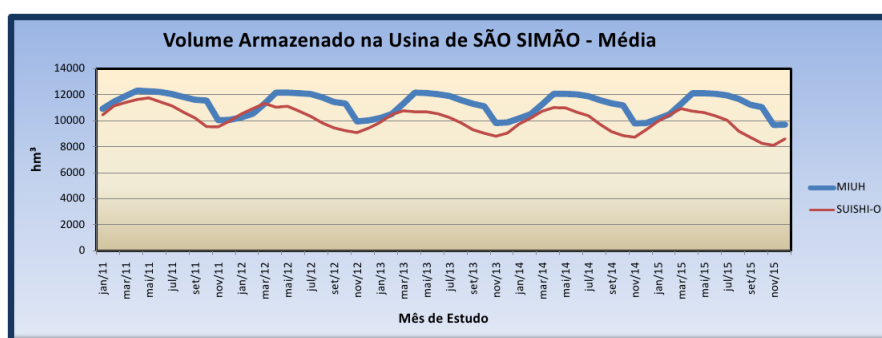


Figura 4.28: Volume Armazenado da Usina São Simão

A metodologia MIUH fornece o valor da água por usina (variável dual associada à equação de balanço hídrico). Pode-se perceber que a usina Itumbiara apresenta o maior valor da água, já que esta se encontra a montante das outras usinas da cascata do Rio Paranaíba e, desta forma, a sua vazão afluenta pode ser turbinada pelas usinas à jusante. A Figura 4.29 mostra a trajetória do valor da água para as usinas da cascata durante o período de estudo.

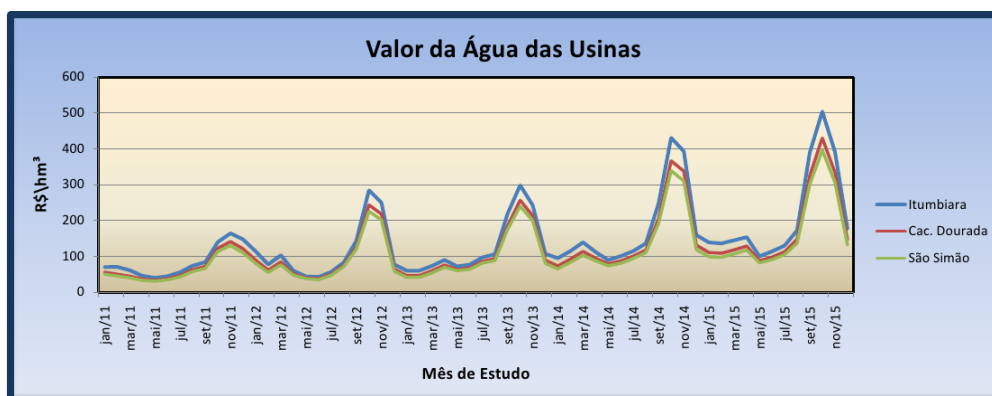


Figura 4.29: Valor da Água para as Usinas

Já o gráfico da Figura 4.30 mostra os pontos de operação da função sigmoide para a usina

Itumbiara. Observa-se que os pontos excursionaram sobre a curva e que o intervalo de defluência determinado para o ajuste da sigmoide foi suficiente para a representação do polinômio vazão nível-jusante. O Máximo erro médio percentual encontrado no ajuste da sigmoide em relação ao ajuste polinomial foi de 1,48% para a Usina de Tucuruí, calculado utilizando 1000 pontos de ajuste.

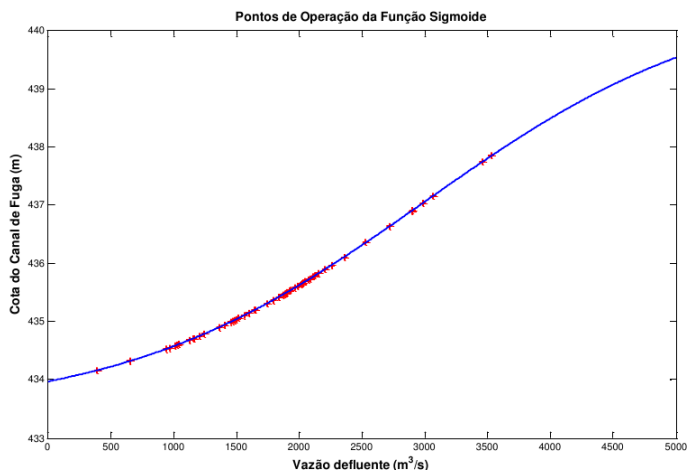


Figura 4.30: Pontos de Operação da Função Sigmoide

É mostrado na Figura 4.31 a comparação entre a energia armazenada do SIN calculada através das produtibilidades obtidas no ajuste polinomial (curva PCJ) e no ajuste utilizando as sigmoides (SIGMOIDE), observa-se a convergência dos valores obtidos em ambas as metodologias.

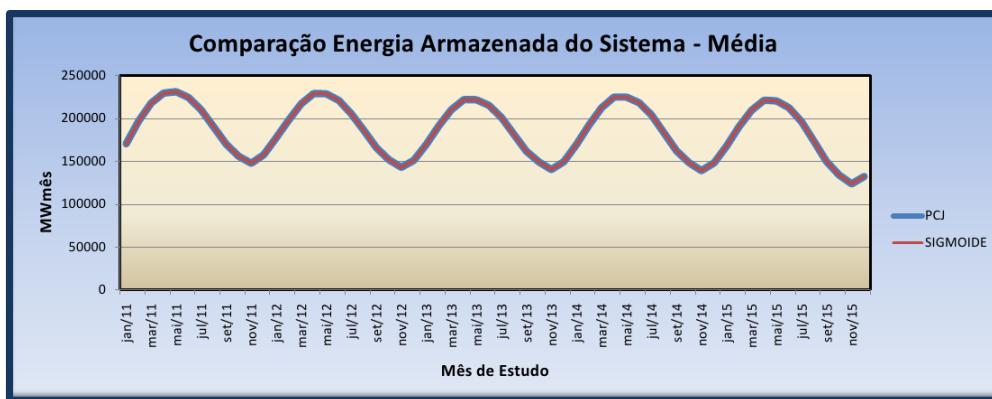


Figura 4.31: Comparação da Energia Armazenada do SIN

A usina Batalha foi escolhida para ilustrar como ocorre a entrada de novos empreendimentos no sistema durante o planejamento da operação. Resalta-se que o modelo MIUH modela o enchimento do volume morto de forma dinâmica, dependente da vazão afluente à usina. Por-

tanto, verifica-se que no MIUH, da mesma forma que no SUIHI-O, o tempo de enchimento do volume morto é variável de acordo com a afluência no empreendimento que está entrando em operação. As Figuras 4.32 a 4.35 ilustram como é realizada a entrada de novos empreendimentos no sistema.

