

Luis Germán Barrientos Mujica

BENEFÍCIOS ASSOCIADOS À OPERAÇÃO COORDENADA DO  
SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL JUNTO COM AS USINAS  
BINACIONAIS DE CORPUS E YACYRETÁ

*BENEFITS ASSOCIATED WITH THE COORDINATED  
OPERATION OF THE BRAZILIAN NATIONAL  
INTERCONNECTED SYSTEM ALONG WITH THE BINATIONAL  
HYDRO PLANTS OF CORPUS AND YACYRETÁ*

Campinas  
2012

Universidade Estadual de Campinas  
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação

Luis Germán Barrientos Mujica

BENEFÍCIOS ASSOCIADOS À OPERAÇÃO COORDENADA DO SISTEMA INTERLIGADO  
NACIONAL JUNTO COM AS USINAS BINACIONAIS DE CORPUS E YACYRETÁ

*BENEFITS ASSOCIATED WITH THE COORDINATED OPERATION OF THE  
BRAZILIAN NATIONAL INTERCONNECTED SYSTEM ALONG WITH THE  
BINATIONAL HYDRO PLANTS OF CORPUS AND YACYRETÁ*

Dissertação de mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Energia Elétrica.

*Master's thesis presented to the School of Electrical and Computer Engineering in partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering. Concentration area: Electric Power Systems.*

Orientador: Prof. Dr. Secundino Soares Filho  
Coorientador: Dra. Mônica de Souza Zambelli

*Tutor: Prof. Dr. Secundino Soares Filho  
Co-Tutor: Dr. Mônica de Souza Zambelli*

Este exemplar corresponde à versão final da tese defendida pelo aluno Luis Germán Barrientos Mujica, e orientada pelo Prof. Dr. Secundino Soares Filho

---

Campinas  
2012

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

B276b Barrientos Mujica, Luis Germán  
Benefícios associados à operação coordenada do sistema interligado nacional junto com as usinas binacionais de Corpus e Yacyretá / Luis Germán Barrientos Mujica. --Campinas, SP: [s.n.], 2012.

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

1. Simulação por computador. 2. Otimização. 3. Usina Hidrelétrica de Itaipu. I. Soares Filho, Secundino. II. Zambelli, Mônica de Souza. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. IV. Título.

Título em Inglês: Benefits associated with the coordinated operation of the Brazilian national interconnected system along with the binational hydro plants of Corpus and Yacyretá

Palavras-chave em Inglês: Computer simulation, Optimization, Itaipu Hydroelectric Power Plant

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora: Anastacio Sebastián Arce Encina, Takaaki Ohishi

Data da defesa: 31/08/2012

Programa de Pós Graduação: Engenharia Elétrica

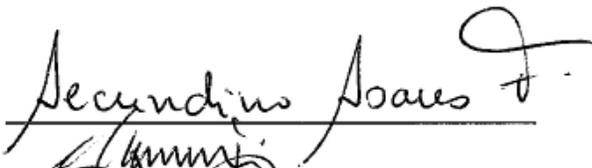
## COMISSÃO JULGADORA - TESE DE MESTRADO

**Candidato:** Luis Germán Barrientos Mujica

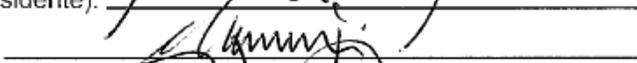
**Data da Defesa:** 31 de agosto de 2012

**Título da Tese:** "Benefícios Associados à Operação Coordenada do Sistema Interligado Nacional Junto com as Usinas Binacionais de Corpus e Yacyretá"

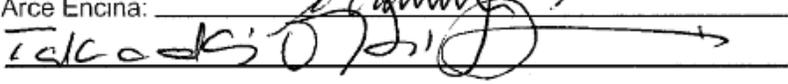
Prof. Dr. Secundino Soares Filho (Presidente):



Dr. Anastacio Sebastián Arce Encina:



Prof. Dr. Takaaki Ohishi:



*Aos meus pais Carmelo e Evangelina.  
As minhas irmãs Josefina e Carmen.  
A meu irmão José(†), o anjo da guarda da minha família.*

*“El poder y la persona misma desaparecerán...  
...pero la virtud de unos grandes padres vivirá para siempre”.*  
*A mis padres, gracias por la dedicación y sacrificio  
en la formación de sus hijos.*

*Este trabalho teve suporte financeiro da Universidad Nacional del Este  
(UNE) de Paraguai*

# Agradecimentos

Em primeiro lugar, agradeço a Deus pelo dom da vida, por todas as coisas maravilhosas que me foram concedidas e pelas pessoas maravilhosas que colocou no meu caminho para me ajudar a crescer na minha vida profissional. Agradeço também a nossa Mãe Maria pelos seus cuidados e pelo seu amor de Mãe na minha vida.

Ao Prof. Secundino Soares pela confiança, pela orientação e pela paciência durante a realização de este trabalho.

A minha co-orientadora Mônica de Souza Zambelli, muito obrigado pela contribuição, pelo esforço e pela paciência para que este trabalho fosse possível.

Ao professor Takaaki Ohishi pela amizade, pelas críticas e sugestões e por aceitar participar de minha banca de defesa.

Meu sincero agradecimento ao Prof. Anastacio Sebastián Arce, pela confiança, oportunidade e orientações dadas no início de minha carreira como pesquisador.

Às Autoridades Acadêmicas da Facultad Politécnica - UNE de Paraguai, Lic. Lidia Benítez de Pérez, a Teresita Acosta, aos professores, à Eng. Gabriela Bobadilla e a todos meus colegas e amigos do Centro de Investigación FPUNE, obrigado pelo apoio. Agradeço à Universidad Nacional del Este pelo apoio financeiro.

Aos Engenheiros da Entidade Binacional Yacyretá, Ramón Benítez e Lucas Chamorro, pelo fornecimento dos dados necessários para o desenvolvimento deste trabalho.

Aos meus pais e minhas irmãs, pelo amor, carinho, incentivo e apoio incondicional, agradeço a meus parentes e amigos que sempre me apoiaram.

A minha amiga Liz, pela amizade e pelo apoio nos momentos difíceis, também agradeço as minhas amigas Eliana e Inês pela amizade que a gente conquistou e pelos momentos felizes que compartilhamos.

Aos amigos e colegas do laboratório COSE, Makoto, André, Leonardo, Celso, João, Cássio, Maiana, Elma, Marcos, Miguel e Aníbal, a David Arias do laboratório DSEE, a todos obrigado pela amizade.

# Resumo

O presente trabalho apresenta uma avaliação do impacto da operação das usinas hidrelétricas brasileiras que compõem o Sistema Interligado Nacional (SIN) sobre as usinas hidrelétricas binacionais de Corpus e Yacyretá. Alguns dos benefícios que apresentam a interligação elétrica e a integração energética entre os países integrantes do MERCOSUL podem ser um maior aproveitamento do potencial hidráulico, a redução do custo da eletricidade, o aproveitamento da energia excedente, entre outros.

Foram considerados dois estudos de caso com dados oficiais do Programa Mensal da Operação (PMO) do SIN referentes a setembro de 2011, considerando o planejamento da expansão do parque gerador e da transmissão até dezembro de 2015.

As soluções foram fornecidas pelo modelo ODIN (Otimização do Despacho Interligado Nacional), uma abordagem baseada em otimização determinística e não linear com vazões previstas e atualizadas a cada intervalo de tempo, no que se denomina Modelo de Controle Preditivo (MCP). Dessa forma é possível uma representação detalhada e individualizada das usinas hidrelétricas do sistema, viabilizando a análise pretendida.

A avaliação do desempenho do sistema nos estudos de caso se deu através de simulação sobre 64 cenários históricos, considerando a série histórica de vazões de 1931 a 1998.

Existem cenários em que a operação coordenada concentrou benefícios nas usinas brasileiras, e cenários em que a operação coordenada concentrou benefícios nas usinas binacionais. Porém, considerando a geração hidrelétrica média total, foi obtido um aumento de geração de 12,27 MW médios, ou 107.485,2 MWh por ano, o que significa que operando de maneira coordenada haverá um ganho de cerca de R\$ 10.748.520,00 por ano, considerando um valor médio de

100 R\$/MWh.

Palavras-chave: Usinas hidrelétricas binacionais. Otimização. Simulação por computador. Operação coordenada.

# Abstract

This work presents an assessment of the impact of the operation of the hydro power plants that comprise the Brazilian National Interconnected System (SIN) over the binational hydro power plants of Corpus and Yacyretá. Some of the benefits that arise from the electrical interconnection and the energy integration between the countries members of MERCOSUL may be a better exploitation of the hydraulic potential, a reduction of the cost of electricity, and the utilization of surplus energy, among others.

Two case studies using official data from the Monthly Operation Program (PMO) of SIN referred to September 2011 were considered, taking into consideration the generation and transmission expansion plan until December 2015.

The solutions were provided by the ODIN model, an operation approach based on deterministic and nonlinear optimization with forecasted inflows, and updated at each time interval, which is known as Model Predictive Control (MPC). By this way, a detailed and individualized representation of the hydro plants of the system is possible, allowing the required analysis.

The performance evaluation of the system in the case studies were calculated through the simulation over 64 historical scenarios, taking into consideration the historical inflow records from 1931 to 1998.

There were hydrological scenarios where the coordinated operation concentrates benefits in the Brazilian hydro plants, and scenarios where the coordinated operation concentrates benefits on the binational plants. However, considering the total average hydroelectric generation, an increase on generation of 12,27 MW was obtained, or 107.485,2 MWh per year, which means that operating the system on a coordinated way there will be a benefit of approximately R\$ 10.748.520,00 per year, considering an average value of energy of

100 R\$/MWh.

Key-words: Binational hydro power plants. Optimization. Computer simulation. Coordinated operation.

# Lista de Figuras

1.1	Composição da Matriz de Energia Elétrica. . . . .	5
1.2	Representação do Sistema Interligado Nacional. . . . .	6
1.3	Esquema do Sistema Elétrico Paraguaio. . . . .	8
1.4	Participação da Energia Gerada por Itaipu no Mercado Brasileiro. . . . .	9
1.5	Participação da Energia Gerada por Itaipu no Mercado Paraguaio. . . . .	10
1.6	Esquema da UHE Yacyretá. . . . .	11
1.7	Canal Natural do Rio Paraná, Área Inundada por Yacyretá e Corpus Christi. . . . .	13
1.8	Localização das UHE Binacionais. . . . .	14
1.9	Cadeia de Planejamento Energético do SIN. . . . .	16
2.1	Esquema de um Sistema Hidrotérmico. . . . .	21
2.2	Principais componentes de uma usina hidrelétrica . . . . .	22
2.3	Cascata com Usinas de Reservatório e a Fio D'água. . . . .	24
2.4	Representação Esquemática de vazões naturais e incrementais. . . . .	25
2.5	Polinômio Volume x Cota de Montante da usina de Emborcação. . . . .	26
2.6	Polinômio Defluência x Cota do Canal de Fuga da usina de Emborcação. . . . .	27
2.7	Efeito da variação da defluência no cálculo da Altura Líquida da Usina de Emborcação. . . . .	29
2.8	Curvas da Potência Máxima e Engolimento Máximo em relação à Altura de Queda Líquida de uma unidade geradora. . . . .	31
2.9	Curvas da Potência Máxima e Engolimento Máximo em relação à Altura de Queda Líquida para a usina de Emborcação. . . . .	33
2.10	Curvas da Potência Máxima e Engolimento Máximo em relação à Altura de Queda Líquida para a usina de São Simão. . . . .	33
2.11	Representação Esquemática de uma Usina Termelétrica a Vapor. . . . .	37
2.12	Representação Esquemática de uma Usina Termelétrica a Gás. . . . .	37
2.13	Representação Esquemática de uma Usina Nuclear. . . . .	38

