

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE SISTEMAS

Comparação entre os modelos NEWAVE e ODIN no planejamento energético do Sistema Interligado Nacional

Autor: André Emilio Toscano

Orientador: Prof. Dr. Secundino Soares Filho

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Secundino Soares Filho – FEEC/UNICAMP

Prof. Dr. Adriano Alber de França Mendes Carneiro – EESC/USP

Prof. Dr. Takaaki Ohishi – FEEC/UNICAMP

Dissertação de Mestrado: apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da UNICAMP como parte dos requisitos para obtenção do título **Mestre** em Engenharia Elétrica. Área de Concentração: Energia Elétrica.

Campinas - S.P., Fevereiro de 2009.

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

T639c Toscano, André Emilio
 Comparação entre os modelos NEWAVE e ODIN no
 planejamento energético do Sistema Interligado Nacional
 / André Emilio Toscano. --Campinas, SP: [s.n.], 2009.

 Orientador: Secundino Soares Filho.
 Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de
 Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de
 Computação.

 1. Sistemas de energia hidrotermica. 2. Simulação
 por computador. I. Soares Filho, Secundino. II.
 Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de
 Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

Título em Inglês: Comparison between models NEWAVE and Odin for long-term
hydropower scheduling of the brazilian system

Palavras-chave em Inglês: Hydrothermal electric power systems, Computer simulation

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora: Adriano Alber de França Mendes Carneiro, Takaaki Ohishi

Data da defesa: 26 de feve

Programa de Pós Graduação: Mestrado em Engenharia Elétrica

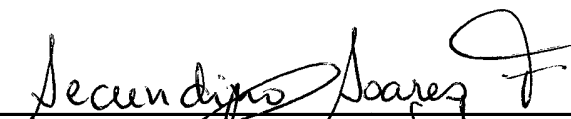
COMISSÃO JULGADORA - TESE DE MESTRADO

Candidato: André Emilio Toscano

Data da Defesa: 26 de fevereiro de 2009

Título da Tese: "Comparação entre os Modelos Newave e Odin no Planejamento da Operação Energética do Sistema Interligado Nacional"

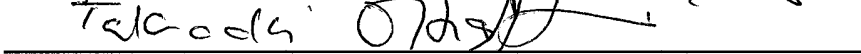
Prof. Dr. Secundino Soares Filho (Presidente):



Prof. Dr. Adriano Alber de França Mendes Carneiro:



Prof. Dr. Takaaki Ohishi:



Resumo

Os modelos de planejamento energético aplicados ao Sistema Interligado Nacional (SIN) devem fornecer um despacho de geração hidrotérmica que atenda ao mercado de energia elétrica brasileiro de forma a assegurar o atendimento das demandas e a minimizar os custos operativos. Devido às características hidrelétricas predominantes no sistema brasileiro, o planejamento visa determinar o despacho hidrelétrico otimizado que minimiza a complementação termelétrica necessária ao atendimento das demandas de energia elétrica do SIN.

O modelo de planejamento energético de longo prazo em vigor no sistema elétrico brasileiro é o NEWAVE, um modelo estocástico que representa o sistema através de subsistemas equivalentes de energia e que tem sua solução desagregada a usinas individualizadas por outros modelos, como o DECOMP ou SUISHI-O.

O modelo ODIN é a metodologia de planejamento energético desenvolvida na UNICAMP, que trata a estocasticidade das vazões afluentes de forma indireta, por meio de um previsor de vazões e de um otimizador a usinas individualizadas, e que a cada intervalo de planejamento fornece as decisões de despacho hidrotérmico por usina considerando as vazões previstas e a otimização da geração hidráulica do sistema.

Este trabalho apresenta a comparação de desempenho entre os modelos de planejamento energético NEWAVE e ODIN na obtenção do despacho hidrotérmico otimizado para o SIN.

Palavras-chave: modelos de planejamento energético, planejamento da operação, sistemas hidrotérmicos de potência, políticas operativas, simulação por computador.

Abstract

The optimization models applied to hydrothermal scheduling on the Brazilian National Interconnected System (SIN) shall provide the order of hydrothermal generation that meets the Brazilian market of electric energy in a way that the demands of power are attended and the operating costs, minimized. Due to the hydroelectric predominant feature in the Brazilian system, the planning aim to determine the optimal hydroelectric generation that minimizes the thermoelectric supplementation necessary to attend the power demands of Brazilian SIN.

The long-term hydrothermal scheduling plan model operating nowadays in the Brazilian electrical system is the NEWAVE, a stochastic model that represents the system by equivalent subsystems of energy, through composite reservoirs, and has its solution decompounded of individualized plants by other models, like the DECOMP and SUISHI-O.

The ODIN model is the energy planning methodology developed at UNICAMP that treats indirectly the stochasticity of affluent flows. This is done by means of an inflow predictor and an optimizer for individual plants, that provide the planning decisions at each interval to order the hydrothermal scheduling considering the provided flow generation for each plant and the optimization of the hydraulic generation of the system.

This work presents a comparison of performance between the models of hydrothermal scheduling NEWAVE and ODIN, in their obtainment of optimized hydrothermal scheduling for the Brazilian SIN.

Keywords: hydrothermal scheduling models, hydrothermal power systems, operational policies, simulation by computer.

A minha esposa Marcela,
pelo companherismo, amor e luz em minha vida.
Aos meus pais, Laura e Antonio, e meus irmãos
Marilda, Clóvis, Paulo, Elizabete, Elaine e Rogério,
pelo amor e oportunidade que me deram de ser quem eu sou.
Obrigado!

... o real não está na saída nem na chegada:
ele se dispõe para a gente é no meio da travessia...
Riobaldo. **Grande Sertão: Veredas, João Guimarães Rosa.**

Agradecimentos

Agradeço ao Prof. Secundino por todas as oportunidades e, especialmente, pela oportunidade de desenvolver este trabalho compartilhando seu vasto conhecimento e paixão pela pesquisa. Agradeço ainda pelo companheirismo e correção pró-ativa deste trabalho. Muito Obrigado.

Agradeço aos amigos do COSE/UNICAMP que tanto contribuíram e contribuem para a minha vida, em especial a Adriano Thomaz, Makoto Kadowaki, Mônica de Souza Zambelli, Leonardo Martins e João Borsói Soares, pessoas que contribuíram diretamente para que este trabalho fosse possível. Agradeço a Marcos Leone Filho, Ricardo Menezes Salgado, Marcelo Cicogna, Thyago Carvalho Marques, Aníbal Tavares de Azevedo e Thaís Siqueira pela amizade e convívio.

Agradeço aos Engenheiros da CESP, Ricardo Guedes, Luiz Fernando (Luizão), Erinaldo Farias e Sandra Kise Uehara, pelas contribuições realizadas e pelo fornecimento dos resultados do modelo NEWAVE e SUISHI-O que possibilitaram o desenvolvimento do capítulo de estudo de caso deste trabalho.

Agradeço aos Professores Aurélio Ribeiro Leite, Takaaki Ohishi e Rosângela Ballini pela amizade e convívio acadêmico.

Agradeço ao Prof. Adriano por aceitar participar de minha banca de defesa.

E por fim, agradeço a Deus, aquele que por seu amor e vontade possibilita a existência de todas as coisas.

Este trabalho teve o apoio financeiro da Fundação Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES).

Sumário

LISTA DE FIGURAS	13
LISTA DE TABELAS	15
LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E TERMOS	16
INTRODUÇÃO	19
1.1 GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	19
1.2 SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL	22
1.3 CADEIA DE COORDENAÇÃO DA OPERAÇÃO EM VIGOR NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	25
1.4 CADEIA DE COORDENAÇÃO DESENVOLVIDA NA UNICAMP	31
1.5 OBJETIVO E ORGANIZAÇÃO DESTE TRABALHO	32
2 METODOLOGIA	35
2.1 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO PROBLEMA HIDROTÉRMICO	35
2.2 DECOMPOSIÇÃO DO PROBLEMA	37
2.3 DESPACHO ECONÔMICO TERMELÉTRICO (DET)	38
2.4 DESPACHO ECONÔMICO HIDRELÉTRICO	42
2.5 MODELO ODIN	42
2.5.1 Breve histórico do modelo ODIN	48
2.6 O MODELO NEWAVE	49
2.7 POLÍTICA DE DESAGREGAÇÃO DA SOLUÇÃO DO NEWAVE A USINAS INDIVIDUALIZADAS	52
3 FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS	55
3.1 IMPORTAÇÃO DE UM DECK DO NEWAVE	56
3.2 COMPARADOR DE BASES DE DADOS DE USINAS HIDROTÉRMICAS	59
3.3 SIMULAÇÕES MULTI-CENÁRIOS	62
3.4 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	64
4 ESTUDO DE CASO	67
4.1 CONFIGURAÇÃO DOS ESTUDOS DE SIMULAÇÃO	68
4.1.1 Horizonte de Planejamento	69
4.1.2 Parque hidrotérmico considerado	69

4.1.3	Mercado a ser atendido para o SIN	73
4.2	SIMULAÇÕES DA OPERAÇÃO HIDROTÉRMICA	74
4.2.1	Considerações sobre as simulações.....	75
4.3	ANÁLISE DE RESULTADOS	76
4.3.1	Análises referentes ao SIN	77
4.3.2	Análises referentes aos subsistemas do SIN	89
4.3.3	Análises referentes às UHEs isoladas	95
4.3.4	Considerações sobre as metas agregadas geradas pelo NEWAVE.....	100
CONCLUSÕES		103
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS		107
APÊNDICE A		111

Lista de Figuras

<i>Figura 1 – Crescimento do Consumo Final de Energia Elétrica Setorial no ano de 2007.</i>	<i>19</i>
<i>Figura 2 – Esquema de um sistema hidrotérmico de potência.....</i>	<i>20</i>
<i>Figura 3 – Oferta interna de energia elétrica segundo sua natureza de fonte primária em 2007. ...</i>	<i>22</i>
<i>Figura 4 – Principais linhas de transmissão do SIN.....</i>	<i>23</i>
<i>Figura 5 – Cadeia de modelos em vigor no SEB.</i>	<i>27</i>
<i>Figura 6 - Função de Custo - DET.....</i>	<i>41</i>
<i>Figura 7 - Função de Custo Marginal - DET.</i>	<i>42</i>
<i>Figura 8 - Esquema da metodologia de controle em malha aberta para planejamento da operação.</i>	<i>43</i>
<i>Figura 9 - Representação das interligações do SIN.....</i>	<i>47</i>
<i>Figura 10 – Diagrama dos módulos do modelo NEWAVE.....</i>	<i>50</i>
<i>Figura 11 – Fluxograma do modelo NEWAVE.....</i>	<i>51</i>
<i>Figura 12 - Esquema de processos e dados para desagregação por usinas.....</i>	<i>53</i>
<i>Figura 13 – Regra paralela de operação dos reservatórios realizada pela política DesagUsina.</i>	<i>54</i>
<i>Figura 14 – DesagUsina atendendo as metas de geração hidráulica definidas pelo NEWAVE para o SE/CO.....</i>	<i>54</i>
<i>Figura 15 - Importador do deck do NEWAVE.</i>	<i>58</i>
<i>Figura 16 – Configuração de uma comparação de bases de dados.</i>	<i>60</i>
<i>Figura 17 – Resultados da comparação das bases de dados.....</i>	<i>61</i>
<i>Figura 18 – Diferenças nos dados cadastrais da UHE Água Vermelha.</i>	<i>62</i>
<i>Figura 19 – Apresentação dos valores médios obtidos na simulação multi-cenários.....</i>	<i>64</i>
<i>Figura 20 – Esquema aéreo da construção da UHE Batalha.....</i>	<i>70</i>
<i>Figura 21 – Enchimento do reservatório da UHE Batalha.....</i>	<i>71</i>
<i>Figura 22 – Motorização da UHE Batalha.....</i>	<i>71</i>
<i>Figura 23 – Vazões da UHE Batalha.</i>	<i>72</i>
<i>Figura 24 – Intercâmbios e limites de transmissão da exportação do SE/CO para o NE.....</i>	<i>72</i>
<i>Figura 25 – Intercâmbios e limites de transmissão da exportação do NE para o SECO.....</i>	<i>73</i>
<i>Figura 26 – Mercado total utilizado nos estudos de simulação das comparações.</i>	<i>74</i>
<i>Figura 27 – Trajetórias de geração multi-cenários dos modelos simulados.....</i>	<i>77</i>
<i>Figura 28 – Trajetórias da geração hidráulica com suas variações para os modelos simulados....</i>	<i>78</i>
<i>Figura 29 – Trajetórias de energia armazenada dos modelos simulados.</i>	<i>79</i>
<i>Figura 30 – Custo operativo dos modelos simulados no cenário de 1952.</i>	<i>81</i>
<i>Figura 31 – Geração hidráulica dos modelos simulados no cenário de 1952.</i>	<i>82</i>
<i>Figura 32 – Energia armazenada para os modelos simulados no cenário de 1952.</i>	<i>82</i>
<i>Figura 33 - Custos operativos dos modelos simulados no cenário de 1982.....</i>	<i>84</i>
<i>Figura 34 – Geração hidráulica dos modelos simulados no cenário de 1982.</i>	<i>85</i>
<i>Figura 35 – Energia armazenada para os modelos simulados no cenário de 1982.</i>	<i>86</i>
<i>Figura 36 - Custo operativo dos modelos simulados no cenário de 2000.</i>	<i>87</i>
<i>Figura 37 – Geração hidráulica dos modelos simulados no cenário de 2000.</i>	<i>88</i>
<i>Figura 38 – Energia armazenada para os modelos simulados no cenário de 2000.</i>	<i>88</i>
<i>Figura 39 – Curvas de CMO médio dos subsistemas SE/CO, Sul, Nordeste e Norte.</i>	<i>91</i>
<i>Figura 40 – Curvas de importação e exportação média do subsistema SE/CO.....</i>	<i>93</i>
<i>Figura 41 – Energia não suprida média do subsistema SE/CO.</i>	<i>95</i>
<i>Figura 42 – Trajetória média de armazenamento da UHE Furnas.....</i>	<i>96</i>
<i>Figura 43 – Trajetória de armazenamento da UHE Foz do Areia.</i>	<i>96</i>
<i>Figura 44 – Trajetória de armazenamento da UHE Sobradinho.</i>	<i>97</i>

<i>Figura 45 – Trajetória de armazenamento da UHE Serra da Mesa.</i>	<i>98</i>
<i>Figura 46 – Metas de geração hidráulica definidas pelo NEWAVE para o cenário de 2000.</i>	<i>101</i>

Lista de Tabelas

<i>Tabela 1 - Potencial hidráulico brasileiro por regiões¹.</i>	23
<i>Tabela 2 – Potência instalada nos empreendimentos em operação por fonte primária.</i>	24
<i>Tabela 3 – arquivos de entrada de um estudo do NEWAVE.</i>	56
<i>Tabela 4 – Arquivos de resultados do NEWAVE que participam da importação do deck.</i>	57
<i>Tabela 5 – Usinas retiradas.</i>	69
<i>Tabela 6 – Mercado de energia a ser atendido no SIN.</i>	74
<i>Tabela 7 – Análise do planejamento da operação energética do SIN considerando multi-cenários.</i>	80
<i>Tabela 8 - Análise do planejamento da operação energética do SIN considerando o cenário de 1952.</i>	83
<i>Tabela 9 - Análise do planejamento da operação energética do SIN considerando o cenário de 1982.</i>	86
<i>Tabela 10 - Análise do planejamento da operação energética do SIN considerando o cenário de 2000.</i>	89
<i>Tabela 11 – Média e desvio padrão das séries de CMO do SE/CO e do Sul.</i>	92
<i>Tabela 12 – Média e desvio padrão das séries de CMO do Nordeste e do Norte.</i>	92
<i>Tabela 13 – Intercâmbios e déficits médios dos subsistemas do SIN.</i>	94
<i>Tabela 14 – Análise produtividade média e armazenamento final das UHEs isoladas para os 70 cenários.</i>	99
<i>Tabela 15 – Análise da geração hidráulica das UHEs isoladas para os 70 cenários.</i>	99
<i>Tabela 16 – Parque hidrotérmico considerado nos estudos de planejamento energético.</i>	111

Lista de Abreviaturas, Siglas e Termos

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica;

BEN – Balanço Energético Nacional;

BIG – Banco de Dados de Geração;

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica;

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica;

CGH – Central Geradora Hidrelétrica;

CMO – Custo Marginal de Operação;

COSE – Laboratório de Coordenação de Sistemas Eletroenergéticos;

CP – Política de Controle Preditivo;

DECK – Conjunto de Arquivos de Configuração para Estudos de Planejamento Energético com os modelos NEWAVE, DECOMP e SUISHI-O;

DECOMP – Modelo de Planejamento Energético para médio prazo a Usinas Individualizadas;

DesagUsina – Política de Desagregação dos Reservatórios Equivalentes a Usinas Individualizadas;

DESSEM – Modelo de Programação da Operação;

DET – Despacho Econômico Termelétrico;

EOL – Central Geradora Eolielétrica;

EPE – Empresa de Pesquisa Energética;

hm³ – Hectômetro Cúbico;

HydroComp – Comparador de Bases de Dados do Sistema HydroLab;

HydroLab – Sistema Computacional de Suporte à Decisão para Sistemas Hidrotérmicos;

HydroMax – Modelo de Otimização Determinístico e a Usinas Individualizadas;

HydroPrev – Modelo de Previsão de Vazões Afluentes;

HydroSim LP – Modelo de Simulação de Sistemas Hidrotérmicos para longo prazo e a Usinas Individualizadas;

HydroSim MC – Modelo de Simulação Hidrotérmica a Usinas Individualizadas para Múltiplos Cenários de Vazões Afluentes;

Interbase – Sistema gerenciador de bases de dados produzido pela empresa Borland. Este é baseado em arquivos que definem as bases de dados;

kW – Kilo Watts;

MLT – Médias mensais de longo termo, calculadas através das vazões afluêntes históricas;

MME – Ministério de Minas e Energia;

MWh – Mega Watts hora;

MWmed – Mega Watts médios;

N – Subsistema Norte;

NE – Subsistema Nordeste;

NEWAVE – Modelo de Planejamento Energético para longo prazo;

NW-D – Resultados referentes as simulações com o modelo NEWAVE desagregado pela política DesagUsina;

NW-S – Resultados referentes as simulações com o modelo NEWAVE desagregado pelo SUIISHI-O;

ODIN – Otimização do Despacho Interligado Nacional;

OIE – Oferta Interna de Energia;

ONS – Operador Nacional do Sistema;

PCH – Pequena Central Hidrelétrica;

PDDE – Programação Dinâmica Dual Estocástica;

PDE – Programação Dinâmica Estocástica;

PMO – Programa Mensal de Operação Eletroenergética;

POSH – Programa para Operação de Sistemas Hidrotérmicos;

S – Subsistema Sul;

SE/CO ou SECO – Subsistema Sudeste/Centro-Oeste;

SEB – Sistema Elétrico Brasileiro;

SIN – Sistema Interligado Nacional;

SOL – Central Geradora Solar Fotovoltaica;

SUIISHI-O – Modelo de Planejamento Energético e Simulação a Usinas Individualizadas;

TWh – Tera Watts hora;

UHE – Usina Hidrelétrica;

UTE – Usina Termelétrica;
UTN – Usina Termonuclear.

Introdução

Este capítulo aborda o contexto do tema deste trabalho, apresentando resumidamente o sistema brasileiro de geração de energia elétrica e suas principais características. Introduz então o planejamento energético para o Sistema Interligado Nacional, apresentando as principais características do planejamento energético no âmbito do setor elétrico brasileiro. Os modelos comparados neste trabalho são introduzidos e, no final do capítulo, é apresentada a estrutura de organização deste trabalho.

1.1 Geração de energia elétrica no Brasil

A energia elétrica é um importante insumo na organização das sociedades modernas. Sua versatilidade de utilização garantiu seu uso difundido nas mais diferentes aplicações.

A energia elétrica usada no atendimento das necessidades gerais da sociedade apresenta crescente consumo em consequência do desenvolvimento econômico e industrial. As capacidades de geração de energia são determinantes no processo de crescimento econômico e tecnológico de um país.

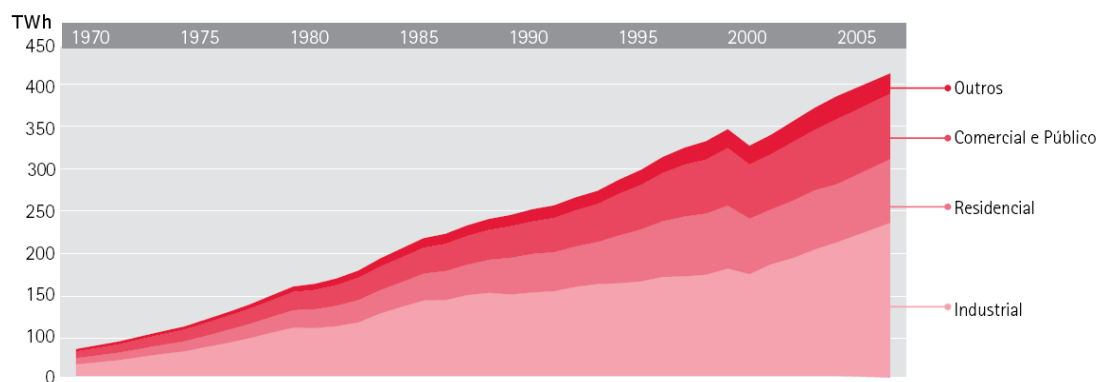


Figura 1 – Crescimento do Consumo Final de Energia Elétrica Setorial no ano de 2007¹.

A Figura 1 apresenta o crescimento do consumo de energia elétrica no Brasil, por setor, de 1970 a 2007. Verifica-se forte concentração do consumo na indústria, com 46,7% do consumo total, seguido pelo consumo residencial, com 22,1%. Podemos verificar as quedas nos anos de 2001 e 2002 em decorrência do racionamento de energia elétrica promovido pelo governo.

¹ Fonte: Balanço Energético Nacional 2008 – Exercício 2007. Empresa de Pesquisa Energética EPE – Ministério de Minas e Energia MME.

O atendimento às crescentes demandas de energia elétrica exigem a expansão dos sistemas geradores, que no Brasil é formado por um parque hidrotérmico de geração. Num parque hidrotérmico a energia elétrica é produzida através de aproveitamentos hídricos e pela queima de combustíveis, sendo a energia gerada levada até os centros consumidores através de linhas de transmissão e distribuição. A energia gerada através de potenciais hidráulicos consiste na construção de barragens que utilizam a água para a conversão de energia cinética em energia elétrica através de turbinas e geradores. A água nos reservatórios é considerada como um recurso limitado e de incerteza de disponibilidade futura, e é também a fonte primária mais barata para a geração de energia elétrica. A energia produzida pela queima de combustíveis (diesel, carvão, gás natural, biomassa, etc), ou por reações nucleares, é gerada pelo aquecimento de caldeiras que produzem o movimento rotacional das turbinas para a geração de energia elétrica. O combustível utilizado na geração termelétrica eleva em muito os custos operativos, mas pode ser entendido como uma fonte ilimitada. A Figura 2 apresenta o esquema de um sistema hidrotérmico de geração de energia elétrica, sua transmissão até os centros de carga, e distribuição aos consumidores.

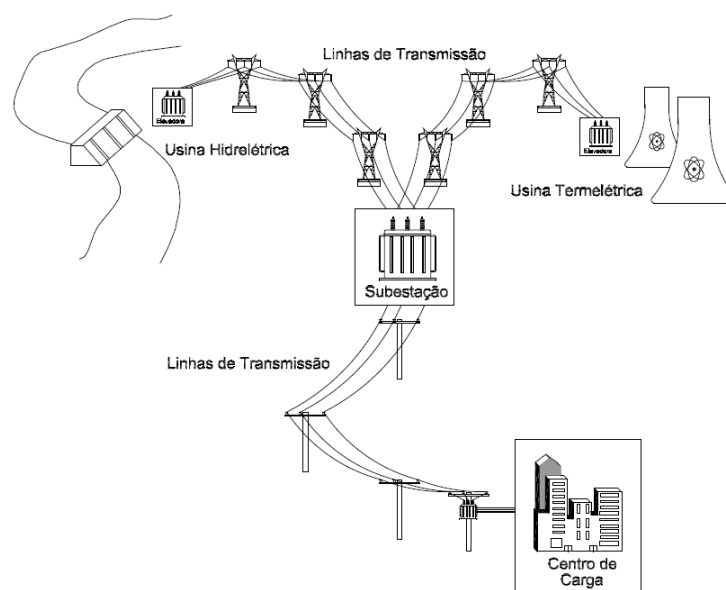


Figura 2 – Esquema de um sistema hidrotérmico de potência.

A história² da energia elétrica no Brasil teve início em 1879, quando Dom Pedro II concedeu ao empresário americano Thomas Alva Edison o privilégio de introduzir no Brasil aparelhos e processos de sua invenção destinados à utilização da eletricidade na iluminação pública, que

² Fonte: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil – ELETROBRÁS.
<http://www.memoria.eletrobras.gov.br> (Acessado no dia 16 de Janeiro de 2009).

vieram a clariar as praças e vias da até então Capital Federal, a cidade do Rio de Janeiro. Mais tarde a energia elétrica passou a ser utilizada no transporte, movendo bondes, e com as mudanças mundiais advindas dos avanços nos processos industriais e comerciais e na formação das economias globais de consumo passou a ser extensivamente utilizada.

No Brasil, a história da geração de energia elétrica é marcada pelo aproveitamento dos potenciais hidráulicos. O potencial hidrelétrico brasileiro é estimado em cerca de 260 GW, graças as suas características de clima e de bacias hidrográficas (ANEEL,2005), com elevados níveis de vazões e abundância de cursos d'água.

A geração hidráulica, no ano de 2007, teve 14,89% de participação na oferta interna de energia (OIE) da matriz energética do Brasil. A Figura 3 apresenta a estrutura da matriz energética do Brasil no ano de 2007.

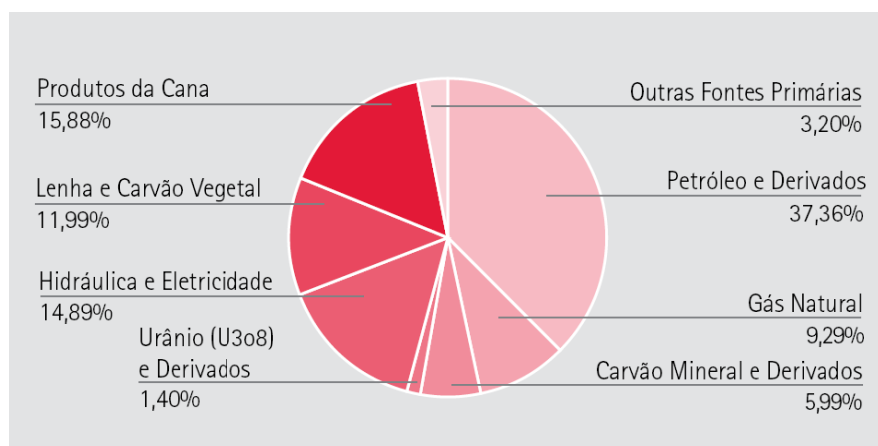


Figura 3 – Estrutura de participação das fontes na matriz energética do Brasil em 2007³.

A geração de energia elétrica no Brasil atingiu os 444,6 TWh em 2007, montante 6,0% superior ao ano de 2006. Representando aproximadamente 90% da geração total, a principal fonte é a energia hidráulica, que apresentou crescimento de 7,0% em relação a 2006³.

A geração hidráulica, segundo natureza de fonte primária para geração de energia elétrica, correspondeu a, aproximadamente, 74% de participação no montante. A geração de energia elétrica com natureza de fonte primária térmica e nuclear participaram, respectivamente, com 14,7% e 2,5% do montante. A Figura 4 apresenta a oferta interna de energia elétrica segundo natureza da fonte primária de geração verificada em 2007⁴.

³ Fonte: Balanço Energético Brasileiro 2008 - Empresa de Pesquisa Energética (EPE) - Ministério de Minas e Energia (MME).

⁴ Fonte: Balanço Energético Brasileiro 2008 - Empresa de Pesquisa Energética (EPE) - Ministério de Minas e Energia (MME). A geração de ITAIPU 50 Hz é contabilizada como importação.

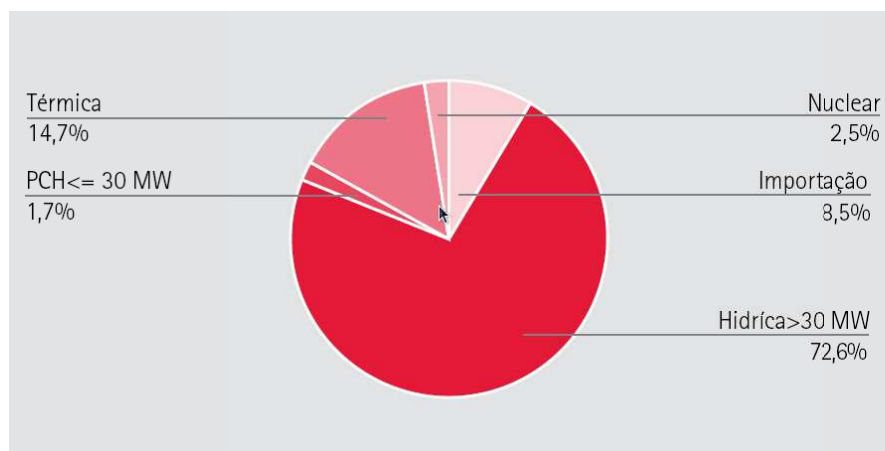


Figura 4 – Oferta interna de energia elétrica segundo sua natureza de fonte primária em 2007⁴.

No parque gerador brasileiro, outras fontes estão sendo incorporadas, como é o caso de aproveitamentos de potenciais eólicos e de energia solar. Porém, são fontes que ainda representam valores inexpressivos frente ao montante de energia elétrica necessário ao atendimento das demandas do mercado atual.

O parque gerador brasileiro, segundo informações do Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL, conta com 2001 empreendimentos em operação totalizando 102.638.351 kW de potência instalada. Está distribuído no território nacional e organizado pelas regiões do país através de linhas de transmissão que interligam centros geradores e consumidores, possibilitando a importação e exportação de energia elétrica entre diferentes regiões do território nacional.

1.2 Sistema Interligado Nacional

O Sistema Interligado Nacional ou SIN é o sistema de geração e transmissão de energia elétrica brasileiro. Trata-se de um sistema de geração hidrotérmico, com fonte primária predominantemente hidráulica, que abrange extensas regiões do território nacional que são interligadas por linhas de transmissão. Conta com aproveitamentos hidráulicos dispostos em cascatas com reservatórios diversos num mesmo rio, e com reservatórios de regularização plurianual. O SIN está distribuído em diferentes bacias hidrográficas brasileiras com regimes hidrológicos e pluviométricos variados, e com grandes potenciais hidráulicos exploráveis disponíveis. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica⁵. A Tabela 1 apresenta o potencial hidráulico de cada região do Brasil e sua exploração.

⁵ Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

Tabela 1 - Potencial hidráulico brasileiro por regiões⁶.

Regiões	Total (MW)	Operação (% do total)	Construção (% do total)
Norte	111.022	9,5	0,8
Nordeste	25.995	42,0	1,6
Sudeste	44.612	53,3	2,1
Sul	43.130	50,1	4,9
Centro-Oeste	35.334	28,4	3,8
Brasil	260.093	29,6	2,2

As regiões do território brasileiro compõem submercados geradores e consumidores de energia elétrica no SIN, que é dividido nos subsistemas interligados Sudeste/Centro Oeste, Sul, Nordeste e parte da região Norte. A Figura 5 ilustra as principais linhas de transmissão do SIN.

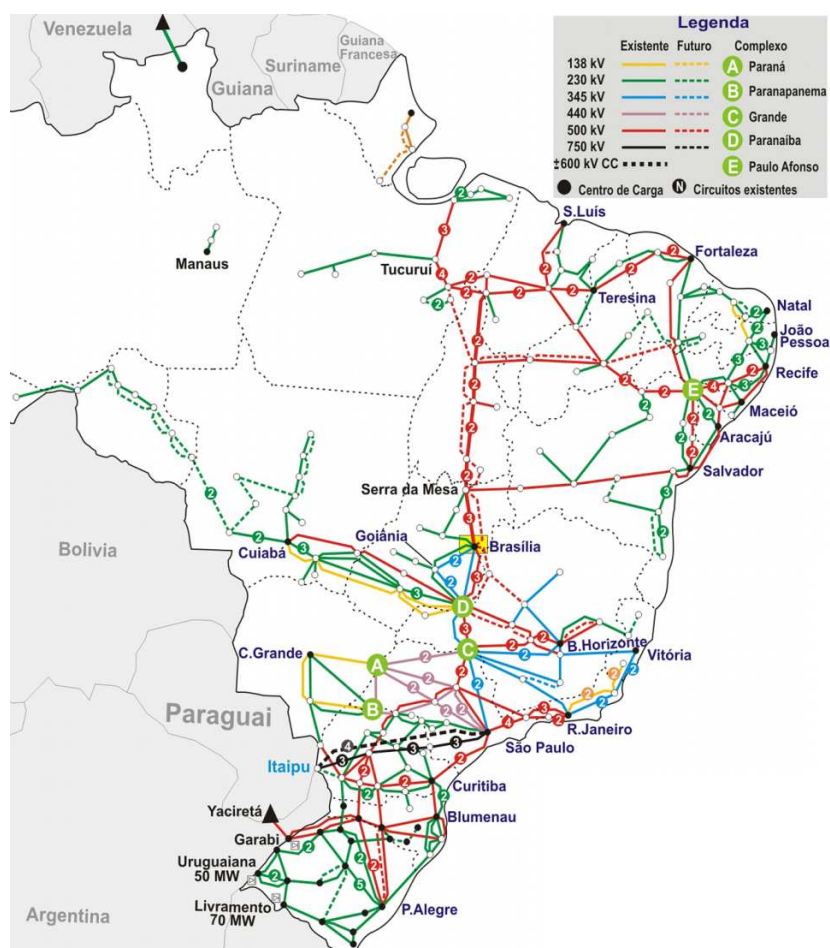


Figura 5 – Principais linhas de transmissão do SIN⁷.

⁶ Fonte: Balanço Energético Nacional 2008 – Exercício 2007. Empresa de Pesquisa Energética EPE – Ministério de Minas e Energia MME.

⁷ Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

Os subsistemas são compostos pelas usinas hidroelétricas(UHEs) e termoeleétricas(UTES) presentes em suas regiões. As UHEs e UTES do SIN possuem proprietários múltiplos, com empresas que podem atuar em mais de um subsistema.

O parque instalado do SIN é formado de empreendimentos diversificados, que geram energia elétrica de fontes primárias variadas, com suas participações destacadas na Tabela 2. Considerando sua fonte primária, os empreendimentos são classificados em:

1. **CGH** - Central Geradora Hidrelétrica: central geradora de fonte primária hidráulica, porém com capacidade de geração menor que 1 MW;
2. **EOL** - Central Geradora Eolielétrica: central geradora com energia eólica como fonte primária;
3. **PCH** - Pequena Central Hidrelétrica: central de geração com fonte primária hidráulica, com capacidade de geração entre 1 e 30 MW;
4. **SOL** - Central Geradora Solar Fotovoltaica: central geradora de energia solar como fonte primária;
5. **UHE** - Usina Hidrelétrica de Energia: central geradora de fonte primária hidráulica e com capacidade superior a 30 MW;
6. **UTE** - Usina Termelétrica de Energia: central geradora com fonte primária de queima de combustíveis;
7. **UTN** - Usina Termonuclear: central geradora térmica com fonte primária nuclear.