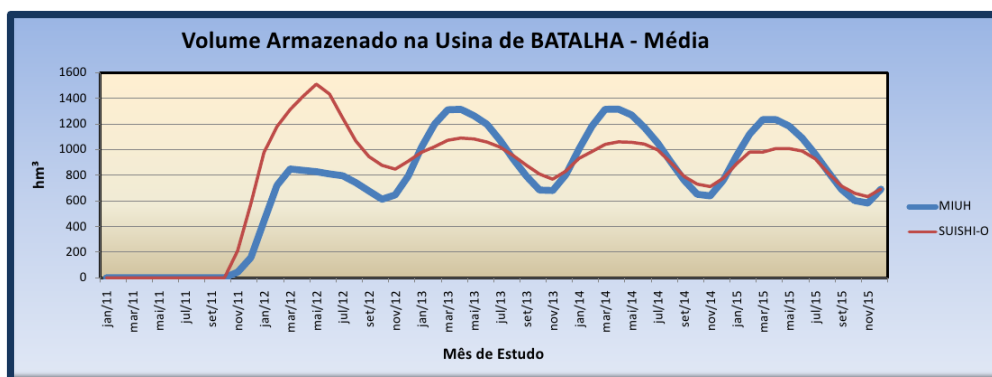


Figura 4.32: Volume Armazenado da Usina Batalha

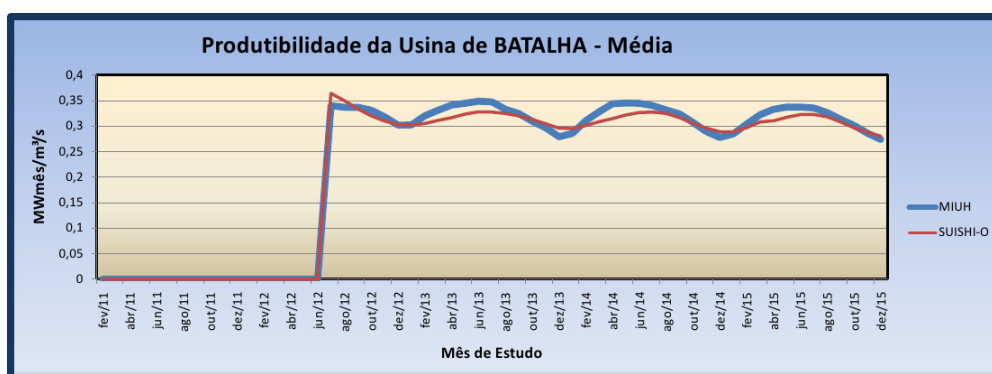


Figura 4.33: Produtibilidade da Usina Batalha

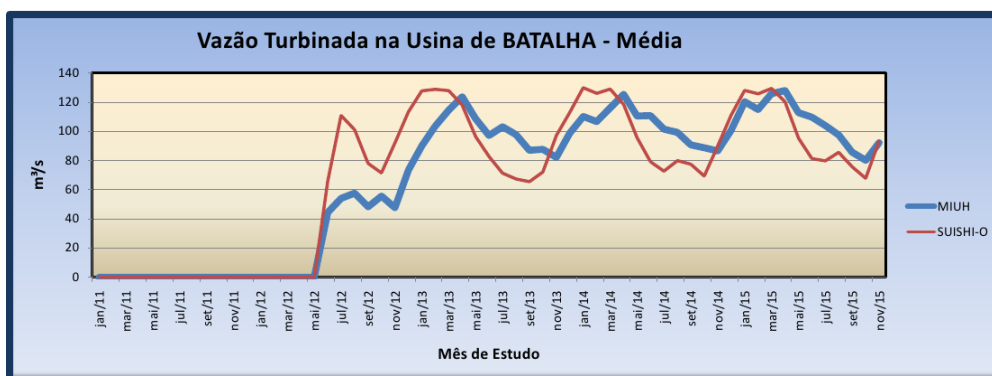


Figura 4.34: Vazão Turbinada da Usina Batalha

Conclui-se, pela análise dos gráficos acima, que a forma como ocorre o enchimento do

volume morto e a operação do reservatório são distintas entre as metodologias. Isso significa que a entrada de operação dos reservatórios podem acontecer em momentos diferentes.

A Figura 4.35 mostra que a usina Batalha foi modelada no MIUH como uma usina existente, porém sem capacidade de armazenamento e turbinamento, portanto toda a vazão afluente a usina, antes do início do enchimento do volume morto é vertido pela usina.

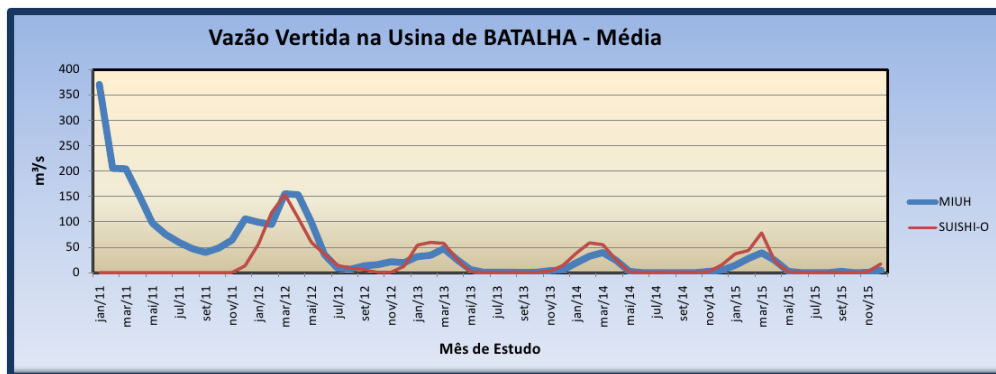


Figura 4.35: Vazão Vertida da Usina Batalha

A Figura 4.36 ilustra que a restrição de volume mínimo para vertimento modelada no MIUH está sendo atendida. Pode-se observar que só ocorre vertimento quando o volume armazenado é maior que o volume mínimo para vertimento.