---

2.14	Curva de Custo Aproximada de um Sistema Termelétrico. . . . .	38
3.1	Diagrama esquemático da política operativa ODIN. . . . .	41
3.2	Topologia de conexões entre subsistemas do SIN, destacando o laço existente. . . . .	52
4.1	Representação Esquemática das Usinas Binacionais e das Interligações do SIN. . . . .	56
4.2	Representação Esquemática das Interligações do SIN com o Subsistema BIN. . . . .	57
4.3	Geração Hidrelétrica das UHEs que compõe o SIN. . . . .	58
4.4	Energia Armazenada do SIN. . . . .	59
4.5	Geração Hidrelétrica da UHE Itaipu. . . . .	59
4.6	Geração Hidrelétrica da UHE Corpus. . . . .	60
4.7	Geração Hidrelétrica da UHE Yacyretá. . . . .	60
4.8	Cenários Histórico de Vazões da UHE Itaipu. . . . .	61
4.9	Vazão Vertida Média da UHE Corpus. . . . .	61
4.10	Energia Elétrica Gerada e Mercado do SIN no Cenário 76. . . . .	62
4.11	Energia Vertida do SIN no Cenário 76. . . . .	62
4.12	Engolimento Máximo e Vazões Turbinada e Vertida da UHE Corpus no cenário de 1981. . . . .	63
4.13	Geração Hidrelétrica Total de todas as UHEs. . . . .	63
4.14	Diferença de Geração Hidrelétrica da Operação Coordenada e da Operação Não Coordenada, para os cenários de 31 a 62. . . . .	64
4.15	Diferença de Geração Hidrelétrica da Operação Coordenada e da Operação Não Coordenada, para os cenários de 63 a 94. . . . .	64
4.16	Diferença da Energia Armazenada, para os cenários de 31 a 62. . . . .	65
4.17	Diferença da Energia Armazenada, para os cenários de 63 a 94. . . . .	65
4.18	Geração Hidrelétrica das UHEs que compõe o SIN no cenário de 1976. . . . .	67
4.19	Energia Armazenada do SIN no cenário de 1976. . . . .	68
4.20	Geração Hidrelétrica da UHE Itaipu no cenário de 1976. . . . .	68
4.21	Geração Hidrelétrica da UHE Corpus no cenário de 1976. . . . .	69
4.22	Geração Hidrelétrica da UHE Yacyreta no cenário de 1976. . . . .	69

# Lista de Tabelas

2.1	Coeficientes de perda de carga. . . . .	28
2.2	Característica dos Conjuntos Turbina/Gerador [23]. . . . .	30
2.3	Produtibilidade Específica de algumas usinas. . . . .	35
4.1	Resultados da Operação Não Coordenada. . . . .	66
4.2	Resultados da Operação Coordenada. . . . .	66
4.3	Resultados da Operação Não Coordenada e da Operação Coordenada no Cenário de 1976. . . . .	67

# Sumário

<b>Lista de Figuras</b>	<b>xix</b>
<b>Lista de Tabelas</b>	<b>xxi</b>
<b>Lista de Símbolos</b>	<b>xxiii</b>
<b>1 Introdução</b>	<b>1</b>
1.1 Sistema Interligado Nacional - SIN . . . . .	3
1.2 Sistema Elétrico Paraguaio . . . . .	7
1.3 Usinas Hidrelétricas Binacionais . . . . .	9
1.3.1 Usina Hidrelétrica Itaipu . . . . .	9
1.3.2 Usina Hidrelétrica Yacyretá . . . . .	11
1.3.3 Projeto Hidrelétrico Corpus Christi . . . . .	12
1.4 Planejamento e Coordenação da Operação do SIN . . . . .	13
1.5 Cadeia de Coordenação Desenvolvida na UNICAMP . . . . .	18
1.6 Objetivo do Trabalho . . . . .	20
1.7 Estrutura da Dissertação . . . . .	20
<b>2 Sistema Hidrotérmico</b>	<b>21</b>
2.1 Usinas Hidrelétricas . . . . .	22
2.1.1 Reservatório . . . . .	23
2.1.2 Afluência . . . . .	25
2.1.3 Cota Montante do Reservatório . . . . .	26
2.1.4 Barragem . . . . .	27
2.1.5 Cota do Canal de Fuga . . . . .	27
2.1.6 Alturas de Queda Bruta e Líquida . . . . .	28
2.1.7 Unidades Geradoras . . . . .	29
2.1.8 Potência Máxima e Engolimento Máximo . . . . .	30

---

2.1.9	Função de Produção Hidráulica . . . . .	32
2.2	Usinas Termelétricas . . . . .	36
<b>3</b>	<b>Formulação Do Problema</b>	<b>39</b>
3.1	Modelo ODIN . . . . .	40
3.2	Modelo de Otimização . . . . .	42
3.3	Modelo de Previsão de Vazões . . . . .	45
3.3.1	Previsor estatístico . . . . .	45
3.3.2	Previsor baseado em inteligência computacional . . . . .	46
3.4	Modelo de Simulação . . . . .	47
3.5	Aplicação de ODIN ao SIN . . . . .	48
<b>4</b>	<b>Procedimento da Avaliação dos Benefícios</b>	<b>55</b>
4.1	Abordagem . . . . .	55
4.2	Análise dos Resultados . . . . .	57
4.2.1	Resultados Gerais . . . . .	58
4.2.2	Resultados por Cenários Hidrológicos . . . . .	66
<b>5</b>	<b>Conclusões</b>	<b>71</b>
	<b>Referências bibliográficas</b>	<b>73</b>

# Capítulo 1

## Introdução

O processo de integração energética na América do Sul evolui de forma lenta, apesar de diversos acordos bilaterais realizados ao longo dos anos. A obtenção de um mercado completamente integrado depende da superação de determinadas barreiras. A integração energética entre países de um continente envolve questões estratégicas, políticas e econômicas. A integração energética é um processo complexo, uma vez que está submetido a fatores inerentes às relações internacionais.

As experiências de integração na Europa vêm mostrando que o desenvolvimento da integração energética regional está sujeito a processos multidimensionais longos e sob uma complexidade muitas vezes imprevisível, pois são diversos os atores envolvidos nas decisões que, frequentemente, causam impactos no processo integrador. De fato, governos, empresas de energia regionais e internacionais, organizações não governamentais, instituições multilaterais de crédito, entidades regionais, entre outros, influenciam os resultados das decisões.

No entanto, há de se considerar que a energia é um vetor propício para a integração entre países e possui características que favorecem acordos para o aproveitamento racional dos recursos naturais. Além disso, permite uma maior segurança energética porque favorece os países consumidores na busca pela diversificação de fontes energéticas via importação.

De fato, em fóruns de debates, promovidos pelo setor energético com mais frequência nos últimos anos, observa-se que as discussões sobre avaliações de projetos de infraestrutura energética estão sendo intensificadas. Dentro desse contexto, há um consenso de possibilidade de ganhos excepcionais em função, principalmente:

- da complementaridade dos recursos energéticos aproveitando, por exemplo, a diversidade hidrológica entre os países;

- da possibilidade de aplicação de tarifas mais competitivas; e
- do ganho da diversificação da matriz energética dos países, atendendo não só aos interesses geopolíticos, como também à busca pela segurança energética.

A América do Sul é uma região auto-suficiente em insumos energéticos, detendo importantes reservas de petróleo, gás natural e recursos hídricos. A integração energética tem assim um grande potencial em função de um fator concreto e objetivo: há complementaridade de insumos energéticos entre os países da região. Esse fator já possibilitou a construção de linhas de transmissão, usinas hidroelétricas e gasodutos.

O processo de integração tem marcos importantes que atestam seu grande potencial, entre eles destacam-se a construção de hidrelétricas binacionais, especialmente no Cone Sul; e ainda nos anos 90, a interconexão dos mercados elétricos nas sub-regiões do MERCOSUL, Comunidade Andina e países da América Central.

Pode-se identificar três tipos de propósitos nos empreendimentos de interconexão elétrica [34]:

- Centrais hidrelétricas binacionais: Os projetos de interconexão Argentina-Uruguai, Argentina-Paraguai e Brasil-Paraguai, que se concretizaram com a construção das centrais hidrelétricas binacionais de Salto Grande, Yacyretá e Itaipu. Esses projetos entraram em operação por volta dos anos oitenta e foram realizados por empresas estatais. Os custos e investimentos foram recuperados através da remuneração da energia gerada pelas centrais.
- Venda de energia firme: As interconexões realizadas mais recentemente entre Argentina-Brasil, Brasil-Venezuela e Argentina-Chile tiveram como propósito a venda de energia firme de um país a outro. Nos dois primeiros casos, a interconexão esteve associada a um ou poucos contratos de longo prazo de venda em um dos sentidos da interconexão. Os contratos firmes, nestes casos, é que asseguram à empresa vendedora o fluxo de recursos para cobrir os custos e obter o financiamento das obras de interconexão.
- Intercâmbios de oportunidade: Esse tipo de interconexão foi implementada entre Colômbia-Venezuela, Colômbia-Ecuador e Brasil-Uruguai. São interconexões com propósito de aproveitar intercâmbio de oportunidade nos dois sentidos, aproveitando as diferenças de custos marginais entre dois sistemas interconectados, sem que se exclua a possibilidade de contratos.

A complementaridade de insumos energéticos nos países da América do Sul pode garantir uma segurança ímpar e estratégica na região, capaz de viabilizar ciclos de crescimento mais acelerados e dar maior competitividade econômica aos países da região. A base deste processo é a instalação adequada de sistemas integrados de transmissão de energia elétrica e de operação.

As interligações elétricas entre países, os aproveitamentos hidrelétricos em operação e os futuros empreendimentos binacionais são provas de empenho dos países do MERCOSUL para atender os seus requisitos de demanda energética. Embora ainda não exista uma coordenação operativa entre as usinas brasileiras e as usinas binacionais paraguaia-argentina, neste trabalho será apresentado um estudo mostrando o impacto da operação coordenada das usinas hidrelétricas do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) sob as usinas binacionais Corpus e Yacyretá.

## 1.1 Sistema Interligado Nacional - SIN

O parque gerador nacional é constituído, predominantemente, de centrais hidrelétricas de grande e médio porte instaladas em diversas localidades do território nacional, apesar do aumento da participação das usinas térmicas e de Biomassa. Por outro lado, existe uma concentração de demanda em localidades industrializadas onde não se concentram as centrais geradoras. Estas características são imperativas para a implantação de um sistema de transmissão de longa distância. O Sistema Interligado Nacional (SIN) foi criado com o objetivo de ampliar a confiabilidade, aperfeiçoar os recursos energéticos e homogeneizar mercados, já que o Brasil possuía vários sistemas elétricos desconectados, o que impossibilitava uma operação eficiente das bacias hidrográficas regionais e da transmissão de energia elétrica entre as principais usinas geradoras.

O SEB também possui outros sistemas, denominados Sistemas Isolados, que se concentram principalmente na região Amazônica, no Norte do país (Amapá, Roraima, Rondônia, Acre, Pará e Amazônia) que não estão interligados ao SIN, devido a que as características geográficas da região, composta por floresta densa e heterogênea, além de rios caudalosos e extensos, dificultaram a construção de linhas de transmissão de grande extensão que permitissem a conexão ao SIN [8]. O Sistema Isolado compreende 45% do território nacional, porém correspondem a apenas 3,4% da energia elétrica produzida no país<sup>1</sup>.

O SIN abrange as regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte, atendendo mais de 96% do consumo de energia do país. Em dezembro de 2010 a capacidade

---

<sup>1</sup>Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Disponível em: [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br)

instalada do SIN era de 107.990 MW<sup>2</sup>. A capacidade instalada de geração do SIN é composta, principalmente, por usinas hidrelétricas distribuídas em doze bacias hidrográficas nas diferentes regiões do país. As usinas térmicas, muitas vezes localizadas nas proximidades dos centros de carga, desempenham papel de complementação à energia hidráulica gerada e contribuem para a segurança energética do SIN. Em períodos de condições hidrológicas desfavoráveis, as usinas térmicas são despachadas, permitindo o armazenamento de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas, para assegurar o atendimento futuro [35].