Tabela 2 – Potência instalada nos empreendimentos em operação por fonte primária.

Empreendimentos em Operação (Fonte: BIG – ANEEL)			
Tipo	Quantidade	Potência Instalada (kW)	Participação (%)
CGH	276	153.425	0,15
EOL	25	355.080	0,35
PCH	330	2.465.519	2,4
SOL	1	20	-
UHE	160	74.901.031	72,97
UTE	1.211	22.764.968	22,18
UTN	2	2.007.000	1,96
Total	2.005	102.647.043	100

Num sistema complexo como o SIN, com fontes geradoras variadas e interligação entre submercados, a coordenação da operação é realizada através de cadeia de modelos que, utilizando diferentes horizontes e discretizações, buscam estabelecer a operação do sistema com o objetivo de garantir o fornecimento de energia elétrica de forma econômica e confiável.

1.3 Cadeia de coordenação da operação em vigor no setor elétrico brasileiro

A coordenação da operação do SIN, um sistema de geração hidrotérmico, objetiva atender os requisitos de consumo de energia elétrica do sistema, visando à continuidade do fornecimento de forma confiável e a custos operativos reduzidos. Desta forma, a utilização racional dos recursos deve ser planejada objetivando atender os requisitos presentes do sistema e buscar meios de determinar as necessidades de expansão do sistema com conseqüentes investimentos. Assim, devido à sua complexidade, a coordenação da operação de um sistema hidrotérmico é realizada em diferentes etapas, através de cadeia de modelos que possibilitam definir uma estratégia de operação.

A estratégia da coordenação deve definir a operação do sistema hidrotérmico visando atender os requisitos do sistema de forma econômica e confiável, o que pelas características do sistema brasileiro exige que os recursos hidrelétricos disponíveis sejam utilizados da melhor forma possível, buscando reduzir ao máximo a complementação da geração, principalmente, da geração através de usinas termelétricas, o que implicaria em maiores custos operativos. Assim, as decisões operativas devem estabelecer o benefício presente da utilização da água nos reservatórios como um recurso limitado, e considerar estados futuros do sistema.

A água nos reservatórios, além de ser um recurso limitado, tem sua disponibilidade bastante irregular em sua forma natural, apresentando variações nas vazões afluentes ao sistema. Tenta-se reduzir o efeito gerado nas variações anuais das afluências com as usinas com grandes reservatórios de acumulação. Estes reservatórios ocupam posições estratégicas nas cachoeiras e devem elevar as vazões nos períodos de seca e reduzi-las nos períodos úmidos, através da variação do armazenamento. O planejamento deverá contemplar também os usos múltiplos das águas nas cachoeiras, como por exemplo, o mantimento de níveis de navegação, irrigação, controle de cheias e saneamento.

As altas taxas de vazões afluentes implicam na necessidade de reservatórios capazes de reter água por longos períodos, permitindo ao sistema ser regularizado em diferentes hidrologias. A capacidade de regularização de um reservatório é definida pela razão entre a capacidade de armazenamento e a afluência média anual. No SIN estão presentes reservatórios de regularização

plurianual. O elevado número de reservatórios no sistema e seus acoplamentos nas diferentes bacias hidrográficas brasileiras, implicam na necessidade de estudos que considerem diferentes períodos de planejamento.

Os estudos de planejamento da operação energética devem representar o parque gerador em expansão, pois as demandas por energia crescem com o aumento do consumo bem como as usinas que compõem o parque gerador podem variar, visto que, novos empreendimentos podem entrar em operação ou ainda, podem ocorrer paradas de unidades geradoras.

As funções de geração que descrevem a conversão da água turbinada nas usinas em energia elétrica, assim como as funções de custo de complementação da energia elétrica gerada nas termelétricas são representadas por funções não-lineares.

A coordenação da operação de um sistema hidrotérmico, como o SIN, pode ser formulada como um problema de otimização de grande porte, dinâmico, estocástico, interconectado e não-linear, e sua solução requer que o problema seja decomposto em uma cadeia de modelos acoplados que considerem horizontes de longo, médio e curto prazo. O horizonte de planejamento de longo prazo também pode ser referido como de médio prazo na literatura, devido a sua discretização mensal. Neste trabalho é utilizado o termo “longo prazo” para definir o horizonte de planejamento composto por mais de 2 anos e com discretização mensal, que é o horizonte de planejamento em foco neste trabalho.

No setor elétrico brasileiro (SEB), a solução deste problema é obtida através da cadeia de modelos apresentada em (Maceira et al, 2002), que consiste de modelos acoplados, que consideram diferentes horizontes de planejamento: longo prazo, médio prazo, curto prazo e programação diária. O acoplamento entre os modelos é realizado através das funções do custo futuro da operação energética.

A Figura 6 apresenta o esquema da cadeia de coordenação hidrotérmica em vigor no SEB. Na cadeia de modelos, verificamos que as incertezas do problema diminuem à medida que encurtamos os horizontes de planejamento, assim como a representação do sistema torna-se mais detalhada, contemplando, por exemplo, o sistema elétrico na programação da operação.

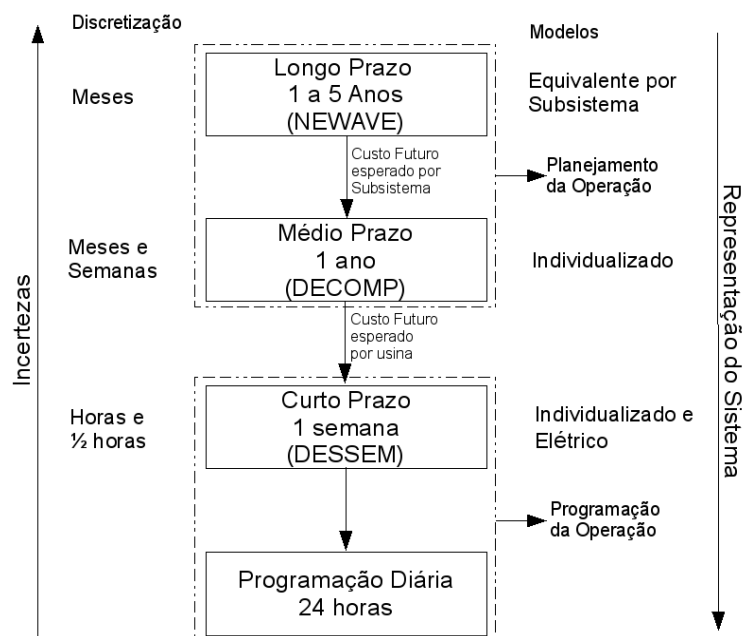


Figura 6 – Cadeia de modelos em vigor no SEB.

No planejamento da operação energética de longo prazo realizado pelo SEB a representação do sistema baseia-se no conceito de modelo equivalente (Terry et al. 1980)(Arvanitidis, 1970) e (Cruz e Soares,1996), em que um conjunto de usinas hidrelétricas é agregado num único reservatório equivalente que recebe, armazena e descarrega energia ao invés de água. Cada subsistema do SIN é representado por um reservatório equivalente que é composto pelas usinas de sua região. Esta representação contempla a rede hidráulica e as restrições de uso da água, considerando os valores médios de produtividade das usinas para o estabelecimento de cálculos da energia do sistema equivalente (CEPEL, 2006). As características energéticas também são expressas na representação para a determinação dos intercâmbios entre as regiões.

Ao reduzirmos os horizontes de planejamento ao médio e curto prazo, a representação do sistema é refinada e as usinas hidrelétricas são modeladas de forma individualizada, expressando suas características operativas e restrições hidráulicas e energéticas, e para os casos de curto prazo a factibilidade da operação é verificada através da representação das características e restrições elétricas do problema.

No planejamento da operação energética de longo prazo são realizados estudos com horizontes de alguns anos à frente, com discretização mensal. Devido ao alto grau de incerteza das vazões, cogita-se o uso de modelos estocásticos, porém a representação individualizada das usinas e a representação estocástica das afluentes em um único modelo matemático é tarefa bastante complexa, e que pode inviabilizar o processo de solução.

O planejamento de médio prazo compreende horizontes de alguns meses discretizados em meses e semanas, e como o grau de incerteza das vazões é menor, estas podem ser tratadas de forma determinística e devem fornecer decisões operativas individualizadas para cada usina considerando o acoplamento hidráulico e as possíveis variações hidrológicas entre os rios.

Na programação da operação o horizonte é de até duas semanas com discretização em horas ou $\frac{1}{2}$ horas. O objetivo é obter o despacho ótimo do sistema hidrotérmico que contemple os aspectos energéticos, hidráulicos e elétricos do sistema. O horizonte pequeno permite considerar os valores de aflúncias conhecidos ou determinísticos.

No curto prazo, os aspectos de qualidade e atendimento às demandas consistem do atendimento das metas de geração definidas no planejamento de médio prazo e da verificação da factibilidade operativa em termos de restrições dos equipamentos de geração e transmissão.

Classifica-se então como planejamento da operação energética, os esforços de se estabelecer o comportamento do sistema para um horizonte de operação de até cinco anos, promovendo o aproveitamento racional dos recursos de forma a garantir: a qualidade e a segurança no atendimento à demanda do mercado, dos requisitos operativos do sistema hidrotérmico, e a minimização dos custos operativos. A programação da operação tem por objetivo estabelecer a operação de curto prazo do sistema hidrotérmico fornecendo decisões operativas do sistema de geração que sejam factíveis ao sistema de transmissão, e que respeitem as metas estabelecidas no planejamento da operação. A programação da operação é próxima da operação em tempo real o que torna necessário representar as restrições elétricas do sistema, e que no planejamento da operação em horizonte de médio ou longo prazo são ignoradas ou representadas de forma simplificada. Uma introdução ao planejamento da operação para o contexto brasileiro de geração de energia elétrica é apresentada em (Fortunato et al, 1990).

As soluções dos diversos modelos adotados na cadeia de planejamento energético do SEB são obtidas por algoritmos de Programação Dinâmica Estocástica Dual (PDDE) (Pereira, 1989). A PDDE é utilizada para a determinação da política operativa que minimiza o custo esperado da operação para o horizonte de até cinco anos. A estratégia é verificada através do processo de simulação por computador, e nestas simulações são utilizadas diferentes séries de energias afluentes ao sistema, que podem ser históricas ou sintéticas. O parque gerador hidrelétrico é representado por reservatórios equivalentes e o termelétrico através de custos marginais e valores de geração mínima e máxima. O modelo de longo prazo fornece como resultado uma função de custo futuro que é acoplada ao modelo de curto prazo no final do horizonte de planejamento (Rodrigues et al., 2001), como representado na Figura 6.

A Programação Dinâmica Estocástica (PDE) (Bertsekas, 1987) é uma técnica de otimização multi-estágios baseada no princípio de otimalidade de Bellman (1957), na qual cada decisão é baseada no conhecimento das possibilidades futuras e suas consequências. Sua abordagem foi amplamente utilizada em problemas de planejamento hidrotérmico e sistemas hídricos de maneira geral (Yeh, 1985)(Stedinger; Sule; Loucks, 1984). A PDE é bastante utilizada em problemas de planejamento por sua habilidade no tratamento das características não lineares e estocásticas do problema, e por oferecer uma política de controle em malha fechada, que fornece uma regra de operação que define uma decisão ótima para cada estado do sistema em cada estágio do planejamento.

Esta técnica tem sua aplicação limitada pela chamada “maldição da dimensionalidade”, que determina crescimento exponencial do custo computacional do processo de solução a cada nova variável de estado (por exemplo, uma usina) do problema (Pereira, 1989). Esta limitação exige o uso de técnicas de aproximação para redução da dimensão do sistema, o que ocasiona no uso de reservatórios equivalentes na metodologia em vigor no SEB. A utilização da PDDE reduz o efeito da discretização do espaço de estados através da aproximação das funções de custo esperado da PDE a cada estágio por funções lineares por partes. As aproximações podem ser entendidas como cortes de Benders (1962) e são obtidas em processo iterativo de sucessivas decomposições pelas soluções duais do problema até convergência segundo uma dada tolerância.

Como apresentado na Figura 6, a cadeia de modelos de planejamento em utilização no SEB define um modelo para cada uma das três etapas do planejamento:

1. Longo prazo – Modelo NEWAVE: Modelo de otimização para o planejamento de até 5 anos, com discretização mensal e representação a sistemas equivalentes. Seu objetivo é determinar a estratégia de geração hidráulica e térmica em cada estágio que minimiza o valor esperado do custo de operação para todo o período de planejamento. Um dos principais resultados desse modelo são as funções de custo futuro, que traduzem para os modelos de outras etapas (de curto prazo) o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios. Nesse modelo, a carga e a função de custo de déficit podem ser representadas em patamares e permite-se a consideração de limites de interligação entre os subsistemas. (Fonte: CCEE⁸);

⁸ Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE - <http://www.ccee.org.br> (Acessado no dia 16 de Janeiro de 2009).

2. Médio Prazo – Modelo DECOMP: Modelo de otimização para o horizonte de até 12 meses, com discretização semanal do primeiro mês. O modelo representa as vazões previstas e a aleatoriedade das vazões após o primeiro mês através de uma árvore de possibilidades (cenários de vazões). A representação do parque gerador é individualizada (UHEs e UTEs por subsistemas). Seu objetivo é determinar o despacho de geração das usinas hidráulicas e térmicas que minimiza o custo de operação ao longo do período de planejamento, dado o conjunto de informações disponíveis (carga, vazões, disponibilidades, limites de transmissão entre subsistemas, função de custo futuro do NEWAVE). Os principais resultados desse modelo são os despachos de geração por usina hidráulica e térmica de cada submercado, e os custos marginais de operação para cada estágio por patamar de carga. (Fonte: CCEE⁹).

O modelo de curto-prazo DESSEM, embora conste na Figura 6, está em fase de validação e não é ainda utilizado para a programação diária coordenada pelo ONS. O modelo de curto prazo deve definir o despacho hidráulico, termelétrico e o fluxo de potência ótimo, objetivando definir o despacho ótimo para a programação diária do SIN, minimizando o custo total de operação.

O modelo DECOMP é utilizado na desagregação da trajetória de decisões agregadas de longo prazo fornecidas pelo NEWAVE, para cada subsistema do SIN, definindo assim as decisões de geração por usinas individualizadas. O DECOMP utiliza as funções de custo esperado futuro, geradas pelo NEWAVE, como custo terminal na função objetivo que minimiza o custo da operação no horizonte de otimização. No PMO o DECOMP é usado com 2 meses de horizonte, sendo o primeiro determinístico e desagregado em semanas e o segundo estocástico.

Os modelos em utilização no SEB são desenvolvidos pelo CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), pertencente ao grupo Eletrobrás, criado em 1974, com sede na cidade Rio de Janeiro.

No ano de 2008 foi comemorado os 10 anos de utilização da PDDE e do modelo NEWAVE no planejamento da operação energética do SEB (Maceira et al, 2008). Ainda em 2008, a Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – SPE da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, lançou a chamada de número 001/2008, intitulada “Projeto Estratégico: Modelo de otimização do despacho hidrotérmico”, com o intuito de promover o

⁹ Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE - <http://www.ccee.org.br> (Acessado no dia 16 de Janeiro de 2009).

aperfeiçoamento dos modelos oficiais, bem como a busca de novas abordagens para o problema a fim de construir mais paradigmas para o aprimoramento dos processos associados ao planejamento energético e à programação eletroenergética. Tais intuítos consideram de grande relevância para o SEB o desenvolvimento e utilização de outros modelos de otimização do despacho hidrotérmico, visando atender ao mercado de energia elétrica, garantindo a oferta futura de recursos energéticos, e com os menores custos operativos possíveis.

Neste contexto, este trabalho é de considerada relevância, pois apresenta através de uma comparação, uma metodologia alternativa ao NEWAVE para o planejamento da operação energética do SIN. A metodologia comparada com o modelo em vigor no SEB é a desenvolvida na UNICAMP, que é denominada ODIN, ou Otimização do Despacho Interligado Nacional.

1.4 Cadeia de coordenação desenvolvida na UNICAMP

A cadeia de coordenação desenvolvida na UNICAMP, mais especificamente no Laboratório de Coordenação da Operação de Sistemas Eléctroenergéticos – COSE, pertencente ao Departamento de Engenharia de Sistemas – DENSIS da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação FEEC, propõe uma abordagem descrita em (Carvalho, 1987)(Carneiro, Soares e Bond, 1990)(Carneiro, 1991)(Cicogna, 1999)(Cicogna e Soares, 1999a)(Cicogna e Soares, 1999b)(Martinez e Soares, 2002)(Martinez, 2001)(Cicogna, 2003) e (Marques, 2006), que define três premissas principais para o planejamento da operação:

1. A operação individualizada das usinas hidrelétricas e termelétricas;
2. Representação detalhada das características de operação das usinas;
3. Representação indireta da estocasticidade das vazões afluentes.

O ODIN é o modelo proposto pelo COSE/UNICAMP para o planejamento energético, e, diferentemente do modelo em vigor no SEB, que utiliza dois modelos, um de longo prazo (NEWAVE) e outro de médio prazo (DECOMP), possui um único modelo que encerra o longo e médio prazos juntos, utilizando discretização mensal, sendo o primeiro mês discretizado em semanas.

O ODIN é composto por diferentes módulos:

1. **HydroMax**: modelo de otimização determinística do planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos. A metodologia é baseada em algoritmos de fluxo em rede não linear com arcos capacitados. O sistema gerador representa de forma individualizada as usinas hidráulicas e térmicas. Na formulação contida no modelo, considera-se detalhadamente a operação das usinas hidrelétricas,

destacando as equações não lineares, que representam a função de produção hidráulica, a capacidade máxima da vazão turbinada e o custo de geração do parque termelétrico (Cicogna, 1999);

2. **HydroPrev:** modelo de previsão de vazões afluentes baseado em redes neurais combinadas com lógica *fuzzy* (Ballini, 2000). A previsão para cada posto de vazões é feita em base mensal;
3. **HydroSim LP:** modelo de simulação da operação de sistemas hidrotérmicos. Na metodologia são representadas de forma individualizada as usinas a serem simuladas, bem como uma grande coleção de restrições reais das condições operativas das usinas hidrelétricas, tais como: limites de armazenamento máximo, defluência mínima e usos múltiplos da água. O detalhamento da operação das usinas citada no modelo HydroMax é compartilhada pelos modelos de simulação (Cicogna, 2003).

A cadeia de coordenação de sistemas hidrotérmicos da UNICAMP também conta com modelos hidráulicos e elétricos de curto prazo, constituída de um modelo de despacho ótimo de máquinas e de geração desenvolvido em (Arce, 1999) e (Arce et al., 2003), um modelo de simulação em base horária desenvolvido em (Cicogna, 2003) e um modelo de fluxo de potência ótimo desenvolvido em (Azevedo, 2006).

O modelo ODIN é apresentado de forma detalhada no capítulo de metodologia deste trabalho.

1.5 Objetivo e organização deste trabalho

O objetivo deste trabalho é a comparação entre os modelos de planejamento energético NEWAVE e ODIN para o planejamento da operação do Sistema Interligado Nacional. Desta maneira, apresenta uma alternativa à metodologia em vigor para o planejamento da operação energética do SIN.

Para possibilitar a comparação foram desenvolvidas ferramentas computacionais que permitiram gerar os resultados através de estudos de simulação para os modelos. Os estudos foram realizados de forma a estabelecer critérios justos de comparação entre os modelos.

O capítulo 1 apresentou o contexto do tema deste trabalho apresentando, resumidamente, os sistemas de geração hidrotérmicos, o Sistema Interligado Nacional e sua coordenação, bem como os modelos que são comparados neste trabalho.

O capítulo 2 apresenta os modelos comparados destacando-os em suas metodologias de planejamento energético.

O capítulo 3 apresenta as contribuições que foram desenvolvidas com vistas à geração dos dados que são comparados no estudo de caso deste trabalho.

O capítulo 4 apresenta o estudo de caso de comparação dos modelos. São apresentadas análises dos resultados mais relevantes buscando estabelecer comparações de desempenho de cada um dos modelos comparados.

O capítulo 5 apresenta as conclusões.

No anexo A estão listadas as usinas que compuseram o parque gerador hidrotérmico das comparações realizadas neste trabalho.

2 Metodologia

Este capítulo apresenta a formulação do problema do despacho hidrotérmico e os modelos de planejamento da operação energética ODIN e NEWAVE.

2.1 Formulação Matemática do Problema Hidrotérmico

Apresenta-se a seguir a formulação matemática do modelo de otimização a usinas individualizadas para sistemas hidrotérmicos de geração, em sua versão determinística:

$$\min \sum_{t=1}^T \left[\lambda_t \cdot \sum_{j=1}^J \psi_j(g_{j,t}) \right] \quad (2.1)$$

s. a

$$G_t + P_t = D_t \quad \forall t \quad (2.2)$$

$$G_t = \sum_{j=1}^J g_{j,t} \quad \forall t \quad (2.3)$$

$$\underline{g}_j \leq g_{j,t} \leq \bar{g}_j \quad \forall j, t \quad (2.4)$$

$$P_t = \sum_{i=1}^I p_{i,t} \quad \forall t \quad (2.5)$$

$$x_{i,t} = x_{i,t-1} + \left(y_{i,t} + \sum_{k \in \Omega_i} u_{k,t} - u_{i,t} \right) \Delta t_t \quad \forall i, t \quad (2.6)$$

$$h_{li,t} = \phi_i(x_{i,t}^{med}) - \theta_i(u_{i,t}) - \gamma_i(q_{i,t}) \quad \forall i, t \quad (2.7)$$

$$x_{i,t}^{med} = \frac{x_{i,t-1} + x_{i,t}}{2} \quad \forall i, t \quad (2.8)$$

$$p_{i,t} = k_i \cdot h_{li,t} \cdot q_{i,t} \quad \forall i, t \quad (2.9)$$

$$u_{i,t} = q_{i,t} + v_{i,t} \quad \forall i, t \quad (2.10)$$

$$\underline{x}_{i,t} \leq x_{i,t} \leq \bar{x}_{i,t} \quad \forall i, t \quad (2.11)$$

$$\underline{u}_{i,t} \leq u_{i,t} \leq \bar{u}_{i,t} \quad \forall i, t \quad (2.12)$$

$$\underline{q}_{i,t} \leq q_{i,t} \leq \bar{q}_{i,t}(h_{li,t}) \quad \forall i, t \quad (2.13)$$

$$v_{i,t} \geq 0 \text{ e } x_{i,0} \text{ dados} \quad \forall i, t \quad (2.14)$$

onde:

- T : número de intervalos de tempo;
- I : número de usinas hidrelétricas do sistema;
- J : número de usinas termelétricas do sistema;
- λ_t : coeficiente de valor presente para o intervalo t ;
- $\psi_j(.)$: função de custo da usina termelétrica j [\$];
- $g_{j,t}$: geração de energia da usina termelétrica j durante o intervalo t [MWmed];
- $p_{i,t}$: geração de energia da usina hidrelétrica i durante o intervalo t [MWmed];
- G_t : geração de energia termelétrica total durante o intervalo t [MWmed];
- P_t : geração de energia hidrelétrica total durante o intervalo t [MWmed];
- D_t : mercado a ser atendido durante o período t [MWmed].
- $\underline{g}_j$: geração mínima da usina termelétrica j [MWmed];
- $\bar{g}_j$: geração máxima da usina termelétrica j [MWmed];
- $x_{i,t}$: volume do reservatório da usina i no final do intervalo t [hm³];
- $x_{i,t}^{med}$: volume médio do reservatório da usina i durante o intervalo t [hm³];
- $h_{l,i,t}$: altura de queda líquida média da usina i durante o intervalo t [m];
- $\gamma_i(q)$: função de perda de carga hidráulica da usina i [m];
- $\bar{x}_{i,t}$: volume máximo do reservatório da usina i no final do intervalo t [hm³];
- $\underline{x}_{i,t}$: volume mínimo do reservatório da usina i no final do intervalo t [hm³];
- $u_{i,t}$: vazão defluente da usina i durante o intervalo t [m³/s];
- $q_{i,t}$: vazão turbinada pela usina i durante o intervalo t [m³/s];
- $v_{i,t}$: vazão vertida pela usina i durante o intervalo t [m³/s];
- $y_{i,t}$: vazão incremental afluente à usina i durante o intervalo t [m³/s];
- $\phi_i(x)$: polinômio da cota de montante do reservatório da usina i [m];
- $\theta_i(u)$: polinômio da cota de jusante do canal de fuga da usina i [m];

- Δt_t : tamanho do intervalo t [s];
- Ω_i : conjunto das usinas imediatamente a montante da usina i ;

Os limites operativos de volume mínimo e máximo do reservatório foram indexados no tempo, devido ao atendimento das restrições de usos múltiplos da água. O limite mínimo de operação de um reservatório pode variar no tempo em função, por exemplo, do uso do reservatório para irrigação, manutenção de níveis de navegação, saneamento, irrigação e recreação. A fração do volume operativo que fica vazia é chamada de Volume de Espera. O volume de espera é, portanto, um volume vazio que se acrescenta ao volume de segurança de controle de cheias do reservatório.

A técnica de solução utilizada para resolver o modelo de otimização (2.1)-(2.14) baseia-se na decomposição do problema em um problema exclusivamente termelétrico e um problema exclusivamente hidrelétrico. A solução do problema termelétrico constitui o chamado Despacho Econômico e fornece como informação o custo mínimo do parque termelétrico no atendimento de uma dada geração termelétrica total. Essa informação é tudo que o problema hidrelétrico precisa saber para encontrar a solução ótima do despacho hidrelétrico, concluindo a solução do problema original.

2.2 Decomposição do Problema

A formulação apresentada para o problema (2.1)-(2.14) engloba os sistemas hidrelétrico e termelétrico de geração. Porém, com exceção da Equação (2.2), os problemas seriam independentes, uma vez que a função objetivo e as restrições poderiam ser separadas em duas parcelas: uma representativa do sistema hidrelétrico, e outra representativa do sistema termelétrico. A Equação (2.2) faz, portanto, o acoplamento dos dois subproblemas.

O problema (2.1)-(2.14) pode ser escrito como:

$$\begin{array}{l}
 \text{Problema} \\
 \text{Hidráulico}
 \end{array}
 \left\{ \begin{array}{l}
 \min \sum_{t=1}^T [\lambda_t \cdot \Psi(D_t - P_t)] \\
 \text{s. a.} \\
 (2.5) - (2.14)
 \end{array} \right. \quad (2.18)$$

onde:

$$\begin{array}{l}
\left. \begin{array}{l} \text{Problema} \\ \text{Térmico} \end{array} \right\} \begin{array}{l}
\text{s. a.} \\
\begin{array}{l}
\Psi(G_t) = \min \sum_{j=1}^J \psi_j(g_{j,t}) \\
\sum_{j=1}^J g_{j,t} = G_t \\
\underline{g}_{j,t} \leq g_{j,t} \leq \bar{g}_{j,t}
\end{array}
\end{array} \quad (2.19)
\end{array}$$

A determinação da função $\Psi(G_t)$ requer que o problema (2.19) seja resolvido para todos os valores da faixa de operação do sistema térmico de geração. A solução de cada um destes problemas busca a distribuição, entre as usinas termelétricas do sistema, da geração térmica total de maneira que o custo de operação térmico seja mínimo. Na literatura, este problema recebe o nome de Despacho Econômico Termelétrico (DET) (El-Hawary e Christensen, 1979). A conclusão direta da decomposição do problema hidrotérmico é que os dois subproblemas, hidráulico e térmico, podem ser resolvidos separadamente. Primeiro se resolve o despacho econômico termelétrico, levantando a função $\Psi(G_t)$, para depois se resolver o problema hidráulico. Como consequência da solução do problema térmico, $\Psi(G_t)$ é uma função convexa crescente com o aumento de geração complementar G_t e, portanto, decrescente com o aumento de geração hidrelétrica P_t , e dependente da demanda D_t .

2.3 Despacho Econômico Termelétrico (DET)

Como o problema (2.19) é separável no tempo, a solução do DET será apresentada para um intervalo de tempo genérico, omitindo-se a indexação de tempo. Dada a geração total G a ser produzida por um sistema termelétrico composto por J unidades, o DET deve encontrar a geração de cada unidade do sistema g_j ($j = 1, 2, \dots, J$), que atenda a esta geração a um custo mínimo.

Considera-se que o custo total de operação $\psi_j(\cdot)$ de uma termelétrica (custo do combustível somado aos custos operacionais) é uma função crescente e convexa do nível de geração.

$$\psi'_j = \frac{d\psi_j}{dg_j} > 0 \quad (2.20)$$

Suponha inicialmente o DET formulado como um problema de minimização de custos sujeito a uma restrição de atendimento de mercado, deixando de lado as restrições de geração térmica máxima e mínima:

$$\min \sum_{j=1}^J \psi_j(g_j)$$

sujeito a:

$$\sum_{j=1}^J g_j = G$$

Como a função objetivo a ser minimizada é convexa e as restrições são lineares e de igualdade, o problema acima é um problema convexo. Isto assegura que as condições de primeira ordem da estacionariedade do Lagrangeano são condições suficientes de ótimo global. O Lagrangeano é dado por:

$$L(\mathbf{g}, \lambda) = \sum_{j=1}^J \psi_j(g_j) + \lambda \left(G - \sum_{j=1}^J g_j \right) \quad (2.21)$$

As condições de primeira ordem para o DET são então dadas por:

$$\frac{dL}{dg_j} = \frac{d\psi_j(dg_j)}{dg_j} - \lambda = 0 \quad (2.22)$$

$$\frac{dL}{d\lambda} = G - \sum_{j=1}^J g_j = 0 \quad (2.23)$$

para $(j = 1, 2, \dots, J)$.

O multiplicador de Lagrange λ tem a interpretação econômica de ser o custo marginal do sistema, visto ser o multiplicador de Lagrange associado à restrição de atendimento da geração total do sistema. Em outras palavras, λ é o preço do MW gerado pelo sistema.

As condições de otimalidade indicam que a solução ótima do problema, $\hat{g}_j$, deve satisfazer as seguintes condições:

$$\psi'_j(\hat{g}_j) = \hat{\lambda} \quad (2.24)$$

$$\sum_{j=1}^J \hat{g}_j = G \quad (2.25)$$

para $(j = 1, 2, \dots, J)$.

Ou seja, a política de operação econômica do sistema termelétrico deve distribuir a carga entre as unidades de geração de modo a igualar os seus custos marginais.

Supondo-se, agora, que cada unidade geradora tem uma faixa de operação:

$$\underline{g}_j \leq g_j \leq \bar{g}_j$$

O problema de operação econômica fica:

$$\min \sum_{j=1}^J \psi_j(g_j)$$

sujeito a:

$$\sum_{j=1}^J g_j = G$$

$$\underline{g}_j \leq g_j \leq \bar{g}_j$$

para $(j = 1, 2, \dots, J)$.

Escrevendo o Lagrangeano, tem-se:

$$\begin{aligned} L(\mathbf{g}, \lambda, \boldsymbol{\alpha}, \boldsymbol{\beta}) = & \sum_{j=1}^J \psi_j(g_j) + \lambda \left(G - \sum_{j=1}^J g_j \right) \\ & + \sum_{j=1}^J \alpha_j (g_j - \bar{g}_j) + \sum_{j=1}^J \beta_j (\underline{g}_j - g_j) \end{aligned} \quad (2.26)$$

E as condições de otimalidade de primeira ordem (suficientes) serão:

$$\hat{\lambda} \text{ irrestrito}; \quad \hat{\alpha}_j \geq 0; \quad \hat{\beta}_j \geq 0 \quad (2.27)$$

$$\begin{aligned} \sum_{j=1}^J \hat{g}_j &= G \\ \underline{g}_j &\leq \hat{g}_j \leq \bar{g}_j \end{aligned} \quad (2.28)$$

$$\hat{\alpha}_j (\hat{g}_j - \bar{g}_j) = 0 \quad (2.29)$$

$$\hat{\beta}_j (\underline{g}_j - \hat{g}_j) = 0 \quad (2.30)$$

$$\psi'_j(\hat{g}_j) - \hat{\lambda} + \hat{\alpha}_j - \hat{\beta}_j = 0 \quad (2.31)$$

Das equações acima, nota-se que:

$$\text{Se } \underline{g}_j < \hat{g}_j < \bar{g}_j \Rightarrow \hat{\alpha}_j = \hat{\beta}_j = 0 \Rightarrow \psi_j(\hat{g}_j) = \hat{\lambda} \quad (2.32)$$

$$\text{Se } \underline{g}_j = \hat{g}_j \Rightarrow \hat{\alpha}_j = 0; \hat{\beta}_j \geq 0 \Rightarrow \psi_j(\hat{g}_j) > \hat{\lambda} \quad (2.33)$$

$$\text{Se } \hat{g}_j = \bar{g}_j \Rightarrow \hat{\alpha}_j \geq 0; \hat{\beta}_j = 0 \Rightarrow \psi_j(\hat{g}_j) < \hat{\lambda} \quad (2.34)$$

Ou seja, dado um custo marginal de operação, todas as unidades que tiverem custo marginal inferior a este devem operar em sua capacidade máxima, enquanto que as unidades que tiverem custo marginal superior devem operar em sua capacidade mínima.

A Figura 7 apresenta uma ilustração da função de custo térmico para um parque termelétrico composto por usinas termelétricas a combustível nuclear, carvão e óleo. Foram adotados custos de geração lineares (custos marginais constantes) como considerado no SEB. Esta função foi determinada aplicando-se o DET para vários valores de geração localizados dentro da faixa de operação do parque térmico.

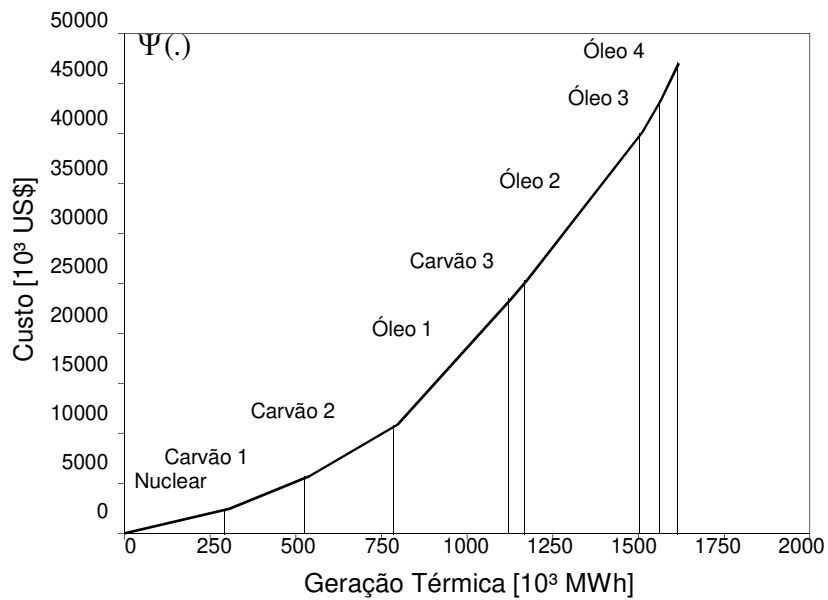


Figura 7 - Função de Custo - DET.