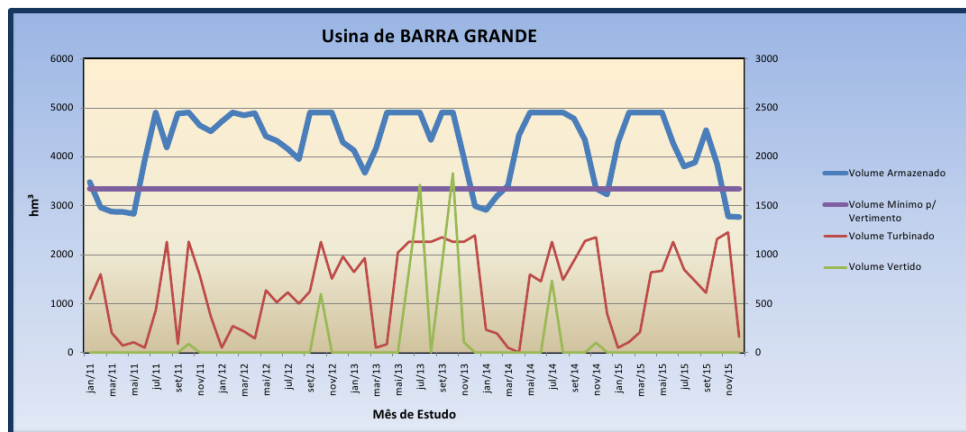


Figura 4.36: Verificação do Atendimento a Restrição de Volume Mínimo para Vertimento da Usina de Barra Grande

O modelo MIUH foi executado em computador com processador Quad core 2.66Ghz, 4GB de memória RAM e sistema operacional Windows Seven®. O tempo computacional para a simulação de cada cenário de afluência nos cinco anos de estudo foi de aproximadamente 220 segundos. O modelo SUIHI-O executado nas mesmas condições requer 15 segundos. Con-

tudo, deve-se ressaltar que as metodologias são diferentes; o MIUH é baseado em algoritmos de otimização não linear que requerem um esforço computacional superior às heurísticas utilizadas pelo modelo SUIISHI-O, que não garantem as condições de otimalidade. Como o *solver* utilizado para resolver cada problema não linear foi o LINGO, espera-se que a implementação de algoritmos baseados em pontos interiores, especificamente projetados para resolver este tipo de problema de despacho hidrotérmico, possa reduzir o esforço computacional.

4.3 Comparação da Simulação Final via PDDE e PDE-CHULL

Para a comparação dos resultados da simulação final com o modelo MIUH via PDDE, utilizou-se as FCFs geradas pelo modelo NEWAVE. Já as FCFs do modelo PDE-CHULL foram obtidos a partir da otimização do SIN considerando 5 discretizações da energia armazenada nos subsistemas e 60 cenários históricos de afluência (correspondentes aos cenários de 1931 a 1990). Para avaliar os resultados obtidos considerou-se a média das simulações finais dos 60 cenários históricos de afluência.

A Figura 4.37 apresenta o gráfico de comparação entre a simulação final realizada pelo modelo MIUH com as FCFs via PDDE e PDE-CHULL. Pode-se observar que os modelos apresentam a energia armazenada do SIN praticamente coincidente para primeiro ano do estudo e pouco desvio para os demais períodos de estudo, mostrando que os modelos estão bem aderentes com relação ao armazenamento do sistema.

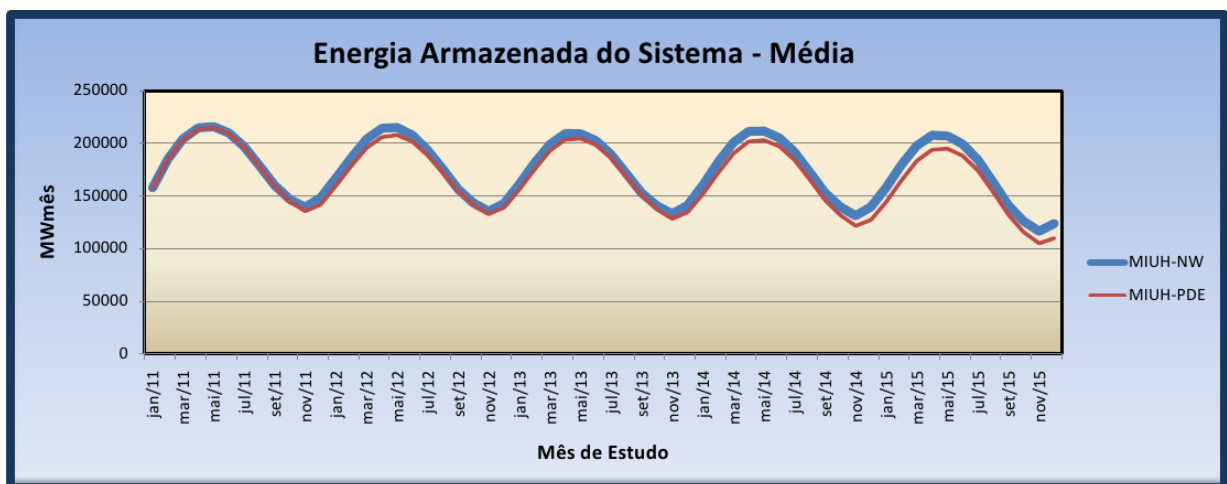


Figura 4.37: Energia Armazenada do SEB - PDDE vs PDE-CHULL

A geração hidráulica também é bem similar no primeiro ano de estudo e pouco desvio para os demais anos. A Figura 4.38 ilustra esta situação.