A operação do SIN é realizada de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, que procura garantir a segurança operativa do sistema e a otimização na utilização dos recursos eletroenergéticos. A operação centralizada do sistema busca atender aos requisitos da carga, considerando, entre outras, as condições técnicas e econômicas para o despacho das usinas, as necessidades de energia dos agentes de consumo, os mecanismos de segurança operativa, as restrições de transmissão, o custo do déficit de energia e as interligações internacionais.

A participação da energia hidráulica na matriz energética do Brasil é predominante, somando com a energia importada, que também de origem predominantemente hidráulica, representam 71,69% de toda a capacidade instalada no país.

A geração termoelétrica a partir de combustíveis fósseis representa outros 17,73% de capacidade instalada, operando de forma complementar ao sistema hidroelétrico, tendo como combustíveis carvão, gás natural, óleo diesel e óleo combustível.

As fontes de energia alternativa representam aproximadamente 9% da capacidade instalada no país com fontes eólicas e de biomassa.

Por último, as usinas nucleares representam 2% da capacidade do parque gerador instalado no país. A Figura 1.1 ilustra o percentual de participação das diversas fontes de geração na capacidade instalada no Brasil<sup>3</sup>.

A área suprida pelo SIN é interconectada por aproximadamente 87.445 km de linhas de transmissão de alta tensão, a chamada Rede Básica, que possui circuitos com tensão variando de 230 kV a 765 kV em corrente alternada. Adicionalmente, o país possui duas linhas em corrente contínua (CC) de  $\pm 600$  kV conectando a usina hidroelétrica de Itaipu, localizada no oeste do Paraná, à subestação Ibiúna na Grande São Paulo. A Figura 1.2

---

<sup>2</sup>Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Plano Anual da Operação Energética - PEN 2011. Volume I.

<sup>3</sup>Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Banco de Informações de Geração - BIG. Disponível em: [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br) Matriz de Energia Elétrica Julho/2012

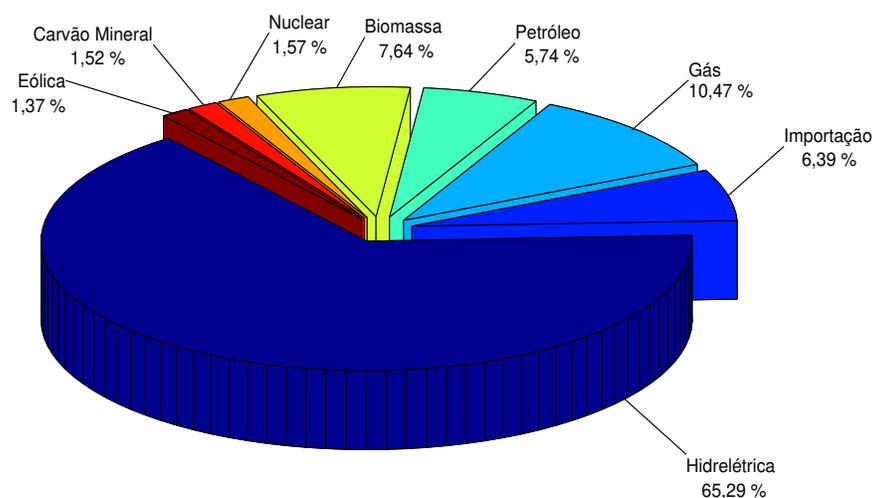


Figura 1.1: Composição da Matriz de Energia Elétrica.

apresenta uma ilustração do SIN com representação das principais bacias e da rede de transmissão que compõe a Rede Básica<sup>4</sup>.

Devido à sua magnitude, o SIN é dividido em quatro subsistemas eletricamente interligados: Norte (N), Nordeste (NE), Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) e Sul (S), cada um com características diferentes em termos de condições hidrológicas e operativas das regiões, bem como nos limites elétricos de transferência de energia entre elas. A seguir é apresentado breve relato das principais características dos quatro subsistemas mencionados:

- i. *Subsistema Norte*: Eminente exportador de energia. Fornece energia para o período de ponta por pelo menos nove meses do ano. Em termos médios, caracteriza-se como exportador de dezembro a agosto de cada ano. Sistema composto basicamente pela UHE Tucuruí que apresenta capacidade instalada duas vezes maior que a carga média da região. Vários empreendimentos planejados e em construção são observados nesta região. Com relação ao seu perfil hidrológico, assemelha-se aos subsistemas SE/CO e NE.
- ii. *Subsistema Nordeste*: Importador ou exportador de energia conforme condições hidrológicas na Região. Sua operação registra elevada dependência das condições hidrológicas do Rio São Francisco e da regularização da UHE Sobradinho. Apresenta perfil hidrológico parecido ao perfil dos subsistemas SE/CO e N, ou seja, sazonalidade marcante e meses chuvosos de novembro a abril.

<sup>4</sup>Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Disponível em: [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br) (Mapas do SIN)

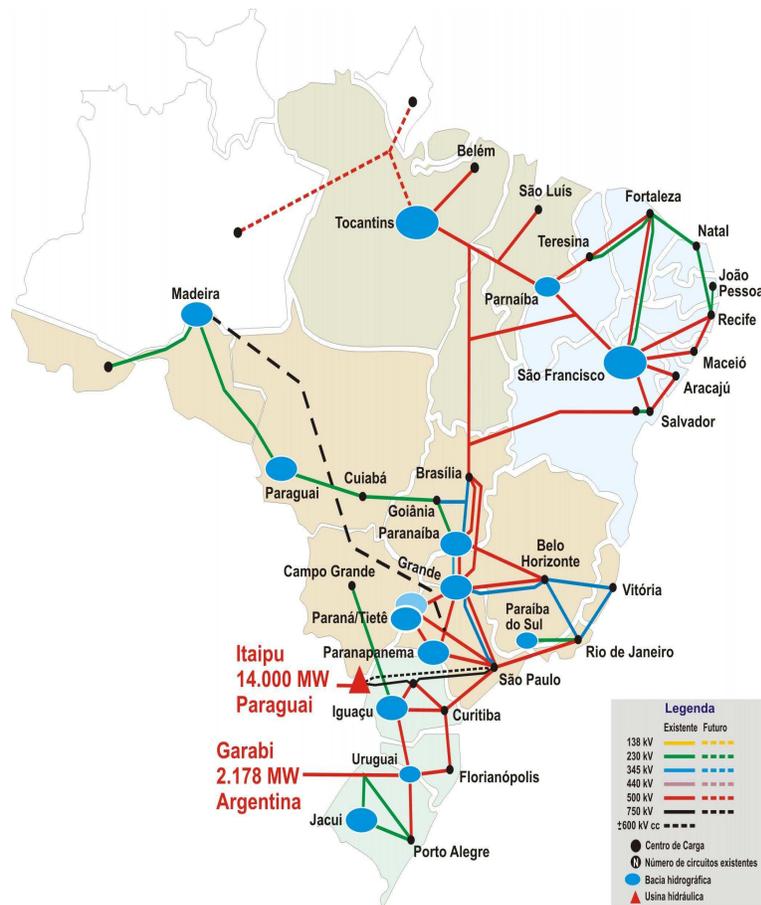


Figura 1.2: Representação do Sistema Interligado Nacional.

- iii. *Subsistema Sudeste/Centro-Oeste:* Representa o maior subsistema do SIN em termos de capacidade instalada, mercado de energia e capacidade de regularização. Aproximadamente 60% da demanda brasileira se concentra neste subsistema. Em função da elevada demanda, nos meses de hidraulicidade baixa é dependente de importações dos subsistemas S e N, principalmente. Os subsistemas S e SE/CO apresentam complementaridade em termos de energia natural afluente, o subsistema SE/CO apresenta perfil parecido com o perfil dos subsistemas NE e N, ou seja, sazonalidade marcante e meses chuvosos de novembro a abril.
- iv. *Subsistema Sul:* Subsistema com mercado do porte do subsistema NE, ou seja, cerca de 15% da carga de energia do SIN. Caracteriza-se pela reduzida capacidade de armazenamento e expressiva variabilidade hidrológica, que faz com que a sazonalidade seja pouco definida neste subsistema. Mesmo assim, pode-se verificar uma complementaridade entre seu perfil hidrológico e dos demais subsistemas do SIN.

Neste contexto, sua operação é fortemente dependente da capacidade de transferência de energia com o subsistema SE, de modo que quando da ocorrência de meses chuvosos o excedente energético deve ser escoado para o subsistema SE, evitando-se, assim, vertimentos turbináveis. E quando da ocorrência dos meses secos, o intercâmbio do subsistema SE é fundamental para garantia do abastecimento energético do subsistema.

## 1.2 Sistema Elétrico Paraguuaio

O aspecto mais marcante em termos de infraestrutura na geração de energia elétrica do Paraguai é a disponibilidade abundante de energia hidrelétrica. A capacidade de produção de energia elétrica do país é uma das maiores do mundo em termos de geração de eletricidade por habitante (aproximadamente 9.000 kWh por habitante).

A empresa operadora do Sistema Interligado paraguuaio é a Administração Nacional de Eletricidade - ANDE, uma empresa estatal que participa na geração, transmissão e distribuição da energia elétrica no país. Existe também uma empresa privada denominada Companhia de Luz y Fuerza S.A. Essa empresa é uma distribuidora que opera na cidade de Villarrica comprando energia elétrica da ANDE para distribuir na cidade de Villarrica, sendo sua participação no mercado nacional consideravelmente baixa.

Além das UHE binacionais de Itaipu e Yacyretá, a ANDE possui a UHE Acaray, localizada a leste do Paraguai, que aproveita o potencial hidrelétrico do rio Acaray, com uma capacidade de 210 MW. ANDE também possui pequenas usinas termelétricas que em conjunto totalizam uma geração de 6,1 MW.

O 100% do serviço público de energia elétrica no Paraguai está interligado, abrangendo cerca de 95% da população.

O sistema de transmissão do Sistema Interligado Nacional paraguuaio é baseada em sete linhas de transmissão de 220 kV, totalizando 3.672 km de extensão, que transportam a energia elétrica desde o maior centro gerador do país, do Este e Sul do país para diferentes partes da região oriental. As principais linhas de transmissão são as cinco linhas que transportam a energia desde a UHE Itaipu e a UHE Acaray até o centro de consumo que é a região metropolitana de Assunção e seu entorno, no Oeste do país. Uma linha de transmissão de 220 kV transporta energia no sul do país e a outra linha de transmissão de 220 kV transporta energia ao norte da região oriental do país. O resto do transporte de energia elétrica é realizada através de linhas de 66 kV.

A Figura 1.3 mostra o sistema de transmissão atual em 220 kV do sistema elétrico

paraguaio<sup>5</sup>.