As derivadas das funções de custo térmico, também chamadas de custo marginal das usinas térmicas, estão apresentadas na Figura 8 .

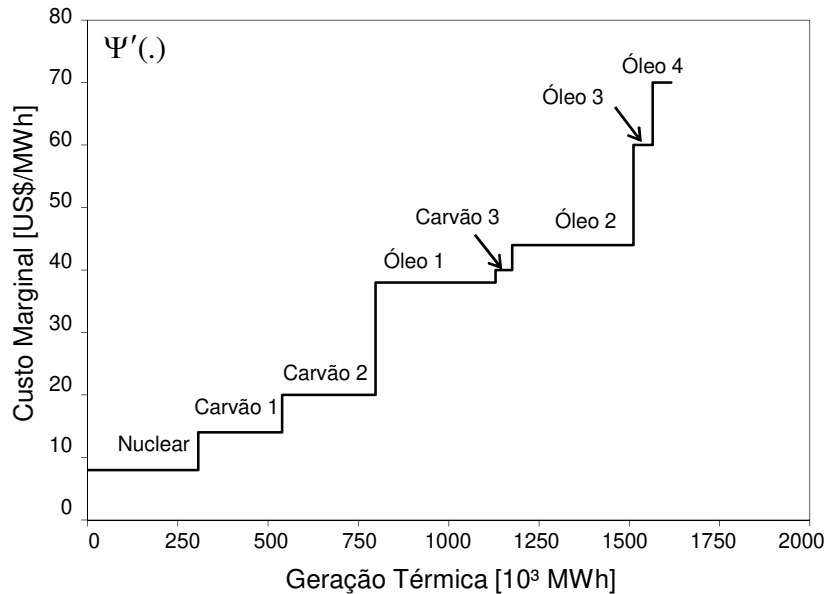


Figura 8 - Função de Custo Marginal - DET.

2.4 Despacho Econômico Hidrelétrico

Resolvido o DET e obtida a função $\Psi(G_t)$ de custo mínimo de geração do sistema termelétrico, resta resolver o problema (2.18) que constitui o despacho econômico hidrelétrico.

Diversos algoritmos foram propostos na literatura para resolver esse problema, sendo bastante eficientes os modelos de fluxo em redes não linear com capacidade nos arcos (Rosenthal, 1981)

2.5 Modelo ODIN

A política de operação energética de médio prazo desenvolvida pelo COSE/UNICAMP é denominada, como já mencionado, Controle Preditivo (CP), e consiste na obtenção das decisões de turbinagem em cada UHE do SIN, e as correspondentes decisões de geração das UTE, a partir da solução de um modelo de otimização determinística a usinas individualizadas, para um dado cenário hidrológico previsto. Esta metodologia foi denominada Otimização do Despacho Interligado Nacional (ODIN).

O modelo ODIN utiliza a técnica de controle em malha aberta utilizando realimentação para assegurar o desempenho do sistema. Estudos de sua aplicação para o planejamento da operação de usinas isoladas e de pequenas cascatas do sistema brasileiro demonstraram que essa técnica é bastante promissora, por ser capaz de aliar uma abordagem eficiente da estocasticidade do problema aos benefícios da representação detalhada do sistema hidráulico, considerando cada

usina individualmente, com suas próprias restrições operacionais e características de produção (Martinez, 2001).

Para cada intervalo t do horizonte de planejamento, o estado do sistema é observado e utilizado como condição inicial para a resolução de um problema de otimização determinística, para um horizonte de otimização $[t, T^*]$. Essa otimização utiliza os valores previstos dos parâmetros incertos do sistema (vazões afluentes) ao longo do horizonte de otimização $\bar{y}_{t..T^*}$ e apenas a solução ótima do primeiro intervalo q_t^* é selecionada para atuar no sistema. No intervalo seguinte, $t+1$, o novo estado do sistema é observado e a previsão das vazões é atualizada, com base nas últimas informações disponíveis no sistema. Esse procedimento de previsão/otimização é repetido até o fim do horizonte de planejamento, intervalo T .

Um esquema da operação segundo essa metodologia pode ser visto na Figura 9, para um dado instante de tempo t .

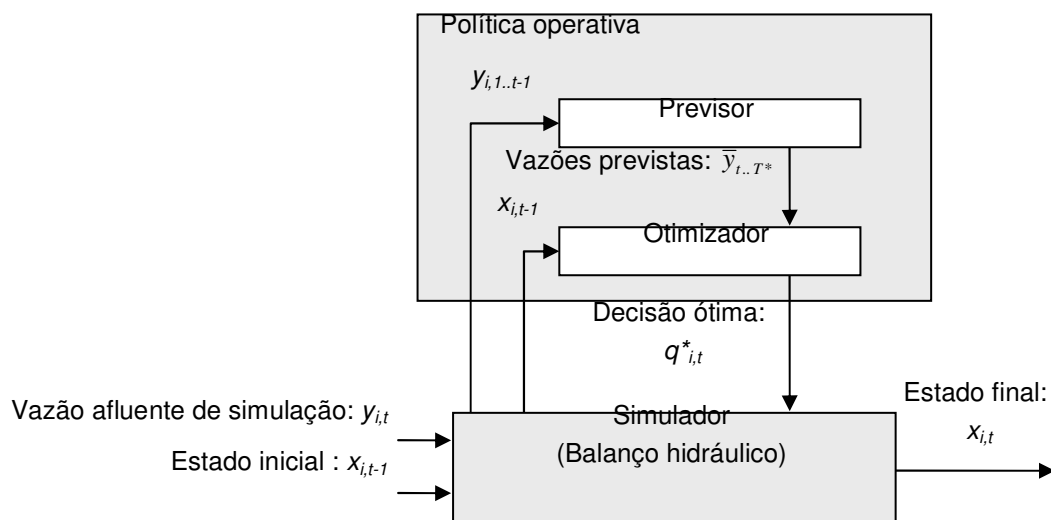


Figura 9 - Esquema da metodologia de controle em malha aberta para planejamento da operação.

Para definir o horizonte de otimização, alguns pontos tiveram de ser observados. Para uma simulação com T intervalos, T otimizações terão de ser realizadas, de modo que quanto maior o horizonte de otimização maior é o tempo computacional para obter a resposta. Além disso, os métodos de previsão de vazões tendem a perder qualidade ao preverem muitos períodos à frente. Por outro lado, num horizonte muito pequeno, as condições de contorno poderiam influenciar negativamente os resultados da otimização.

Dessa forma, optou-se por um período de otimização com tamanho variável, entre 12 e 23 meses, fixando abril como mês final. Esta decisão se baseia na observação de diversas soluções

obtidas por otimização determinística, que mostram que sempre que possível os reservatórios encontram-se cheios ao final do mês de abril, que marca o início da estação seca na maioria das bacias hidrográficas brasileiras (Martinez e Soares, 2002).

O modelo ODIN, com sua política operativa CP, é uma implementação da técnica de controle em malha aberta com realimentação, utilizando os modelos de previsão (HydroPrev), otimização (HydroMax) e simulação (HydroSim LP), referidos anteriormente, e alguns procedimentos heurísticos para adaptar a política ao agrupamento de usinas em subsistemas, considerando seus mercados específicos e o atendimento das restrições de intercâmbio entre eles.

O modelo de otimização HydroMax desenvolvido no COSE/UNICAMP supõe que toda geração hidrelétrica disponível no sistema pode ser aproveitada, substituindo a geração termelétrica, o que significa que o modelo assume a hipótese de que nunca ocorrem vertimentos turbináveis nas usinas hidrelétricas do sistema. Essa hipótese é verdadeira para a quase totalidade dos sistemas hidrotérmicos existentes, uma vez que vale para sistemas hidrotérmicos balanceados com geração termelétrica flexível, e também para sistemas predominantemente hidrelétricos, porém interligados a sistemas de base termelétrica, como o Canadá (HydroQuebec) e a Noruega. Nesses sistemas, nunca ocorre vertimento turbinável, pois toda geração hidrelétrica sempre encontra mercado pela substituição de geração termelétrica. Para o SIN, entretanto, onde a proporção hidrelétrica é alta, a interligação com sistemas de base termelétrica é insignificante e as termelétricas apresentam consideráveis inflexibilidades, a ocorrência de vertimento turbinável é freqüente. Por isso, uma adaptação é necessária para se aplicar o modelo HydroMax ao SIN.

Por outro lado, esse modelo também não considera restrições de intercâmbio entre subsistemas, de modo que sua aplicação ao SIN, representado por subsistemas interligados com limites de intercâmbio entre subsistemas, como é considerado no modelo NEWAVE, requer também uma adaptação.

Para contornar as duas dificuldades acima relatadas, a política CP adaptada para o SIN abrange os seguintes passos:

- 1) Para os níveis de armazenamento dos reservatórios no início do mês corrente, otimizar a operação energética com o modelo HydroMax, considerando um mercado igual à capacidade instalada do parque hidrelétrico, uma termelétrica equivalente de capacidade infinita (característica do modelo HydroMax) e custo semelhante ao parque termelétrico do SIN, e a seqüência hidrológica de vazões previstas. Como resultado obtém-se as decisões

de turbinagem e vertimento para cada UHE, assim com a geração hidrelétrica total do SIN, para o mês corrente.

- 2) Acrescentando a geração termelétrica mínima e a geração proveniente de pequenas usinas (PCH e CGH) à geração hidrelétrica obtida no passo anterior, é obtida a “oferta hidrotérmica ótima” do SIN, para o mês corrente.
- 3) Comparando a “oferta hidrotérmica ótima” com o mercado do SIN, duas situações podem ocorrer:
 - a. Se o mercado do SIN for menor que a “oferta hidrotérmica ótima”, reduza a geração hidrelétrica através do replecionamento dos reservatórios. Se ainda persistir sobra, venda turbinável proporcionalmente nas UHE.
 - b. Se o mercado do SIN for maior que a “oferta hidrotérmica ótima”, complete a diferença com geração termelétrica de mérito. Se persistir a falta de energia, declare corte de carga (déficit).
- 4) Ajustada a geração hidrotérmica ao mercado do SIN, são calculados os intercâmbios implícitos na solução através de um modelo de programação linear. Duas situações podem ocorrer:
 - a. Os intercâmbios implícitos são factíveis: Nesse caso a solução corrente é factível e pode ser implementada pelo simulador HydroSim LP.
 - b. Os intercâmbios implícitos são infactíveis: Nesse caso, o modelo de programação linear (2.35) indica quais intercâmbios foram violados e quanto foi essa violação. Alterando as gerações nos subsistemas envolvidos nos intercâmbios violados, as violações são eliminadas. Nesse processo, os subsistemas que precisarem aumentar a geração, o fazem utilizando os recursos na seguinte ordem:
 - i. Geração hidrelétrica.
 - ii. Geração termelétrica de mérito.
 - iii. Déficit.

Os subsistemas que precisarem reduzir a geração o fazem na ordem inversa.

As alterações de geração hidrelétrica do item 3.a e do item 4.b.i foram implementadas assumindo uma regra de operação em paralelo, como é adotada nos modelos equivalentes e, de certa forma, também nos modelos de simulação a usinas individualizadas em uso no SEB.

O modelo de programação linear, que identifica os intercâmbios implícitos, é formulado a partir da seguinte representação por fluxo em redes (ver Figura 10):

$$\begin{aligned}
& \text{Min } c^T w \\
& \text{s.a.} \\
& Aw = b \\
& 0 \leq w \leq \bar{w}
\end{aligned} \tag{2.35}$$

onde w é o vetor de fluxos nas interligações, c é o vetor de custos de transmissão, (considerados todos iguais a 1 nesse projeto, mas que podem ser distintos para expressar diferentes custos de transmissão, como por exemplo, perdas de transmissão), A é a matriz de incidência da rede de interligações entre regiões do SIN, b é o vetor de balanços energéticos dos nós da rede (subsistemas e nós auxiliares), e $\bar{w}$ é o vetor das capacidades de interligação.

Para a resolução do programa linear (2.35) é necessário acrescentar o vetor de variáveis artificiais z que assegura a factibilidade do problema independentemente dos valores de b e $\bar{w}$. Assim, o programa linear completo fica:

$$\begin{aligned}
& \text{Min } c^T w + m^T z \\
& \text{s.a.} \\
& Aw + z = b \\
& 0 \leq w \leq \bar{w} \\
& 0 \leq z
\end{aligned} \tag{2.36}$$

onde m é um vetor de custos feito arbitrariamente grande para assegurar que, se o problema (2.35) tiver solução factível, então a solução de (2.36) apresentará $z = 0$.

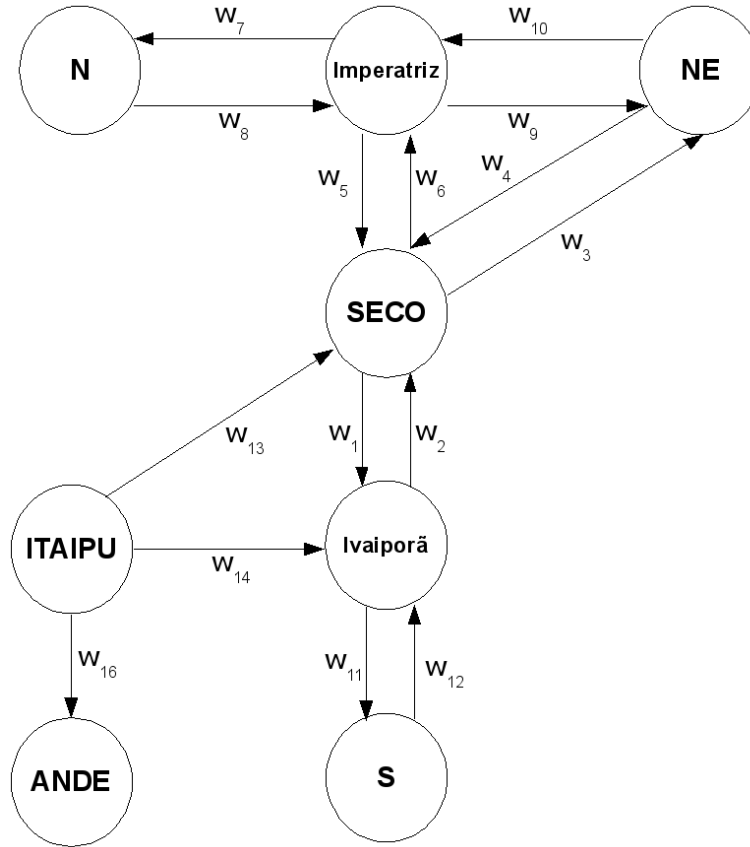


Figura 10 - Representação das interligações do SIN.

Caso a solução do problema (2.36) apresente algum z_i diferente de zero, então o problema (2.35) não tem solução factível e, portanto, algum intercâmbio implícito estará acima do seu limite. Os valores de z_i diferentes de zero indicam quais subsistemas precisam alterar suas gerações e quanto precisa ser alterado, conforme descrito no passo 4.b, para que os intercâmbios implícitos respeitem os limites de interligação.

Através dos limites nos fluxos w_{13} e w_{14} , a representação de Itaipu pode ser feita conforme os modelos NEWAVE ou DECOMP, como apresentado na Figura 10. Assim, se $\bar{w}_{13} = \infty$ e $\bar{w}_{14} = 0$, a UHE Itaipu é representada com uma usina do subsistema SE/CO, como considera o modelo NEWAVE. Entretanto, se os limites forem os limites dos elos de corrente contínua (50Hz) e corrente alternada (60 Hz), Itaipu é considerada uma usina interligada aos subsistemas SE/CO e SUL, conforme considera o modelo DECOMP. Nesse trabalho a UHE Itaipu foi simulada como uma usina do subsistema SE/CO.

É importante destacar que o vetor b representa os balanços energéticos dos nós da rede. Para os nós auxiliares, como Imperatriz e Ivaiporã, esse valor é nulo. Para a UHE Itaipu, é o valor da geração total da usina, descontando o montante enviado ao mercado Ande, e para os demais nós da rede, que representam os quatro subsistemas, o valor de b^s representa o balanço energético do subsistema s dado por:

$$b^s = GH^s + GT_{\min}^s + GT_{mér}^s - D^s + GPch^s$$

onde GH^s é a geração hidrelétrica do subsistema s , $GT_{\min}^s$ é a geração termelétrica mínima do subsistema s , $GT_{mér}^s$ é a geração termelétrica complementar do subsistema s , e D^s é o mercado do subsistema s , e $GPch^s$ é a energia gerada pelas pequenas unidades hidrelétricas (PCH e CGH) presentes no subsistema s .

2.5.1 Breve histórico do modelo ODIN

As pesquisas que culminaram na metodologia definida no modelo ODIN tiveram início com (Carvalho & Soares, 1987) e (Carvalho, 1987) em que foi proposto o modelo de fluxo em redes para o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência com predominância de geração hidrelétrica. O algoritmo, denominado Programa para Operação de Sistemas Hidrotérmicos (POSH), é um algoritmo determinístico com representação a usinas individualizadas, que explora a estrutura particular da rede hidráulica, e utiliza direções de primeira ordem para otimização do despacho hidrotérmico. Posteriormente, o modelo foi aprimorado com direções de segunda ordem (Oliveira & Soares, 1995) e com a implementação baseada em orientação por objetos (Cicogna, 1999).

Em (Carneiro, 1991) foi proposto o Planejamento com Atualização de Estado, que a cada iteração utilizava um previsor de vazões e o modelo POSH para definir o despacho hidrotérmico otimizado adaptativo. O planejamento com a atualização de estado consolidou a primeira aplicação da política de controle preditivo. Em (Martinez, 2001) foram realizadas análises e comparações entre as políticas operativas de malha fechada e de malha aberta para o planejamento da operação energética, e nova aplicação da política baseada em controle preditivo foi realizada. Como um aprimoramento da metodologia de controle preditivo, em (Marques, 2006) foi proposta a representação dos subsistemas e dos intercâmbios aplicados no planejamento da operação energética do Sistema Interligado Nacional.

Novos esforços estão sendo realizados com vistas à melhoria da metodologia ODIN, entre os quais citamos o otimizador proposto em (Martins, Soares e Azevedo, 2009) baseado em

métodos de pontos interiores, de modelagem estritamente algébrica, com representação dos intercâmbios e de vertimentos turbináveis, e os aprimoramentos do modelo de previsão de vazões afluentes propostos em (Luna e Zambelli, 2009).

2.6 O modelo NEWAVE

O modelo NEWAVE representa o parque gerador hidrelétrico de forma agregada, representando as usinas hidrelétricas de um subsistema através de um reservatório equivalente de energia (Terry et al. 1980)(Arvanitidis, 1970)(Cruz e Soares,1996). O modelo é estocástico e usa a Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE)(Pereira, 1989) para determinar a política operativa que minimiza o custo esperado da operação em um horizonte de planejamento de cinco anos.

A metodologia representa os subsistemas equivalentes interligados, e o parque gerador com configuração estática ou dinâmica, e considera produtibilidades constantes, e que são sucessivamente atualizadas.

O NEWAVE é composto de quatro módulos:

1. **módulo de cálculo do sistema equivalente:** é o módulo que calcula os subsistemas equivalentes de energia e as seguintes informações operativas:
 - a. energias armazenáveis máximas;
 - b. séries históricas de energias controláveis;
 - c. energias fio d'água;
 - d. parábolas de energia de vazão mínima;
 - e. energia evaporada;
 - f. capacidade de turbinamento;
 - g. correção da energia controlável em função do armazenamento;
 - h. perdas por limite de turbinamento nas usinas fio d'água;
 - i. geração hidráulica máxima;
 - j. energia associada ao desvio de água a montante de uma usina hidroelétrica.
2. **módulo de energias afluentes:** através deste módulo são estimados os parâmetros do modelo estocástico e são geradas as séries sintéticas de energias afluentes, que são utilizadas no módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica, e que também são utilizadas no módulo de simulação da operação, e que permitem a análise de desempenho da operação;

3. **módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica:** é o módulo que determina a política de operação mais econômica para os subsistemas equivalentes, considerando as incertezas nas afluências futuras, as demandas e a indisponibilidade dos equipamentos de geração e transmissão;
4. **módulo de simulação da operação:** é o simulador da operação do sistema no horizonte de planejamento. A simulação é realizada para cenários distintos de seqüências hidrológicas, falhas dos componentes e variações da demanda. O módulo de simulação calcula índices de desempenho, tais como a média dos custos de operação, dos custos marginais, o risco de déficit, os valores médios de energia não suprida, de intercâmbio de energia e de geração hidroelétrica e termelétrica.

A Figura 11 (CEPEL, 2006) apresenta o diagrama dos módulos do modelo NEWAVE e as atividades realizadas em cada um de seus módulos.

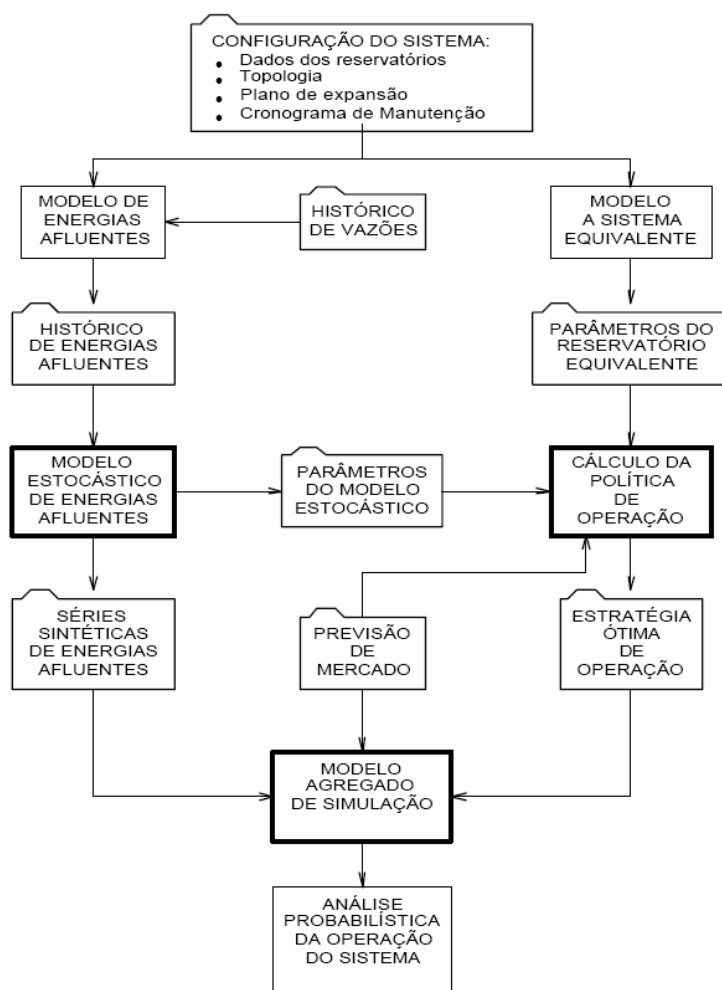


Figura 11 – Diagrama dos módulos do modelo NEWAVE.

No modelo NEWAVE as usinas termelétricas são representadas por grupos de térmicas com custos semelhantes (classes térmicas), com limites de geração mínima, limites de geração máxima e custos incrementais de operação. A representação do déficit de fornecimento de energia é feita através da consideração de uma unidade termelétrica de capacidade igual à demanda, com o mesmo custo de operação atribuído à interrupção de fornecimento de energia. A demanda de energia para cada subsistema é dada em blocos de energia para cada estágio do período de planejamento.

A energia total afluyente a cada subsistema é composta pela energia controlável e pela energia a fio d'água. A seguir, ajusta-se o modelo estocástico auto-regressivo periódico de ordem variável, PAR(p), a fim de gerar séries sintéticas de energias que serão utilizadas na simulação FORWARD e BACKWARD do módulo de cálculo da política de operação, e na simulação do modelo (CEPEL, 2006).

A Figura 12 apresenta o fluxograma de funcionamento do modelo NEWAVE para a determinação do planejamento da operação energética (CEPEL, 2006).

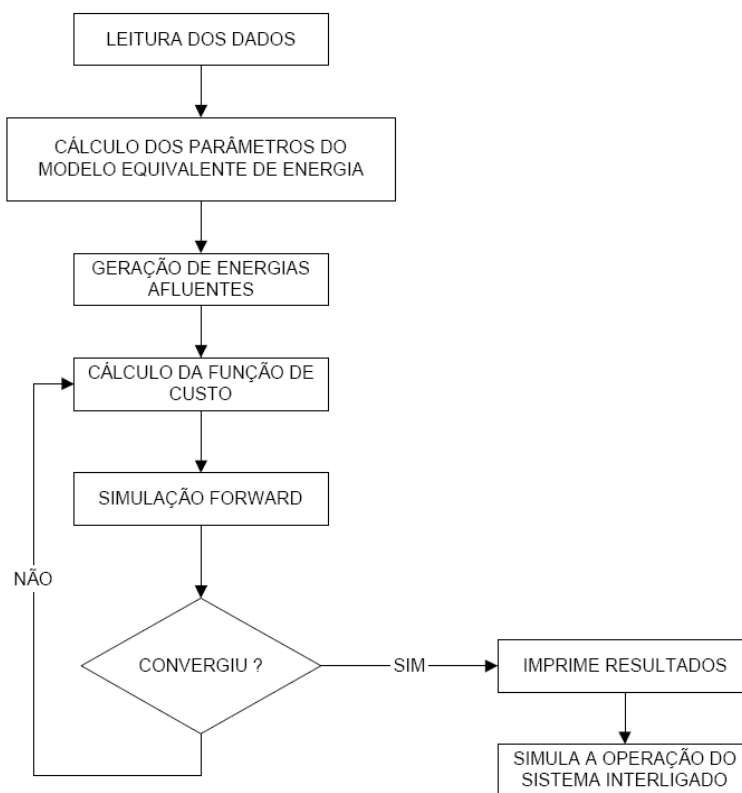


Figura 12 – Fluxograma do modelo NEWAVE.

2.7 Política de desagregação da solução do NEWAVE a usinas individualizadas

O modelo NEWAVE no planejamento energético do SIN estabelece metas mensais de geração agregadas por subsistemas equivalentes, e, a partir desses valores totalizados, sua solução é desagregada e define-se a geração total em despachos mensais para cada usina daquele subsistema, através das funções de custo futuro. Dois modelos prestam-se a função de desagregação a usinas individualizadas na metodologia em vigor no SEB, o modelo DECOMP, apresentado anteriormente, e o modelo SUIISHI-O. O modelo SUIISHI-O, resumidamente, é um modelo de simulação a usinas individualizadas, da operação energética de sistemas hidrotérmicos interligados (CEPEL, 2008).

Como alternativa aos modelos para a desagregação da solução produzida pelo NEWAVE, foi desenvolvida neste trabalho, junto a equipe de desenvolvimento do COSE/UNICAMP, uma política operativa para desagregação da geração hidráulica definida para cada subsistema equivalente a usinas individualizadas. A política foi denominada DesagUsina e esta atua no processo de simulação que, considerando uma configuração de estudo de planejamento energético correspondente a um conjunto de resultados gerados pelo NEWAVE, realiza o despacho das hidrelétricas do parque gerador de um subsistema conforme a meta mensal de geração hidráulica do subsistema equivalente definida pelo modelo NEWAVE. O objetivo do desenvolvimento da política DesagUsina foi o de verificar a aplicabilidade das metas de geração por subsistema definidas pelo modelo NEWAVE quando desagregadas à usinas individualizadas diretamente, sem considerar as funções de custo futuro.

A política de desagregação a usinas individualizadas utiliza o modelo HydroSim LP, que consiste de um modelo de simulação hidrotérmico a usinas individualizadas, proposto em (Cicogna, 2003), e sua construção foi baseada na política operativa de geração total pré-definida (Cicogna, 2003). Sua utilização é muito simples e para seu funcionamento, exige a utilização de uma base de dados com os resultados de um deck do NEWAVE.

A política DesagUsina para cada mês do horizonte de planejamento, obtém a geração total agregada por subsistema estabelecida pelo NEWAVE. Além disso, os níveis de armazenamento dos reservatórios dos subsistemas no primeiro mês do horizonte são empregados no cálculo da desagregação a usinas individualizadas da geração hidráulica total. O processo é, então, repetido para cada mês do horizonte e subsistema, utilizando-se, para tanto, os níveis de armazenamento final do mês anterior como iniciais do mês corrente, além da geração hidráulica total estabelecida e vazões afluentes esperadas. O resultado final é composto, então, pelos despachos de geração

individuais. A Figura 13 apresenta o esquema de desagregação a usinas individualizadas realizado pela metodologia DesagUsina.

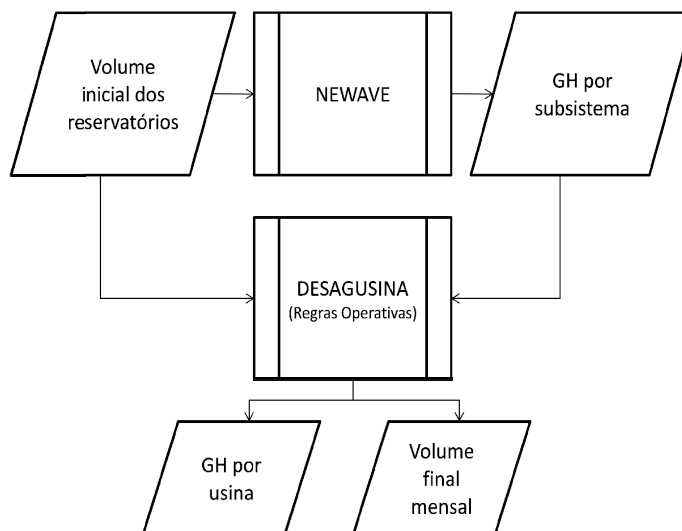


Figura 13 - Esquema de processos e dados para desagregação por usinas.

A operação dos reservatórios realizada pela DesagUsina adota a hipótese paralela, assim como o modelo NEWAVE. O atendimento as metas de geração para um subsistema é realizado com o deplecionamento/replecionamento dos reservatórios de um subsistema de forma paralela. A operação paralela dos reservatórios é dada através da função linear definida pela equação:

$$x_i(\lambda) = x_{i1}\lambda + (1-\lambda)x_{i2} \text{ e } 0 \leq \lambda \leq 1$$

onde x_i é o volume armazenado no reservatório i , x_{i1} e x_{i2} são, respectivamente, o estado inicial e final do reservatório i , e λ é o parâmetro que reflete a variação em paralelo dos reservatórios do estado x_{i1} ao x_{i2} .

A Figura 14 ilustra a operação paralela dos reservatórios. Temos exemplificado na figura a operação dos reservatórios A, B e C, e o deplecionamento determinado para cada um dos reservatórios (λ) no instante t , com o objetivo de esvaziamento dos reservatórios.

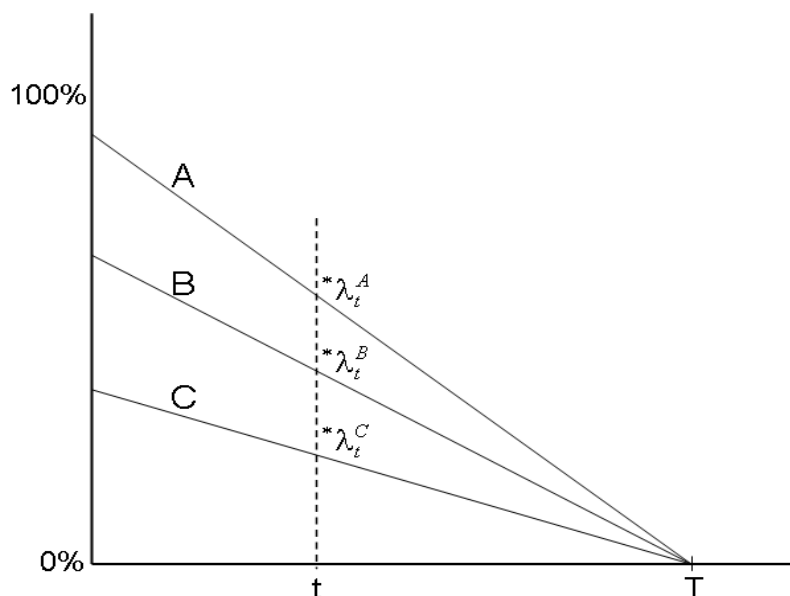


Figura 14 – Regra paralela de operação dos reservatórios realizada pela política DesagUsina.

A Figura 15 ilustra o despacho de geração hidráulica da política de desagregação por usinas, DesagUsina, para o bloco de geração do subsistema SE/CO definido pelo NEWAVE. No exemplo é apresentada a série de metas de geração hidráulica relacionada ao cenário de vazões afluentes históricas do período 1939 à 1944. O atendimento às metas de geração hidráulica para o subsistema SE/CO é realizado com a soma da geração hidráulica produzida pela UHE Itaipu e demais usinas do SE/CO.

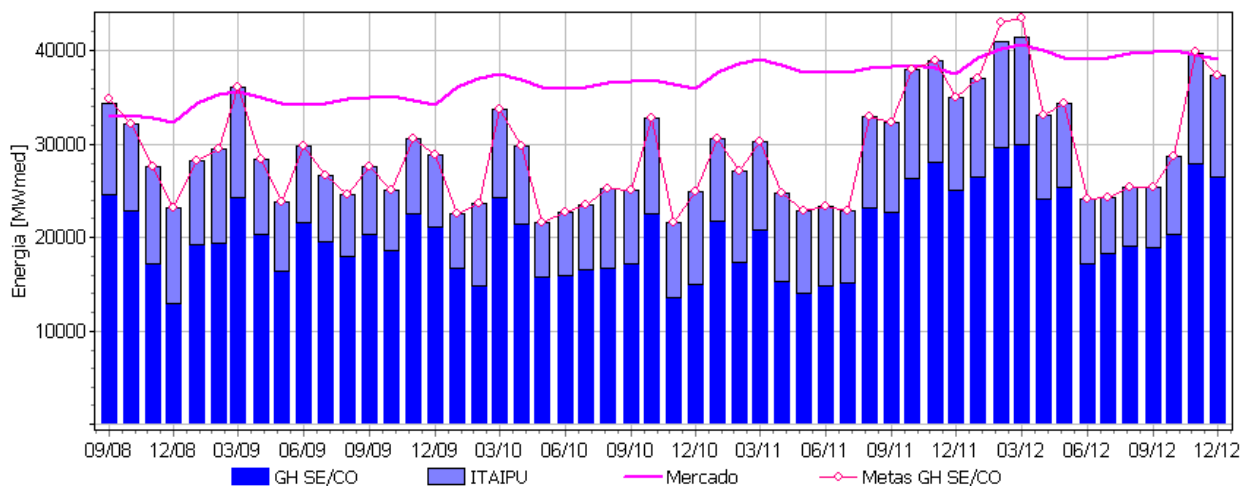


Figura 15 – DesagUsina atendendo as metas de geração hidráulica definidas pelo NEWAVE para o SE/CO.