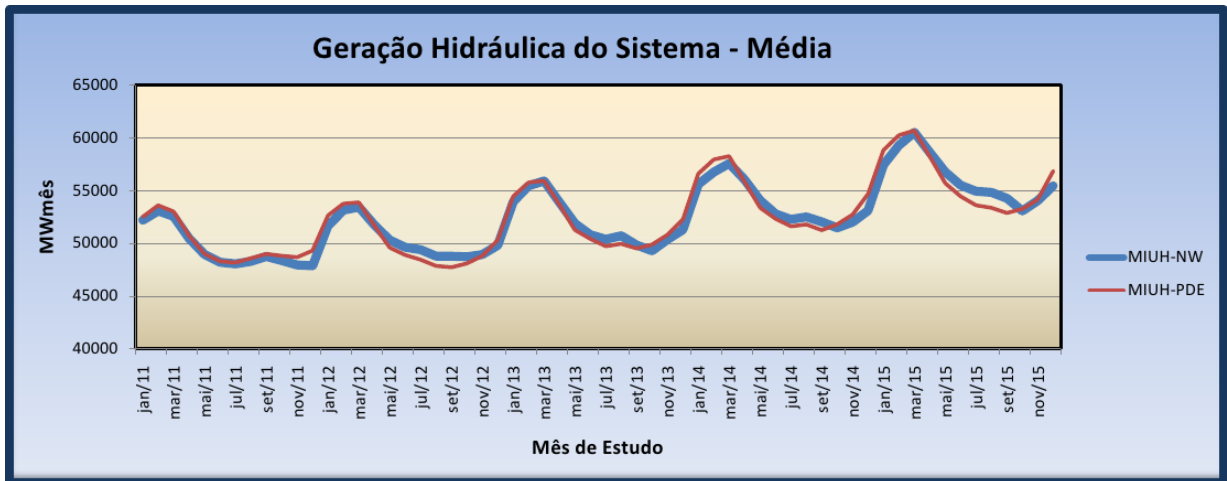


Figura 4.38: Geração Hidráulica do SEB - PDDE vs PDE-CHULL

A Figura 4.39 mostra a geração térmica para todos os períodos de estudo. Pode-se observar que os resultados apresentam a mesma tendência para a operação do SIN. Cabe resaltar que a metodologia PDE-CHULL não representa a tendência hidrológica das afluentes em seu modelo de otimização.

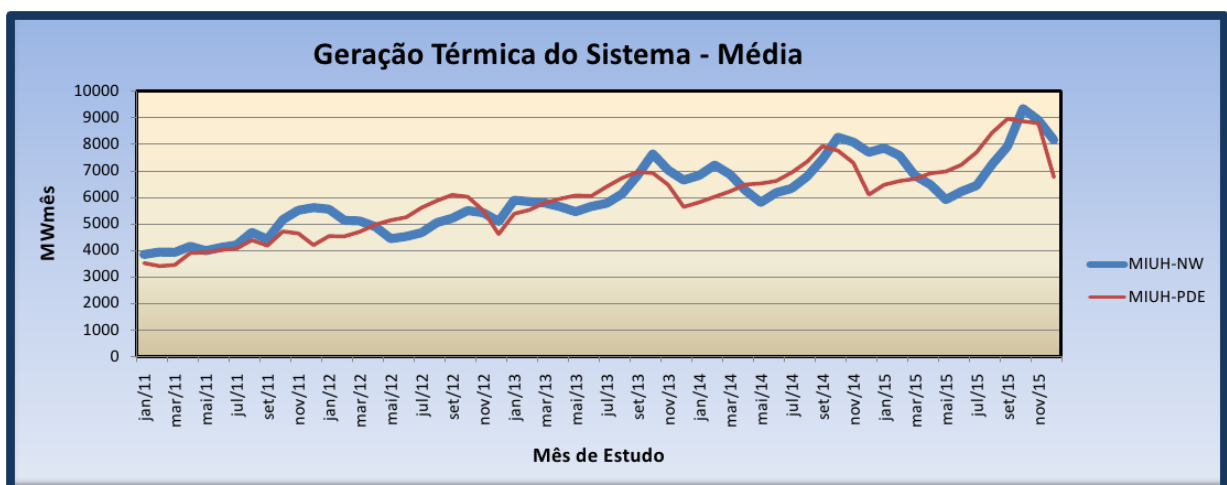


Figura 4.39: Geração Térmica do SEB - PDDE vs PDE-CHULL

O déficit em ambos os casos ocorrem praticamente nos mesmos períodos, como mostra a Figura 4.40

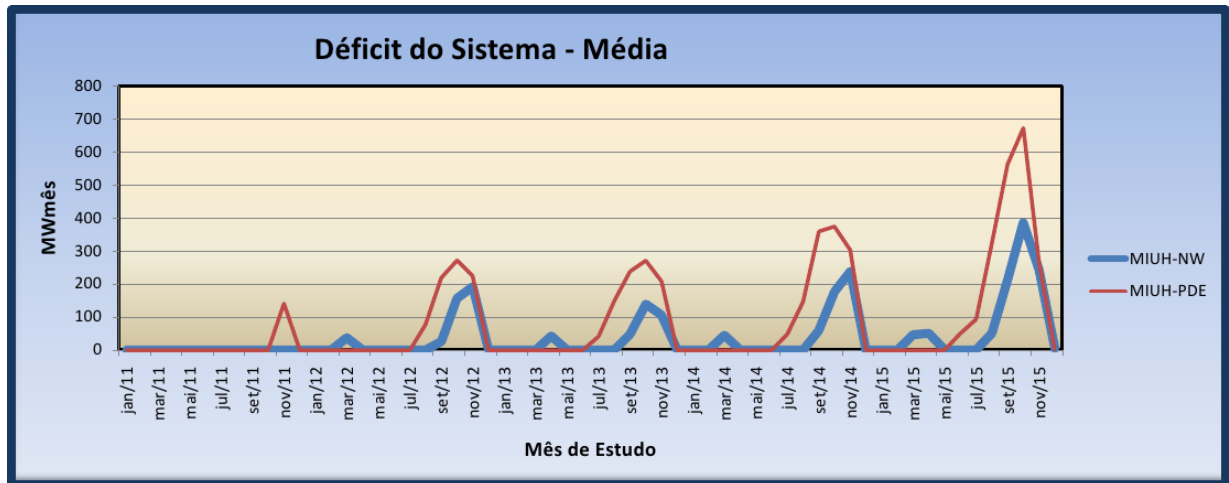


Figura 4.40: Déficit do SEB- PDDE vs PDE-CHULL

O CMO também se encontra bem aderente. A Figura 4.41 mostra a evolução do CMO ao longo do estudo.