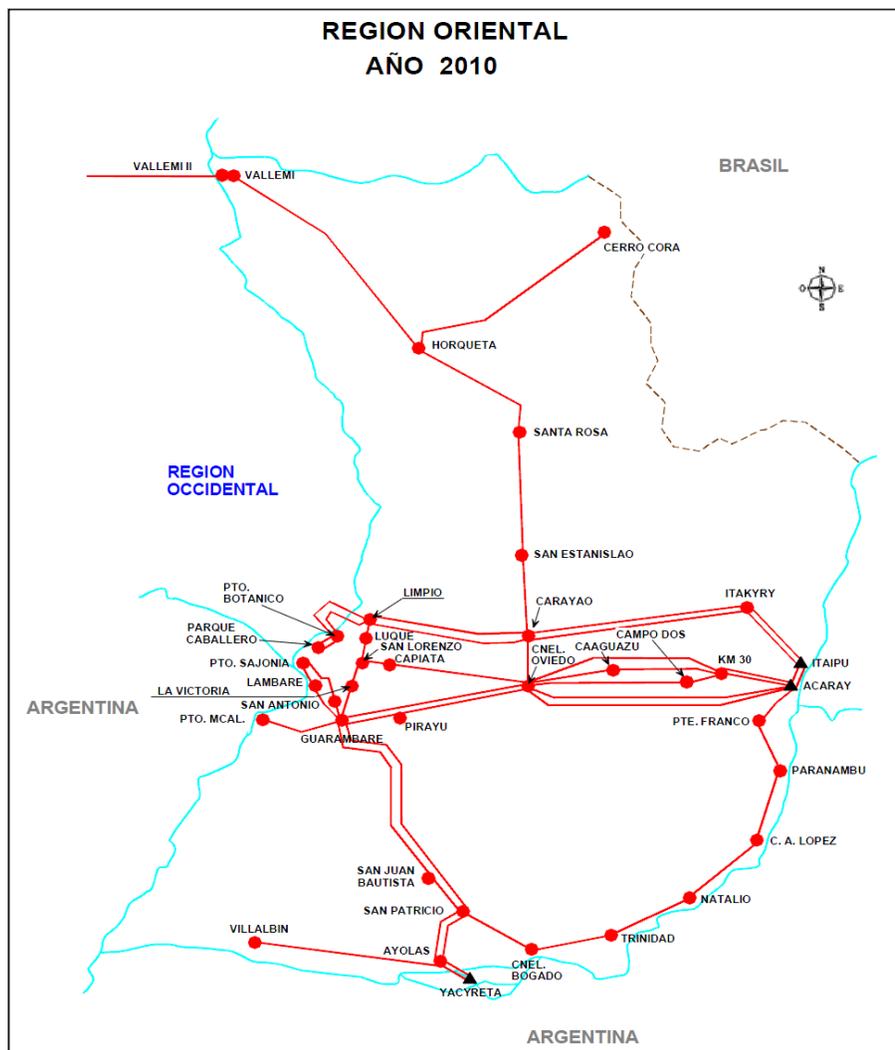


Figura 1.3: Esquema do Sistema Eléctrico Paraguayo.

Além da linha de transmissão de 500 kV, atualmente em construção, financiado pelo Fundo de Convergência Estrutural do Mercosul (FOCEM) junto com Itaipu e a ANDE, na busca de maior confiabilidade e segurança do sistema elétrico nacional, a ANDE pretende construir mais duas linhas de transmissão de 500 kV, uma das linhas interconectará as subestações de Ayolas e Carayaó, e a outra linha interconectará as subestações de Ayolas e Villa Hayes.

<sup>5</sup>Fonte: Administração Nacional de Eletricidade - ANDE. Disponível em: [www.ande.gov.py/transmission](http://www.ande.gov.py/transmission)

## 1.3 Usinas Hidrelétricas Binacionais

Nesta seção será apresentada uma breve descrição das usinas hidrelétricas binacionais que estão localizadas no rio Paraná.

### 1.3.1 Usina Hidrelétrica Itaipu

A partir um acordo entre Paraguai e Brasil, a Usina Hidrelétrica Itaipu foi construída no Rio Paraná, 20 km a montante da confluência com o Rio Iguazu, no trecho de fronteira entre o Brasil e o Paraguai, nos municípios de Foz do Iguazu, no Brasil, e Hernandarias, no Paraguai. A usina de Itaipu é, atualmente, a maior usina hidrelétrica do mundo em geração de energia. Com 20 unidades geradoras e 14.000 MW de potência instalada, fornece 16,99% da energia consumida no Brasil e abastece 72,91% do consumo paraguaio<sup>6</sup>. A energia de Itaipu recebida pelo Brasil representa cerca de 30% do mercado de energia da região sul/sudeste/centro-oeste e sua comercialização no Brasil é coordenada pela Eletrobras. No início de 2007, a usina aumentou sua capacidade instalada de 12.600 MW para 14.000 MW, com a entrada em operação das duas últimas unidades geradoras completando o projeto original de 20 turbinas. Os gráficos das Figuras 1.4 e 1.5 mostram a participação de Itaipu no mercado brasileiro e no mercado paraguaio, respectivamente. O escoamento

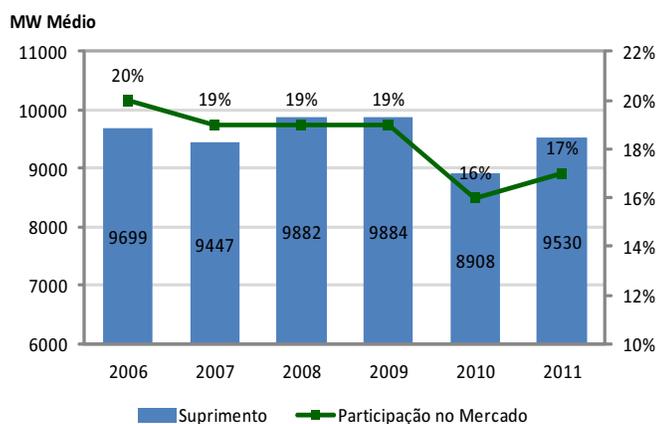


Figura 1.4: Participação da Energia Gerada por Itaipu no Mercado Brasileiro.

da energia de Itaipu para o sistema interligado brasileiro, embora de propriedade de Furnas Centrais Elétricas S. A., é conhecido no Brasil como “Sistema de Transmissão de Itaipu” e é composto de dois grandes sistemas: o de corrente contínua, também chamado de Elo

<sup>6</sup>Fonte: Itaipu Binacional. Disponível em: [www.itaipu.gov.br/](http://www.itaipu.gov.br/) (Energia/Geração)

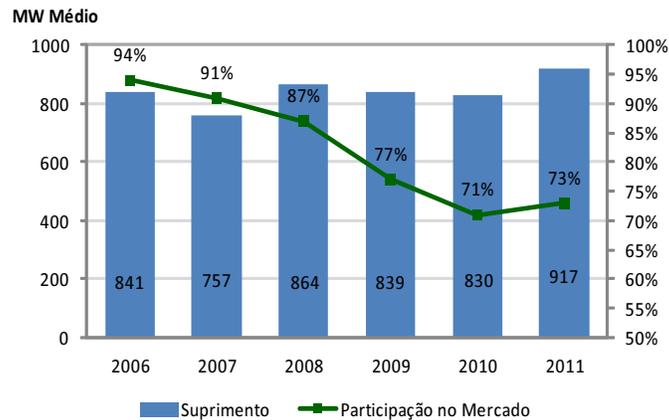


Figura 1.5: Participação da Energia Gerada por Itaipu no Mercado Paraguaio.

CC, que transporta a energia gerada em 50 Hz, e de corrente alternada em 765 kV, que transporta a energia gerada em 60 Hz.

O Elo de Corrente Contínua tornou-se necessário porque a energia produzida no setor de 50 Hz de Itaipu não pode se integrar diretamente ao sistema brasileiro, onde a frequência é 60 Hz. A energia produzida em 50 Hz em corrente alternada é convertida para corrente contínua e escoada até Ibiúna (SP), onde será convertida novamente para corrente alternada, mas agora em 60Hz.

O sistema de transmissão é formado por duas linhas de  $\pm 600\text{kV}$ , com extensão de aproximadamente 810 km, entre as subestações de Foz do Iguaçu (PR) e Ibiúna (SP). A conversão CA/CC é feita através de oito conversores em cada subestação, cada dois formando um Pólo, que compõem os dois Bipolos em  $\pm 600\text{ kV}$ , sendo transmissão realizada através de quatro linhas, uma em cada Pólo.

O sistema de Corrente Alternada, leva a energia produzida pelo setor de 60 Hz de Itaipu (frequência brasileira) para a proximidade do centro de consumo da região Sudeste do Brasil e, embora apelidado de 750 kV, sua tensão de transmissão é em 765 kV. Este sistema é composto de três linhas de transmissão entre as subestações de Foz do Iguaçu e Tijuco Preto (SP), na região metropolitana de São Paulo, cada uma com extensão de aproximadamente 900 km e constituída de cerca de 2 mil torres.

O escoamento da energia de Itaipu para o Paraguai é feito na tensão 220 kV a partir do seccionamento e transformação de tensão de 2 linhas de 500kV - 50Hz na subestação da Margem Direita.

Na subestação da Margem Direita, quatro conjuntos autotransformadores/reguladores baixam a tensão de 500kV para 220 kV e entregam a energia a quatro linhas, sendo que

duas delas seguem em direção a Assunção, distante cerca de 300 km, e as outras duas vão para a usina de Acaray, a apenas 5 km da subestação Margem Direita. Da usina de Acaray, pertencente a Ande, outras três linhas seguem também para Assunção <sup>7</sup>.

### 1.3.2 Usina Hidrelétrica Yacyretá

A usina Yacyretá foi construída no trecho que separa a Argentina do Paraguai, estando próxima da cidade paraguaia de Ayolas, departamento de Misiones, e da cidade argentina de Ituzaingó, na província de Corrientes. Esta localizada no km 1495,8 do Rio Paraná na ilha Yacyretá, aproximadamente 453,5 km a jusante da usina Itaipu. A Figura 1.6 apresenta o esquema aéreo da UHE Yacyretá.

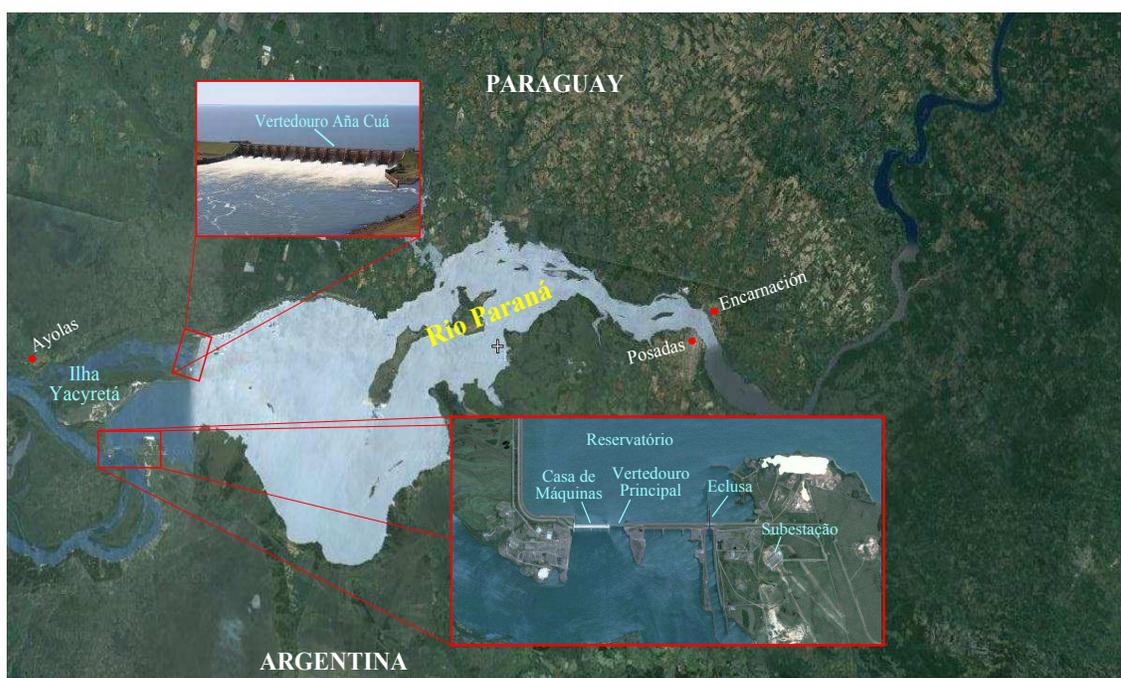


Figura 1.6: Esquema da UHE Yacyretá.