3 Ferramentas computacionais

Este capítulo apresenta as ferramentas computacionais desenvolvidas neste trabalho. As implementações foram realizadas com o objetivo de auxiliar o processo de geração dos resultados do capítulo de estudo de caso. As ferramentas computacionais foram desenvolvidas como contribuições ao sistema de suporte à decisão proposto em Cicogna(2003), o qual será referido como HydroLab.

Os estudos de planejamento da operação energética do SEB são, geralmente, realizados em horizontes de 5 anos discretizados em meses, e objetivam a obtenção do despacho hidrotérmico em diferentes situações hidrológicas. Assim, os estudos são realizados em simulações com diferentes cenários de vazões afluentes, as quais podem ser obtidas através de séries sintéticas ou do histórico de vazões. Para a reprodução de um estudo de planejamento energético como são realizados no SEB foi necessário criar um importador dos dados de um deck do NEWAVE e de alguns de seus resultados, para assim gerar a base de dados necessária à criação e execução dos estudos de planejamento da operação energética no sistema HydroLab. Os decks utilizados neste trabalho foram os obtidos através do website da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), no endereço eletrônico <http://www.ccee.org.br>.

Após o processo de importação do deck, foi observada a necessidade de verificação dos dados importados e da confrontação dos mesmos com a base de dados validada pela UNICAMP no projeto realizado em convênio com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), intitulado “Planejamento e Programação da Operação Energética” de contratos FUNCAMP 2901/2716, base de dados essa que é a utilizada na validação dos modelos no sistema HydroLab. Diante desta necessidade foi criado um comparador de dados cadastrais de usinas que permite observar as diferenças entre bases de dados apontando as desigualdade e igualdades nas mesmas, possibilitando assim aferir problemas de execução nas simulações.

Os estudos de planejamento no SEB, como já mencionado, são compostos de simulações em diferentes cenários hidrológicos, e os resultados obtidos nestas simulações são analisados pelos valores médios a cada intervalo mensal de planejamento nas diferentes séries de vazões afluentes consideradas. Para a produção de estudos com diferentes cenários de vazões foi desenvolvido o HydroSim MC (múltiplos cenários), que consiste, basicamente, da execução do modelo HydroSimLP (Cicogna, 2003), que é um modelo de simulação a usinas individualizadas com discretização mensal, para diferentes séries de vazões afluentes. Para a visualização dos resultados das simulações com diferentes séries de vazões afluentes, foi implementado um

módulo que calcula os valores médios e desvios padrões dos resultados gerados nas séries simuladas.

Os tópicos que seguem apresentam as ferramentas computacionais desenvolvidas neste trabalho.

3.1 Importação de um deck do NEWAVE

Um deck define o conjunto de configurações necessárias à execução de um estudo de simulação do planejamento da operação do SIN com o modelo NEWAVE.

O processo de importação de um deck do NEWAVE consistiu na análise inicial dos arquivos que o compõem e da verificação de como as informações que configuram um estudo de simulação de planejamento da operação são armazenadas em seus arquivos.

A análise e descrição dos arquivos de entrada de um deck estão apresentadas na Tabela 3. Na tabela, estão listados os arquivos que são importados para a geração de uma base de dados utilizável no sistema HydroLab, como proposto em Cicogna(2003).

Tabela 3 – arquivos de entrada de um estudo do NEWAVE.

Descrição dos arquivos de entrada	Arquivo	Tipo
Dados dos subsistemas e mercado – estão especificados neste arquivo o mercado em expansão de cada subsistema, a geração de pequenas usinas e os limites variáveis de intercâmbio do SIN.	SISTEMA.DAT	Texto
Configuração hidráulica – especifica a lista de usinas que compõem o parque gerador hidrelétrico e a topologia das cascatas que irão compor o estudo.	CONFHD.DAT	Texto
Alteração de dados de UHEs – define alterações dos dados cadastrais das usinas hidrelétricas. Este dados sobrepõem as informações do HIDR.DAT.	MODIF.DAT	Texto
Configuração térmica – lista as usinas que compõem o parque gerador termelétrico do estudo.	CONFT.DAT	Texto
Dados das UTEs – especifica os dados das usinas termelétricas.	TERM.DAT	Texto
Dados das classes térmicas – define as classes térmicas pelo tipo de combustível e custo.	CLAST.DAT	Texto
Dados de expansão hidráulica – define o cronograma de expansão das UHEs no estudo, como enchimento de volume morto e entrada de máquinas em operação.	EXPH.DAT	Texto
Dados de expansão térmica – define o cronograma de expansão das UTEs. Estabelece a entrada em operação ou alterações de valores de geração mínima das usinas termoeletricas do estudo.	EXPT.DAT	Texto
Dados de patamares de mercado – define a duração mensal dos	PATAMAR.DAT	Texto

patamares de carga, as cargas nos patamares e o intercâmbio por patamar de carga.		
Dados de manutenção das UTEs – especifica as manutenções nas usinas térmicas nos primeiros anos do período de estudo.	MANUTT.DAT	Texto
Dados de curva guia / penalidades VMINT – especifica os dados das curvas de aversão a risco e o valor das penalidades.	CURVA.DAT	Texto
Dados das UHEs – lista os dados cadastrais estáticos das usinas hidrelétricas existentes no SIN, mesmo as que não farão parte do estudo.	HIDR.DAT	Binário
Dados de vazões – arquivo de vazões afluentes históricas que serão utilizadas nos estudos.	VAZOES.DAT	Binário

Os arquivos listados na Tabela 3 são, em maioria, do tipo texto e sua importação é bastante simples. Os arquivos foram abertos com um editor de texto e, depois de verificado o posicionamento padrão das informações no arquivo, um interpretador das informações foi produzido de forma a identificar cada uma das informações e submetê-las à base de dados. Os arquivos binários foram importados através de um recurso presente no Sistema Gerenciador de Bases de Dados (SGBD) *Interbase*, em que ao definir um arquivo externo, este é totalmente importado para a base de dados e fica disponível como uma tabela de dados.

As simulações realizadas neste trabalho exigiram também a importação de arquivos de resultados do NEWAVE. A solução de despacho hidrotérmico determinada pelo modelo NEWAVE, fornecida por subsistema equivalente, necessitou ser importada para utilização na política DesagUsina, apresentada no capítulo 2. Os estudos de desagregação a usinas individualizadas consideram o despacho hidráulico definido por subsistema equivalente e por cenário de vazões determinado pelo NEWAVE. Assim, as metas de geração hidráulica definidas nos resultados do NEWAVE, foram incluídas no processo de importação. A Tabela 4 apresenta os arquivos de resultados do NEWAVE que também são importados junto ao deck de resultados.

Tabela 4 – Arquivos de resultados do NEWAVE que participam da importação do deck.

Descrição dos arquivos de saída	Arquivos	Tipo
Metas de geração hidráulica definidas pelo NEWAVE para o Subistema Sudeste/Centro-Oeste no horizonte de planejamento do estudo.	GHTOT01.OUT	Texto
Metas de geração hidráulica definidas pelo NEWAVE para o Subistema Sul no horizonte de planejamento do estudo.	GHTOT02.OUT	Texto
Metas de geração hidráulica definidas pelo NEWAVE para o Subistema Nordeste no horizonte de planejamento do estudo.	GHTOT03.OUT	Texto

Metas de geração hidráulica definidas pelo NEWAVE para o Subistema Norte no horizonte de planejamento do estudo.	GHTOT04.OUT	Texto
--	-------------	-------

A utilização do importador no sistema HydroLab é bastante simples, bastando ao usuário definir a pasta onde estão armazenados os arquivos do deck e selecionar se os arquivos contendo as metas de geração serão importados. Após esta configuração o usuário poderá solicitar a importação que criará uma base de dados com o nome do deck, contendo as informações descritas nas Tabelas Tabela 3 e Tabela 4.

A Figura 16 ilustra a tela do importador do deck do NEWAVE. Na imagem podemos verificar a interface que permite indicar o diretório do deck, as opções de importação que incluem a criação de uma base de dados em branco somente com os dados do deck, a opção de importar a geração hidrelétrica total definida nos resultados das simulações do NEWAVE e também a importação dos códigos de conversão entre os códigos de usina HIDR e o número ANEEL.

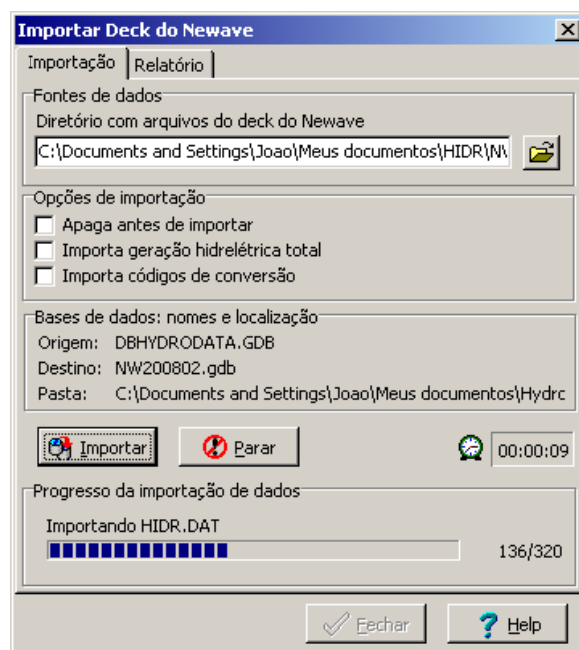


Figura 16 - Importador do deck do NEWAVE.

A importação gera uma base de dados do SGBD *Interbase*, que consiste de um arquivo binário nomeado com a data do deck importado e com a extensão .gdb. Por exemplo: o arquivo NW200802.gdb é a base de dados gerada no processo de importação do deck do NEWAVE de fevereiro de 2008.

As importações iniciais e os testes de simulação executados demonstraram problemas nos modelos simulados com o HydroSim LP. Os problemas decorriam da ausência de algumas informações necessárias ao simulador e aos modelos ODIN e DesagUsina. São elas:

- 1) Estágio de operação dos aproveitamentos;
- 2) Tempo de viagem da água entre as usinas;
- 3) Número mínimo de máquinas sincronizadas;
- 4) Rendimento de cada gerador;
- 5) Defluências mínima e máxima das usinas;
- 6) Indicação energética de reservatório de acumulação (0) ou fio d'água(1).

A forma de contornar estes problemas foi estabelecer que, no processo de importação, os dados que já estivessem armazenados numa base de dados de referência (DBHydroData.gdb) do HydroLab fossem apenas alterados para refletirem o deck importado. Desta maneira, as informações que faltavam no deck foram obtidas através da base de dados de referência. A base de dados de referência é considerada consistente pois foi extensamente utilizada e atualizada no processo de validação dos modelos de planejamento e programação da operação desenvolvidos na UNICAMP (PPOE, 2007).

Outro problema constatado com a importação é que o deck do NEWAVE não apresenta o código ANEEL para todas as usinas. Como os modelos do HydroLab utilizam este código como identificador das usinas, é necessária uma tabela de conversão deste código para o código utilizado pelo NEWAVE. Esta tabela foi criada e utilizada para identificar cada usina de forma apropriada, assim, para cada código HIDR associamos o código ANEEL correspondente.

Vale ressaltar que a base de dados gerada no processo de importação é visualizável no gerenciador de dados cadastrais de usinas desenvolvido em Cicogna(2003).

3.2 Comparador de bases de dados de usinas hidrotérmicas

O comparador de bases de dados, que foi desenvolvido neste trabalho visa dar ao usuário informações suficientes sobre uma base de dados, de maneira a permitir a verificação de possíveis inconsistências nos dados cadastrais das usinas ou das informações de um deck que causem impacto na utilização dos modelos disponíveis no HydroLab. O comparador de bases de dados foi denominado HydroComp e foi incorporado ao sistema computacional de suporte a decisão HydroLab.

O funcionamento do HydroComp consiste de uma configuração que corresponde à especificação de duas bases de dados em formato Interbase e compatíveis com a base de dados definida em Cicogna(2003). Após esta configuração o usuário pode submeter as bases dados à comparação, que irá gerar uma lista de resultados com as igualdades e as desigualdades existentes entre as duas bases de dados.

O processo de comparação consiste da verificação que analisa todas as tabelas da base de dados, e todas as colunas correspondentes a cada um dos dados armazenados nas tabelas, verificando seus valores, e caso existam, se são iguais. Ao término do processo são listadas as tabelas e as colunas comparadas, com as desigualdades destacadas. Para facilitar a verificação dos dados estão disponíveis mecanismos de pesquisa aos dados comparados, além da organização das informações poderem ser agrupadas por usina.

A Figura 17 apresenta a configuração do HydroComp para o processo de comparação. No exemplo está ilustrada a configuração de comparação da base de dados gerada na importação do deck NW200809.gdb, com a base de referência DBHYDRODATA.GDB.

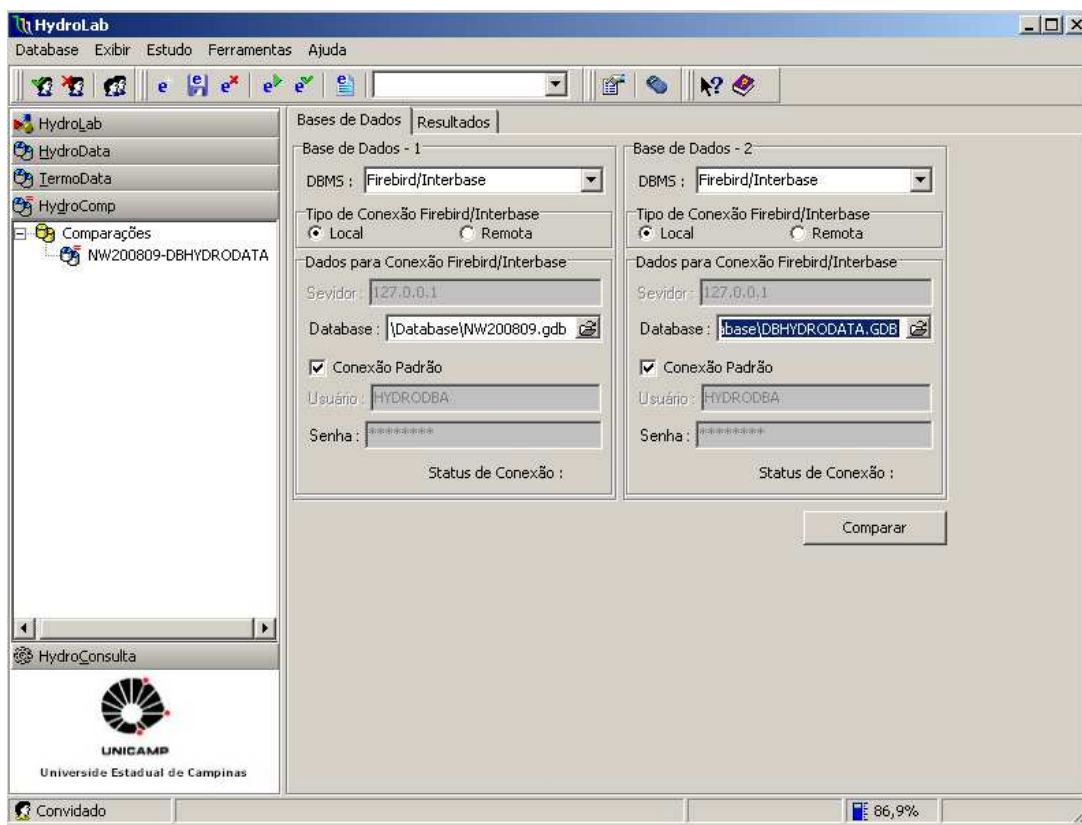


Figura 17 – Configuração de uma comparação de bases de dados.

A interface do HydroComp dispõe de recursos de pesquisa que facilitam a navegação nos resultados da comparação entre duas bases dados. De forma facilitada o usuário pode detectar possíveis inconsistências nos dados e assim diagnosticar comportamentos e resultados incoerentes gerados pelos modelos.

Na Figura 18 está apresentada uma saída de resultados de uma comparação realizada pelo HydroComp. Apenas a caráter ilustrativo, verificamos as diferenças nos dados da UHE Água Vermelha. O usuário pode optar por colorir os resultados, facilitando o processo de verificação das diferenças. Como mostrado no detalhe da figura, onde as diferenças foram destacadas em fundo vermelho. Na Figura 18 verificamos que existe uma diferença no nome da UHE entre as bases de dados, porém este dado não é relevante na aplicação dos modelos e portanto é uma diferença que pode ser desprezada.

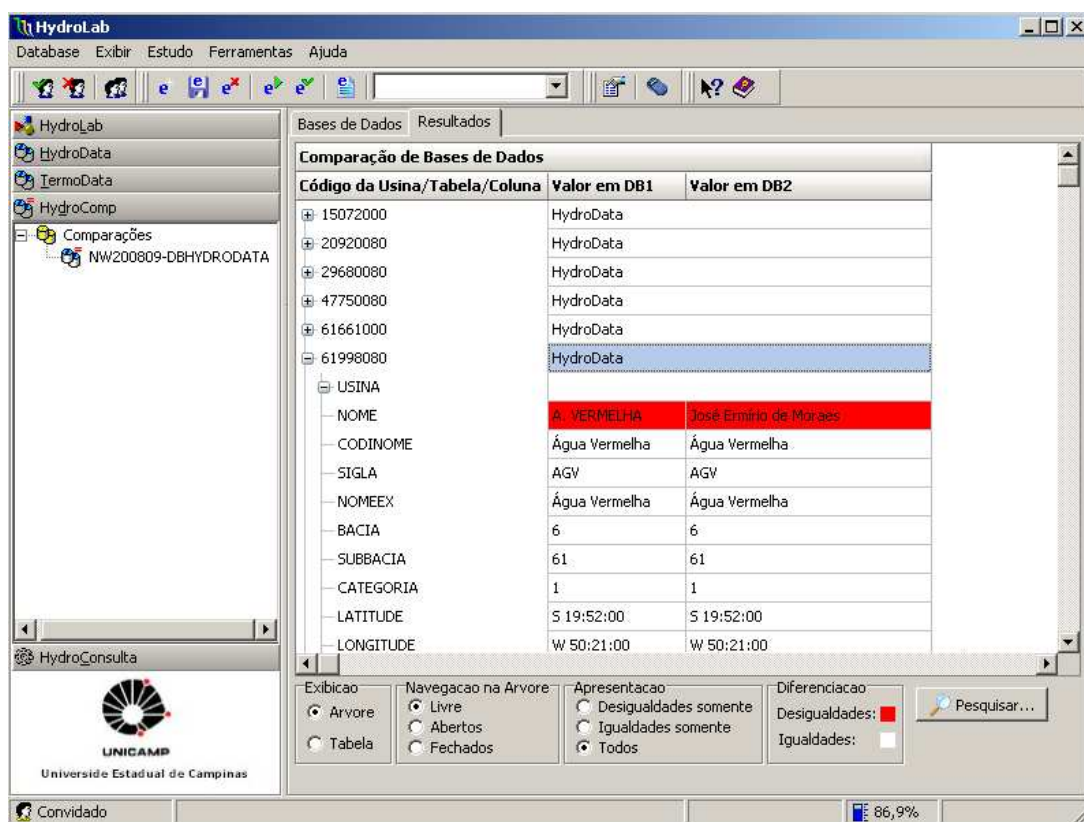


Figura 18 – Resultados da comparação das bases de dados.

A Figura 19 apresenta outros resultados referentes à comparação da UHE Água Vermelha. Podemos verificar que estão listados os dados cadastrais de volume do reservatório da UHE de Água Vermelha e a comparação demonstra haver diferenças, ainda que desprezíveis, nos valores de volume máximo operativo, volume mínimo operativo, volume útil e na faixa de segurança do reservatório.

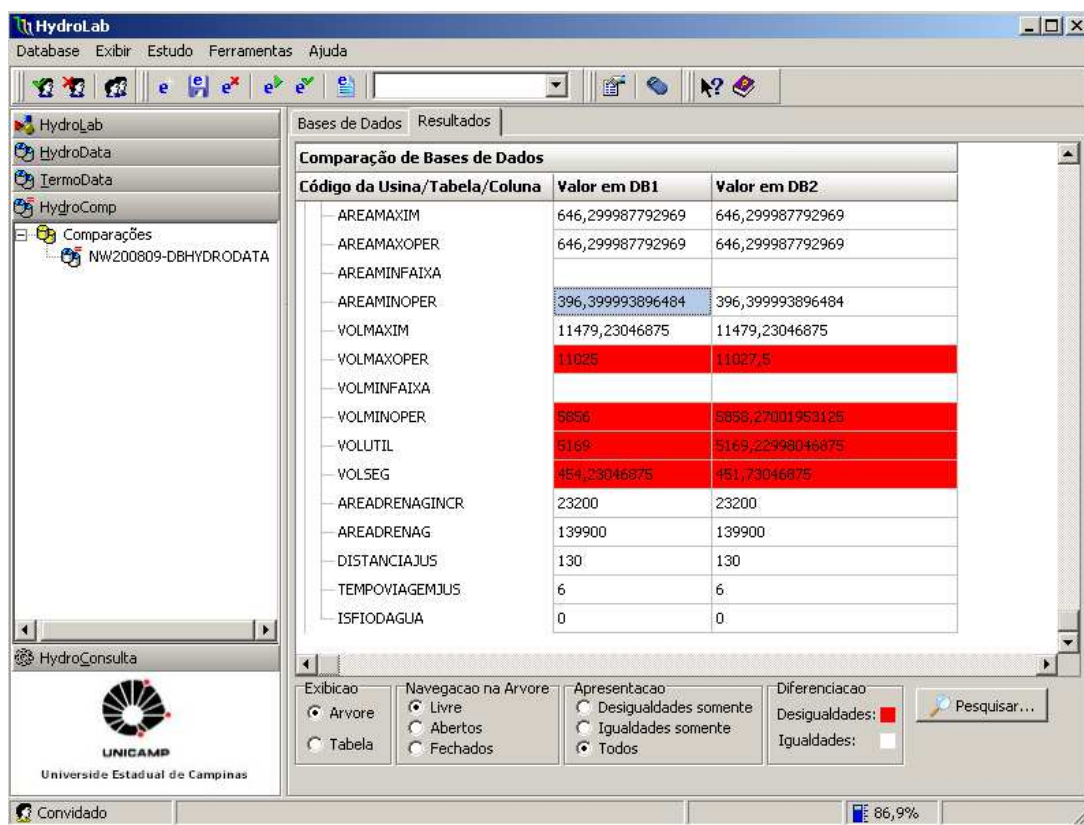


Figura 19 – Diferenças nos dados cadastrais da UHE Água Vermelha.

O módulo HydroComp, desenvolvido neste trabalho, foi fundamental para a realização do estudo de caso comparativo entre o modelo NEWAVE e o ODIN uma vez que permitiu identificar diferenças nos dados cadastrais de usinas entre o deck do NEWAVE e a base de dados consolidados do COSE/UNICAMP, que justificaram falhas de execução com resultados inesperados. Estas diferenças, mencionadas na seção anterior, foram então eliminadas para assegurar total igualdade de dados na execução dos modelos comparados.

3.3 Simulações multi-cenários

O planejamento da operação busca determinar os efeitos futuros no sistema das decisões de despacho tomadas no presente. As incertezas inerentes às vazões afluentes dificultam o processo de determinação dos estados futuros dos reservatórios e, diante deste fato, torna-se necessário verificar o planejamento da operação para diferentes hidrologias, tanto as que considerem altos níveis de aflúências, bem como níveis médios e baixos.

Os estudos realizados no planejamento da operação consideram diferentes séries hidrológicas. Dessa maneira é determinado um despacho para cada possível série de vazões afluentes futuras e, através das séries de decisões obtidas, é possível obter uma série de decisões

de despacho médio, que tentaria expressar um planejamento da operação contemplando as incertezas futuras.

As séries de vazões afluentes utilizadas junto com as demais definições de um estudo de planejamento, como horizonte do estudo, mercado de energia em expansão a ser atendido, parque gerador hidrotérmico em expansão, estado de armazenamento dos reservatórios, custos de combustíveis, linhas e limites de intercâmbios, compõem um cenário de estudo. Os estudos multi-cenários consideram uma mesma configuração do sistema de geração e realizam as simulações no horizonte definido de planejamento, para diferentes séries de vazões afluentes.

As séries de vazões afluentes podem ser compostas através do histórico registrado das vazões ocorridas no sistema, ou através de séries sintéticas que mantêm as características estatísticas das séries históricas.

As simulações realizadas neste trabalho, e que compuseram os estudos de caso que serão apresentados, consideraram diferentes cenários de vazões históricas. As séries de vazões foram geradas pelo processo de varredura. Após determinar o mês de início e o horizonte em base mensal do planejamento, é realizada uma varredura no histórico, considerando o mesmo mês de início e utilizando o número de meses determinado para o planejamento.

O processo de varredura pode ser exemplificado da seguinte maneira, para um estudo de planejamento de horizonte de 60 meses, com início em Janeiro de 2008. A geração de séries por varredura teria início da série em Janeiro e seria composta dos 60 meses seguintes, para cada ano do histórico em que fosse possível gerar a série completa. Assim, foi considerado o histórico com início em 1931, a primeira série gerada seria a de Janeiro/1931 a Dezembro/1935, a segunda de Janeiro/1932 a Dezembro/1936, e assim sucessivamente. Caso fossem consideradas disponíveis, para este caso, vazões históricas, até Dezembro de 2006, teríamos 72 séries sendo que a última série seria definida no intervalo de Janeiro/2002 a Dezembro/2006.

No caso do modelo NEWAVE, além das séries históricas é possível também simular 2000 séries sintéticas de energias afluentes, utilizando modelo auto-regressivo periódico de ordem variável (PAR(p))¹⁰. Neste trabalho não foram consideradas séries sintéticas nas simulações.

A execução dos estudos multi-cenários foi realizada utilizando o modelo de simulação HydroSim LP numa abordagem denominada HydroSim MC, que consiste em realizar a execução do modelo de simulação com a mesma configuração do parque gerador dinâmico e mercado em

¹⁰ Fonte: Procedimentos de Rede, Operador Nacional do Sistema Elétrico, submódulo 18.2 – Modelos computacionais.

expansão, para diferentes cenários de vazões afluentes estabelecidas através da varredura do histórico.

Cada simulação executada gera um conjunto de resultados, e cada um desses conjuntos se referem a um cenário de vazões, resultados esses que depois são analisados e reunidos em valores médios nas interfaces de resultados do HydroSim MC.

A Figura 20 apresenta o HydroSim MC e a aba de resultados desenvolvida (Análises) para a verificação dos valores médios dos resultados gerados nas simulações multi-cenários. O usuário do HydroLab pode optar por desativar os cenários que desejar e assim verificar a influência de um cenário específico nos valores médios gerados, além de ser possível visualizar os resultados isolados, gerados para cada um dos cenários.

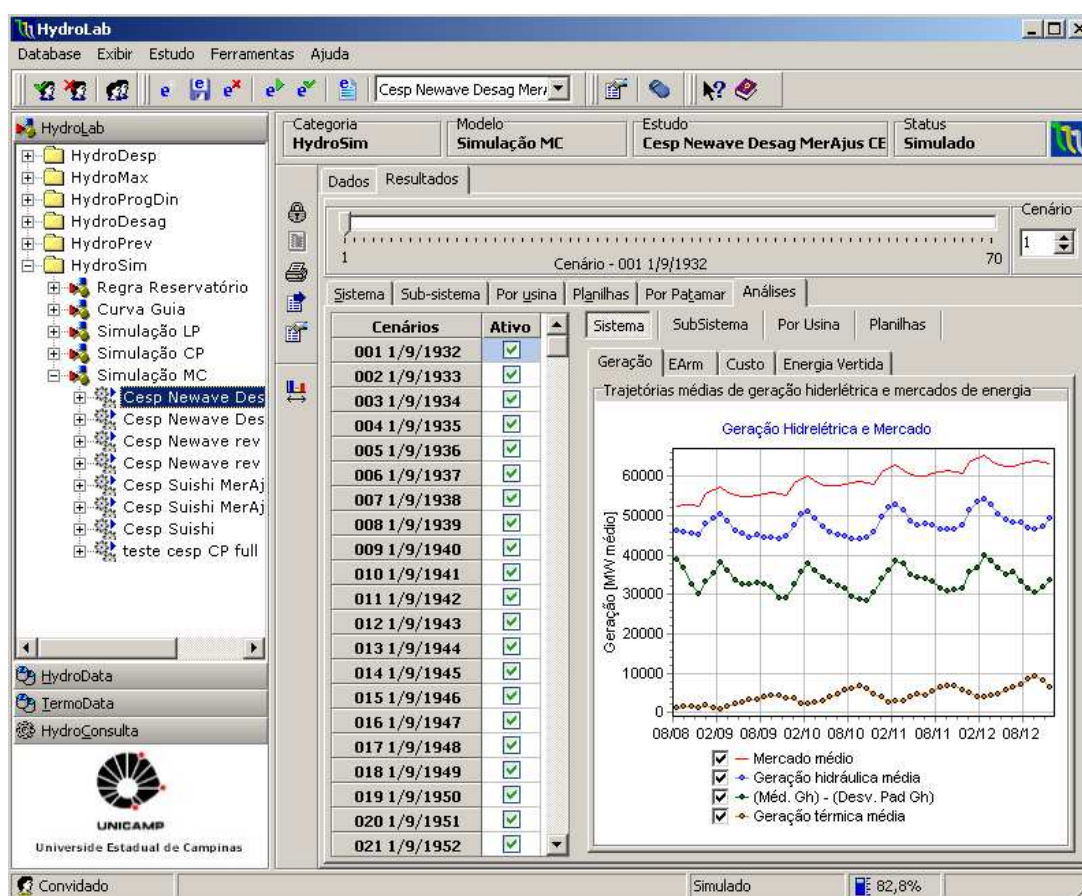


Figura 20 – Apresentação dos valores médios obtidos na simulação multi-cenários..

3.4 Características técnicas

Todas a implementações realizadas e mencionadas neste capítulo foram desenvolvidas junto a equipe de desenvolvimento de sistemas computacionais do COSE/UNICAMP e produzidas utilizando o ambiente de desenvolvimento Borland C++ Builder 5 (Hollingworth, 2001 e Reisdorph,

1999), trata-se de um conjunto de ferramentas completo de programação composto de editor de código, compilador e depurador disponíveis em modo visual para a programação na linguagem orientada a objetos C++(Stroustrup, 1997)(Josuttis, 1999) e (Lippman, 1998).

4 Estudo de Caso

Este capítulo apresenta os resultados obtidos nas simulações realizadas com os modelos NEWAVE e ODIN com o objetivo de obter o despacho otimizado de geração hidrotérmica do SIN.

O processo de comparação desenvolvido neste estudo consistiu da obtenção das informações do parque gerador do SIN, através de um deck do NEWAVE, que definiu a configuração utilizada nos estudos de simulação da operação energética do SIN.

Os modelos de planejamento energético simulados foram o NEWAVE e o ODIN. Com o modelo NEWAVE, foram obtidos dois conjuntos de resultados: um com o bloco de geração hidráulica definido para o reservatório equivalente de cada subsistema desagregado a usinas individualizadas pelo modelo SUISHI-O (CEPEL, 2008), e outro desagregado pela política DesagUsina, proposta neste trabalho. Como o ODIN é um modelo a usinas individualizadas, a sua aplicação foi realizada de maneira direta. Os custos computacionais dos modelos foram desconsiderados nas comparações pois a execução das simulações foram realizadas em computadores diferentes, o que não permitiu uma análise comparativa concisa entre os modelos no aspecto de custo computacional.

A Figura 21 apresenta o resumo das atividades realizadas neste trabalho para a geração dos resultados com as simulações de cada um dos modelos.

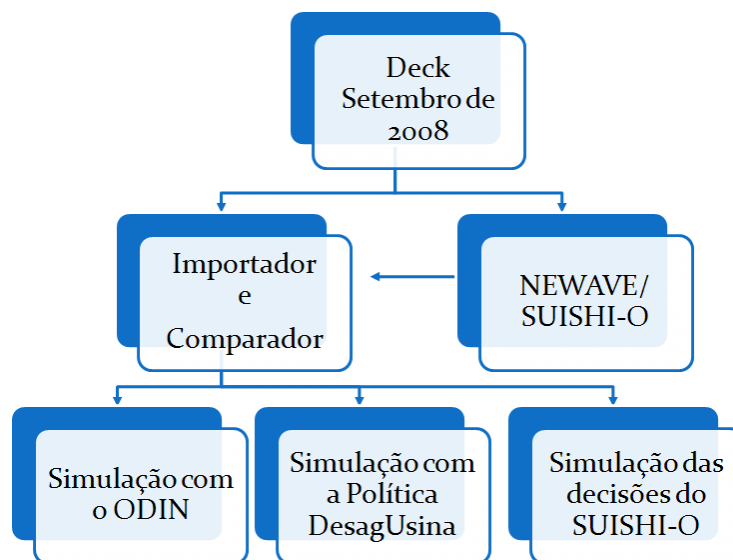


Figura 21 – Diagrama das atividades realizadas neste capítulo.

Os próximos tópicos apresentam as considerações sobre os estudos, as fases de produção e as análises dos resultados.

4.1 Configuração dos Estudos de Simulação

A configuração do parque gerador do SIN, utilizada nas simulações realizadas, é a definida no deck utilizado no Programa Mensal da Operação Energética (PMO¹¹) do mês de setembro de 2008. O deck foi obtido através do website da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), disponível no endereço eletrônico <http://www.ccee.org.br>¹².

Os resultados da execução do NEWAVE e do SUISHI-O foram obtidos no âmbito do projeto de pesquisa e desenvolvimento de contrato FUNCAMP Nº 3807, de parceria com a CESP - Companhia Energética de São Paulo (CESP, 2008). A CESP forneceu os resultados da execução do modelo NEWAVE, com séries históricas de vazões e para patamar único de carga, considerando os custos reais da operação do SIN e 4 patamares de déficit. No apêndice A estão apresentados os patamares de déficits, que são representados através de termelétricas. A CESP também forneceu a desagregação a usinas individualizadas realizada com modelo SUISHI-O.

Após realizar o download do arquivo do deck (NW200809.ZIP), este foi extraído e gerou uma pasta com o nome do arquivo do deck (NW200809), contendo os arquivos de configuração do deck abordados no capítulo 3, seção 3.1. A esta pasta foram adicionados os arquivos de resultados do NEWAVE que definem a geração em cada subsistema, nos cenários que foram considerados, mais especificamente, os arquivos GHTOT01.OUT, GHTOT02.OUT, GHTOT03.OUT e GHTOT04.OUT, que correspondem respectivamente as metas de geração hidráulica dos subsistemas SE/CO, Sul, Nordeste e Norte.

A pasta contendo os arquivos de configuração do deck e os resultados de execução do NEWAVE foi submetida ao importador de dados apresentado no capítulo 3. O processo de importação gerou uma base de dados Interbase (NW200809.gdb), que foi utilizada junto ao sistema de suporte a decisão HydroLab, para a configuração e execução dos estudos de simulação.

As informações que compõem o deck de setembro de 2008, que foram utilizadas na configuração dos estudos de simulação, estão ilustradas nos tópicos que seguem.