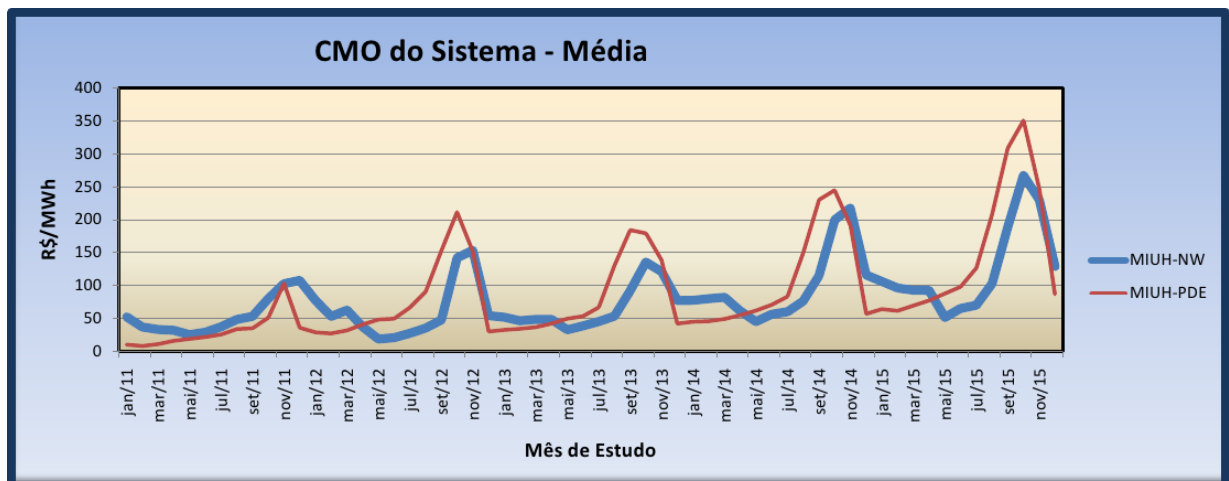


Figura 4.41: CMO do SEB - PDDE vs PDE-CHULL

4.4 Comparação da Metodologia MIUH via PNL e PL

Para verificar o ganho da representação das não linearidades do problema, foi realizada a comparação com o modelo linear. As produtibilidades das usinas passaram a ser calculadas previamente em relação ao volume inicial do reservatório considerando a cota do canal de fuga o valor médio fornecido no PMO e a restrição de volume mínimo para vertimento foi desconsiderada por ser não linear. Os resultados apresentados são referentes a média das simulações dos 60 cenários históricos de afluência com a utilização das FCFs obtidas pelo modelo NEWAVE.

Observa-se, que mesmo a metodologia linear, considera a variação da produtividade das usinas, porém relativa ao volume inicial do período em análise.

A Figura 4.42 apresenta a comparação da energia armazenada do SIN para a formulação não linear e linear. Pode-se observar que inicialmente o desvio entre as modelagens são mínimas, porém a medida que o período aumenta o desvio também vai aumentando, mostrando que a metodologia não linear consegue chegar ao final do estudo com uma energia armazenada maior quando comparada com a modelagem linear.

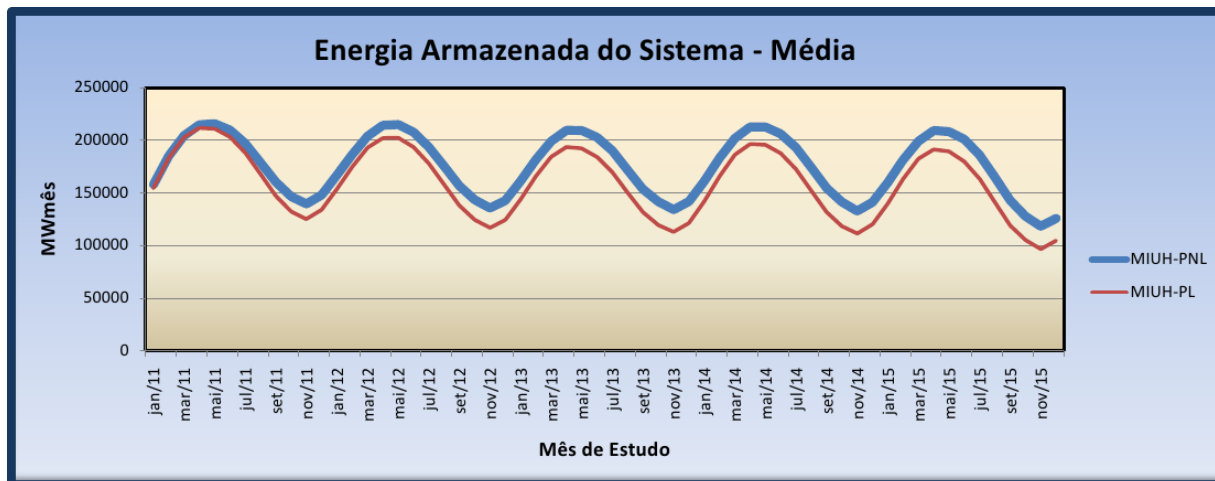


Figura 4.42: Energia Armazenada do SEB - PNL vs PL

A Figura 4.43 mostra que mesmo com uma energia armazenada maior para a modelagem não linear, este modelo consegue gerar mais energia hidráulica, indicando que a metodologia não linear faz um utilização mais eficiente do recurso hídrico.