A longa barragem feita cruza a ilha Yacyretá, e submerge os rápidos de Apipé e grande parte da ilha, num lago que foi formado em 1994, quando se fecharam as comportas dos canais de conduto do dique e a represa subiu até o nível de 76 m. A ilha de Yacyretá era formada por uma área de 450 km<sup>2</sup>, dividindo o rio em dois canais principais, os braços de Aña Cuá e Principal, nos quais foram construídas, duas represas e vertedores, uma com dezesseis, e outra com dezoito comportas. Juntos, os vertedores poderão verter no total

<sup>7</sup>Fonte: Itaipu Binacional Disponível em: [www.itaipu.gov.br/](http://www.itaipu.gov.br/) (Transmissão)

95.000 m<sup>3</sup>/s. No sítio de Rincón de Santa María uma eclusa de 27 m de largura e 270 m de comprimento foi construída, a primeira a operar no rio Paraná.

A capacidade instalada da usina Yacyretá é de 3200 MW, composta por 20 unidades geradoras com capacidade nominal de 160 MW cada unidade. Atualmente a usina opera com uma cota de 83 m, atingindo a cota do projeto.

A maior parte da energia elétrica gerada pela usina é destinada ao sistema elétrico argentino através de três linhas de 500 kV que leva a energia desde a usina até a subestação de Ricón de Santa María e abastece 16% da demanda da energia elétrica de Argentina operando a plena carga. No sistema paraguaio a energia é injetada através de uma linha de 220 kV que transmite a energia até a subestação Ayola e complementa 11% da demanda do Paraguai.

### 1.3.3 Projeto Hidrelétrico Corpus Christi

A Comissão Mista do Rio Paraná (COMIP) foi criada em junho de 1971 mediante acordo assinado entre a República de Argentina e a República de Paraguai, com o propósito de proceder ao estudo e avaliação das possibilidades técnicas e econômicas do aproveitamento dos recursos do Rio Paraná no trecho limítrofe entre os dois países, a partir de sua confluência com o Rio Paraná até a foz do Rio Iguazu.

Desde a criação da COMIP, o projeto de Corpus Christi foi objeto de uma série de estudos de pré-viabilidade, viabilidade e de projeto executivo, entre 1975 e 1983, o Consorcio Lehmeier - Harza e Associados, realizou um estudo do aproveitamento do Rio Paraná entre a desembocadura del Rio Iguazu e a seção Encarnación - Posadas, com particular atenção na área de Corpus, onde foram considerados vários locais alternativos, pré-selecionado entre eles os locais de Itacua (Km 1597), Itacurubí (Km 1642) e Pindoi (Km 1658).

Em outubro de 1979 foi assinado o Acordo Tripartite sobre Corpus e Itaipu, pelos governos da Argentina, Brasil e Paraguai, através do qual foi definida a cota máxima de 105 m para a UHE Corpus, também foram definidas algumas restrições operacionais para a UHE Itaipu, em relação ao máximo admissível da vazão e a variação horária e diária do nível.

Em maio de 2000, os governos do Paraguai e da Argentina assinaram um Memorando de Entendimento, declarando a sua vontade de prosseguir a obra mediante uma concessão a ser fornecida a investidores privados, e encarregar à COMIP fazer os estudos preparatórios necessários.

Do ponto de vista ambiental, o local mais apropriado é Pindoi porque os impactos

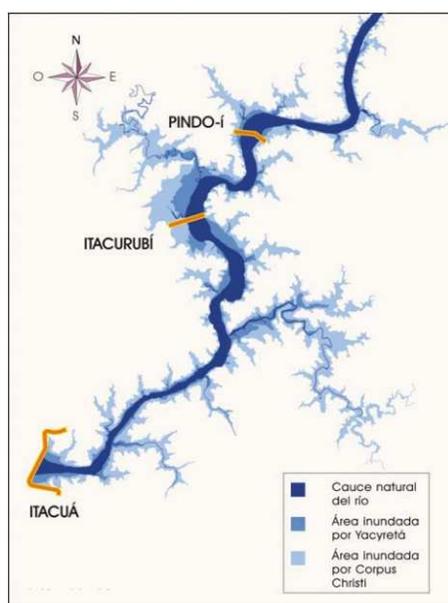


Figura 1.7: Canal Natural do Rio Paraná, Área Inundada por Yacyretá e Corpus Christi.

ambiental e social são menores. A área afetada em Pindoí é de 13.966 ha, em Itacurubi é de 17.430 ha e em Itacua é de 28.371 ha. A Figura 1.7 ilustra a área inundada por Yacyretá e a área que será inundada pela usina Corpus Christi.

Prevê-se a instalação de 20 turbinas Kaplan com potência unitária de 140 MW em uma casa de máquinas localizada na parte central do canal, totalizando uma potência instalada de 2.800 MW. Nos extremos da casa de máquinas será instalado um sistemas de transferência de peixes e na margem direita será instalado uma esclusa de navegação. Entre a ilha e a margem esquerda será instalado o vertedouro de 530 m de largura, com 28 comportas com capacidade para evacuar  $95.000 \text{ m}^3/\text{s}$ .

A Figura 1.8 ilustra a localização das UHE binacionais de Itaipu e Yacyretá, atualmente em operação, e os possível locais para a construção da UHE Corpus.

## 1.4 Planejamento e Coordenação da Operação do SIN

Como observado na Seção 1.1, o Brasil é um país com geração predominantemente hidrelétrica. Isto significa que é necessário um gerenciamento que compatibilize a gestão do armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas com o despacho de geração e os fluxos de potência no sistema de transmissão do SIN. Este gerenciamento é denominado de problema da coordenação da operação de um sistema hidrotérmico de potência.

O volume de água dos reservatórios é dependente basicamente das aflúncias que irão



utilização desta energia e não armazená-la.

A decisão ótima deve equilibrar o benefício do uso da água para a geração de energia hidrelétrica no presente e o benefício esperado de seu armazenamento, tudo medido em termos de economia de combustível. Tratando-se de um problema acoplado no espaço e no tempo [40].

O objetivo econômico do planejamento da operação é substituir, na medida do possível, a geração de origem termoelétrica por geração de origem hidroelétrica. Isto equivale a determinar um cronograma ótimo de geração, a cada intervalo do planejamento, de modo que o sistema atenda a demanda de forma confiável, buscando minimizar o custo esperado da operação durante o período de planejamento, definindo uma estratégia adequada de complementação térmica. A não linearidade da função objetivo deste problema deriva-se também da própria não linearidade da função de geração hidrelétrica.

Como resultado, obtêm-se os comportamentos ótimos do sistema hidrotérmico, tais como trajetórias dos volumes armazenados nos reservatórios, turbinagens e geração hidráulica de cada usina, complementação térmica e energia armazenada de cada usina e do sistema. O problema do planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência pode ser classificado como um problema de otimização de um sistema dinâmico (acoplamento no tempo), não linear, interconectado, não convexo, estocástico, de grande porte e não separável [2]. O problema torna-se não separável devido a que as usinas hidrelétricas constituem-se em um sistema interligado de geração, em grande parte das vezes, as usinas hidrelétricas estão em sequência em uma determinada bacia hidrográfica, ou seja, ocorre um acoplamento operativo entre as usinas, o que leva o problema a características não separáveis. Nos sistemas com grande parcela de geração hidroelétrica, como o sistema brasileiro, o planejamento da operação tem uma grande preocupação com a disponibilidade e o gerenciamento da fonte de suprimento de energia hidráulica. Além disso, ele deve levar em conta um amplo espectro de atividades, abrangendo desde a otimização pluri-anual dos reservatórios até o despacho das usinas, levando em consideração as restrições físicas e operativas.

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.

O planejamento da operação do SIN, devido à sua complexidade, é atualmente feito em etapas com o auxílio da cadeia de modelos desenvolvidos no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) [27]. O planejamento da operação pode ser, então, de médio

prazo, curto e curtíssimo prazo. Cada período com seus específicos aspectos energéticos e elétricos da operação e considerando uma cadeia de modelos de otimização acoplados. O acoplamento entre os modelos é realizado através das funções do custo futuro da operação energética. A Figura 1.9 apresenta a cadeia do planejamento e programação energética do SIN com as três etapas de estudos definidas.

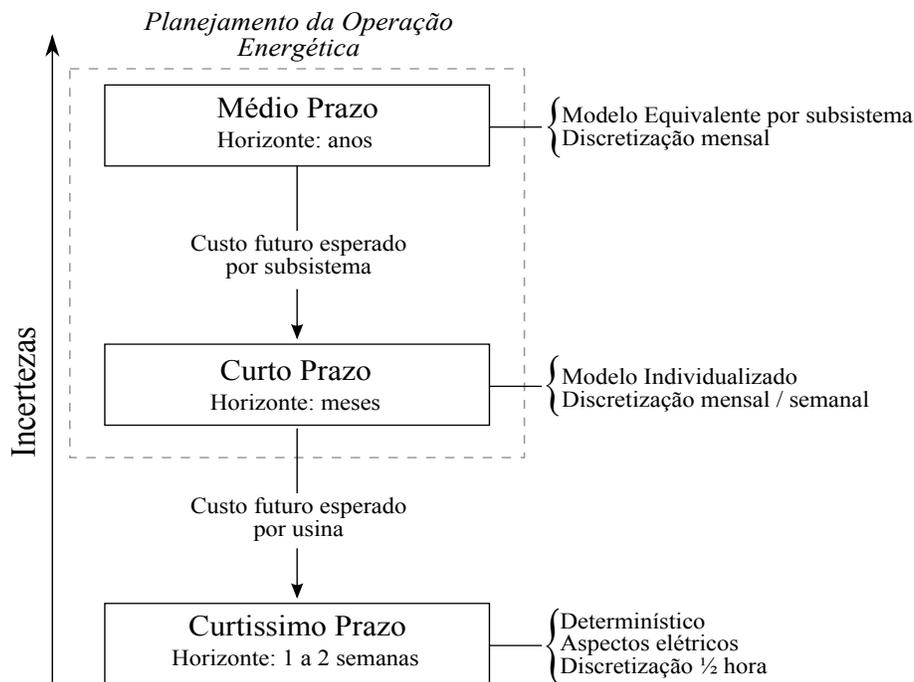


Figura 1.9: Cadeia de Planejamento Energético do SIN.

Para o planejamento de médio prazo é determinada uma política ótima de operação do sistema hidrotérmico brasileiro, considerando a aleatoriedade das afluições, através de um grande número de cenários hidrológicos. O horizonte é de cinco anos com discretização mensal. Como o grau de incerteza das vazões é alto, considera-se importante o uso de modelos estocásticos. Porém a representação individualizada das usinas e a representação estocástica das afluições em um único modelo matemático é tarefa bastante complexa, e que pode inviabilizar o processo de solução.

Com relação ao modelo computacional do planejamento de médio prazo, consta atualmente em uso pelo SEB o modelo NEWAVE, cuja modelagem se baseia na técnica de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) [31], [30] e [10] e a função objetivo busca a minimização do custo esperado da geração térmica no horizonte que se esteja trabalhando, normalmente, de cinco anos. Neste modelo o parque hidrotérmico é representado de forma agregada, o que significa que todos os reservatórios de um subsistema

são agregados, ficando reduzidos a apenas quatro reservatórios equivalentes, um para cada região do SIN e o sistema de geração termelétrica é representado de acordo com seus custos variável unitários e valores de geração mínima e máxima. Como resultado, o modelo fornece uma função de custo futuro por subsistema que é acoplada ao modelo de curto prazo no final do horizonte de planejamento [25], este responsável pela desagregação do despacho dos subsistemas a usinas individualizadas.

O modelo NEWAVE que representa o parque hidroelétrico de forma agregada através dos sistemas equivalentes, é composto por quatro módulos computacionais [12]:

- ① Módulo de cálculo do sistema equivalente: Aqui são construídos os reservatórios equivalentes, para cada subsistema.
- ② Módulo de energias afluentes: Estima os parâmetros do modelo estocástico e gera séries sintéticas de energias afluentes que são utilizadas no módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica e no módulo de simulação da operação.
- ③ Módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica: Determina a política de operação mais econômica para os subsistemas equivalentes, tendo em conta as incertezas nas afluências futuras, os patamares de demanda, a indisponibilidade dos equipamentos.
- ④ Módulo de simulação da operação: Simula a operação do sistema ao longo do período de planejamento, para distintos cenários de sequências hidrológicas, falhas dos componentes e variações da demanda.