¹¹ Programa Mensal de Operação Eletroenergética – PMO - Estabelece as diretrizes eletroenergéticas de curto prazo, de modo a otimizar a utilização dos recursos de geração e transmissão do Sistema Interligado Nacional – SIN, segundo procedimentos e critérios consubstanciados nos Procedimentos de Rede, homologados pela ANEEL.

¹² http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/NW200809.zip

4.1.1 Horizonte de Planejamento

O horizonte de planejamento considerado nos estudos tem início no mês de setembro de 2008, e final no mês de dezembro de 2012, o que estabelece 52 intervalos em discretização mensal. Embora o modelo NEWAVE considere o horizonte de até 5 anos de planejamento em discretização mensal (60 meses), os estudos realizados pelo SEB contemplam o horizonte que vai até o próximo mês de dezembro depois de considerados 48 meses de planejamento. Assim, somente os estudos com mês de início em janeiro possuem os 60 meses de planejamento.

As simulações foram realizadas para 70 cenários de vazões históricas, obtidos através de varredura. Cada série foi composta de cortes sucessivos de 52 meses em sequência, correspondentes ao período com início em setembro de 2008 e final em dezembro de 2012. O primeiro cenário de vazões inicia no ano de 1932, e o último em 2001.

4.1.2 Parque hidrotérmico considerado

A configuração do parque gerador é a definida no deck de setembro de 2008, com a retirada de algumas usinas hidrelétricas. Como o modelo ODIN não representa ainda usinas com bombeamento e desvios, as usinas hidrelétricas ou reservatórios onde estão presentes estas características não foram considerados. Foi realizado ajuste do arquivo do deck (CONFHD.DAT) para não considerar as usinas listadas na Tabela 5. As mesmas foram desconsideradas nas execuções do NEWAVE e do SUISHI-O.

A UHE Fundão apresentou resultados inconsistentes na execução das simulações com o modelo ODIN, e devido a esta ocorrência ela também foi retirada do estudo. O comparador de bases de dados HydroComp foi insuficiente para a verificação de suas inconsistências e, por este motivo, essa usina também foi retirada da configuração do parque gerador.

Tabela 5 – Usinas retiradas

Código HIDR	Nome das Usinas	Código Aneel	Subsistema	Empresa	Pot. Inst.
131	NILO PEÇANHA	59307080	Sudeste	Light	380 MW
132	FONTES	59308182	Sudeste	Light	132 MW
124	LAJES	59308200	Sudeste	Light	0 MW
	PONTE COBERTA				
133	(P. PASSOS)	59309080	Sudeste	Light	100 MW
118	BILLINGS	62285000	Sudeste	Eletropaulo	0 MW
117	GUARAPIRANGA	62290000	Sudeste	Eletropaulo	0 MW
72	FUNDÃO	65825500	Sul	Copel	120 MW

73	JORDÃO	65825580	Sul	Copel	0 MW
110	ERNESTINA	85050001	Sul	CEEE	0 MW

A configuração utilizada nas simulações foi composta de 125 UHEs, totalizando uma potência instalada de 84.351,24 MW para a geração hidráulica. O parque gerador termelétrico foi composto de 129 UTEs, o que totalizou uma potência instalada de 28.875,14 MW para geração térmica. Os custos de geração térmica foram os definidos no deck. As usinas que compuseram os estudos estão relacionadas no apêndice A.

O parque gerador do SIN foi considerado em expansão, o cronograma definido no deck foi aplicado nas simulações realizadas. A título de ilustração, apresentamos, em sequência, alguns resultados gerados no processo de simulação com o modelo ODIN. Os resultados exemplificam o cronograma de expansão considerado na simulação com o cenário de vazões de 1932.

A UHE Batalha será utilizada como exemplo de expansão do parque gerador. Trata-se de um empreendimento da empresa Furnas Centrais Elétricas, localizada no rio São Marcos, bacia do rio Paraná e sub-bacia do rio Paranaíba, entre as cidades Cristalina/GO e Paracatu/MG. A motorização da UHE Batalha contará com duas turbinas Kaplan com potência efetiva de 26,8 MW cada, e seu reservatório terá volume máximo de 1781,61 hm³, com 36 Km de extensão e 138 Km² de área, com uma barragem de 50 m que fechará o vale do rio São Marcos. A Figura 22 apresenta o esquema aéreo da construção da usina.

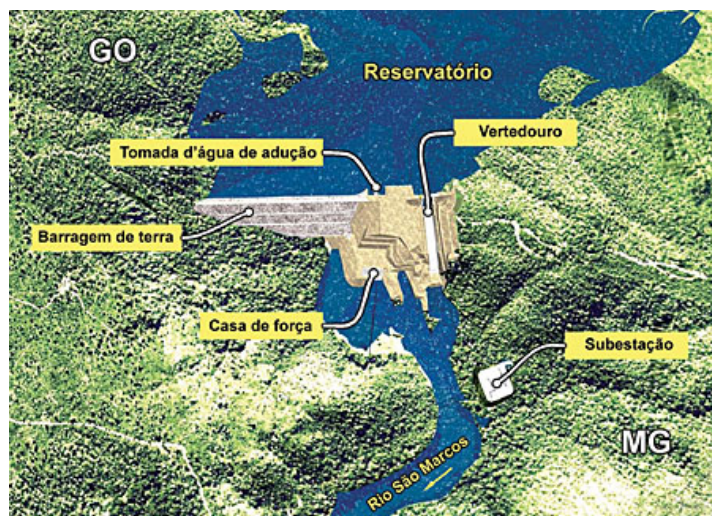


Figura 22 – Esquema aéreo da construção da UHE Batalha.

A Figura 23 apresenta o enchimento do reservatório da UHE Batalha no horizonte de planejamento. O reservatório começa a encher em janeiro de 2010, e em outubro deste mesmo ano atinge seu limite operacional mínimo de 430 hm³.

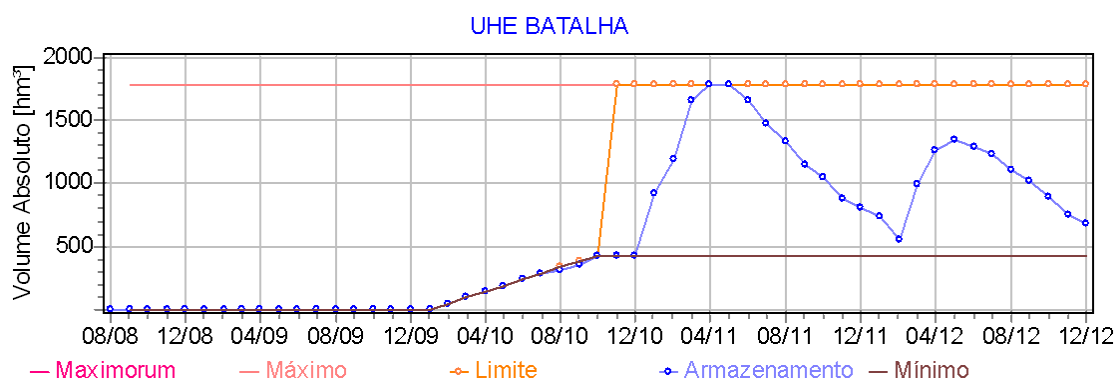


Figura 23 – Enchimento do reservatório da UHE Batalha.

A Figura 24 apresenta as máquinas em operação na UHE Batalha no horizonte de planejamento simulado. A UHE não gerará energia até o mês de novembro de 2010, em que ela entra em operação com uma máquina despachada. No mês de dezembro de 2010 ela passa a despachar suas duas máquinas.

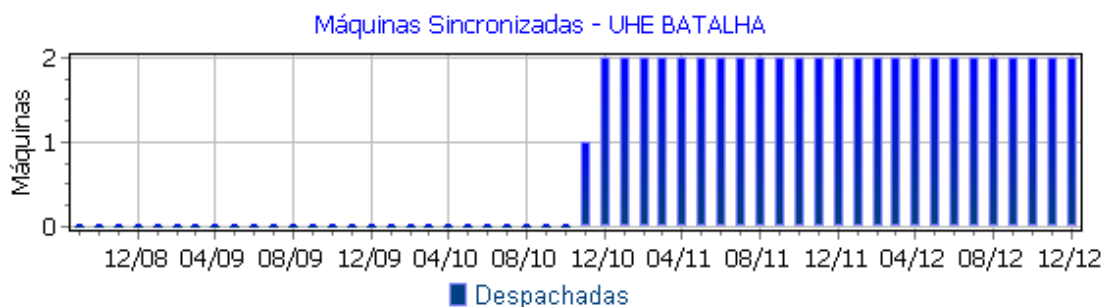


Figura 24 – Motorização da UHE Batalha.

A Figura 25 apresenta o gráfico de vazão afluente da UHE Batalha. Em novembro de 2010 a usina passa a turbinar sua afluência, correspondente a 40,3 m³/s. No mês de dezembro de 2010 ela continua turbinando sua afluência, e no mês de janeiro de 2011 volta a turbinar 40,3 m³/s, provocando aumento do armazenamento de água em seu reservatório, conforme Figura 23. Em fevereiro de 2011 ela turбина no seu engolimento máximo que corresponde a 142,3 m³/s.

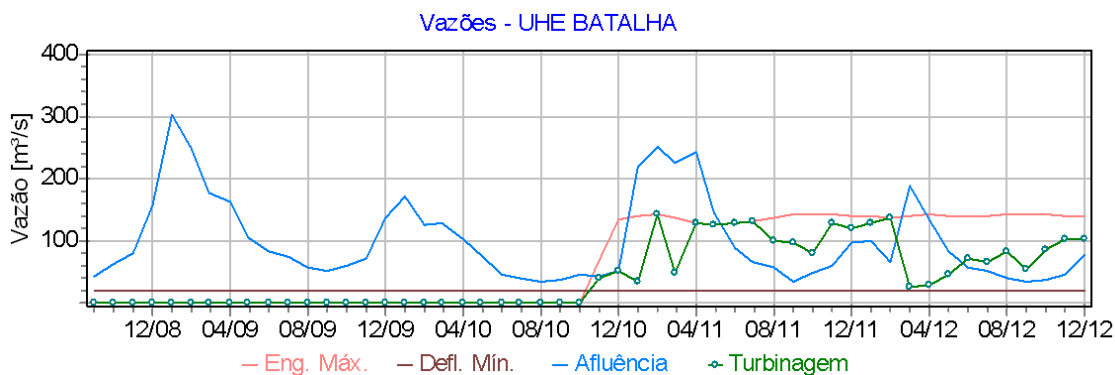


Figura 25 – Vazões da UHE Batalha.

Considerando os mesmos resultados de simulação da ilustração do parque gerador em expansão, apresentamos um exemplo do cronograma de expansão em relação aos limites de intercâmbio entre os subsistemas. Para ilustrar o intercâmbio de energia utilizaremos a linha SE/CO para NE, e NE para SE/CO.

A Figura 26 apresenta os intercâmbios de exportação de energia do subsistema SE/CO para o subsistema NE. Podemos verificar na figura alterações, consideravelmente, grandes entre os limites de intercâmbio, por exemplo, do mês de junho de 2010 para o mês de agosto de 2010, em que o limite vai de 1000 MWmed para 150 MWmed, e em fevereiro de 2011 retorna a permitir a transmissão referente a 963 MWmed.

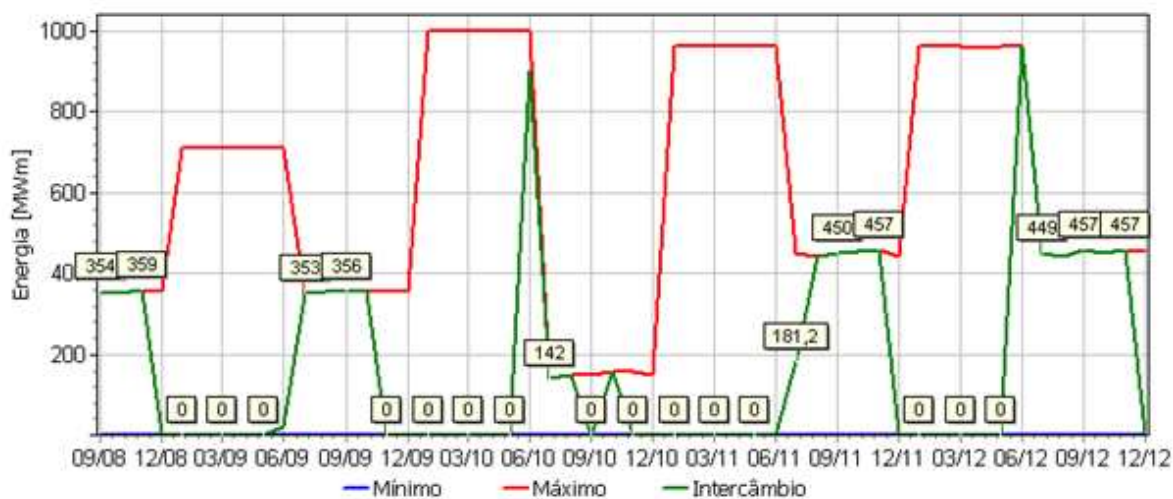


Figura 26 – Intercâmbios e limites de transmissão da exportação do SE/CO para o NE.

A Figura 27 apresenta o intercâmbio de exportação do subsistema NE para o SE/CO. Verificamos neste caso que as oscilações de limites de intercâmbio são bem menores, e que em grande parte do horizonte de planejamento o limite não se altera, mantendo os 200 MWmed de

transmissão máxima até dezembro de 2010, para em janeiro de 2011 passar a fornecer, com alguma variação, valores acima de 270 MWmed.

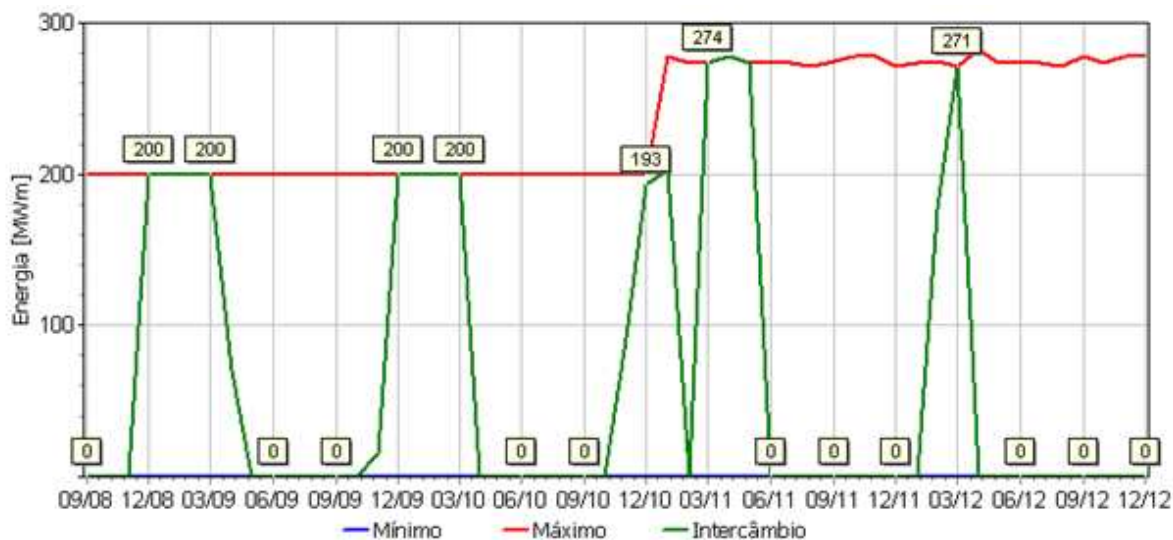


Figura 27 – Intercâmbios e limites de transmissão da exportação do NE para o SECO.

A lista completa das UHEs e UTEs consideradas nos estudos está disponível no apêndice A, assim como o cronograma de expansão considerado.

4.1.3 Mercado a ser atendido para o SIN

O arquivo que define o mercado de energia elétrica em expansão, a ser atendido nos estudos de planejamento segundo a metodologia do SEB, é o SISTEMA.DAT. Este arquivo mantém os valores das demandas por submercado ou subsistema.

A alteração gerada no parque do SIN devido à retirada das UHEs da Tabela 5 causaria alguma dificuldade no atendimento do mercado original mesmo em se tratando de usinas de pequeno porte. Visando preservar ao máximo as condições do parque gerador frente ao mercado a ser atendido, realizamos um ajuste do mercado em cada um dos subsistemas. O ajuste foi estabelecido através das simulações realizadas no SUISHI-O com o deck, como estava em seu estado inicial, sem alterações. Verificamos a média de geração das usinas removidas do estudo nos 70 cenários históricos e obtivemos um valor de geração hidráulica aproximadamente igual 2% do mercado do SE/CO, e 1% para o mercado do Sul, que foram os subsistemas que tiveram suas usinas retiradas. Realizamos então o abate dos valores correspondentes para cada um dos subsistemas.

A alteração realizada no mercado exigiu que os modelos NEWAVE e SUISHI-O fossem executados novamente, com o mercado alterado, para que todas as simulações realizadas no

ambiente HydroLab considerassem o mesmo mercado a ser atendido com o parque gerador abatido das usinas retiradas. A Figura 28 apresenta o mercado total depois de abatidos 2% do mercado do subsistema SE/CO e 1 % do subsistema Sul.

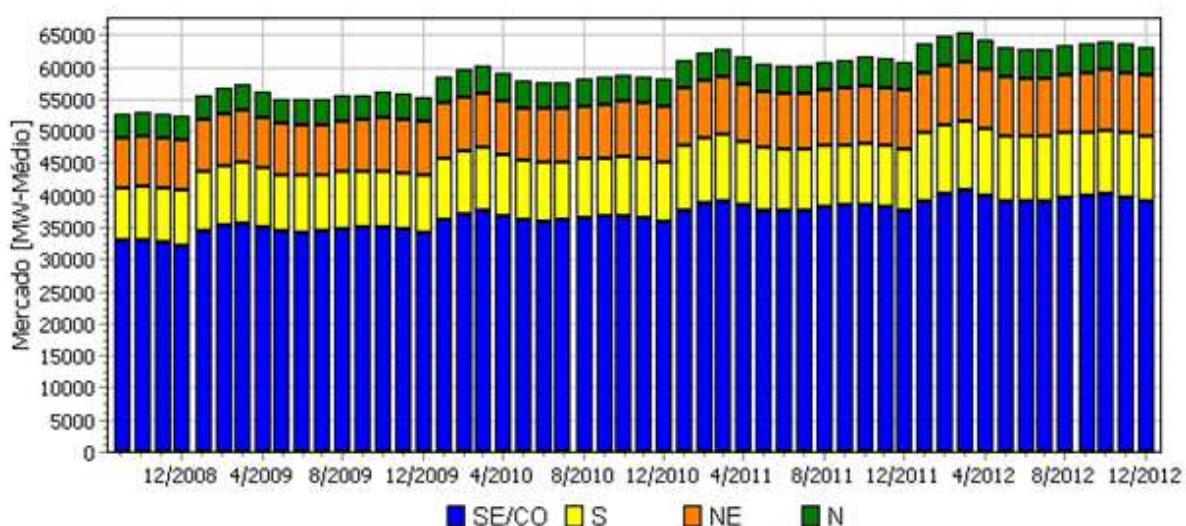


Figura 28 – Mercado total utilizado nos estudos de simulação das comparações.

A Tabela 6 apresenta os valores de mercado por subsistema no primeiro e no último intervalo do planejamento, e apresenta também os valores médios, e taxa de crescimento no horizonte considerado.

Tabela 6 – Mercado de energia a ser atendido no SIN.

Subsistema	Mercado(MW médio)			
	Início	Fim	Crescimento (%)	Médio
SE/CO	32907,9	39006,3	18,5	36902,6
Sul	8236,81	10167,13	23,4	9489,1
Nordeste	7692,0	9467,0	23,1	8589,2
Norte	3754,0	4526,0	20,6	4216,0
Total	52590,7	63166,4	20,1	59196,0

4.2 Simulações da operação hidrotérmica

O despacho otimizado do sistema hidrotérmico foi simulado com as diferentes políticas no ambiente HydroLab. As comparações foram realizadas a partir dos resultados obtidos no processo de simulação para três conjuntos de resultados.

Os conjuntos de resultados que serão comparados foram gerados através das seguintes simulações:

1. ODIN – conjunto de resultados gerados pelo modelo ODIN. A política operativa utilizada no modelo ODIN é a Controle Preditivo. O otimizador utilizado é o HydroMax e o previsor de vazões afluentes utilizado fornece como resultado a MLT, que é uma opção para a política de Controle Preditivo no sistema HydroLab;
2. NW-S – conjunto de resultados obtidos com o modelo NEWAVE sendo desagregado a usinas individualizadas pelo modelo SUIHI-O. As decisões obtidas dessa desagregação foram incorporadas no HydroLab através da simulação com a política operativa Decisão por Usina (Cicogna, 2003). Basicamente, a política utiliza as decisões de turbinagem e vertimento definidas por usina, no horizonte de planejamento, e as aplica na decisão do processo de simulação. Em seguida foram simuladas no modelo HydroSim MC as decisões geradas pelo modelo SUIHI-O, portanto, apenas foram reproduzidas a solução do SUIHI-O no sistema de suporte a decisão HydroLab;
3. NW-D – conjunto de resultados obtidos através da execução do modelo NEWAVE para a obtenção das metas de geração hidráulica equivalentes para cada subsistema, no horizonte de planejamento. A desagregação das metas por subsistema neste conjunto de dados foi realizada através da política operativa DesagUsina. Essa política apenas cumpre a meta de geração para o subsistema definida pelo NEWAVE, e opera os reservatórios com regra paralela de deplecionamento/replecionamento.

Os conjuntos de resultados serão referidos, respectivamente, por ODIN, NW-S e NW-D.

O modelo DECOMP não foi aplicável ao estudo de caso como recurso de obter uma desagregação a usinas individualizadas da solução do modelo NEWAVE devido ao horizonte de planejamento considerado exceder o suportado pelo modelo.

4.2.1 Considerações sobre as simulações

O simulador HydroSim MC possui duas configurações que alteram relevantemente o processo de operação do parque hidrotérmico. A primeira delas é a correção da geração hidráulica quando a geração total do SIN supera o mercado. Esta correção utiliza a regra paralela de operação dos reservatórios, aumentando o armazenamento de forma a reduzir a geração

hidráulica para o atendimento ao mercado. Nesta correção só ocorrerão vertimentos em caso dos reservatórios alcançarem o seu armazenamento máximo.

A segunda correção força o atendimento dos limites de intercâmbio. Assim, nos casos em que os limites de intercâmbio entre subsistemas estiverem violados, a geração dos subsistemas envolvidos é corrigida pelo simulador para que os intercâmbios fiquem dentro dos limites. As correções mencionadas alteram as soluções das simulações, e estas opções são aplicadas na metodologia ODIN como sendo padrões.

As soluções obtidas através do modelo NEWAVE trazem os intercâmbios implícitos em suas decisões, tanto nas decisões agregadas geradas pelo NEWAVE quanto nas desagregadas do SUIHI-O.

Os testes realizados demonstraram que a solução do SUIHI-O melhora quando as correções mencionadas estão ativadas. A melhora dos resultados da simulação se deram, principalmente, devido ao fato de que o modelo SUIHI-O em alguns meses despacha as hidrelétricas de forma que excede o mercado, gerando o que é chamada energia de excesso para o modelo SUIHI. As correções forçam a redução do despacho hidráulico, o que melhora o armazenamento do modelo resultando em custos operativos, levemente, reduzidos. Como o objetivo deste trabalho é considerar os modelos em suas utilizações usuais, apenas reproduzimos as soluções determinadas pelo modelo SUIHI-O, sem considerar as correções.

Para o conjunto de resultados gerado com a política DesagUsina, os ajustes não foram aplicados, pois alterariam as decisões de despacho hidrotérmico definidas pelo NEWAVE e, conseqüentemente, o atendimento às metas ficaria prejudicado.

4.3 Análise de Resultados

A análise de resultados considera as simulações realizadas e os resultados que, expressivamente, possibilitaram analisar as performances das metodologias aplicadas. A apresentação extensa dos resultados pode ser facilmente verificada nas interfaces do HydroLab, porém fica inviável a reprodução de todas.

As análises serão realizadas considerando as estatísticas para os 70 cenários de vazões simulados (multi-cenários). A comparação multi-cenários apresenta a performance dos modelos em valores médios, obtidos para cada intervalo nos diferentes cenários de vazões. Esta análise é comum no SEB pois fornece um planejamento médio da operação, em que se espera contemplar diferentes regimes hidrológicos.

As considerações referentes às performances das metodologias serão feitas nas comparações dos resultados obtidos para o sistema como um todo (SIN), por subsistema, e por usina. Para as análises das usinas, selecionamos uma por subsistema: no SE/CO a UHE Furnas, no Sul a UHE Foz do Areia, no Nordeste a UHE Sobradinho e no Norte a UHE Serra da Mesa.

4.3.1 Análises referentes ao SIN

Os resultados referentes ao SIN apresentam uma visão abrangente do desempenho das metodologias. As análises recairão sobre o custo total de operação, geração hidráulica e energia armazenada.

As análises referentes ao SIN também incluíram observações sobre cenários isolados. A análise de cenários isolados permite estabelecer a sensibilidade dos modelos em variadas situações de disponibilidade de recursos para a geração hidráulica. Os cenários isolados analisados foram os de 1952 (baixas aflúências), 1982 (altas aflúências) e 2000 (aflúências médias). Os cenários utilizados nas simulações foram gerados através da varredura das vazões afluentes históricas, como ilustrado na seção 3.3.

4.3.1.1 Análises do SIN nas simulações multi-cenários

Os resultados analisados foram obtidos através da interface de análise estatística do HydroSim MC. Assim, os valores apresentados são os valores médios obtidos através das simulações dos 70 cenários de vazões afluentes.

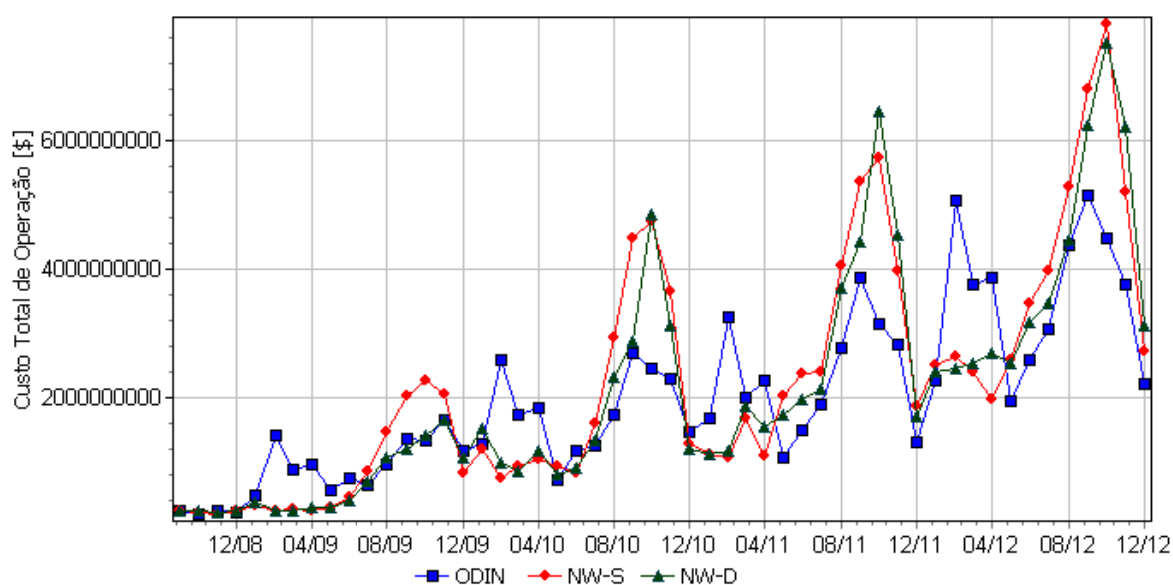


Figura 29 – Trajetórias de geração multi-cenários dos modelos simulados.

A Figura 29 apresenta as trajetórias de custo total de operação das simulações no horizonte de planejamento. Pela figura podemos verificar que as simulações com os modelos NW-D e NW-S seguem com um perfil de custo parecido, e nos primeiros 9 meses praticamente igual. O modelo ODIN apresentou o menor custo médio operativo, de 2.009 milhões de reais, seguido pelo NW-D, que apresentou um custo médio 6,3 % maior. A metodologia NW-S teve o pior desempenho, apresentando um custo médio operativo 11,7 % maior que a metodologia ODIN.

O perfil crescente dos custos ao longo do período de planejamento, para todas as políticas operativas, indica que o cronograma de expansão do parque gerador, considerado no deck de setembro de 2008, não acompanha a expansão da carga, expondo o SIN a custos operativos crescentes e a elevados riscos de déficit.

A Figura 30 apresenta as trajetórias da média e do desvio padrão da geração hidráulica do SIN, para os 70 cenários, definidas pelos modelos simulados. Verificamos no gráfico que o modelo NEWAVE, sobretudo o modelo NW-D, apresenta elevado despacho hidráulico nos meses correspondentes ao período chuvoso (dezembro, janeiro, fevereiro, março e abril), reduzindo significativamente esse despacho nos meses secos do ano. O modelo ODIN, por sua vez, proporciona um despacho hidráulico bem mais estável, que pode ser verificado pelo desvio padrão de sua série, com uma oferta hidráulica significativamente maior nos meses secos. As simulações NW-S e NW-D apresentaram gerações hidráulicas médias menores que o ODIN, respectivamente, 1,4 % e 2,2 %.

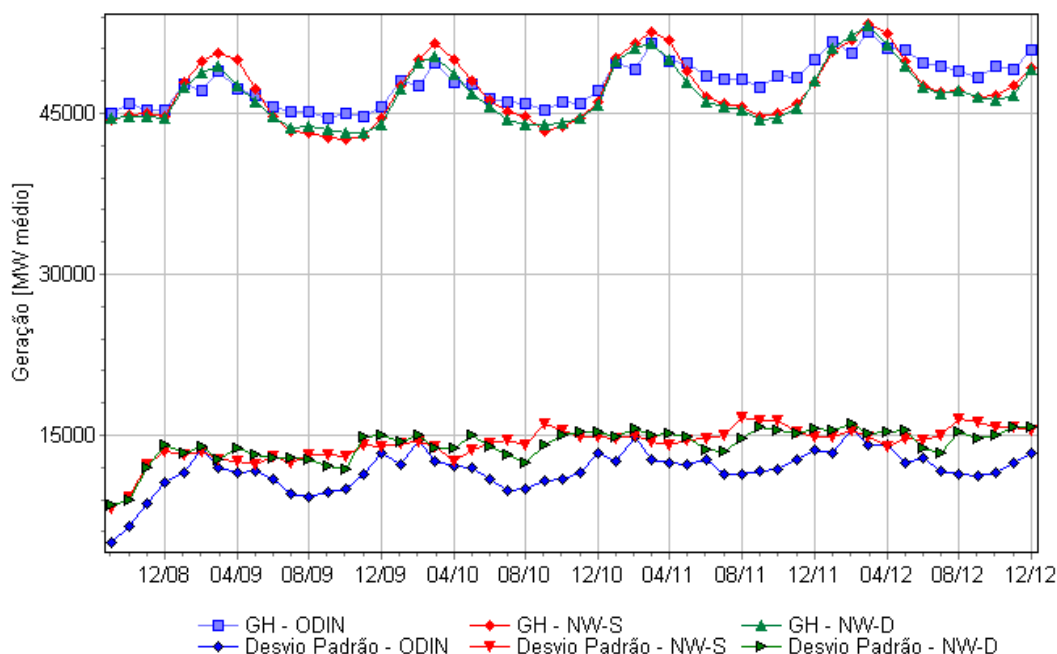


Figura 30 – Trajetórias da geração hidráulica com suas variações para os modelos simulados.

A Figura 31 apresenta as trajetórias de energia armazenada do SIN para o horizonte de planejamento. Verificamos na figura que a trajetória de energia armazenada obtida pelo modelo ODIN mantém-se significativamente acima das demais durante todo o horizonte de planejamento. A simulação NW-S finaliza o planejamento com um montante de energia armazenada 22,4 % menor que o modelo ODIN, e a simulação com o NW-D resultou em armazenamento 20,0 % menor que o ODIN.

Assim, o modelo ODIN não só operou com menor custo total mas também utilizou menos água que as políticas baseadas no modelo NEWAVE, proporcionando uma operação ao mesmo tempo mais econômica e mais segura, na medida em que preservou mais o estoque de água do sistema.

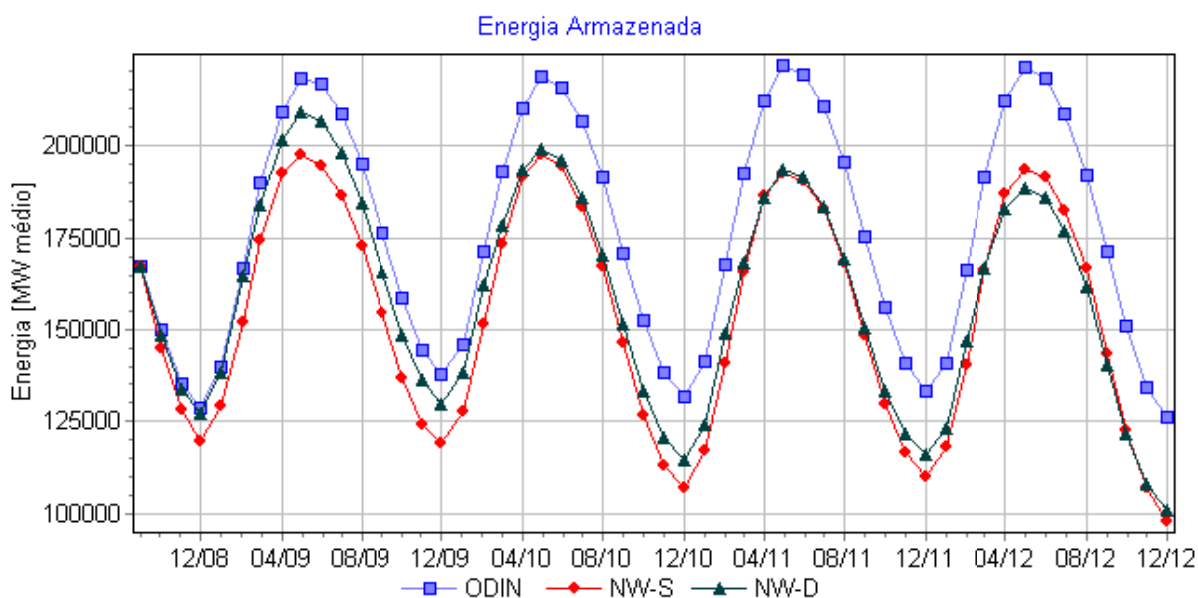


Figura 31 – Trajetórias de energia armazenada dos modelos simulados.

A Tabela 7 apresenta os valores obtidos com as simulações para o planejamento da operação energética do SIN considerando os 70 cenários de vazões afluentes, que compuseram o estudo.

Tabela 7 – Análise do planejamento da operação energética do SIN considerando multi-cenários.