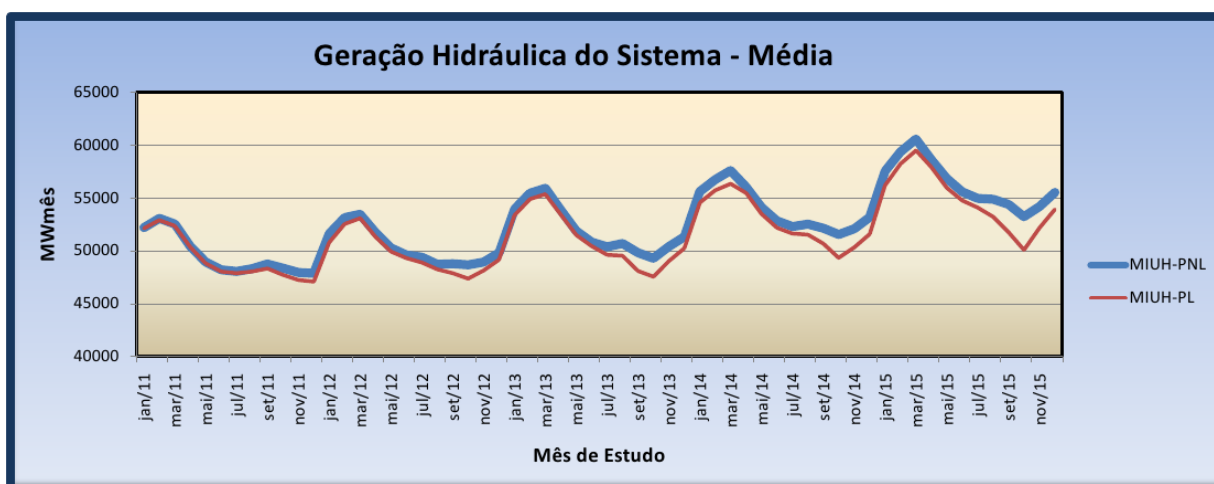


Figura 4.43: Geração Hidráulica do SEB- PNL vs PL

Como a geração hidráulica obtida pelo modelo não linear é superior à obtida pelo modelo linear, espera-se que a geração térmica seja inferior no modelo não linear, o que pode ser observado na Figura 4.44.

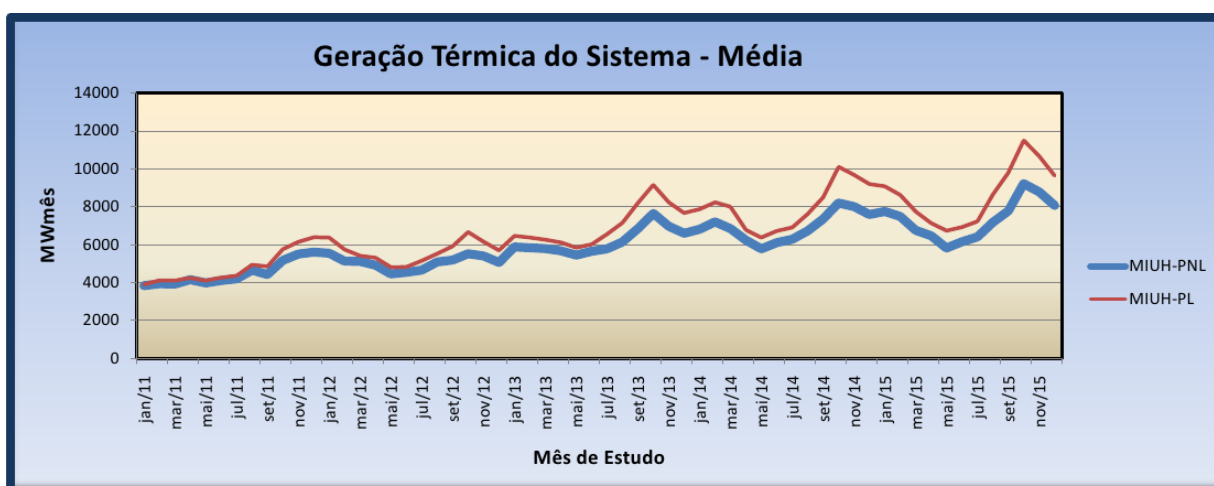


Figura 4.44: Geração Térmica do SEB- PNL vs PL

Pela Figura 4.45, observa-se que o déficit de energia ocorre no mesmo período em ambas as modelagens, porém, o modelo linear apresenta déficits de maior intensidade do que no modelo não linear.

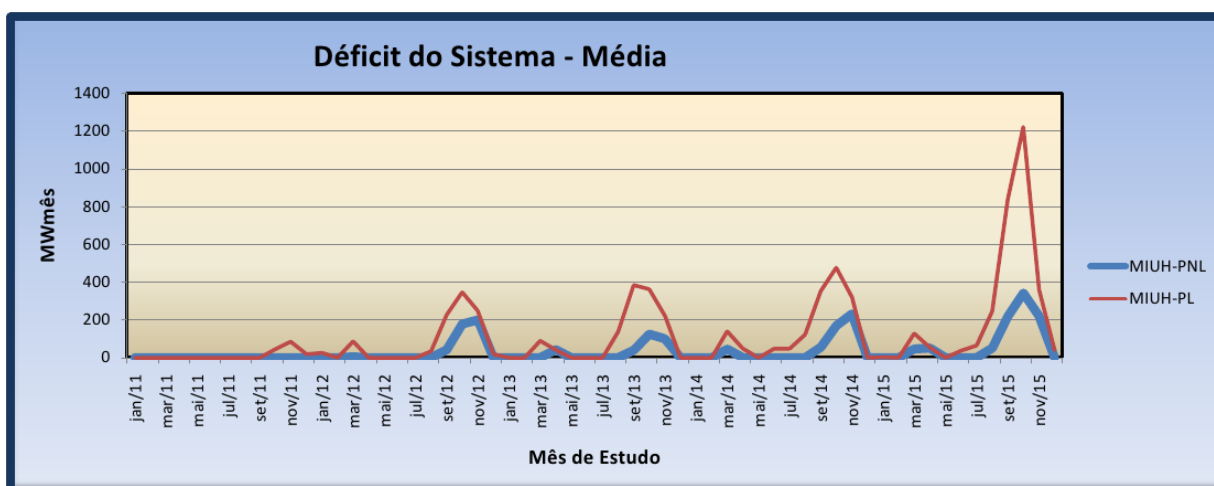


Figura 4.45: Déficit do SEB- PNL vs PL

Devido ao fato da metodologia não linear conseguir utilizar melhor os recursos energéticos do sistema (gerar mais energia elétrica com fontes hidráulicas e ainda assim manter os reservatórios mais cheios), a observação da evolução do CMO ao longo do estudo mostra que a metodologia não linear apresenta menos variabilidade e uma média menor que a metodologia linear. Isto pode ser observado na Figura 4.46.