No planejamento de curto prazo, adota-se um período de alguns meses a um ano com discretização semanal ou mensal, em que se atribuem as metas de geração individual para as usinas hidrelétricas e térmicas a partir da política ótima de operação calculada na etapa anterior, considerando diversas restrições de geração e também algumas restrições elétricas. Através da consideração da representação individualizada das usinas, adota-se um maior detalhamento do sistema de geração, flexibiliza-se a caracterização da incerteza das vazões, através da consideração de cenário único de vazão para o primeiro mês de otimização. O problema é tratado de forma determinística já que o grau de incerteza das vazões é menor que no médio prazo.

O DECOMP é o modelo utilizado pelo SEB para o planejamento de curto prazo [27]. Neste modelo, o acoplamento com a etapa anterior se dá pela função de custo futuro gerada em um estágio que coincida com o final do horizonte do modelo de curto prazo. Desta

forma é gerada uma função que representa o valor econômico da água armazenada nos reservatórios em função dos seus níveis de armazenamento. O cálculo da política operativa também utiliza PDDE como no médio prazo. A hidrologia é considerada determinística para as semanas do primeiro mês, fornecida por um modelo de previsão de vazões.

A etapa denominada Curtíssimo Prazo, ou Programação da Operação, visa obter um cronograma de despacho de máquinas e de geração para a próxima semana em base horária, com o primeiro dia em base de meia-hora, que seja compatível com as metas de geração das usinas hidrelétricas estabelecidas pelo planejamento nas etapas anteriores e que sirva como uma referência operativa para a operação em tempo real do sistema [3], [5] e [4]. Neste contexto, é fundamental uma detalhada representação de todos os aspectos operativos do sistema, incluindo os aspectos energéticos, hidráulicos e elétricos.

O modelo sendo validado pelo SEB é o modelo DESSEM. O horizonte utilizado é de apenas alguns dias, discretizados em etapas horárias ou de meia em meia hora. O modelo DESSEM acopla-se ao modelo DECOMP através de funções de custo futuro por usina e, portanto, pode ser usado para desagregar sua solução a usinas individualizadas. Este modelo se baseia na técnica de Programação Dinâmica Dual Determinística (PDDD). O propósito do modelo será atuar como um sistema de suporte à decisão, para formulação de propostas de referência para a programação diária da operação.

A partir das características das três etapas descritas anteriormente, a cadeia de planejamento da operação pode ser dividida em planejamento e programação da operação energética. O planejamento da operação engloba as etapas de médio e curto prazo, em que aspectos hidráulicos e estocásticos do problema são considerados com maior relevância. A programação da operação engloba a etapa de curtíssimo prazo, na qual as restrições vindas da operação elétrica do problema são consideradas com maior relevância.

## 1.5 Cadeia de Coordenação Desenvolvida na UNICAMP

A cadeia de coordenação desenvolvida pelo grupo de pesquisadores da UNICAMP, propõe uma abordagem descrita em [28], [1], [22], e [41], que define três premissas principais para o planejamento da operação:

- A operação individualizada das usinas hidrelétricas e termelétricas;
- Representação detalhada das não linearidades características de operação das usinas;
- Representação indireta da estocasticidade das vazões afluentes.

O modelo proposto pelo COSE/UNICAMP para o planejamento energético é o modelo ODIN, uma abordagem baseada em modelo de controle preditivo (MCP) que se utiliza de simulação, otimização e previsão de vazões, trabalhando com discretização mensal, sendo o primeiro mês discretizado em semanas. Este modelo é diferente do modelo atual utilizado no SEB, que utiliza no planejamento dois modelos, um de médio prazo (NEWAVE) e outro de curto prazo (DECOMP).

Os modelos envolvidos na solução do problema de planejamento da operação energética possuem as seguintes características:

- ☞ **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. 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 [23].
- ☞ **HydroPrev:** modelo de previsão de vazões baseado em redes neurais combinadas com lógica *fuzzy*. A previsão de vazões pode utilizar um conjunto de vazões fornecidas, sem que essas estejam em sequência [38].
- ☞ **HydroSim:** 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 [24].

Para o caso da programação da operação, a metodologia utilizada atualmente no SEB propõe um único modelo (DESSEM) que considera simultaneamente os aspectos energéticos, hidráulicos, e elétricos do sistema, enquanto que a metodologia da UNICAMP propõe três modelos distintos, um modelo de despacho ótimo de máquinas e de geração (Hydro-Desp) [3] e [4], um modelo de simulação hidráulica em base horária (HydroSim CP) [24], e um modelo de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) [7]. O acoplamento entre o planejamento energético e a programação da operação é feita por metas de geração para todas as usinas do sistema.

## 1.6 Objetivo do Trabalho

O objetivo deste trabalho é avaliar o impacto da operação das usinas hidrelétricas brasileiras que compõem o Sistema Interligado Nacional (SIN) sobre as usinas hidrelétricas binacionais de Corpus e Yacyretá. A avaliação é feita considerando dois estudos de caso com dados oficiais do programa mensal da operação (PMO), simulados em 64 cenários históricos, considerando séries históricas de vazões de 1931 a 1998. No primeiro caso é considerada a simulação da operação no horizonte de médio prazo do SIN e as usinas binacionais de maneira desacoplada, no segundo caso, é considerada a simulação da operação coordenada do SIN com as usinas binacionais, criando um subsistema adicional, composto pelas usinas binacionais, conectado hidráulicamente aos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) e Sul (S). Os estudos utilizam o modelo ODIN em base mensal.

## 1.7 Estrutura da Dissertação

O trabalho está dividido da seguinte maneira: no presente capítulo foi apresentada uma pequena descrição da integração energética na América do Sul, uma breve descrição do SIN e seu planejamento e coordenação, também foi apresentada uma descrição das usinas hidrelétricas binacionais que estão localizadas no rio Paraná e finalmente foi apresentado o objetivo e a estrutura deste trabalho.

No Capítulo 2 serão definidos os elementos básicos que compõem um sistema hidrotérmico de geração de energia.

No Capítulo 3 serão apresentados os modelos que compõem a política operativa ODIN, além da aplicação desse modelo ao SIN.

No Capítulo 4 serão comentados o procedimento da avaliação dos benefícios e os resultados obtidos nas simulações realizadas com o modelo ODIN para a avaliação dos benefícios associados à operação coordenada das usinas hidrelétricas brasileiras com as usinas hidrelétricas binacionais.

No Capítulo 5 serão apresentadas algumas conclusões do trabalho.

## Capítulo 2

### Sistema Hidrotérmico

Um sistema hidrotérmico de geração de energia é caracterizado por dois meios distintos de produção: geração hidráulica e geração térmica, que devem ser operados conjuntamente, de modo a satisfazer uma demanda definida pelo mercado consumidor. Na Figura 2.1, apresentamos esquematicamente este sistema energético onde  $P$ ,  $G$  e  $D$  representam respectivamente, a energia gerada pelo sistema hidráulico, a energia gerada pelo sistema térmico e a energia consumida pelo mercado.

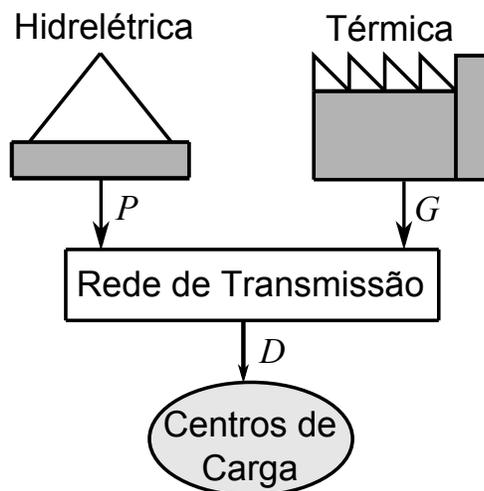


Figura 2.1: Esquema de um Sistema Hidrotérmico.

Devido ao baixo custo da geração da energia hidrelétrica em relação à geração da energia termelétrica, a política ótima de operação de um sistema hidrotérmico depende quase totalmente do sistema de geração hidráulico, tornando assim, importante a decisão de quando e quanto gerar com este sistema, conhecendo certas limitações físicas, tais como: capacidades dos reservatórios, aportes de água devido às chuvas, afluências e os rendimentos das unidades geradoras. Ao sistema térmico resta satisfazer o déficit da

produção, isto é, gerar o equivalente à diferença entre a demanda e a produção de energia do parque hidráulico. Então, o problema de operação ótima deve ser encarado, como a minimização do custo total da geração de energia termelétrica, procurando equilibrar o uso temporal da energia hidráulica e térmica, afim de atender a demanda de energia elétrica em cada período.

## 2.1 Usinas Hidrelétricas

Um sistema hidráulico para a geração de energia elétrica é composto basicamente por: uma barragem formadora de um reservatório que represa um curso d'água, uma tomada de água e condutos forçados, casa de máquinas, situada num nível mais baixo, um vertedouro, por onde a água é liberada sem passar pelas turbinas e um canal de restituição ou canal de fuga, o que conduz a água ao rio ou a outro curso d'água. Estes componentes podem ser visualizados na Figura 2.2.

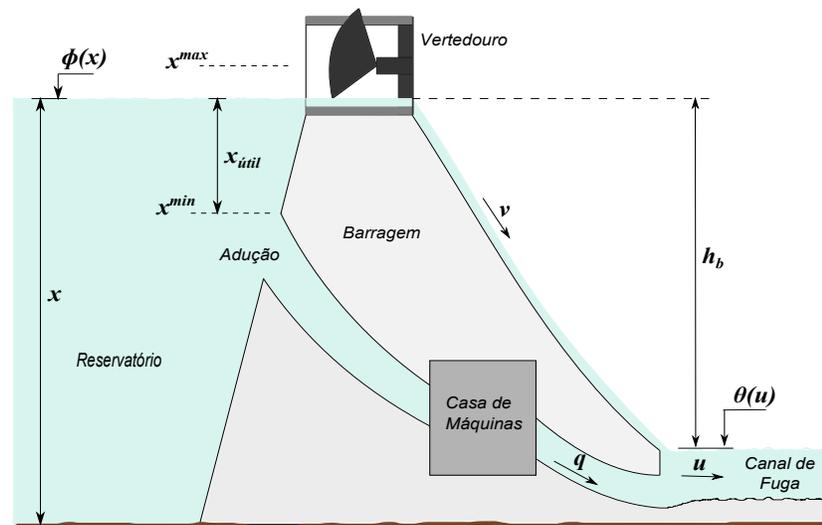


Figura 2.2: Principais componentes de uma usina hidrelétrica

O potencial hidrelétrico é proporcionado pela vazão hidráulico e pelo aproveitamento dos desníveis existentes ao longo do curso de um rio. Isso pode ocorrer de uma forma natural, quando o desnível está concentrado numa cachoeira, através de uma barragem, quando pequenos desníveis são concentrados na altura da barragem, ou através de desvio do rio de seu leito natural, concentrando-se os pequenos desníveis nesses desvios.

No processo de geração de energia hidrelétrica, a energia potencial hidráulica é transformada em energia elétrica. A energia potencial hidráulica é obtida a partir do armazenamento de água em reservatório ou lago, através da construção de uma obra de represamento

(barragem). A água do reservatório é conduzida através de conduto forçado até a casa de força, onde estão instalados conjuntos turbina-gerador. Na casa de máquinas, as pás das turbinas são acionadas pela água e conseqüentemente giram os eixos que as conectam com os geradores. Dessa forma a energia potencial hidráulica é convertida em energia cinética de rotação. Nos geradores a energia cinética desenvolvida é transformada em energia elétrica. A energia gerada passa pelos transformadores elevadores instalados em uma subestação próxima às usinas, para elevar a tensão e injetar no sistema de transmissão para a sua entrega aos centros de consumo.