Metodologias	GH Média (MWmed)	(%)	E.Arm. Final (MWmed)	(%)	Custo Total de Operação (\$)	(%)
ODIN	47846,08	-	125960,34	-	2.009.988.622,47	-
NW-S	47190,28	-1,4	97742,65	-22,4	2.245.736.149,02	+11,7
NW-D	46795,63	-2,2	100817,06	-20,0	2.136.269.126,38	+6,3

Nos primeiros 3 anos do horizonte de planejamento, as políticas baseadas no NEWAVE apresentaram custos operativos menores que a metodologia ODIN, sobretudo quando analisamos o período chuvoso. Nestes meses a geração hidráulica é elevada no modelo NEWAVE, o que resulta na queda do custo operativo. A operação pelo NEWAVE reduz o despacho hidráulico nos meses seguintes, mas ainda assim não consegue regularizar os reservatórios de forma a estabilizar sua operação no horizonte de planejamento. Para os últimos 2 anos de planejamento, verificamos que o perfil de geração é mantido, sendo elevado no período chuvoso e depois reduzido nos meses seguintes, ainda que os níveis de energia armazenada estejam cada vez menores a cada ciclo de período chuvoso e seco. Como consequência, verificamos custos operativos acentuadamente elevados no final do período de planejamento.

O modelo ODIN também despachou maior geração hidráulica no período chuvoso, mas manteve variações menos acentuadas quando operou os meses secos, mantendo um despacho mais estável, em contraponto ao modelo NEWAVE. Ao elevar sua geração hidráulica no período úmido fica abaixo do modelo NEWAVE, porém despacha mais no período seco.

Resumindo, o modelo ODIN apresentou o melhor desempenho operativo no planejamento da operação energética do SIN considerando os cenários de vazões históricas. Seu despacho de geração hidráulica foi o maior e, graças a sua maior produtividade, resultou também em um nível de energia armazenada mais elevado ao longo de todo o período de planejamento, obtendo o menor custo operativo quando comparado ao modelo NEWAVE.

A seguir prosseguimos com as análises para os cenários de vazões de 1952, 1982 e 2000.

4.3.1.2 Análise do SIN na simulação com o cenário de vazões de 1952

O cenário de vazões de 1952, como já mencionado, apresenta umas das mais baixas hidrologias do histórico. A análise desta série hidrológica busca estabelecer a eficiência dos modelos diante de regimes de baixas afluências ao sistema, o qual apresenta dificuldades operativas por suas afluências reduzidas.

A Figura 32 apresenta as trajetórias de custo operativo total dos modelos simulados com a série de vazões de 1952. Pela figura é possível verificar que o modelo NEWAVE resulta numa operação mais cara que o modelo ODIN, especificamente, o NW-S resultou em um custo médio 11,61 % maior que o modelo ODIN, enquanto o NW-D teve o pior desempenho, com custo operativo médio 16,46 % maior que o custo do ODIN.

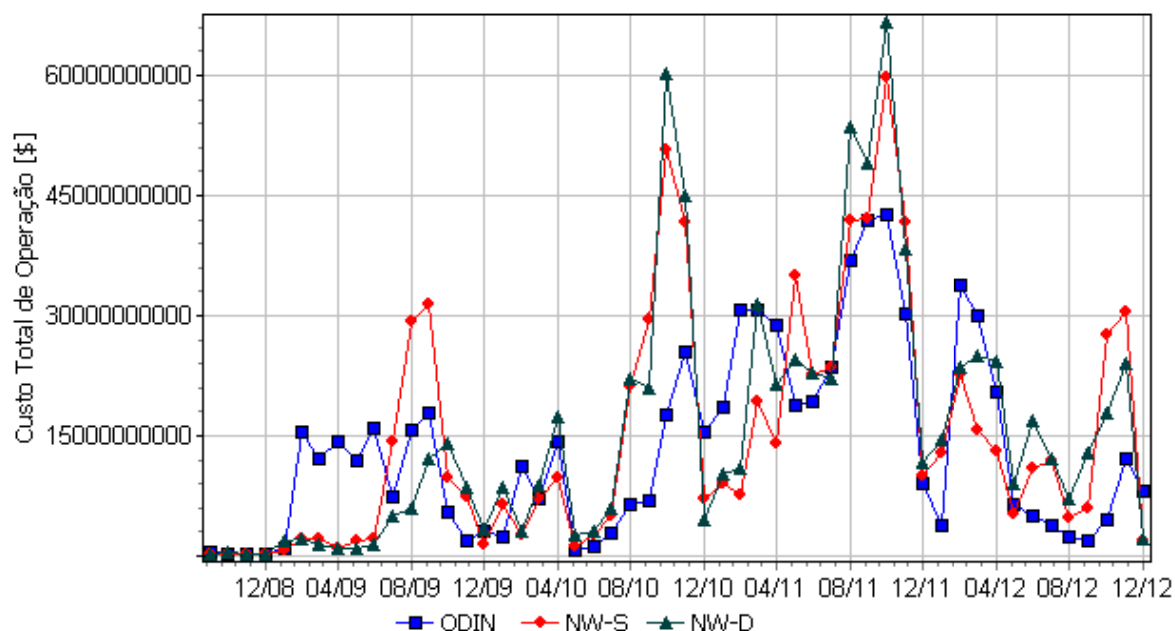


Figura 32 – Custo operativo dos modelos simulados no cenário de 1952.

A Figura 33 apresenta o despacho de geração hidráulica do planejamento da operação energética com os modelos simulados. Os despachos hidráulicos médios obtidos para o cenário de 1952 foram relativamente próximos, sendo que o ODIN foi o modelo com maior geração, seguido pelo NW-S e pelo NW-D com geração hidráulica 0,97 % e 1,71 % menores que a despachada pelo modelo ODIN, respectivamente.

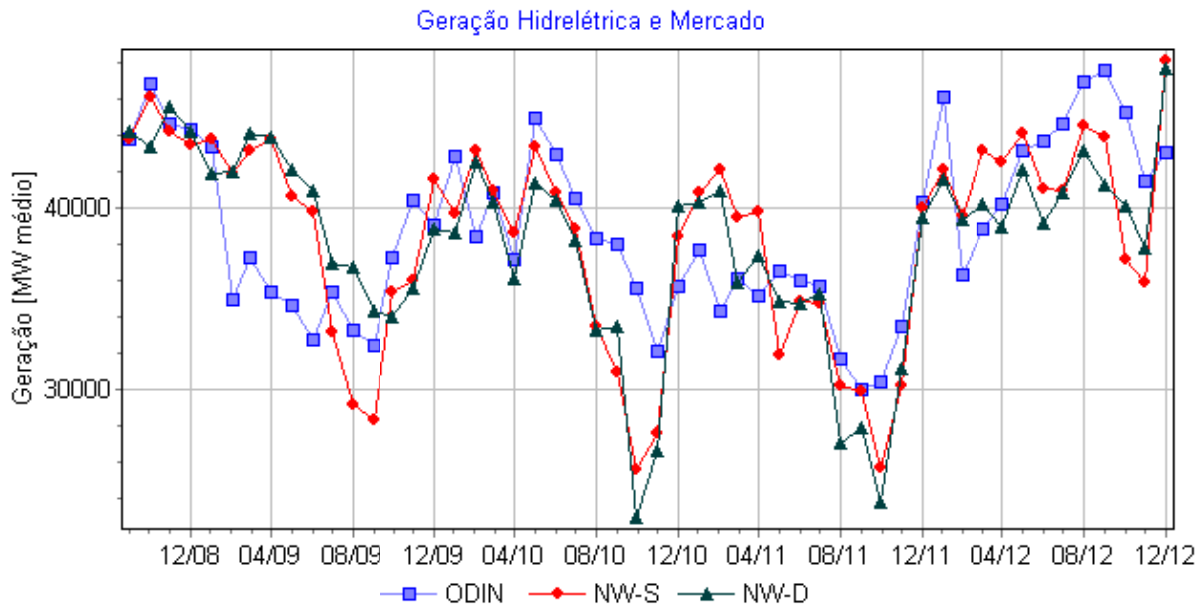


Figura 33 – Geração hidráulica dos modelos simulados no cenário de 1952.

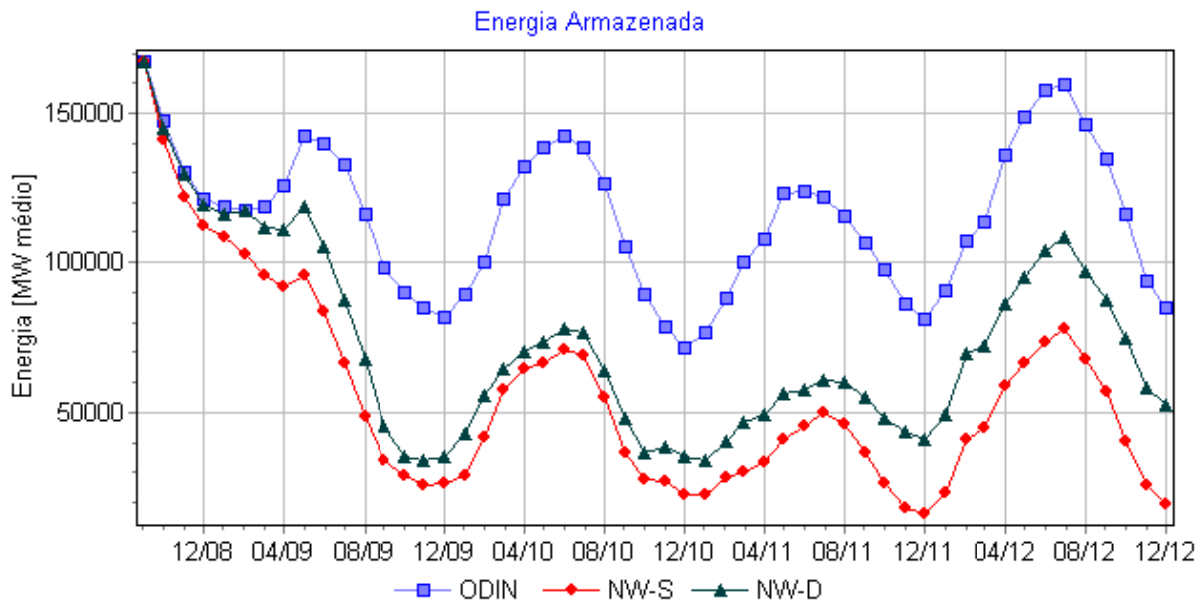


Figura 34 – Energia armazenada para os modelos simulados no cenário de 1952.

A Figura 34 apresenta as curvas de energia armazenada resultantes das simulações com os modelos de planejamento da operação energética do SIN para a série de 1952. Pela figura podemos notar que o modelo ODIN mantém níveis de energia armazenada, destacadamente, mais altos que o modelo NEWAVE, tendo apresentado expressiva diferença no estado final de energia

armazenada em relação ao modelo NEWAVE. A simulação NW-S teve o pior desempenho e seu estado final de energia armazenada foi 77,50 % menor que o do modelo ODIN. Para NW-D a energia armazenada final ficou 38,15 % menor que a do modelo ODIN.

Esse resultado indica que o modelo ODIN proporciona também uma maior segurança operativa ao SIN na medida em que assegura um maior armazenamento que o modelo NEWAVE em situações hidrológicas críticas.

A Tabela 8 resume os resultados analisados dos modelos para o cenário de 1952.

Tabela 8 - Análise do planejamento da operação energética do SIN considerando o cenário de 1952.

Metodologia	GH Média (MWmed)	%	E.Arm. Final (MWmed)	%	Custo Total de Operação (\$)	%
ODIN	38839,40	-	84819,90	-	R\$ 13.354.378.245,92	-
NW-S	38461,21	-0,97	19020,17	-77,58	R\$ 14.905.068.772,12	+11,61
NW-D	38176,58	-1,71	52464,95	-38,15	R\$ 15.552.488.263,70	+16,46

O modelo ODIN forneceu a melhor operação para o SIN para o cenário de baixas afluências. Ele manteve a sua geração média próxima a do modelo NEWAVE, porém guardou muito mais água nos reservatórios, maximizando sua produtividade e reduzindo seus custos operativos.

Ao analisarmos o horizonte de planejamento, é flagrante a redução da geração hidráulica que o modelo ODIN proporciona nos meses de fevereiro do horizonte de planejamento. A decisão de guardar mais água nestes estágios garante uma geração mais estável do modelo ao longo do horizonte de planejamento. Em nenhum momento o ODIN diminuiu seu despacho hidráulico abaixo de 29940,40 MWmed, enquanto nos meses de outubro de 2010 e de 2011, o modelo NEWAVE proporcionou os menores valores de despacho hidráulico no horizonte de planejamento. Nestes meses, o modelo NW-S despachou 25518,66 MWmed e 25657,28 MWmed, respectivamente, enquanto o NW-D despachou 22894,86 MWmed e 23751,00 MWmed, respectivamente. Nestes meses o ODIN despachou 35644,75 MWmed e 30422,71 MWmed, respectivamente, valores expressivamente maiores.

Resumindo, em situações hidrológicas críticas, o modelo ODIN preserva mais o armazenamento do SIN, operando o sistema com maior produtividade, e conseguindo assim um menor custo operativo, simultaneamente com um maior armazenamento final.

4.3.1.3 Análise do SIN na simulação com o cenário de vazões de 1982

O cenário de vazões de 1982 apresenta níveis elevados de afluências. A análise desta série busca estabelecer a eficiência dos modelos diante de alta disponibilidade de água nos reservatórios.

A Figura 35 apresenta as curvas de custo operativo definidas nas simulações realizadas com os modelos para o planejamento da operação energética do SIN com a série de vazões de 1982. Verifica-se, pela figura, que até o mês de maio de 2011 as diferenças de custo operativo são, relativamente, baixas na comparação entre os modelos. A partir de junho de 2011 os modelos passam a variar consideravelmente seus custos operativos, e nota-se que a simulação NW-S resulta na pior operação, com custos operativos, significativamente, maiores que a NW-D e o ODIN. O modelo ODIN apresentou o menor custo médio operativo, seguido pelo NW-S e NW-D, que apresentaram, respectivamente, custos médios 14,7 % e 81,6 % maiores.

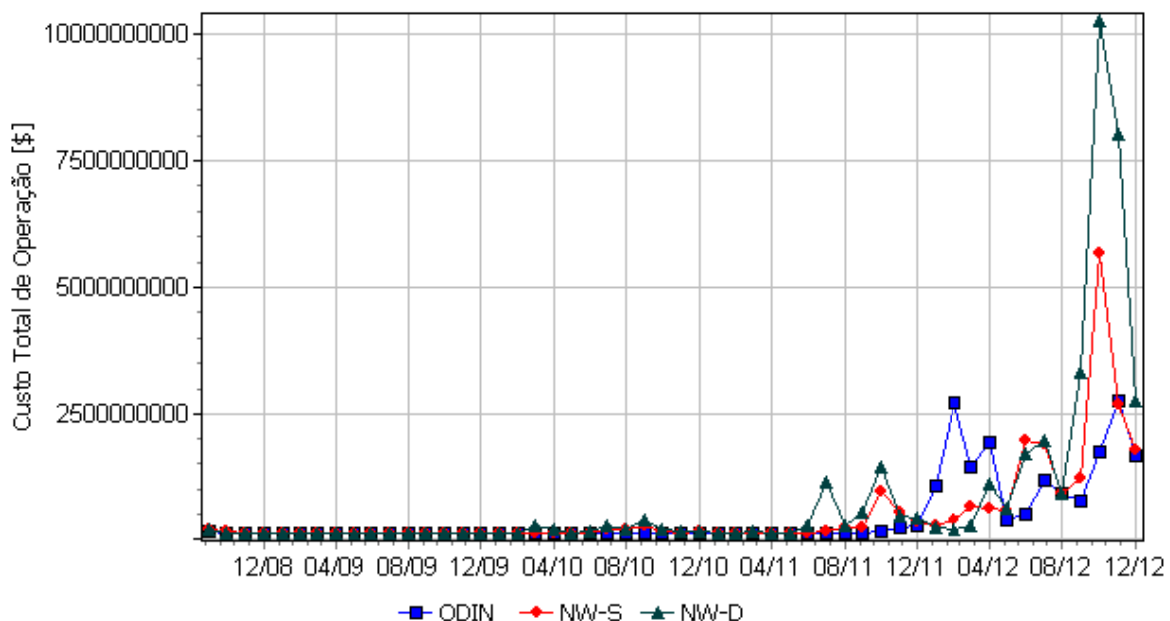


Figura 35 - Custos operativos dos modelos simulados no cenário de 1982.

A Figura 36 apresenta o despacho hidráulico das simulações com o cenário de 1982. Fica perceptível na simulação NW-S o despacho de geração hidráulica bem acima dos demais e até mesmo acima do mercado, apresentado na seção 4.1.3. Este comportamento elucida o que é

definido no SEB como energia de excesso do modelo SUISHI-O, que consiste de energia vertida uma vez que o modelo SUISHI-O não implementa o tratamento de vertimento turbinável. Os cálculos dos custos operativos, nesse caso, foram realizados considerando o mercado real, a geração térmica mínima, a geração de pequenas usinas, e o conseqüente despacho hidráulico efetivamente aproveitado das UHEs do SIN, sendo o excesso de geração hidráulica considerado como energia vertida turbinável. Assim, embora a geração hidráulica apresentada na Figura 36 seja elevada pois inclui o vertimento turbinável, o custo operativo da solução NW-S foi calculado considerando somente a geração hidráulica efetivamente aproveitada pelo sistema.

O despacho de geração hidráulica fornecido pelo ODIN apresentou maior estabilidade, sem grandes quedas ou aumentos entre os valores despachados nos meses. Já as soluções NEWAVE apresentam uma maior instabilidade de geração hidráulica, sobretudo nos anos finais do período de planejamento.

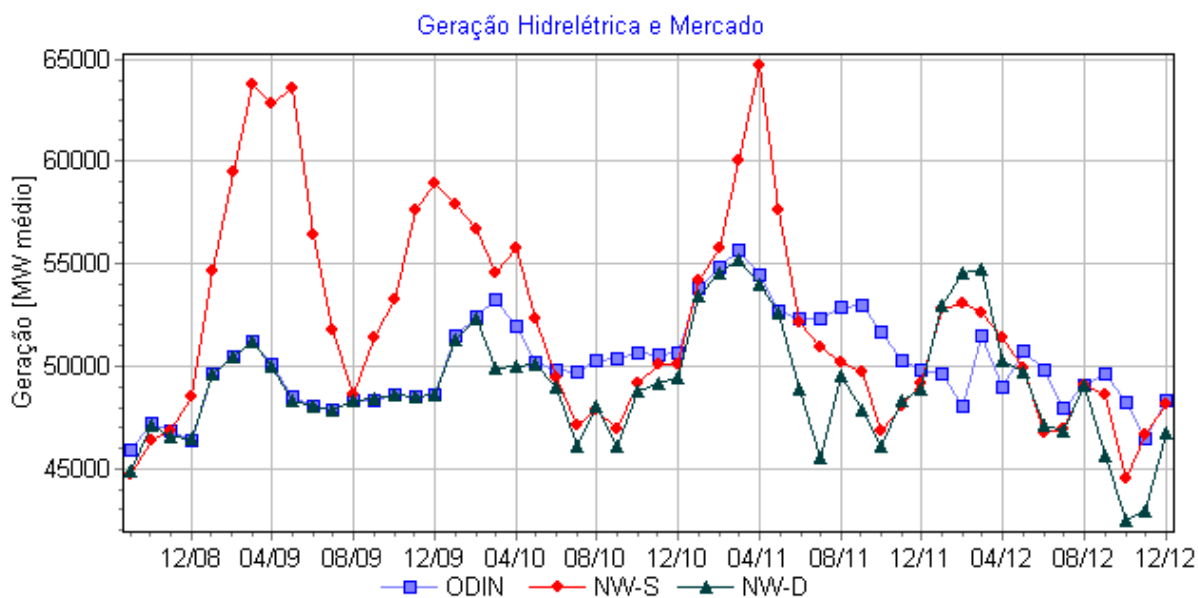


Figura 36 – Geração hidráulica dos modelos simulados no cenário de 1982.

A Figura 37 apresenta as curvas de energia armazenada resultantes das simulações com o cenário de 1982. Diante das elevadas aflúências presentes na série de vazões, os modelos não apresentam diferenças expressivas em seu armazenamento, que em alguns meses do horizonte de planejamento apresentam níveis muito próximos. O modelo ODIN apresentou o melhor estado de energia armazenada ao final do horizonte de planejamento, seguido pelo NW-D com armazenamento 2,5 % menor. A simulação NW-S finalizou sua operação com um nível de energia armazenada 12,5 % menor que a metodologia ODIN.

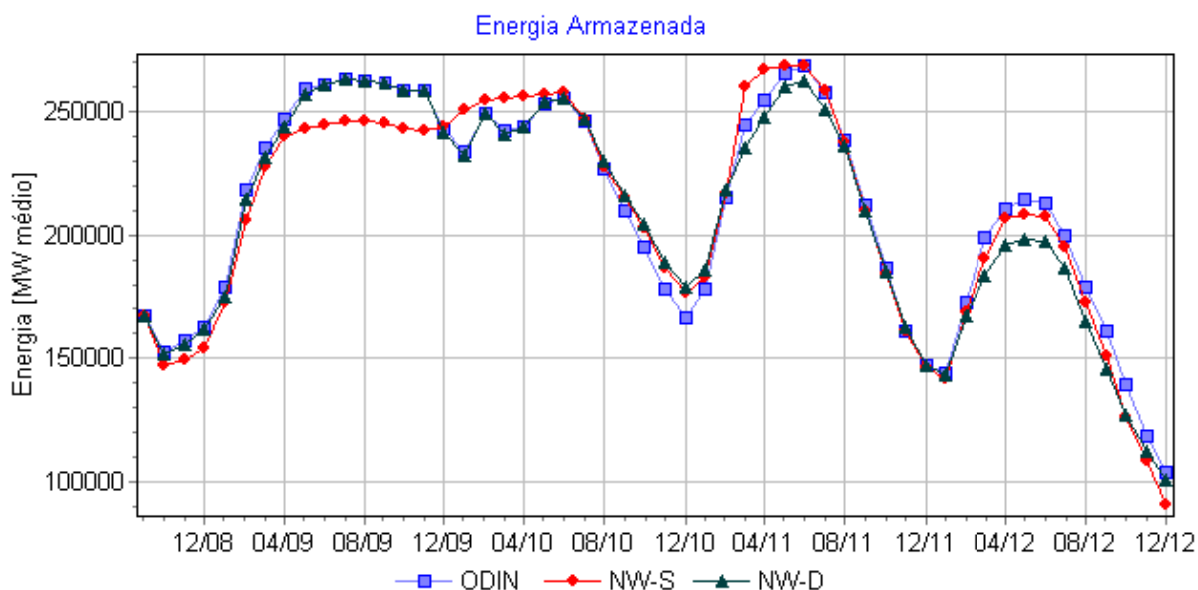


Figura 37 – Energia armazenada para os modelos simulados no cenário de 1982.

A Tabela 9 resume os resultados gerados nas simulações da operação do SIN com os modelos comparados na série de vazões históricas iniciada em 1982.

Tabela 9 - Análise do planejamento da operação energética do SIN considerando o cenário de 1982.

Metodologia	GH Média (MWmed)	%	E.Arm. Final (MWmed)	%	Custo Total de Operação (\$)	%
ODIN	50165,38	-	103658,94	-	R\$ 434.749.012,41	-
NW-S	52241,64	+4,1	90714,07	-12,5	R\$ 498.580.674,89	+14,7
NW-D	49077,75	-2,2	101108,82	-2,5	R\$ 789.549.170,08	+81,6

O modelo ODIN forneceu a melhor operação para o cenário de 1982, com custo operacional médio abaixo dos demais e com o melhor armazenamento no final do horizonte de planejamento.

4.3.1.4 Análise do SIN na simulação com o cenário de vazões de 2000

O cenário de vazões de 2000 constitui um cenário de vazões médio, com anos de baixas e altas afluências.

A Figura 38 apresenta as curvas de custo operativo da operação com os modelos simulados no cenário de 2000. O modelo NEWAVE apresentou a operação de custo mais reduzido, com a simulação NW-D, operando com o menor custo, seguida por NW-S com custo médio 8,5 % mais caro. O modelo ODIN teve a pior performance em custo operativo para o cenário de 2000, operando com um custo 18,1 % mais caro, quando comparado com NW-D. A figura ilustra os elevados picos no custo operativo com o modelo ODIN para o mês de novembro de 2011 e fevereiro de 2012, meses em que o modelo ODIN resultou em déficits de 4376,07 MWmed e 1510,72 MWmed, respectivamente, para o subsistema SE/CO.

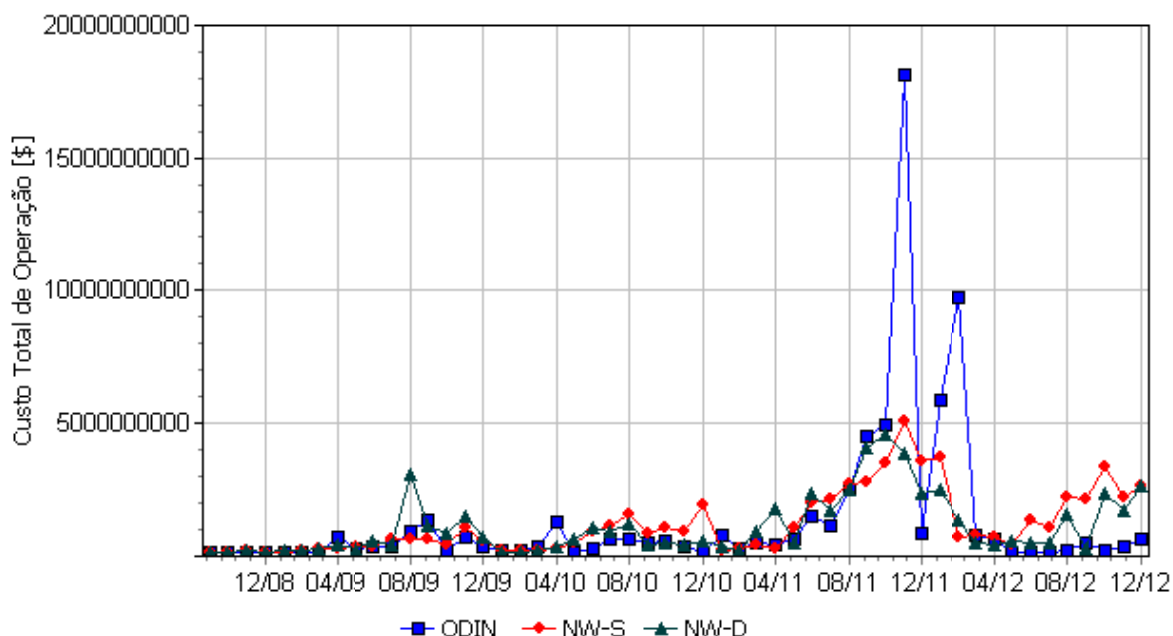


Figura 38 - Custo operativo dos modelos simulados no cenário de 2000.

A Figura 39 apresenta as curvas de despacho hidráulico da operação realizada pelos modelos para o cenário de 2000. O modelo ODIN apresentou a maior geração hidráulica média, seguido pelo NW-D que teve um despacho hidráulico 1,9 % menor. A simulação com NW-S apresentou despacho hidráulico médio 2,4 % menor. O acentuado aumento de custo do modelo ODIN, identificado nos meses de novembro e fevereiro de 2011, está expresso na figura, em que se verifica despacho hidráulico significativamente menor que o do modelo NEWAVE.

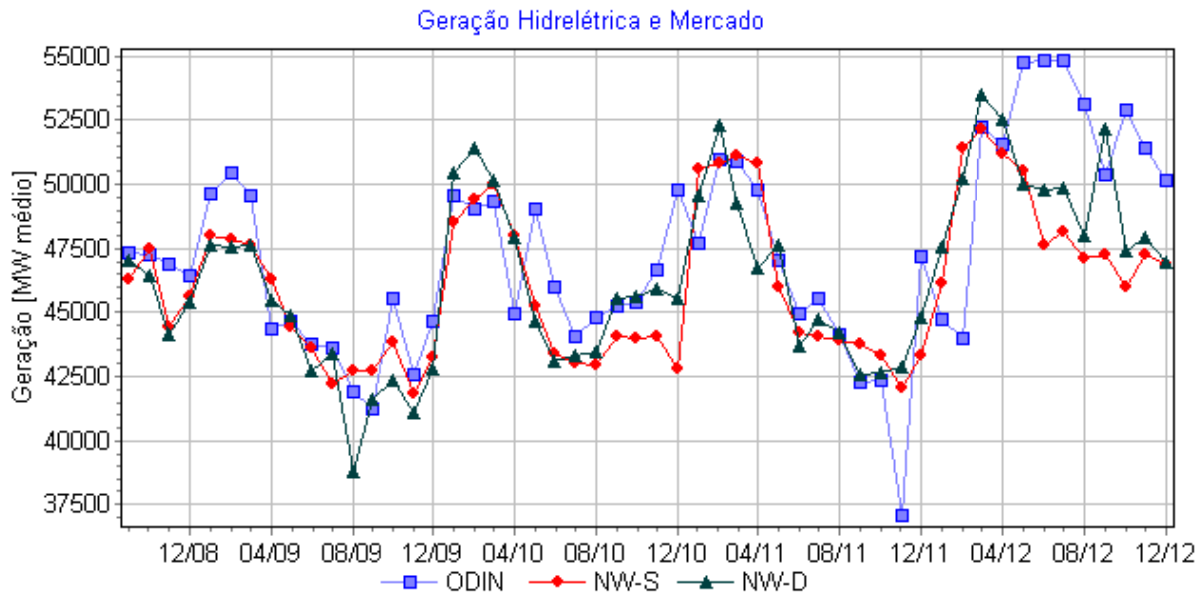


Figura 39 – Geração hidráulica dos modelos simulados no cenário de 2000.

A Figura 40 apresenta as curvas de energia armazenada geradas pelas simulações com os modelos no cenário de vazões de 2000. O modelo ODIN novamente apresentou a trajetória mais elevada e o maior nível de energia armazenada no final do planejamento. Os modelos NW-S e NW-D resultaram em níveis muito próximos de armazenamento final, aproximadamente 26 % menores que o modelo ODIN.

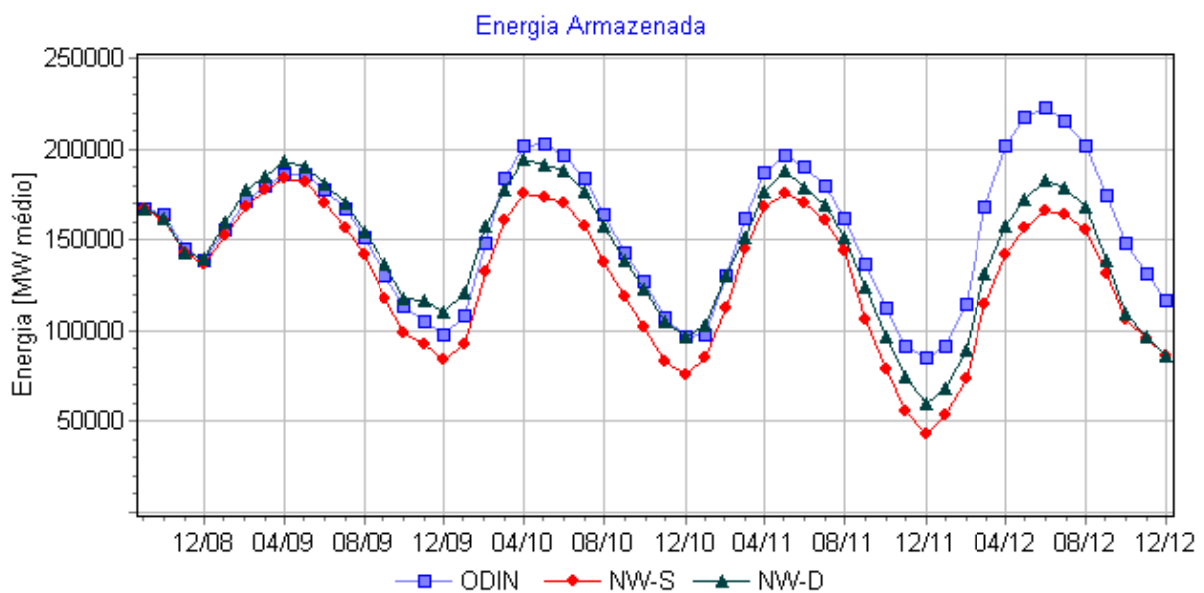


Figura 40 – Energia armazenada para os modelos simulados no cenário de 2000.

A Tabela 10 apresenta os resultados analisados da operação dos modelos realizada no cenário de 2000.

Tabela 10 - Análise do planejamento da operação energética do SIN considerando o cenário de 2000.

Metodologia	GH Média (MWmed)	%	E.Arm. Final (MWmed)	%	Custo Total de Operação (\$)	%
ODIN	47267,32	-	116376,36	-	R\$ 1.298.570.328,31	+18,1
NW-S	46137,84	-2,4	86325,66	-25,8	R\$ 1.193.300.232,57	+8,5
NW-D	46387,72	-1,9	86275,17	-25,9	R\$ 1.099.795.212,35	-

O modelo ODIN apresentou elevado custo operativo para o cenário de 2000, onde se verificou custos elevados no meses de novembro e fevereiro de 2011. Devido a seu processo de decisão envolver uma previsão de vazão a cada iteração do modelo, as decisões de geração definidas em novembro e fevereiro de 2011 foram embasadas considerando as vazões MLT (média de longo termo). Ocorre que nos meses de setembro, outubro e novembro de 2003 do cenário de 2000 as afluições foram de aproximadamente de 30 % da MLT. Assim, o modelo baseou-se numa situação otimista (MLT) das afluições futuras, que não ocorreu no cenário de 2000 nos meses em questão, o que ocasionou um déficit bastante elevado. Tal situação, possivelmente, seria amenizada com a utilização de uma previsão melhor que a MLT e demais ajustes finos no otimizador do modelo ODIN.

Considerando a performance final dos modelos para este cenário, ainda que o ODIN tenha gerado maiores custos operativos, sua operação manteve os reservatórios em níveis elevados durante o período de planejamento e encerrou o horizonte com o maior montante de energia armazenada. O modelo maximizou a produtividade das UHE mantendo níveis elevados de armazenamento, e seu despacho hidráulico médio em relação ao modelo NEWAVE foi, ligeiramente, maior. O custo só não foi melhor porque a distribuição dessa geração ao longo do período de planejamento não foi a mais adequada.

4.3.2 Análises referentes aos subsistemas do SIN

Nesta seção são analisados os resultados referentes aos subsistemas do SIN. As análises recairão sobre o custo marginal de operação (CMO), o intercâmbio de energia e o valor de energia não atendida (déficit) de cada subsistema do SIN.

É importante ressaltar que nas simulações realizadas no HydroLab, o cálculo do CMO é feito de forma distinta do modelo NEWAVE. Enquanto no NEWAVE o cálculo do CMO leva em conta a função de custo futuro do subsistema, no ambiente HydroLab o CMO é calculado como o custo de fonte de geração mais barata do SIN que ainda pode atender ao aumento marginal do mercado do subsistema. Evidentemente, na presença de vertimentos, o CMO é considerado zero, pois o acréscimo marginal do mercado seria atendido turbinando a água que está sendo vertida. Quando o SIN não está vertendo, o CMO é calculado como o custo da geração térmica marginal. Caso os intercâmbios não estejam limitados, o CMO dos subsistemas será o mesmo. Caso haja intercâmbios no limite, o CMO dos subsistemas poderá ser diferente, sendo menor no subsistema exportador e maior no subsistema importador.