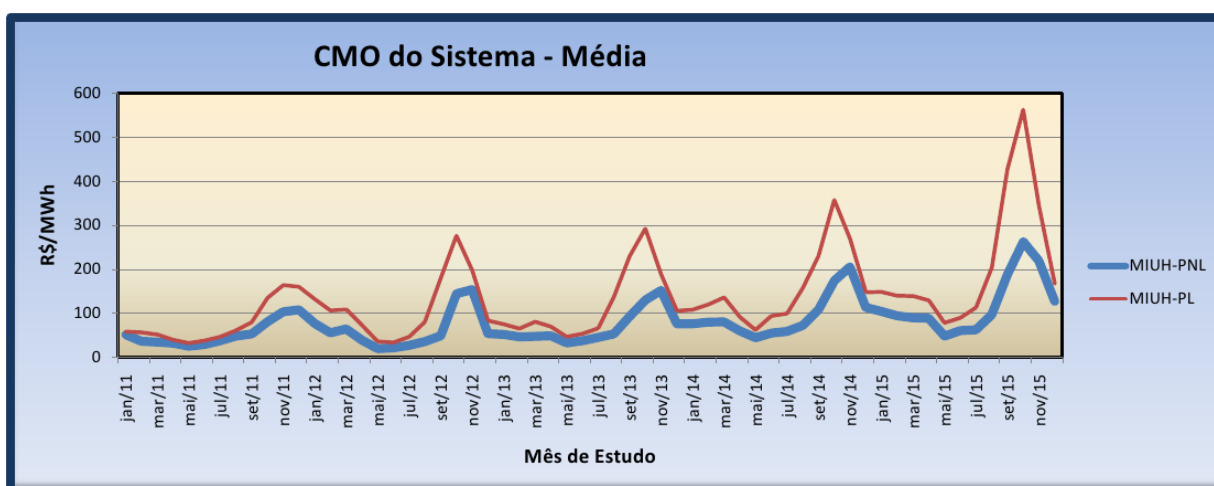


Figura 4.46: CMO do SEB- PNL vs PL

5 *Conclusões e Trabalhos Futuros*

5.1 **Conclusões**

Este trabalho apresentou um novo modelo para o planejamento individualizado da operação de médio/longo prazo de sistemas hidrotérmicos. O problema foi desacoplado em estágios mensais, e utiliza as funções de custo futuro obtidas através de um modelo de decisão estratégica. Nos resultados apresentados, estas funções foram geradas ora pelo modelo NEWAVE e ora pelo modelo PDE-CHULL. Porém, outros modelos de decisão estratégicas poderiam ter sido utilizados. Para tanto, foi utilizado uma modelagem não linear do problema que leva em consideração todas as restrições físicas e operacionais do sistema, dentre elas pode-se destacar:

- Representação da não linearidade da função de produção das usinas através da representação dos polinômios de vazão nível-jusante (PCJ) e cota-montante (PCM);
- Utilização da função sigmoide na representação do PCJ, o que permitiu uma melhor estabilidade do modelo de otimização;
- Representação da restrição de volume mínimo para o vertimento para considerar-se a altura da cota do vertedouro;
- Consideração da defluência mínima das usinas hidráulicas;
- Acoplamento em um único problema de otimização do despacho mensal a usinas individualizadas com funções de custo futuro baseadas em sistemas equivalentes;
- Consideração do volume evaporado e perdas hidráulicas;
- Consideração dos limites de intercâmbio entre subsistemas.

É importante destacar que a modelagem do problema baseada em otimização não linear, proposta neste trabalho, mostrou-se mais eficiente do que a modelagem baseada em heurísticas e melhor que a modelagem linear. O processo de otimização consegue encontrar uma melhor estratégia de operação das usinas quando comparado com outras técnicas, uma vez que este busca a operação ótima. A desvantagem encontrada na metodologia é o elevado tempo computacional

quando comparado com o modelo SUIISHI-O. Porém, ressalta-se que o MIUH apresenta a vantagem de fornecer o valor da água por usina, o que é importante, por exemplo, para gerar um sinal locacional para avaliação de entrada de novos empreendimentos de geração, em estudos relacionados à comercialização de energia, em estudos de avaliação de tarifas adotadas para o sistema de transmissão.

A utilização da sigmoide para aproximar o polinômio vazão nível-jusante foi de fundamental importância na modelagem. A sigmoide permitiu uma melhor convergência do processo de otimização no modelo MIUH, tornado viável a utilização da cota de jusante como função da vazão defluente às usinas.

A modelagem do volume mínimo para vertimento é também uma contribuição deste trabalho, já que esta não é representada em modelos lineares. O MIUH representa esta restrição, garantindo que a usina só verterá quando a cota do volume armazenado no período for maior que a cota do vertedouro, representando melhor as características das usinas.

O programa foi todo desenvolvido com base no “deck” de dados disponibilizados pelo ONS, que são os mesmos dados utilizados pelos modelos oficiais do Sistema Interligado Nacional. A possibilidade de escolha do modelo para o cálculo da política operativa, já implementado para os modelos NEWAVE e PDE-CHULL, permite a avaliação de outras políticas operativas sendo mais uma ferramenta para analisar o comportamento do sistema.

No entanto, em linhas gerais, é importante ressaltar a robustez e coerência dos resultados do modelo proposto em relação ao SUIISHI-O e também em relação a utilização das FCFs obtidas dos modelos NEWAVE e PDE-CHULL. A partir dos resultados, verifica-se que o modelo proposto tem grande potencial para se tornar uma valiosa ferramenta de análise no ambiente de operação e planejamento do SIN.

5.2 Trabalhos Futuros

Como continuação deste trabalho, várias implementações podem ser realizadas e melhoradas na modelagem proposta. Dentre os possíveis trabalhos futuros, pode-se destacar:

- Consideração de patamares de carga no modelo;
- Preparar o modelo para considerar os usos múltiplos da água;
- Avaliar o desempenho do modelo com outros otimizadores não lineares, visando uma redução do tempo computacional

-
- Construção de um *solver* próprio e customizado de programação não linear utilizando o Método de Pontos Interiores;
 - Utilizar o modelo desenvolvido para o cálculo da energia firme e energia assegurada das usinas;
 - Abordagem do problema com foco em estudos de comercialização de energia.
 - Restringir vertimento em alguns aproveitamentos hidráulicos.
 - Incorporação da curva de aversão ao risco.