Depois de passar pelas turbinas, a água é conduzida até um canal de fuga da usina para retornar ao rio. A diferença de níveis criada entre o nível do reservatório e o nível de canal de fuga, através da barragem, é a chamada altura bruta, a qual é muito importante para determinar a capacidade de produção de energia elétrica da usina. A seguir apresenta-se as principais variáveis envolvidas no modelo matemático de uma usina hidroelétrica.

- $x$  : volume do reservatório [ $\text{hm}^3$ ];
- $x^{max}$  : volume máximo operativo do reservatório [ $\text{hm}^3$ ];
- $x^{min}$  : volume mínimo operativo do reservatório [ $\text{hm}^3$ ];
- $x_{\text{útil}} = x - x^{min}$  : volume útil do reservatório [ $\text{hm}^3$ ];
- $q$  : vazão descarregada através das turbinas (vazão turbinada) [ $\text{m}^3/\text{s}$ ];
- $v$  : vazão descarregada pelo vertedouro (vazão vertida) [ $\text{m}^3/\text{s}$ ];
- $u = q + v$  : vazão defluente da usina [ $\text{m}^3/\text{s}$ ];
- $h_b = \phi(x) - \theta(u)$  : altura de queda bruta [m];
- $\phi(x)$  : nível de água do reservatório (cota de montante) [m];
- $\theta(u)$  : nível de canal de fuga (cota de jusante) [m];

### 2.1.1 Reservatório

O objetivo do reservatório é armazenar água para ser utilizada na produção da energia elétrica. O reservatório de uma usina pode ser classificado conforme sua capacidade de armazenamento, em reservatório de acumulação ou de compensação. As usinas com reservatório de acumulação podem variar a quantidade de água armazenada em seus reservatórios, possuem grande capacidade de armazenamento de energia em forma de água, são

capazes de regularizar vazões de alguns meses a alguns anos. As usinas com reservatório de compensação apresentam pequena capacidade de armazenar energia, o que permite apenas a regularização de descargas semanais ou diárias. Usinas com reservatório de acumulação são denominadas usinas de reservatórios, e usina com reservatórios de compensação são comumente chamadas de usinas a fio d'água. Uma seleção das usinas do sistema elétrico brasileiro ilustra esta classificação na Figura 2.3.

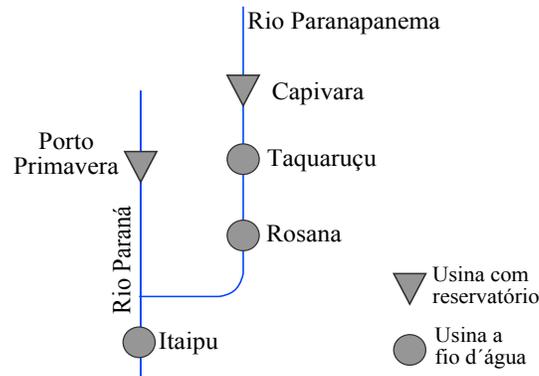


Figura 2.3: Cascata com Usinas de Reservatório e a Fio D'água.

O volume do reservatório está associado ao nível d'água e pode ser classificados de acordo com seu uso:

- **Volume morto**, corresponde à parte do volume do reservatório inativa para fins de captação de água. Corresponde ao volume do reservatório compreendido abaixo do nível mínimo operativo. O volume morto pode ser considerado como um valor de referência a partir do qual o armazenamento d'água no reservatório está disponível para a produção da energia elétrica.
- **Volume útil**, é o volume de água armazenado entre os níveis de água, mínimo e máximo operativo e representa o volume total de água aproveitável para a geração de energia elétrica.
- **Volume de segurança**, é o volume vazio entre o nível de água máximo operativo e o nível de água maximorum do reservatório. Ele define uma faixa de segurança com o objetivo de reduzir o risco de comprometimento da barragem.
- **Volume de espera**, definido por uma redução sazonal do volume útil com o objetivo de aumentar a capacidade de controle de cheias.

### 2.1.2 Afluência

O volume de água que chega ao reservatório, chamada vazão afluente, chega ao reservatório através do manancial hídrico (rios, lagos, etc.) ou da área de drenagem da bacia hidráulica. É bom realçar a importância da vazão afluente ao reservatório como informações para o planejamento da operação energética, já que ela, além das características da usina, determinará a quantidade de energia elétrica que poderão ser produzida. A vazão afluente pode ser de dois tipos: natural ou incremental.

- A vazão afluente natural é o volume total de água que passa por uma seção transversal do manancial, considerando todas as descargas de usinas hidrelétricas a montante desta seção, sejam laterais ou do próprio manancial.
- Vazão afluente incremental é o volume que chega ao manancial devido à área de drenagem a montante da seção considerada.

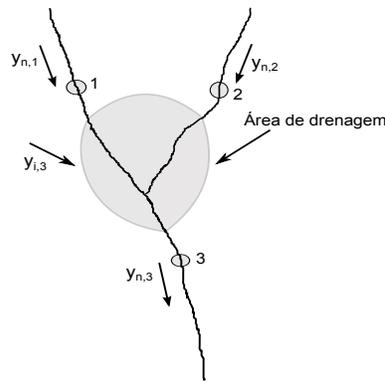


Figura 2.4: Representação Esquemática de vazões naturais e incrementais.

A afluência incremental  $y_{i,j}$  de uma usina  $j$  pode ser calculada a partir do conhecimento das vazões naturais  $y_{n,k}$  em diferentes seções de um manancial hídrico. A Figura 2.4 ilustra a vazão natural nas seções 1, 2 e 3 e a vazão incremental criada pela área de drenagem a montante da seção 3. A vazão afluente incremental da seção 3 que mostra a Figura 2.4 pode ser calculada a seguinte maneira:

$$y_{n,3} = y_{n,1} + y_{n,2} + y_{i,3}$$

$$y_{i,3} = y_{n,3} - (y_{n,1} + y_{n,2})$$

De uma maneira genérica, a vazão afluyente incremental a uma usina  $j$  pode ser determinada pela equação abaixo:

$$y_{i,j} = y_{n,j} - \sum_{k \in \Omega_j} y_{n,k} \quad [\text{m}^3/\text{s}] \quad (2.1)$$

onde;  $y_{i,j}$  é a vazão afluyente incremental à usina  $j$ ,  $y_{n,j}$  é a vazão afluyente natural e  $\Omega_j$  representa o conjunto das usinas imediatamente a montante da usina  $j$ .

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) dispõe de registros mensais de dados históricos de vazões naturais afluentes para cada usina hidrelétrica desde 1931. As séries mensais de vazões naturais são sazonais e apresentam comportamento periódico. A partir destes dados é possível calcular a média das afluências para cada mês do ano para cada usina. Esta média é conhecida como Média de Longo Termo (MLT).

### 2.1.3 Cota Montante do Reservatório

A cota montante do reservatório é o nível do reservatório em relação ao nível do mar e é representada pela variável  $\phi(x)$  na Figura 2.2. O nível do reservatório é uma função do volume de água armazenada no reservatório e geralmente é representada por polinômios. Esses polinômios podem ser obtidos a partir de estudos topográficos da região alagada pela construção da barragem, com fins de determinar o volume de alagamento para diferentes posições do nível d'água do reservatório. A Figura 2.5 apresenta o gráfico do polinômio Volume x Cota de Montante do reservatório da usina de Emborcação.

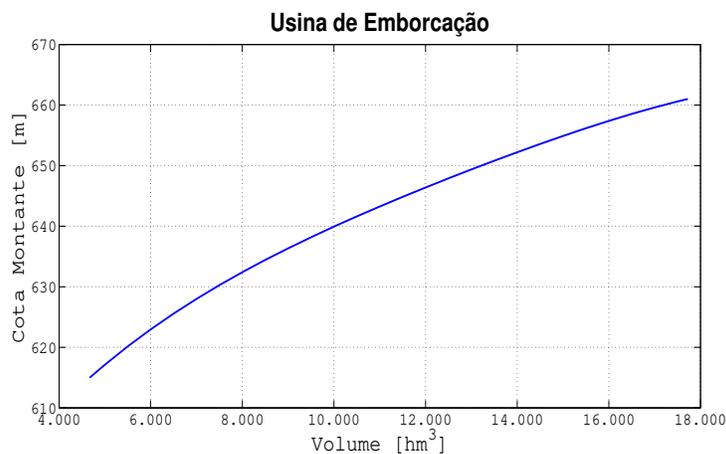


Figura 2.5: Polinômio Volume x Cota de Montante da usina de Emborcação.

### 2.1.4 Barragem

A finalidade da barragem é represar a água no leito do rio para uso posterior. O objetivo principal da barragem é o armazenamento d'água para a regularização da vazão, outro dos objetivos da barragem é criar uma altura de queda d'água. A vazão retirada do reservatório pelo conduto forçado e que passa pelas turbinas para a produção da energia elétrica é representada pela variável  $q$  e é chamada vazão turbinada, essa vazão têm um limite máximo denominado engolimento máximo e é representada pela variável  $\bar{q}$ . O volume de água excedente que retorna ao leito do rio através do vertedouro e que não foram utilizados para a produção da energia elétrica é denominado vertimento e é representada pela variável  $v$ . A seguinte equação mostra o relacionamento da defluência  $u$ , a vazão turbinada  $q$  e o vertimento  $v$ .

$$u = q + v \quad [\text{m}^3/\text{s}] \quad (2.2)$$

### 2.1.5 Cota do Canal de Fuga

A cota do canal de fuga ou cota jusante representada por  $\theta(u)$  na Figura 2.2, é o nível do canal de fuga em relação ao nível do mar e também é representada por polinômios. A Figura 2.6 apresenta o gráfico do polinômio Defluência x Cota do Canal de Fuga da usina de Emborcação.

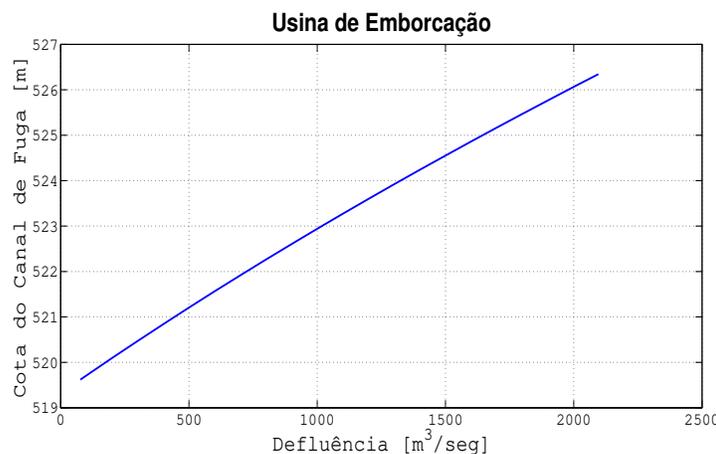


Figura 2.6: Polinômio Defluência x Cota do Canal de Fuga da usina de Emborcação.

### 2.1.6 Alturas de Queda Bruta e Líquida

A altura de queda bruta representada por  $h_b$  na Figura 2.2 é definida a partir da diferença do nível do reservatório e o canal de fuga como mostra-se na seguinte equação:

$$h_b = \phi(x) - \theta(u) \quad [\text{m}] \quad (2.3)$$

A altura de queda líquida é definida pela seguinte equação:

$$h_l = h_b - pc = \phi(x) - \theta(u) - pc \quad [\text{m}] \quad (2.4)$$

Onde, a variável  $pc$  representa a perda de carga hidráulica, em metros, que a água sofre ao escoar no interior do conduto forçado desde o reservatório até as turbinas hidráulicas [20]. Esta perda é relacionada, principalmente, com o atrito entre a água e as paredes internas do canal de adução. Nos modelos adotados pelo setor elétrico brasileiro, existem três representações da perda de carga:

$$pc = \begin{cases} c_1 \cdot h_b \\ c_2 \\ c_3 \cdot q^2 \end{cases} \quad [\text{m}] \quad (2.5)$$

A primeira representa uma porcentagem  $c_1$  da altura bruta da usina, a segunda é um valor constante e a terceira é uma função quadrática da turbinagem da usina, onde,  $c_1, c_2$  e  $c_3$  são constantes positivas. Segundo o cadastro de usinas da Eletrobrás, a maioria das usinas brasileiras apresenta a perda de carga hidráulica como uma porcentagem  $c$  da altura bruta da usina ( $c \cdot h_b$ ). A Tabela 2.1 apresenta os valores de perda de carga para algumas usinas brasileiras [23].