O modelo NEWAVE, desagregado segundo as metodologias NW-S e NW-D, não sofreu limitação de intercâmbio energético entre os subsistemas durante a simulação no ambiente HydroLab. Isso porque a limitação de intercâmbio alteraria a solução de despacho definida pelo modelo, e como o objetivo foi o de reproduzir ao máximo a sua solução, os limites foram desconsiderados. Com isso, o CMO das soluções NW-S e NW-D foram idênticos para todos os subsistemas, recalculado pelo ambiente HydroLab, e puderam assim ser comparados com o CMO da solução ODIN.

A Figura 41 apresenta as curvas de CMO dos subsistemas do SIN segundo as metodologias analisadas, para os 70 cenários de vazões simulados. Respectivamente, estão apresentadas as curvas do subsistema SE/CO, Sul, Nordeste e Norte. Como pode ser observado na figura, existe uma razoável aderência entre o CMO das três metodologias. No caso das simulações NW-D e NW-S, como era de se esperar, essa aderência decorre do fato de que as duas metodologias desagregam a mesma solução do NEWAVE, diferindo apenas em termos de desagregação do despacho entre as usinas individualizadas. Já no caso do CMO gerado pela metodologia ODIN, percebe-se também uma razoável aderência com as demais metodologias, embora se observe uma elevação periódica do CMO nos meses úmidos de fevereiro, março e abril, contrastando com o modelo NEWAVE, que nestes meses apresenta valores reduzidos de CMO. A não limitação dos intercâmbios nos modelos NW-S e NW-D ocasionou valores iguais de CMO entre os subsistemas, enquanto essa limitação, considerada no modelo ODIN, acarretou pequenas diferenças, como mostrado na Figura 41.

As Tabelas Tabela 11 e Tabela 12 resumem os valores médios e os desvios padrões de CMO por subsistema e por metodologia. O modelo ODIN apresentou o melhor desempenho operativo nesse quesito, fornecendo menor CMO em média para todos os subsistemas, assim como menor desvio padrão, indicando menor volatilidade.

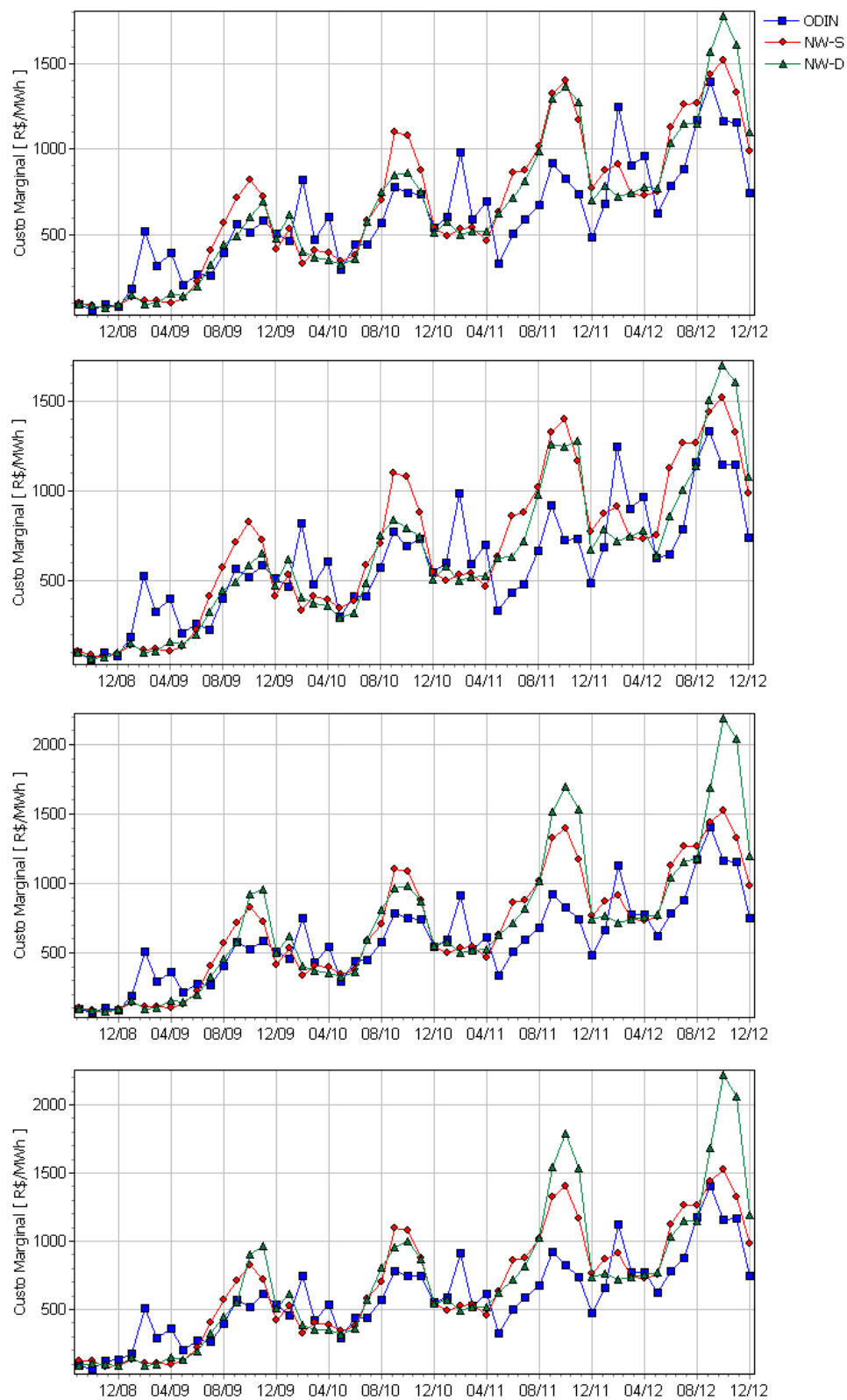


Figura 41 – Curvas de CMO médio dos subsistemas SE/CO, Sul, Nordeste e Norte.

Tabela 11 – Média e desvio padrão das séries de CMO do SE/CO e do Sul.

CMO (R\$/MWh)	SE/CO				Sul			
	Média	(%)	Desvio P.	(%)	Média	(%)	Desvio P.	(%)
ODIN	608,02	-	310,14	-	592,05	-	304,74	-
NW-S	677,16	11,37	407,25	31,31	677,16	14,38	407,25	33,64
NW-D	686,22	12,86	445,15	43,53	686,22	15,91	445,15	46,08

Tabela 12 – Média e desvio padrão das séries de CMO do Nordeste e do Norte.

CMO (R\$/MWh)	Nordeste				Norte			
	Média	(%)	Desvio P.	(%)	Média	(%)	Desvio P.	(%)
ODIN	606,26	-	296,30	-	595,54	-	297,20	-
NW-S	697,16	14,99	402,37	35,80	677,16	13,71	407,25	37,03
NW-D	706,80	16,58	441,56	49,03	686,22	15,23	445,15	49,78

O modelo NEWAVE apresentou valores de CMO médio 10 % maiores que os apresentados pelo modelo ODIN. O desvio padrão do CMO definido pelas simulações do NEWAVE demonstra também considerável variação, com valores de desvios padrões superiores a 30 % dos definidos pelo modelo ODIN. Os piores resultados foram obtidos pela simulação NW-D, que para todos os subsistemas apresentou os maiores valores de CMO médio e desvio padrão.

Em relação aos intercâmbios e déficits energéticos, as simulações com o modelo NEWAVE também apresentaram níveis elevados de instabilidade, caso analisemos o desvio padrão das séries de importação, exportação e déficit. Para ilustrar a solução analisaremos as trajetórias estabelecidas para o subsistema SE/CO.

A Figura 42 apresenta as curvas médias de importação e exportação do subsistema SE/CO, considerando os 70 cenários simulados, para as metodologias ODIN, NW-S e NW-D, respectivamente. Ao analisarmos as trajetórias de importação e exportação para as simulações do modelo NEWAVE verifica-se um perfil semelhante de aumento e diminuição nos intercâmbios de energia. Novamente, nota-se a aderência das soluções desagregadas dos reservatórios equivalentes, a menos da escala. Na figura também podemos observar que a faixa de variação dos intercâmbios é menor no modelo ODIN, com exportação oscilando entre os valores de 1100 MWmed e 2900 MWmed.

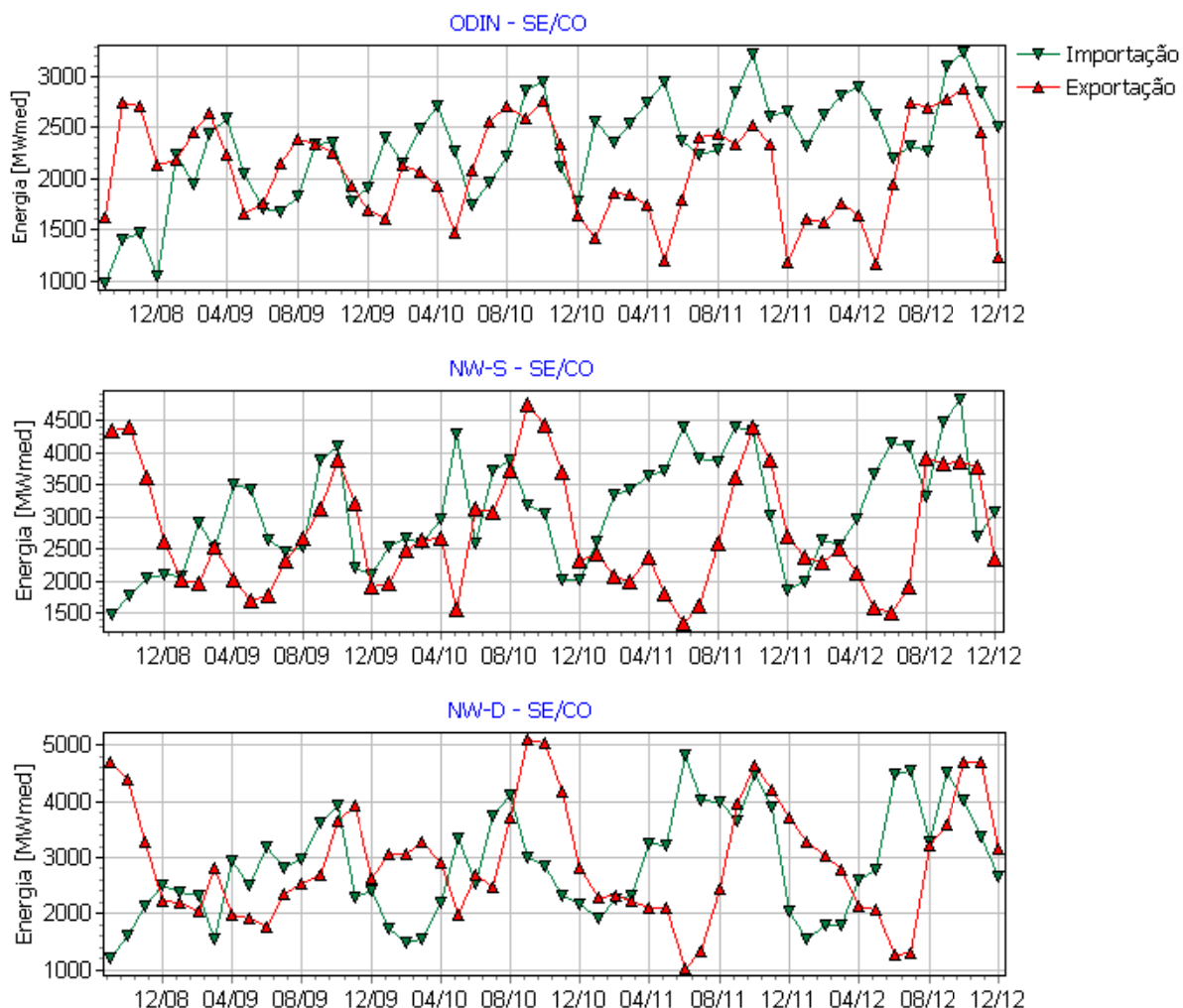


Figura 42 – Curvas de importação e exportação média do subsistema SE/CO.

A Tabela 13 resume os valores médios e os desvios padrões das séries de intercâmbios e déficits, por subsistema, gerados no planejamento da operação energética do SIN segundo as diferentes metodologias consideradas, para os 70 cenários hidrológicos simulados. Ao se analisar os déficits (energia não suprida), verifica-se que o modelo ODIN apresenta valores médios de déficit ligeiramente maiores em todos os subsistemas, porém com menor desvio padrão.

Tabela 13 – Intercâmbios e déficit médio dos subsistemas do SIN.

(MWmed)	Importação		Exportação		Déficit	
	Média	Desvio P.	Média	Desvio P.	Média	Desvio P.
SE/CO						
ODIN	2317,01	503,75	2081,36	477,05	322,93	208,72
NW-S	3084,90	848,08	2759,48	922,60	313,05	319,97
NW-D	2857,26	949,40	2940,27	1033,41	290,09	304,77
Sul						
ODIN	808,65	738,25	1446,80	915,97	48,91	34,34
NW-S	1128,45	711,95	2166,27	1226,23	45,11	40,04
NW-D	1245,94	679,39	2228,19	1181,99	43,31	40,64
Nordeste						
ODIN	1071,08	505,53	170,02	185,55	0,01	0,06
NW-S	1438,67	627,13	39,70	65,47	0,05	0,20
NW-D	1347,65	559,72	46,52	53,08	0,00	0,00
Norte						
ODIN	522,85	500,56	961,29	1034,44	12,20	10,47
NW-S	736,50	707,42	1284,19	1197,07	10,98	14,70
NW-D	796,23	742,62	923,34	764,07	8,69	10,96

A Figura 43 apresenta as curvas de energia não suprida média definidas para o subsistema SE/CO segundo as metodologias consideradas. O comportamento do despacho observado nos modelos em relação ao período úmido e seco, novamente, pode ser notado na série de energia não suprida do subsistema. O modelo ODIN, ao diminuir sua oferta hidráulica nos meses de fevereiro, março e abril, provoca um sensível aumento do déficit médio neste período, e que se repete a cada ano do planejamento, principalmente nos meses de fevereiro. O modelo NEWAVE ao contrário, diminui o despacho hidráulico no período seco do ano, o que acarreta ocorrências de déficits elevados nesses períodos. As simulação NW-D e NW-S são bastante aderentes nas trajetórias de déficits médios, e estas definem valores bastante próximos nos meses de dezembro, que aliás é o mês que apresenta acentuadas quedas nos valores de déficits na operação fornecida pelo modelo NEWAVE.

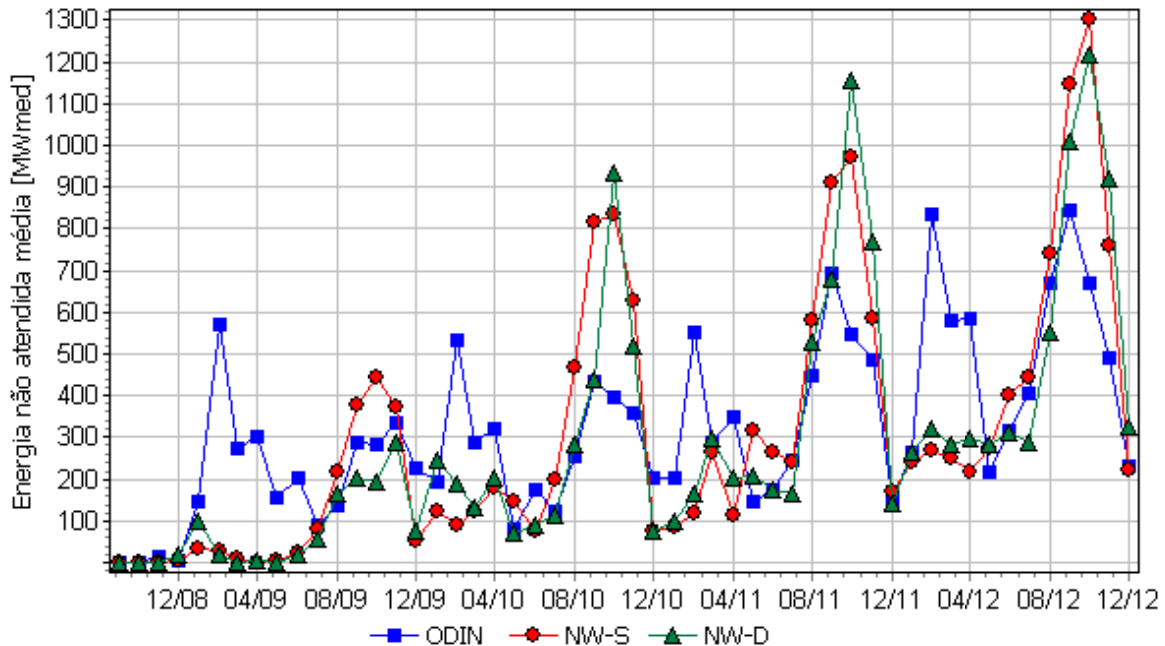


Figura 43 – Energia não suprida média do subsistema SE/CO.

4.3.3 Análises referentes às UHEs isoladas

A seguir são analisados os resultados referentes ao comportamento operativo de algumas usinas hidrelétricas do SIN, selecionadas entre todos os subsistemas, e escolhidas por sua importância e por apresentarem reservatórios de acumulação.

As análises recairão sobre o armazenamento, a geração e a produtividade das UHEs nas simulações realizadas considerando os 70 cenários de vazões. A análise isolada dos cenários úmido, médio e seco apenas acentuaram os resultados operativos verificados de forma global. Assim, serão apresentados somente os resultados médios gerados nas simulações com os 70 cenários de vazões afluentes históricas.

A Figura 44 apresenta as trajetórias de armazenamento da UHE Furnas nas simulações realizadas para os 70 cenários de vazões. A UHE Furnas, situada no subsistema SE/CO, é uma usina de cabeceira localizada na cascata do rio Grande, com potência instalada de 1312 MW e reservatório com faixa de operação útil de 17.217 hm³. Na figura é mostrado que o modelo NEWAVE priorizou ligeiramente mais o armazenamento em Furnas, diferente do modelo ODIN que deplecionou ligeiramente mais o reservatório e finalizou a operação em um estado de armazenamento um pouco inferior ao modelo NEWAVE. Enquanto o modelo NEWAVE finalizou sua operação com o reservatório de Furnas em 37 % do seu volume útil, o modelo ODIN finalizou sua operação com 31 % de volume útil.

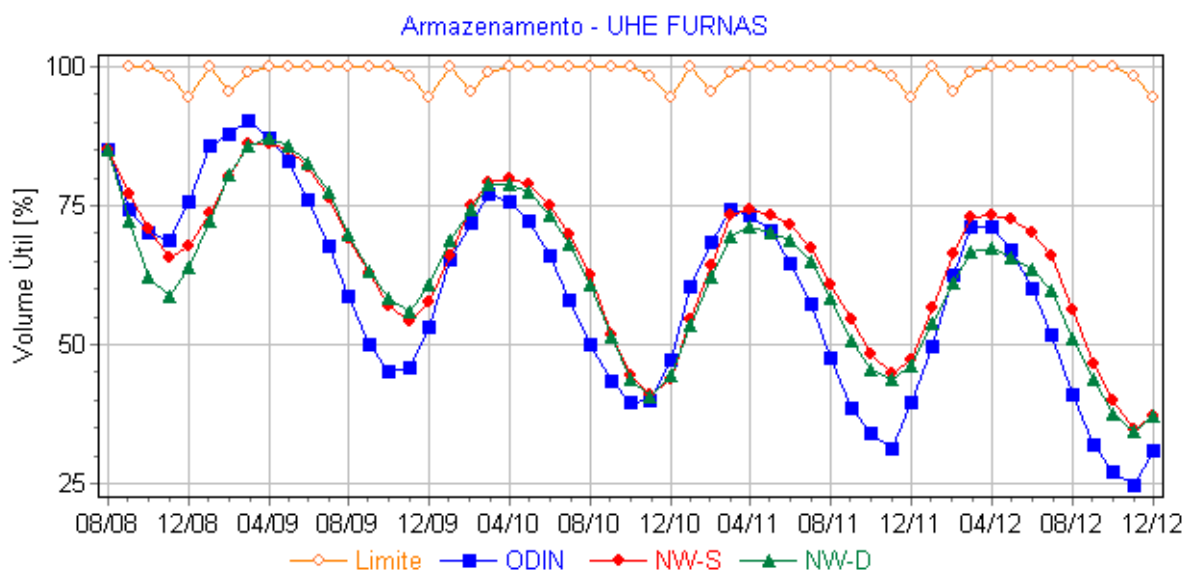


Figura 44 – Trajetória média de armazenamento da UHE Furnas.

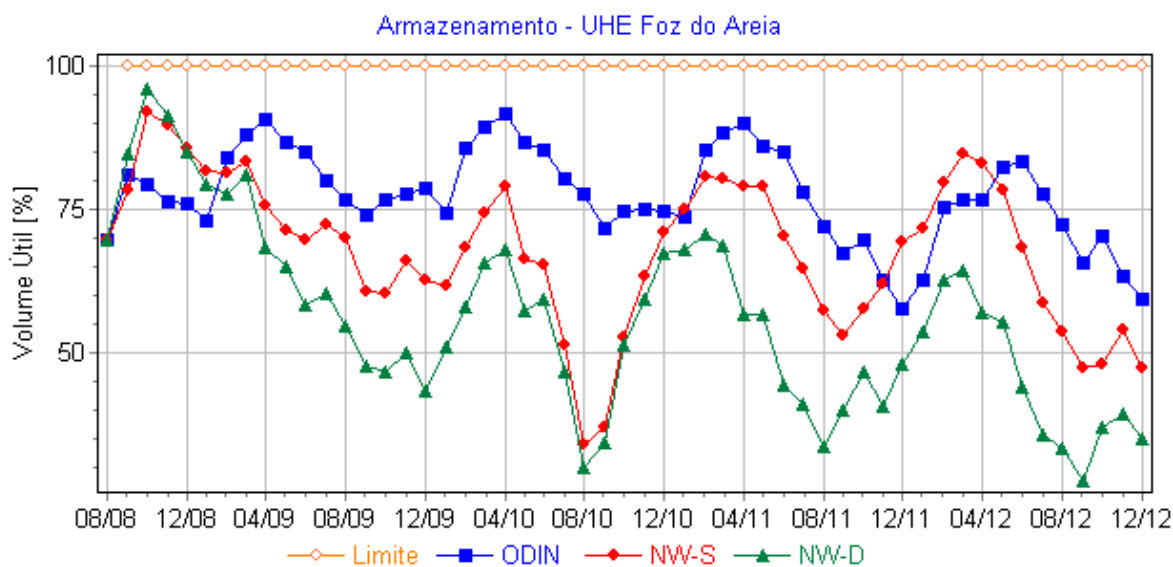


Figura 45 – Trajetória de armazenamento da UHE Foz do Areia.

A Figura 45 apresenta as trajetórias médias de armazenamento da UHE Foz do Areia, no subsistema Sul, segundo as três metodologias. A UHE Foz do Areia está localizada no rio Iguaçu e possui potência instalada de 1676 MW, com um reservatório com faixa de operação útil de 3805 hm³. Como se pode observar, essa usina apresenta um armazenamento oscilante decorrente das características hidrológicas do rio Iguaçu. O modelo ODIN apresentou o melhor desempenho entre as políticas analisadas, mantendo o armazenamento acima do modelo NEWAVE em grande parte do

horizonte de planejamento, tendo finalizado a operação com o volume útil de 59 %, enquanto o modelo NEWAVE finalizou a operação com o volume útil em 35 % e 47 % nas simulações NW-D e NW-S, respectivamente.

A Figura 46 mostra a trajetória de armazenamento da UHE Sobradinho segundo as metodologias simuladas. Situada no subsistema Nordeste, no rio São Francisco, a UHE de Sobradinho tem potência instalada de 1050 MW e um reservatório com faixa útil de operação de 28.669 hm³. O modelo ODIN manteve o reservatório mais cheio durante todo o período de planejamento, operando assim com maior produtividade, e finalizou a operação com o reservatório de Sobradinho em 24,25 % de seu volume útil, enquanto o modelo NEWAVE encerrou a operação da UHE com, aproximadamente, 14 % de seu volume útil.

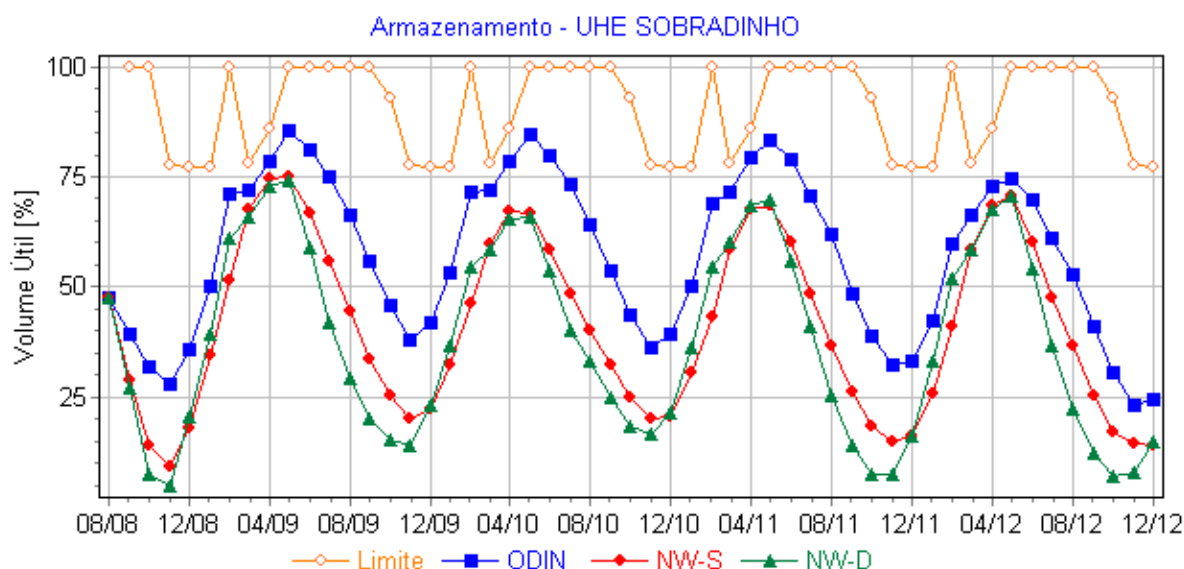


Figura 46 – Trajetória de armazenamento da UHE Sobradinho.

A Figura 47 apresenta as trajetórias de armazenamento da UHE Serra da Mesa nas simulações realizadas. Localizada no rio Tocantins, pertence ao subsistema Norte hidraulicamente, porém sua energia produzida é utilizada no subsistema SE/CO. A UHE Serra da Mesa tem potência instalada de 1275 MW e um reservatório com faixa útil de operação de 43250 hm³. O modelo ODIN obteve o melhor desempenho e durante todo o planejamento manteve o reservatório mais cheio, maximizando sua produtividade, e finalizando a operação com o reservatório em 72 % do seu volume útil. O modelo NEWAVE encerrou a operação com o reservatório em 57 % e 51 % de seu volume útil, nas simulações NW-D e NW-S, respectivamente.

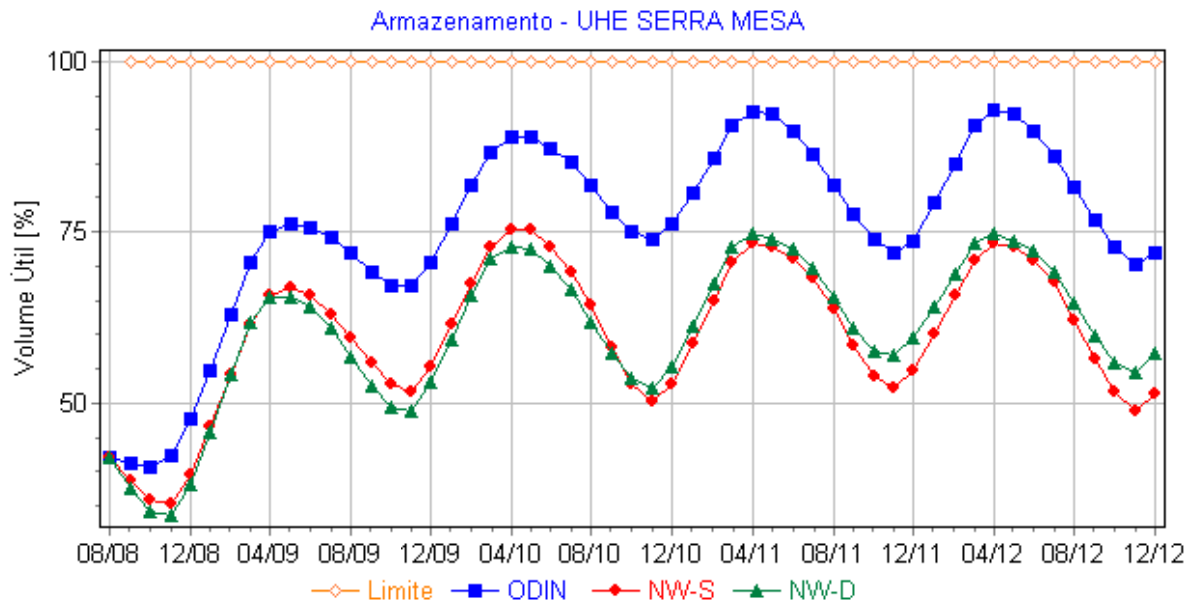


Figura 47 – Trajetória de armazenamento da UHE Serra da Mesa.

A Tabela 14 apresenta os valores resumidos de produtividade média e armazenamento final verificados nas simulações com os modelos NEWAVE e ODIN, enquanto a Tabela 15 apresenta os resultados resumidos de geração hidrelétrica das UHEs analisadas nesta seção.

Na UHE Furnas, as três metodologias mantiveram o mesmo valor de de $0,77 \text{ MW/m}^3/\text{s}$ de produtividade média. Assim, o desempenho das políticas operativas foi aproximadamente igual, a menos das diferenças de armazenamento final, que foram ligeiramente maiores nas metodologias associadas ao modelo NEWAVE.

O comportamento do modelo ODIN verificado na UHE de Furnas é uma característica de sua política operativa, cuja característica não é guardar água nos reservatórios de cabeceira, mas sim nos reservatórios de jusante.

A maior geração para a UHE de Furnas foi obtida com as soluções ODIN e NW-D, que geraram por volta de 710 MWmed . A solução ODIN, porém, apresentou um desvio padrão menor, resultando numa operação mais estável.

Tabela 14 – Análise produtividade média e armazenamento final das UHEs isoladas para os 70 cenários.

	NW-D		NW-S		ODIN	
	Prod. Média (MW/m ³ /s)	Armaz. Final (%)	Prod. Média (MW/m ³ /s)	Armaz. Final (%)	Prod. Média (MW/m ³ /s)	Armaz. Final (%)
Furnas	0,77	37,42	0,77	37,41	0,77	30,92
Foz do Areia	1,11	34,79	1,15	47,26	1,18	59,35
Sobradinho	0,21	14,56	0,21	13,75	0,23	24,25
Serra da Mesa	1,04	57,2	1,04	51,26	1,09	71,94

NA UHE Foz do Areia, o modelo ODIN conseguiu a maior produtividade média, de 1,18 MW/m³/s. Porém, ao se analisar a geração hidráulica, verifica-se que o maior valor médio e o menor desvio padrão foram obtidos com a metodologia NW-S, de 710,96 e 112,84 MWmed, respectivamente.

Tabela 15 – Análise da geração hidráulica das UHEs isoladas para os 70 cenários.

	NW-D		NW-S		ODIN	
	Ger. Hidr. Média (MWmed)	Desv. Pad. Geração (MWmed)	Ger. Hidr. Média (MWmed)	Desv. Pad. Geração (MWmed)	Ger. Hidr. Média (MWmed)	Desv. Pad. Geração (MWmed)
Furnas	710,29	96,26	694,44	68,14	710,81	112,53
Foz do Areia	681,24	114,97	710,96	112,84	695,01	113,81
Sobradinho	471,81	121,09	511,84	69,56	522,54	57,32
Serra da Mesa	678,17	206,39	666,14	187,99	643,83	228,00

Na UHE Sobradinho, a maior produtividade média foi obtida com o modelo ODIN, da ordem de 0,23 MW/m³/s. O modelo ODIN também estabeleceu a melhor geração hidráulica para Sobradinho, gerando 522,54 MWmed contra os 471,81 e 511,84 MWmed obtidos nas simulações NW-D e NW-S, respectivamente. A geração também foi mais estável do ponto de vista do desvio padrão, que foi o menor entre os modelos.

A melhor produtividade média definida para a UHE de Serra da Mesa foi obtida com o modelo ODIN, que resultou em 1,09 MW/m³/s, enquanto o modelo NEWAVE resultou em 1,04 MW/m³/s, para ambas as simulações. A melhor geração hidráulica para a UHE Serra da Mesa foi

definida na simulação NW-D, que gerou em média 678,17 MWmed, enquanto NW-S e ODIN, respectivamente, geraram 666,14 MWmed e 643,83 MWmed.

O comportamento observado com a política operativa ODIN é o de que esta busca preservar o armazenamento e gastar menos água que as demais políticas. Embora tenha trabalhado com maior produtividade, o modelo ODIN gerou menos que as demais simulações para as UHE de Foz do Areia e de Serra da Mesa, mas por seu armazenamento, podemos verificar que esta gastou menos água.

4.3.4 Considerações sobre as metas agregadas geradas pelo NEWAVE

A operação definida pela política DesagUsina busca reproduzir estritamente a solução obtida do modelo NEWAVE, gerando para cada intervalo mensal o definido como meta de geração hidráulica para o subsistema equivalente. A política somente impõe no parque gerador hidrelétrico o atendimento da meta estipulada pelo NEWAVE.

Os resultados obtidos com as simulações NW-D demonstraram que as metas de geração hidráulica definidas pelo modelo NEWAVE são inviáveis em termos de atendimento quando aplicadas ao parque hidrelétrico individualizado, sobretudo para os subsistemas Sul, Nordeste e Norte, como estão apresentadas na Figura 48.

A Figura 48 apresenta a geração hidráulica dos subsistemas (GH) e as metas de geração definidas pelo NEWAVE, ambas para o cenário médio de vazões de 2000. Nota-se que o SE/CO consegue atender as metas na maioria dos meses do horizonte de planejamento, com exceção do mês 08/2012.

Aparentemente, a representação equivalente com política operativa determinada pela PDDE define a operação do parque de forma otimista, pois se verificou que as metas definidas não puderam ser atendidas em diversos casos por incapacidade do sistema, pois as usinas encontravam-se nas situações de ou estarem com seu reservatório vazio ou em seu engolimento no máximo. Em (Siqueira, 2003) é apresentado um estudo de caso comparativo entre a Programação Dinâmica Estocástica convencional e a Programação Dinâmica Dual Estocástica, que conclui que a PDDE resulta em um custo esperado futuro menor que a PDE, portanto mais otimista. Isso explicaria a inconsistência entre a solução agregada do NEWAVE e a solução desagregada pela política DesagUsina, indicando que o NEWAVE subestima os verdadeiros custos futuros do sistema.