Referências Bibliográficas

ARVANITIDIS, N. V.; ROSING, J. Optimal operation of multireservoir systems using a composite representation. n. 2, p. 327–335, 1970.

BELLMAN, R. E. *Dynamic Programming*. [S.l.]: Princeton University Press, 1957.

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.

CEPEL. *Manual de Referência - Modelo NEWAVE*. Rio de Janeiro, 2001. Relatório Técnico.

CEPEL. *Manual de Referência do Programa SUIISHI-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.

CICOGNA, M. A. *Modelo de Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos a Usinas Individualizadas Orientado por Objetos*. Dissertação (Mestrado) — UNICAMP, Campinas, SP, 1999.

DIAS, B. H. *Programação Dinâmica Estocástica e Algoritmo de Fechos Convexos no Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos*. Tese (Doutorado) — PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2010.

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.

FERREIRA, M. A. A. *Nova Metodologia para o Rateio do Bloco Hidráulico no Planejamento Hidrotérmico de Médio Prazo*. Dissertação (Mestrado) — UFJF, Juiz de Fora, 2010.

FORTUNATO, L. A. M.; NETO, T. A. A.; ALBUQUERQUE, J. C. R.; PEREIRA, M. V. F. *Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica*. Niterói: Universidade Federal Fluminense, 1990.

HIDALGO, I. G. *Ferramentas e Metodologia para Consolidação de Dados de Usinas Hidrelétricas Brasileiras*. Tese (Doutorado) — UNICAMP, 2009.

HIPEL, K. W.; MCLEOD, A. I. *Time Series Modelling of Water Resources and Environmental Systems*. [S.l.]: Elsevier Science Pub Co, 1994. ISBN 0444892702.

KLIGERMAN, A. S. *Operação Ótima de Subsistemas Hidrotérmicos Interligados Utilizando Programação Dinâmica Estocástica Dual*. Dissertação (Mestrado) — Unicamp, 1992.

- LINGO. *LINGO - User's Guide*. Chicago, Illinois, 2008.
- MACEIRA, M. E. P.; TERRY, L. A.; COSTA, F. S.; DAMÁZIO, J. M.; MELO, A. C. G. Chain of optimization models for setting the energy dispatch and spot price in the brazilian system. In: *14th Power Systems Computation Conference (PSCC)*. Sevilla - Spain: [s.n.], 2002.
- 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 (Doutorado) — PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2002.
- MARCATO, R. *Redistribuição ótima em patamares de carga da geração mensal de usinas hidrelétricas*. Dissertação (Mestrado) — Associação Instituto Nacional de Matemática Pura e Aplicada, IMPA, Rio de Janeiro, 2007.
- MARTINS, L. S. A.; SOARES, S.; AZEVEDO, A. T. A nonlinear model for the long-term hydro-thermal generation scheduling problem over multiple areas with transmission constraints. In: *Proc. IEEE/PES Power Systems Conf. and Exposition PSCE '09*. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–7.
- MONDAL, M. S.; WASIMI, S. A. Generating and forecasting monthly flows of the ganges river with PAR model. *Journal of Hydrology*, v. 323, n. 1-4, p. 41–56, maio 2006. ISSN 0022-1694.
- MORAES, L. A. M. *Considerações dos Contratos de Gás natural com Cláusulas Take-or-Pay no Planejamento Energético a Médio Prazo*. Dissertação (Mestrado) — IMPA, Rio de Janeiro, 2007.
- ONS. *Plano Anual da Operação Energética - PEN 2010*. Maio 2010. Relatório Executivo.
- ONS. *Relatório de Validação do Modelo SUIISHI-O*. [S.l.], 2010.
- ONS. *Site oficial do Operador Nacional do Sistema*. 2011. [Http://www.ons.org.br](http://www.ons.org.br). Acessado em janeiro de 2011.
- PEREIRA, A. F. S. *Planejamento da Operação Energética e da Manutenção no Sistema Hidro-térmico de Potência Brasileiro*. Dissertação (Mestrado) — UNICAMP, Campinas, 2006.
- 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, p. 161–169.
- 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, p. 779–792.
- POWELL, W. B. *Approximate Dynamic Programming: Solving the Curses of Dimensionality*. 1. ed. [S.l.]: Wiley-Interscience, 2007. ISBN 0470171553.
- PSR. *SDDP: Manual do Usuário - Versão 10*. [S.l.], 2009.
- RAMOS, T. P.; BRANDI, R. B. S.; MARCATO, A. L. M.; IUNG, A. M.; JR, I. C. S.; OLIVEIRA, E. J. Plataforma computacional baseada em poo para o planejamento de sistemas de potência de grande porte. In: *XVIII Congresso Brasileiro de Automática - CBA*. Bonito, MS: [s.n.], 2010.

RODRIGUES, M. A. M.; MACEIRA, M. E. P.; ROSS, R. P. D.; KOPILER, A.; TITO, F. L.; HENRIQUES, L. A. C.; CASTRO, A.; ARAÚJO, A. C. P.; ZARUR, P. D.; MELLO, J. C. O.; ANDRADES, D. B. Sistema de encadeamento de modelos energéticos. In: *XVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. Campinas, SP: [s.n.], 2001.

SCHILDT, H. *C++: The Complete Reference, 4th Edition*. 4. ed. [S.l.]: McGraw-Hill Osborne Media, 2002. ISBN 0072226803.

SOARES, S.; CARNEIRO, A. A. F. M. Reservoir operation rules for hydroelectric power system optimization. In: *Proc. Joint Int. Power Conf. Athens Power Tech APT 93*. [S.l.: s.n.], 1993. v. 2, p. 965–969.

SOUZA, B. B. *Avaliação do Impacto da Representação Explícita de Bacias Hidrográficas Através do Acoplamento Hidráulico no Planejamento da Operação Energética de Médio Prazo*. Dissertação (Mestrado) — COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2008.

TERRY, L. A.; PEREIRA, M. V. F.; NETO, T. A. A.; SILVA, L. F. A.; SALES, P. R. H. Brazilian national hydrothermal electrical generating system. In: *Interfaces*. [S.l.: s.n.], 1986.

ZAMBELLI, M. *Planejamento da Operação Energética do Sistema Interligado Nacional Baseado em Modelo de Controle Preditivo*. Tese (Doutorado) — UNICAMP, Campinas, 2009.