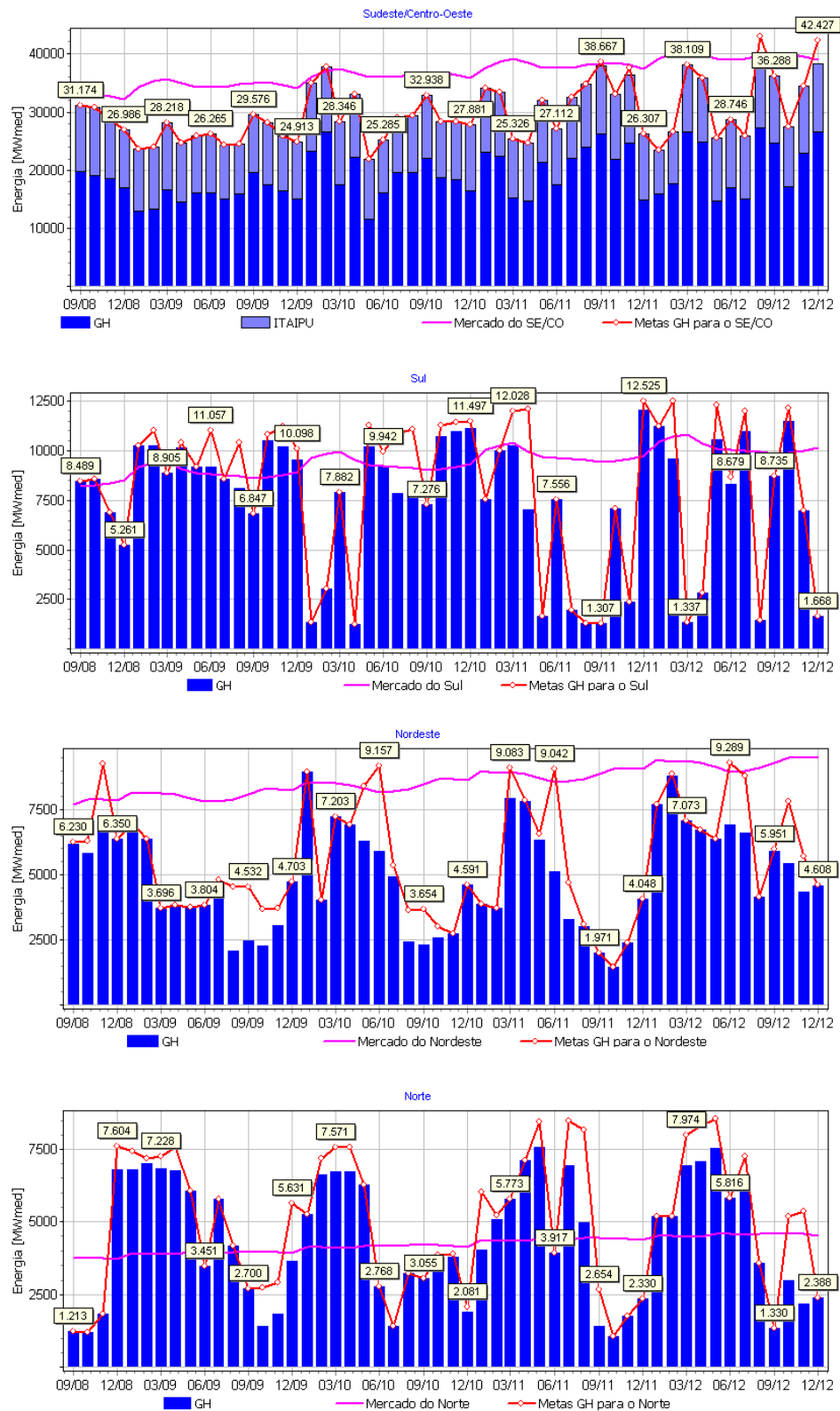


Figura 48 – Metas de geração hidráulica definidas pelo NEWAVE para o cenário de 2000.

Outra observação a ser feita em relação às metas de geração por subsistema oriundas do modelo NEWAVE é sua grande variação em meses consecutivos, conforme pode ser visto na Figura 48. No subsistema Sul, por exemplo, verifica-se que em 04/2011 a meta de geração hidráulica definida é 12095 MWmed, e no mês seguinte, 05/2011, é de 1634 MWmed para logo após, no mês 06/2011, subir para 7556 MWmed. Essa grande variação entre meses consecutivos possivelmente é decorrência da linearização do problema considerada pela metodologia da PDDE, que provoca alterações bruscas nas decisões em função de ligeiras alterações nas condições do sistema.

A representação equivalente demonstrou assim ser inadequada para o planejamento da operação energética do SIN pois ao desagregar suas metas de geração hidráulica por subsistema, verifica-se a incapacidade do sistema gerador representado a usinas individualizadas de atender ao despacho hidráulico definido, não sendo consistente a modelagem do problema a sistemas equivalente com a modelagem a usinas individualizadas.

Conclusões

No presente trabalho foi apresentada uma comparação entre os modelos NEWAVE e ODIN no planejamento da operação energética do SIN.

O modelo NEWAVE é um modelo linearizado, estocástico, que representa os subsistemas a reservatórios equivalentes interligados, e compõe a etapa de longo prazo da cadeia de coordenação hidrotérmica em vigor no SEB.

O modelo ODIN é um modelo não-linear, determinístico, a usinas individualizadas, que trata a estocasticidade do problema do despacho hidrotérmico de forma indireta. Através da política de controle preditivo, o modelo implementa uma metodologia de decisão em malha aberta que faz uso de um previsor de vazões afluentes e de um otimizador determinístico a usinas individualizadas, para a definição do despacho otimizado hidrotérmico. Neste trabalho, para a previsão de vazões, foi utilizada a vazão MLT.

A comparação foi estabelecida através do deck do NEWAVE referente ao mês de setembro de 2008, que foi importado para o sistema de suporte a decisão HydroLab. Para tanto, foram apresentadas as ferramentas computacionais desenvolvidas e utilizadas, que possibilitaram o desenvolvimento do estudo de caso de comparação das metodologias.

A comparação foi realizada considerando o SIN com praticamente o parque hidroelétrico completo do SIN (exceção de algumas poucas usinas hidrelétricas), o parque termoeletrico, mercado de energia, cronograma de expansão, bem como condições de contorno e evaporação, além dos estados de armazenamento dos reservatórios do sistema no mês setembro de 2008.

A solução agregada do NEWAVE foi desagregada a usinas individualizadas de duas formas para permitir a comparação. O primeiro conjunto de resultados foi desagregado utilizando o modelo SUISHI-O que foi executado sob as configurações e resultados do deck do NEWAVE utilizado neste trabalho. Na desagregação do NEWAVE pelo SUISHI-O são utilizadas as curvas de custo futuro de operação. O segundo conjunto de resultados foi desagregado através de uma política operativa proposta neste trabalho, a política DesagUsina. Essa política realiza a desagregação do bloco de geração definido para os reservatórios equivalentes de cada subsistema em usinas individualizadas usando regras paralelas de operação de reservatórios. Os conjuntos de resultados gerados para o NEWAVE foram confrontados com um conjunto de resultados gerado pelo modelo ODIN.

Os resultados comparativos foram obtidos com o uso de um simulador a usinas individualizadas. As simulações consideraram 70 séries de vazões afluentes históricas compreendidas em horizontes de 52 meses, com início em setembro, desde o ano de 1933 até o ano de 2000. Os valores gerados foram submetidos à estatística para a verificação dos valores médios e desvios padrões obtidos para os cenários simulados.

A comparação entre os modelos foi realizada com a análise dos resultados das simulações, inicialmente, referindo-se ao sistema de forma integral, em seguida focada nos subsistemas, e finalmente na análise das UHEs de Furnas, Foz do Areia, Sobradinho e Serra da Mesa.

A análise realizada permitiu observar que o modelo ODIN forneceu a melhor operação para o SIN. O modelo ODIN forneceu o despacho hidrotérmico de menor custo operativo, com geração hidráulica com menores variações, não oscilando bruscamente entre períodos secos e úmidos. Durante todo o planejamento, os níveis de energia armazenada apresentados pelo modelo ODIN foram os mais elevados, tendo com isso o modelo maximizado sua produtividade no horizonte planejado, além de ter guardado mais água ao final do planejamento. Apresentou uma operação sustentável a longo-prazo, ao contrário do modelo NEWAVE, no sentido de preservar os reservatórios do sistema no horizonte de planejamento.

As operações realizadas pelo NEWAVE, segundo as duas formas de desagregação consideradas, demonstraram ser bastante aderentes, confirmando que a desagregação não altera substancialmente as soluções obtidas pelo modelo NEWAVE. De maneira geral, o NEWAVE leva o sistema a níveis muito baixos de energia armazenada ao longo e ao final do horizonte de planejamento da operação energética, demonstrando, a partir do terceiro ano não ser capaz de manter o armazenamento para as suas decisões de despacho hidráulico no período úmido de cada ano. Verificou-se assim um elevado aumento do custo operativo após o terceiro ano de planejamento da operação, acompanhado de níveis cada vez mais reduzidos de energia armazenada, indicando que a operação fornecida não é sustentável pois leva paulatinamente ao esgotamento do sistema hidráulico.

A análise comparativa mostrou um comportamento diferente de cada um dos modelos com relação ao período úmido de cada ano. O modelo NEWAVE despacha mais hidráulica a partir de cada mês de janeiro, reduzindo bruscamente a partir do mês de maio. Além disso, e devido a não regularizar de forma sustentável seus reservatórios, a partir do terceiro ano de planejamento apresenta sensível aumento de custo acompanhado de queda nos armazenamentos.

No modelo ODIN, o comportamento observado foi o de que o modelo gera mais no período seco e menos no período úmido, sem oscilar muito entre esses períodos. No período úmido foi

verificado que o modelo ODIN guardou mais água, o que forneceu subsídios para uma melhor geração hidráulica no período seco. O comportamento observado foi o de que o modelo ODIN nos meses de fevereiro de cada ano decide reduzir sua geração para guardar água em seus reservatórios. Este comportamento pode ser observado durante todo o horizonte de estudo, e ao reduzir sua oferta hidráulica tem como consequência um acentuado acréscimo no custo operativo no mês de fevereiro, pois despacha mais térmicas neste período.

A análise de desempenho para os subsistemas foi aferida também através do custo marginal de operação, das importações e exportações de energia no sistema interligado e da ocorrência de déficits. O menor custo marginal de operação foi o determinado pelo modelo ODIN, que além de menor foi também menos volátil. Foi possível verificar que as oscilações dos valores importados e exportados pelos subsistemas foram menores com o modelo ODIN. Os valores de energia não atendida resultaram em faixas semelhantes entre os modelos, porém o ODIN indicou a ocorrência de déficits médios ligeiramente maiores.

A análise das usinas isoladas possibilitou justificar a situação abrangente definida na análise do sistema como um todo. O modelo ODIN apresentou a melhor produtividade para todas as UHEs, em geral os maiores níveis de armazenamento, com exceção da UHE Furnas.

O modelo NEWAVE apresentou melhor desempenho de geração nas UHEs de Foz do Areia e Serra da Mesa. Para a UHE Furnas os modelos apresentaram valores muito próximos de geração. A UHE Sobradinho apresentou melhor desempenho na operação com o modelo ODIN.

Concluindo, o modelo ODIN demonstrou ser uma metodologia mais eficiente do que o modelo NEWAVE, que está em vigor no SEB, qualquer que seja a forma de desagregação de suas decisões. Ainda que tenha apresentado déficits médios ligeiramente maiores, sua operação demonstrou-se mais econômica, segura, e sustentável a longo prazo.

Como trabalhos futuros, podem ser enumerados:

1. A realização de estudos comparativos de simulação com as 2000 séries sintéticas que compõem a maioria dos estudos de planejamento no SEB;
2. A utilização de previsões diferentes da MLT para o modelo ODIN;
3. Buscar novos parâmetros de calibração do modelo ODIN de forma a reduzir seus riscos de déficits e valores de energia não suprida;
4. Adaptação do otimizador HydroMax para um mercado majorado que represente a variação do mercado real;

5. Incluir representação das usinas com bombeamentos e desvios de forma a permitir a operação do SIN integralmente, sem abate de usinas ou de seu mercado;
6. Realizar também comparações com os resultados fornecidos diretamente pelos modelos do SEB, em particular o modelo DECOMP.

Referências Bibliográficas

- ANEEL - Agencia Nacional de Energia Elétrica, "Atlas de Energia Elétrica do Brasil", 2. ed., Brasília, 2005.
- Arce, A.S."Um Modelo de Otimização do Despacho de Máquinas em Usinas Hidrelétricas". Dissertação de Mestrado. FEEC/UNICAMP, Campinas, São Paulo, novembro de 1999.
- Arce, A.S., Ohishi, T., Soares, S. "Optimal Dispatch of Generating units of the Itaipu Hydroelectric Plant. IEEE Transactions on Power Systems, 2002.
- Arce A.S., Cicogna, M.A., Soares, S. e Ohishi, T."Dynamic Dispatch of Hydro Generating Units". Proceedings of the IEEE Bologna Power Tech, Bologna, Italy, 2003.
- Arvanitidis, N. V. & Rosing, J. "Composite Representation of Multireservoir Hydroelectric Power System". IEEE Transaction on PAS. vol. PAS-89, n° 2, pp.319-326, february 1970.
- Azevedo, A.T. "Métodos de Pontos Interiores Aplicados em Sistemas de Potência Modelados por Fluxo em Redes". Tese de Doutorado, FEEC/UNICAMP, Campinas, SP, março de 2006.
- Ballini, R."Análise e Previsão de Vazões Utilizando Modelos de Séries Temporais, Redes Neurais e Redes Neurais Nebulosas". Tese de Doutorado. FEEC/UNICAMP, Campinas, São Paulo, setembro de 2000.
- Bellman, R.E, "Dynamic Programming", Princeton University Press, Princeton, NJ, 1957.
- Benders, J.F. "Partitioning Procedures for Solving Mixed Variables Programming Problems", Numer. Math., vol. 4, pp. 238-252, 1962.
- Bertsekas, D.P. "Dynamic Programming: Deterministic and Stochastic Models", Academic Press, 1987.
- Carneiro A.A.F.M., Soares S. e Bond P. S. "A large scale application of an optimal deterministic hydrothermal scheduling algorithm", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 5, No. 1, February 1990.
- Carneiro A.A.F.M."Contribuição ao Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos de Potência". Tese de Doutorado. FEEC/UNICAMP, Campinas, São Paulo, agosto de 1991.
- Carvalho, M.F.H. & Soares, S."An Efficient Hydrothermal Scheduling Algorithm". IEEE Transactions on Power Systems, USA, vol. PWRS-2, pp. 537-542, 1987.

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. “Manual de Referência do Modelo NEWAVE”. Rio de Janeiro, 2006.

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. “Manual de Referência do Modelo SUIISHI-O”, Rio de Janeiro, 2008.

CESP. “Previsão do despacho de Geração por Patamar de Carga em Base Semanal das Usinas do SIN”. Relatório Final. Projeto FUNCAMP Nº/3807 de convênio com a CESP, dezembro de 2008.

Cicogna, M. A. “Modelo de Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos a Usinas Individualizadas Orientado por Objetos”. Dissertação de Mestrado. FEEC/UNICAMP, Campinas, São Paulo, fevereiro de 1999.

Cicogna, M. A. e Soares, S. “Modelo de Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos Orientado por Objetos”. Anais do XIII SBRH - Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, Belo Horizonte, 1999a.

Cicogna, M. A. e Soares, S. “Modelo de Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos Orientado por Objetos: Natureza da Solução”. Anais do XIII SBRH - Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, Belo Horizonte, 1999b.

Cicogna, M. A. “Sistema de Suporte à Decisão para o Planejamento e Programação da Operação de Sistemas de Energia Elétrica”. Tese de Doutorado. FEEC/UNICAMP, Campinas, São Paulo, dezembro de 2003.

Cruz Jr., G. & Soares, S. “Non-uniform Composite Representation of Hydroelectric Systems for Long-Term Hydrothermal Scheduling”. IEEE Transactions on Power Systems. vol 11, nº 2, pp.702-707, may 1996.

El-Hawary, M.E. e Christensen, G.S. “Optimal Economic Operation of Electric Power System”, Academic Press, pp. 11-21, 1979.

Fortunato, L.A.M., Araripe Neto, T.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, EDUFF, 1990.

HOLLINGWORTH, J. et al. *C++ Builder 5 Developer's Guide*. Sams Publishing, 2001.

Josuttis N. M. “The C++ Standard Library - A Tutorial and Reference”. Addison Wesley, 1999.

Lippman, S.B. & Lajoie J. “C++ Primer”. Third Edition. Addison Wesley, 1998.

Maceira, M.E.P., Terry, L.A., Costa, F.S., Damazio, J. M., Melo, A C. G., "Chain of optimization models for setting the energy dispatch and spot price in the Brazilian system", Proc. PSCC'02, Sevilla, Jun 2002.

Maceira, M.E.P., Duarte, V.S., Penna, D.D.J., Moraes, L.A.M., Melo, A.C.G. "Ten years of application of stochastic dual dynamic programming in official and agent studies in brazil description of the NEWAVE". In: Power Systems Computation Conference, 2008, Glasgow. Power Systems Computation Conference, 2008.

Marques, T. C. "Uma Política Operativa a Usinas Individualizadas para o Planejamento da Operação Energética do Sistema Interligado Nacional". Tese de Doutorado, FEEC/UNICAMP, Campinas, São Paulo, dezembro de 2006.

Martinez, L. & Soares, S. "Comparison Between Closed-Loop and Partial Open Loop Feedback Control Policies in Long Term Hydrothermal Scheduling". IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 17, No. 2, pp. 330-336, may 2002.

Martinez, L. "Políticas de Controle Malha Fechada e Malha Aberta no Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos". Tese de Doutorado. FEEC/UNICAMP, Campinas, São Paulo, setembro de 2001.

Martins, L. S. A., Soares, S. and Azevedo, A.T. "A Nonlinear Model for the Long-Term Hydro-Thermal Generation Scheduling Problem Over Multiple Areas with Transmission Constraints". Proceedings of the IEEE PES Power Systems Conference & Exhibition, in Seattle, WA, United States, March, 2009.

PPOE. "Planejamento e programação da operação energética". Relatório Final. Projeto FUNCAMP Nº 2901/2716, convênio FINEP ONS, agosto de 2007.

Pereira, M.V.F. "Optimal Stochastic Operations Scheduling of Large Hydroelectric Systems". International Journal of Electric Power and Energy Systems, vol. 11, no. 3, pp. 161-169, Julho, 1989.

REISDORPH, K. et al. *Borland C++ Builder 4 Unleashed*. Sams Publishing, Borland Press, 1999.

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, 2001.

Rosenthal, R. "A Nonlinear Network Flow Algorithm for Maximization of Benefits in a Hydroelectric Power System". Operation Research. vol. 29, nº 4, jul. - august 1981.

- Siqueira, T. G. "Comparação entre Programação Dinâmica Estocástica Primal e Dual no Planejamento da Operação Energética", Dissertação de Mestrado, FEEC/UNICAMP, Campinas, São Paulo, junho de 2003.
- Stedinger, J.R., Sule, B.F., Loucks, D.P. "Stochastic Dynamic Programming Models for Reservoir Operation Optimization", Water Resources Research, vol. 20 no. 11, pp. 1499-1505, 1984.
- Stroustrup B. "The C++ Programming Language". Third Edition. Addison-Wesley, 1997.
- Terry, L. A. et al. "Modelo a Sistema Equivalente - Descrição Geral". Rel. CEPEL. Eletrobrás, 1980.
- Yeh, W. "Reservoir management and operations models: A state-of-the-arts review". Water Resources Research, v. 21, n. 12, p. 1797–1818, 1985.
- Zambelli M. S., Huamani, I. L., Soares S. "Long-Term Hydropower Scheduling Based on Deterministic Nonlinear Optimization and Annual Inflow Forecasting Models", IEEE Powertech, Bucarest, Romenia, Jun 2009.

Apêndice A

Os estudos de simulação foram compostos por 125 UHEs e 129 UTEs, que estão dispostas nas linhas da Tabela 16. As sete primeiras colunas referem-se as UHEs. Na coluna um é apresentado o código ANEEL, em seguida o nome da usina. A coluna SubSis indica o subsistema em que a UHE está localizada, sendo que 1 = SE/CO, 2 = Sul, 3 = Nordeste e 4 = Norte. Em seguida são apresentados os códigos das jusantes a cada uma das UHE, sendo que 0 indica o oceano. Em tipo, são indicados os tipos de reservatórios, em que F = Fio D'Água e A = Acumulação. A sexta coluna indica a potência instalada da UHE e a sétima o volume dos reservatório no final do mês de agosto de 2008.

As três últimas colunas da Tabela 16 listam as informações das UTEs, em que temos o nome, o subsistema e a potência instalada. Os subsistemas são numerados como para as UHEs.

Na coluna sete, ou “volume inicial”, quando indicado o valor 0 é devido a se tratar de uma usina que ainda não entrou em operação. As linhas sem valores de volumes iniciais se referem as UHEs Fio D'Água, uma vez que estas não variam seu armazenamento de forma a ser considerável.

A coluna de subsistemas indica a UHE de Itaipu como subsistema 5. Embora a representação aqui estabeleça um novo subsistema para Itaipu, nas execuções dos modelos a UHE foi tratada de forma a ser considerada no SE/CO.

Os códigos das jusantes(quarta coluna) possibilitam observar, mesmo que dificultadamente, a topologia do sistema hidráulico. A indicação de código zero representa o mar, e para o caso de um código ANEEL, este indica a UHE localizada abaixo da UHE corrente.

Na coluna de nomes das termelétricas, verificamos ao final as UTEs que representam os déficits de energia, definidas em quatro patamares e indetificadas como “fictícia déficit”.

Tabela 16 – Parque hidrotérmico considerado nos estudos de planejamento energético.

Código ANEEL	Nome	Subsis	Jusante (Cód. ANEEL)	Tipo	Pot. Inst. (MW)	Vol. Inicial (%)	Nome	Subsis	Pot .Inst. (MW)
15072000	GUAPORE	1	0	F	120,0		ANGRA 1	1	367,92
15745010	DARDANELOS	1	0	F	261,0	0,00	IGARAPE	1	367,92
18118080	CURUA-UNA	4	0	A	30,0	100,00	ST.CRUIZ 12	1	367,92

20920080	SERRA MESA	1	21050080	A	1275,0	42,10	ST.CRUIZ 34	1	367,92
21050080	CANA BRAVA	1	21360000	F	471,6		PIRATINING34	1	367,92
21360000	SAO SALVADOR	1	22041080	F	240,9	0,00	CARIOBA	1	367,92
22041080	PEIXE ANGIC	1	22490070	F	452,1		R.SILVEIRA	1	367,92
22490070	LAJEADO	1	23700080	F	902,5		CUIABA G CC	1	367,92
23700080	ESTREITO TOC	4	23800000	F	1087,2	0,00	ANGRA 2	1	367,92
29680080	TUCURUI	4	0	A	8365,0	59,60	UTE BRASILIA	1	367,92
34450000	BOA ESPERANÇA	3	0	A	225,0	72,80	P.MEDICI A	2	367,92
40865185	RETIRO BAIXO	1	40990080	A	82,0	0,00	P.MEDICI B	2	367,92
40990080	TRES MARIAS	1	47750080	A	396,0	83,70	J.LACERDA C	2	367,92
42459080	QUEIMADO	1	47750080	A	105,0	56,00	J.LACERDA B	2	367,92
47750080	SOBRADINHO	3	49042580	A	1050,0	47,60	J.LACERDA A1	2	367,92
49042580	ITAPARICA	3	49208080	A	1500,0	100,00	J.LACERDA A2	2	367,92
49210088	COMP PAF-MOX	3	49340080	F	4285,0		FIGUEIRA	2	367,92
49340080	XINGO	3	0	F	3162,0		CHARQUEADAS	2	367,92
51490080	P, CAVALO	3	0	A	160,0	69,60	NUTEPA	2	367,92
54145080	IRAPE	1	54200080	A	360,0	59,50	ALEGRETE	2	367,92
54960080	ITAPEBI	3	0	F	475,0		S.JERONIMO	2	367,92
55530000	STA CLARA MG	1	0	F	60,0		W.ARJONA	1	367,92
56338075	CANDONGA	1	56846075	F	140,1		URUGUAIANA	2	367,92
56675085	GUILMAN-AMOR	1	56688085	F	140,0		ARGENTINA 1	2	367,92
56688085	SA CARVALHO	1	56846075	F	78,0		ARGENTINA 2A	2	367,92
56819085	SALTO GRANDE	1	56820075	F	102,0		ARGENTINA 2B	2	367,92
56820075	P, ESTRELA	1	56846075	A	112,0	100,00	ARGENTINA 2C	2	367,92
56846075	BAGUARI	1	56990777	A	140,0	0,00	FORTALEZA	3	367,92
56990777	AIMORÉS	1	56992280	F	330,0		TERMOBAHIA	3	367,92
56992280	MASCARENHAS	1	0	F	180,5		ARAUCARIA	2	367,92
57760080	ROSAL	1	0	F	55,0		VIANA	1	367,92
58087780	PARAIBUNA	1	58093080	A	85,0	66,30	PIRAT.12 G	1	367,92
58093080	SANTA BRANCA	1	58240080	A	58,0	19,90	CAMPINA GDE	3	367,92
58128180	JAGUARI	1	58240080	A	27,6	82,50	GLOBAL I	3	367,92

58240080	FUNIL	1	58318080	A	222,0	54,50	JUIZ DE FORA	1	367,92
58512080	PICADA	1	58521080	A	50,0	0,00	GLOBAL II	3	367,92
58521080	SOBRAGI	1	58632080	F	60,0		ITAPEBI	3	367,92
58632080	SIMPLICIO	1	58651981	F	305,7	0,00	MARACANAU I	3	367,92
58651981	ILHA POMBOS	1	58678080	F	183,0		ARGENTINA 2D	2	367,92
58780000	BARRA BRAUNA	1	0	A	39,0	0,00	MONTE PASCO	3	367,92
60029080	BATALHA	1	60035000	A	53,6	0,00	IBIRITERMO	1	367,92
60035000	SERRA FACAO	1	60160080	A	212,6	0,00	CANOAS	2	367,92
60160080	EMBORCAÇÃO	1	60610080	A	1192,0	61,30	PIRAT.34 VAP	1	367,92
60330080	NOVA PONTE	1	60351080	A	510,0	88,80	TERMONE	3	367,92
60351080	MIRANDA	1	60360080	A	408,0	70,60	TERMOPB	3	367,92
60360080	CAPIM BRANC1	1	60360085	F	240,0		NOVA OLINDA	4	367,92
60360085	CAPIM BRANC2	1	60610080	F	210,0		ARGENTINA 1B	2	367,92
60444000	CORUMBA IV	1	60446000	A	127,0	23,10	NOVA PIRAT	1	367,92
60446000	CORUMBA III	1	60460000	A	93,6	0,90	TOCANTINOPO	4	367,92
60460000	CORUMBA I	1	60610080	A	375,0	72,30	FAFEN	3	367,92
60610080	ITUMBIARA	1	60625080	A	2280,0	66,90	TERMORIO_L	1	367,92
60625080	CACH,DOURADA	1	60877080	F	658,0		TERMORIO_T	1	367,92
60877080	SAO SIMAO	1	62020080	A	1710,0	82,60	TERMORIO_TC	1	367,92
60878040	CACU	1	60878050	A	65,1	0,00	VALE DO ACU	3	367,92
60878050	B, COQUEIROS	1	60878060	A	90,0	0,00	CAMACARI G	3	367,92
60878070	FOZ R, CLARO	1	62020080	F	67,0	0,00	ST.CRUZ NOVA	1	367,92
60878210	SALTO	1	60878230	F	108,0	0,00	ST.CRUZ N.DI	1	367,92
60878230	SLT VERDINHO	1	62020080	F	93,0	0,00	CCBS_L	1	367,92
61061080	CAMARGOS	1	61065080	A	46,0	73,60	CCBS_TC	1	367,92
61065080	ITUTINGA	1	61146080	F	52,0		CAMACARI D/G	3	367,92
61146080	FUNIL-GRANDE	1	61661000	F	180,0		TERMOPE	3	367,92
61661000	FURNAS	1	61730080	A	1312,0	85,10	COCAL	1	367,92
61730080	PEIXOTO	1	61731080	A	478,0	78,50	PIE-RP	1	367,92
61731080	ESTREITO	1	61734080	F	1104,0		XAVANTES	1	367,92
61734080	JAGUARA	1	61740080	F	424,0		ALTOS	3	367,92

61740080	IGARAPAVA	1	61760080	F	210,0		ARACATI	3	367,92
61760080	VOLTA GRANDE	1	61796080	F	380,0		BAHIA I	3	367,92
61796080	P, COLOMBIA	1	61941080	F	328,0		BATURITE	3	367,92
61811080	GRAMINHA	1	61818080	A	80,4	75,10	CAMPO MAIOR	3	367,92
61818080	E, DA CUNHA	1	61819080	F	108,8		CAUCAIA	3	367,92
61819080	LIMOEIRO	1	61941080	F	32,0		CRATO	3	367,92
61941080	MARIMBONDO	1	61998080	A	1488,0	65,20	ENGUIA PECEM	3	367,92
61998080	ÁGUA VERMELHA	1	62020080	A	1396,2	54,30	IGUATU	3	367,92
62729080	BARRA BONITA	1	62744080	A	140,0	81,90	JAGUARARI	3	367,92
62744080	BARIRI	1	62790080	F	144,0		JUAZEIRO N	3	367,92
62790080	IBITINGA	1	62820080	F	131,4		MARAMBAIA	3	367,92
62820080	PROMISSÃO	1	62829580	A	264,0	67,00	NAZARIA	3	367,92
62829580	NOVA AVANHANDAVA	1	62900080	F	347,4		PETROLINA	3	367,92
63007079	I, SOLT, EQV	1	63007080	A	4251,5	53,00	POTIGUAR	3	367,92
63007080	JUPIÁ	1	63995080	F	1551,2		TERMOCABO	3	367,92
63280080	SAO DOMINGOS	1	63995080	A	48,0	0,00	DAIA	1	367,92
63995080	PORTO PRIMAVERA	1	64918980	A	1540,0	0,00	GOIANIA II	1	367,92
64215080	JURUMIRIM	1	64219080	A	97,8	75,50	CANDIOTA 3	2	367,92
64219080	PIRAJU	1	64270080	F	80,0		TERMOMANAUS	3	367,92
64270080	CHAVANTES	1	64278080	A	414,0	77,97	PAU FERRO I	3	367,92
64278080	OURINHOS	1	64332080	F	44,0		POTIGUAR III	3	367,92
64332080	SALTO GRANDE	1	64345075	F	72,0		CAMACARI MI	3	367,92
64345075	CANOAS II	1	64345080	F	69,9		MARACANAU II	3	367,92
64345080	CANOAS I	1	64516080	F	82,5		CAMACARI PI	3	367,92
64491200	MAUA	2	64498500	A	350,1	0,00	MPX	3	367,92
64516080	CAPIVARA	1	64535080	A	640,0	96,80	COLORADO	1	367,92
64535080	TAQUARUÇU	1	64571080	F	554,0		CISFRAMA	2	367,92
64571080	ROSANA	1	64918980	F	372,0		SUAPE II	3	367,92
64918980	ITAIPU	5	0	F	14000,0		NORTEFLU-1	1	367,92
65774403	FOZ DO AREIA	2	65805010	A	1676,0	69,60	NORTEFLU-2	1	367,92
65805010	SEGREDO	2	65883051	A	1260,0	88,30	NORTEFLU-3	1	367,92

65824950	STA CLARA PR	2	65825500	A	120,0	77,90	NORTEFLU-4	1	367,92
65883051	SLT,SANTIAGO	2	65894991	A	1420,0	54,90	CEARA_L	3	367,92
65894991	SALTO OSORIO	2	65973500	F	1078,0		TERMOMA	4	367,92
65973500	SALTO CAXIAS	2	0	F	1240,0		CEARA_TC	3	367,92
66055000	JAURU	1	0	F	118,0		MACAE_L	1	367,92
66099000	ITIQUEIRA I	1	66099001	F	60,8		MACAE_TC	1	367,92
66099001	ITIQUEIRA II	1	0	F	95,2		PALMEIRAS GO	1	367,92
66114500	PONTE PEDRA	1	0	F	176,1		DO ATLANTICO	1	367,92
66240080	MANSO	1	0	A	210,0	67,20	XANXERE	2	367,92
70840080	BARRA GRANDE	2	72690081	A	698,4	38,20	EBOLT_L	1	367,92
71960080	CAMPOS NOVOS	2	72690081	F	879,9		EBOLT_T	1	367,92
72690081	MACHADINHO	2	73200080	A	1140,0	17,60	EBOLT_TC	1	367,92
73200080	ITA	2	73900080	F	1450,0		UTE SOL	1	367,92
73420080	PASSO FUNDO	2	73500080	A	226,0	50,70	T LAGOAS_L	1	367,92
73500080	MONJOLINHO	2	73900080	F	67,0	0,00	T LAGOAS_T	1	367,92
73600580	QUEBRA QUEIX	2	0	A	120,0	61,50	ARAUC_FIC	2	367,92
73900080	FOZ CHAPECO	2	0	F	855,2	0,00	V.ACU_FIC	3	367,92
75310100	SAO JOSE	2	75320100	F	51,0	0,00	Fic.Deficit SE/CO (5%)	1 1	1654,4
75320100	PASSO S JOAO	2	0	F	77,1	0,00	Fic.Deficit SE/CO (5%)	1 1	1654,4
80310080	CUBATÃO	1	0	F	888,0		Fic.Deficit SE/CO (10%)	1 1	3308,8
81301990	CAPIVARI/CACHOEIRA	2	0	A	260,0	52,60	Fic.Deficit SE/CO (80%)	1 1	26470,4
83304000	SALTO PILAO	2	0	F	182,4	0,00	Fic.Deficit S (5%)	2 1	411,7
85260001	PASSO REAL	2	85300000	A	158,0	75,50	Fic.Deficit S (5%)	2 1	411,7
85300000	JACUI	2	85365000	F	180,0		Fic.Deficit S (10%)	2 1	823,4
85365000	ITAUBA	2	85398000	F	500,0		Fic.Deficit S (80%)	2 1	6587,2
85398000	D, FRANCISCA	2	0	F	125,0		Fic.Deficit NE (5%)	3 1	384,6
86290000	CASTRO ALVES	2	86440000	F	129,9		Fic.Deficit NE (5%)	3 1	384,6
86440000	MONTE CLARO	2	86450000	F	130,0		Fic.Deficit NE (10%)	3 1	769,2

86450000	14 DE JULHO	2	0	F	100,0	0,00	Fic.Deficit NE (80%)	3 1	6153,6
							Fic.Deficit N (5%)	4 1	187,7
							Fic.Deficit N (5%)	4 1	187,7
							Fic.Deficit N (10%)	4 1	375,4
							Fic.Deficit N (80%)	4 1	3003,2