Usina	Coeficientes de perda de carga	
	<i>Tipo</i>	<i>c</i>
Furnas	$c \cdot h_b$	$1,09 \times 10^{-6}$
Emborcação	$c \cdot h_b$	$1,27 \times 10^{-6}$
São Simão	$c \cdot h_b$	$0,62 \times 10^{-6}$
Ilha Solteira	$c \cdot h_b$	$2,35 \times 10^{-6}$

Tabela 2.1: Coeficientes de perda de carga.

A Figura 2.7 apresenta a variação da altura líquida com o armazenamento em função do aumento da defluência para a usina de Emborcação.

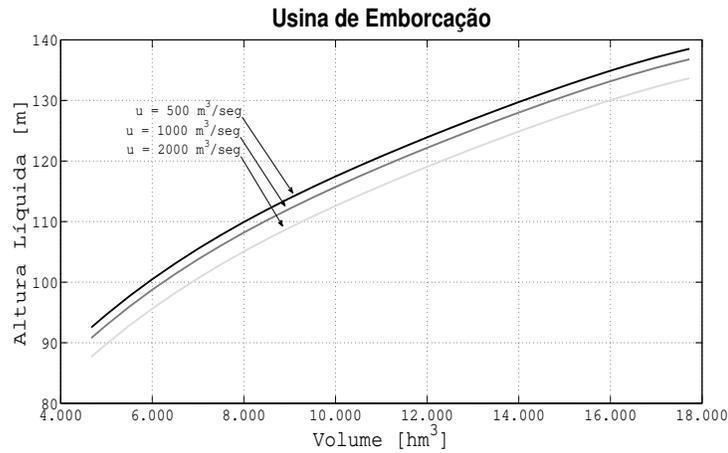


Figura 2.7: Efeito da variação da defluência no cálculo da Altura Líquida da Usina de Emborcação.

### 2.1.7 Unidades Geradoras

As unidades geradoras de uma usina podem ser divididas em diferentes conjuntos de acordo com suas características. Cada unidade geradora é composta por um conjunto turbina/gerador. A cada conjunto turbina/gerador, corresponde um tipo de turbina sendo as mais comuns são: Francis, Kaplan e Pelton. A cada unidade geradora é associada uma potência efetiva ( $p_{ef,j}$ ) definida como a máxima potência ativa possível de ser gerada, em regime permanente, na unidade geradora a partir de sua entrada em operação. A menor queda líquida sob a qual a unidade em operação desenvolve a sua potência efetiva é denominada altura efetiva ( $h_{ef,j}$ ) e a vazão turbinada que, submetida à queda efetiva, produz a potência efetiva é denominada engolimento efetivo ( $q_{ef,j}$ ). A partir dos conceitos de engolimento efetivo e potência efetiva de cada unidade geradora de um conjunto e do número de conjuntos que uma usina possui, podem ser definidos os conceitos de Engolimento Efetivo  $q_{ef}$  e Potência Efetiva  $p_{ef}$  da usina:

$$q_{ef} = \sum_{j=1}^{N_c} (N_j \cdot q_{ef,j}) \quad [\text{m}^3/\text{s}] \quad (2.6)$$

$$p_{ef} = \sum_{j=1}^{N_c} (N_j \cdot p_{ef,j}) \quad [\text{MW}] \quad (2.7)$$

A Tabela 2.2 mostra as características dos conjuntos Turbina/Gerador de algumas usinas.

Usina	Conjuntos Turbina/Gerador					
	$N_c$	$Tipo_j$	$N_j$	$h_{ef,j}$ [m]	$q_{ef,j}$ [m <sup>3</sup> /seg]	$p_{ef,j}$ [MW]
Furnas	2	<i>Francis</i>	6	90,0	211	164
		<i>Francis</i>	2	89,30	213	164
Emborcação	1	<i>Francis</i>	4	130,30	262	298,00
São Simão	1	<i>Francis</i>	6	70,90	445	285,00
Ilha Solteira	1	<i>Francis</i>	24	41,50	442	162,00

Tabela 2.2: Característica dos Conjuntos Turbina/Gerador [23].

### 2.1.8 Potência Máxima e Engolimento Máximo

A potência máxima de uma unidade geradora é definida como o maior valor da potência ativa de saída, para uma determinada altura de queda líquida, levando-se em conta as limitações da turbina e do gerador [20]. O engolimento máximo de uma unidade geradora é definida como a vazão turbinada que, numa dada altura de queda líquida, produz a potência máxima da unidade.

Para cada altura de queda, uma unidade geradora é capaz de produzir uma potência máxima às custas de um turbinamento (engolimento) máximo.

A Figura 2.8 ilustra o comportamento da potência máxima de uma unidade geradora em relação à altura líquida à que a mesma é submetida.

A operação da usina em alturas de quedas líquidas inferiores à queda líquida efetiva faz com que a geração de energia fique limitada pela turbina. Neste caso, a potência mecânica máxima produzida pela turbina é inferior à potência que o gerador deve receber para produzir a potência efetiva. Já na operação em condições de queda líquida superior à queda líquida efetiva, a turbina é capaz de produzir potências mecânicas superiores àquela que o gerador consegue absorver. Neste caso, a geração fica limitada pelo gerador, e os distribuidores da turbina são parcialmente fechados para diminuir a potência mecânica transferida ao gerador. Isto explica o comportamento decrescente da curva de engolimento assim como o comportamento constante da curva de potência máxima, com a queda líquida crescente.

Para uma altura de queda líquida menor que a altura de queda efetiva, a unidade geradora não consegue atingir sua potência efetiva. Neste caso, a turbina apresenta um engolimento menor que seu engolimento efetivo. Por outro lado, para uma altura de queda líquida maior que a altura de queda líquida efetiva, a unidade geradora atinge sua potência efetiva e também apresenta engolimento menor que o engolimento efetivo, pois o gerador não é capaz de receber toda a potência disponível na turbina caso o engolimento fosse maior.

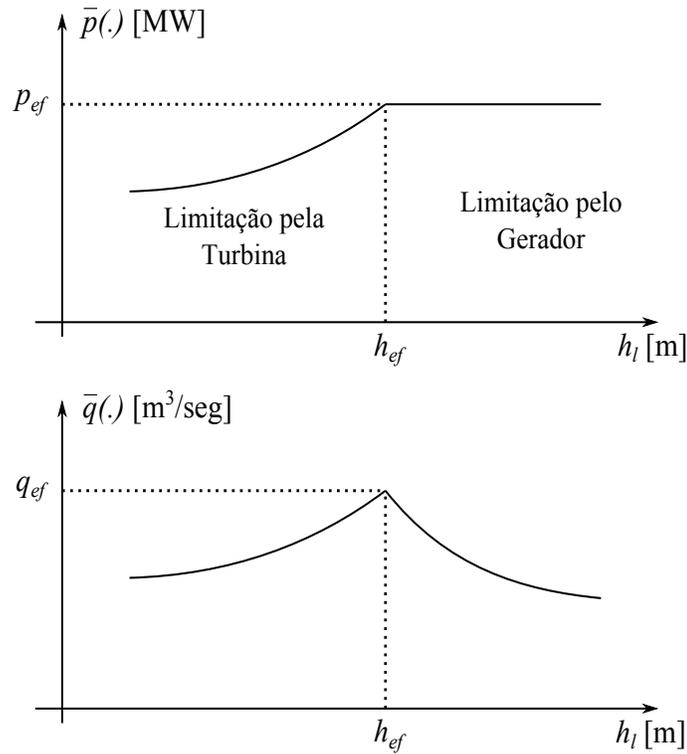


Figura 2.8: Curvas da Potência Máxima e Engolimento Máximo em relação à Altura de Queda Líquida de uma unidade geradora.

Portanto, para quedas líquidas maiores que a queda líquida efetiva, o engolimento tende a diminuir com o aumento da queda líquida, ou seja, a unidade produz sua potência efetiva e economiza água do reservatório.

Nos modelos adotados pelo setor elétrico brasileiro existem duas formas de representar a potência máxima e o engolimento em função da altura líquida. Uma forma é a representação detalhada, através dos polinômios ajustados às medições de potência máxima e engolimento para diversos valores de altura de queda líquida das unidades geradoras [23]. A segunda forma, adotada neste trabalho, é a representação simplificada.

Na representação simplificada, o engolimento máximo de uma unidade geradora  $j$  pode ser representada pela equação:

$$\bar{q}_j = q_{ef,j} \cdot \left( \frac{h_l}{h_{ef,j}} \right)^\alpha \quad [\text{m}^3/\text{s}] \quad (2.8)$$

onde  $\alpha$  é uma constante dada por:

$$\alpha = \begin{cases} 0,5 & \text{se } h_l < h_{ef,j} \text{ e turbina tipo Francis ou Pelton} \\ 0,2 & \text{se } h_l < h_{ef,j} \text{ e turbina tipo Kaplan} \\ -1,0 & \text{se } h_l \geq h_{ef,j} \end{cases} \quad (2.9)$$

O engolimento máximo é dado pelo somatório dos engolimentos máximos de cada conjunto:

$$\bar{q} = \sum_{j=1}^{N_c} (N_j \cdot \bar{q}_j) \quad [\text{m}^3/\text{s}] \quad (2.10)$$

A potência máxima para a representação simplificada é dada por:

$$\bar{p}_j = p_{ef,j} \cdot \left( \frac{h_l}{h_{ef,j}} \right)^\beta \quad [\text{MW}] \quad (2.11)$$

onde o expoente  $\beta$  é dado por:

$$\beta = \begin{cases} 1,5 & \text{se } h_l < h_{ef,j} \text{ e turbina tipo Francis ou Pelton} \\ 1,2 & \text{se } h_l < h_{ef,j} \text{ e turbina tipo Kaplan} \\ 0,0 & \text{se } h_l \geq h_{ef,j} \end{cases} \quad (2.12)$$

A potência máxima da usina é dada pelo somatório das potências máximas de cada conjunto:

$$\bar{p} = \sum_{j=1}^{N_{c_j}} (N_j \cdot \bar{p}_j) \quad [\text{MW}] \quad (2.13)$$

As Figuras 2.9 e 2.10 apresentam as curvas de potência máxima e engolimento máximo em função da altura de queda líquida das usinas de Emborcação e São Simão, respectivamente, de acordo com a representação simplificada.

### 2.1.9 Função de Produção Hidráulica

A função de produção hidráulica de uma usina pode ser deduzida a partir da energia potencial armazenada no reservatório. A geração de energia em usina hidroelétrica é obtida a partir da energia potencial do volume de água armazenado no reservatório. Seja a variação de energia potencial, medida em *Joules*, em relação a uma variação de massa de água no reservatório de uma usina, definida como:

$$de_p = dm \cdot g \cdot h_l \quad [\text{J}] \quad (2.14)$$

onde  $dm$  é uma variação incremental da massa de água armazenada no reservatório,  $g$  é a aceleração da gravidade e  $h_l$  é a altura de queda líquida d'água provocado pela barragem.

Essa variação de massa  $dm$  pode ser convertida em uma variação de volume, utilizando-se o peso específico da água  $\rho = 1000 \text{ Kg/m}^3$ , ou seja,

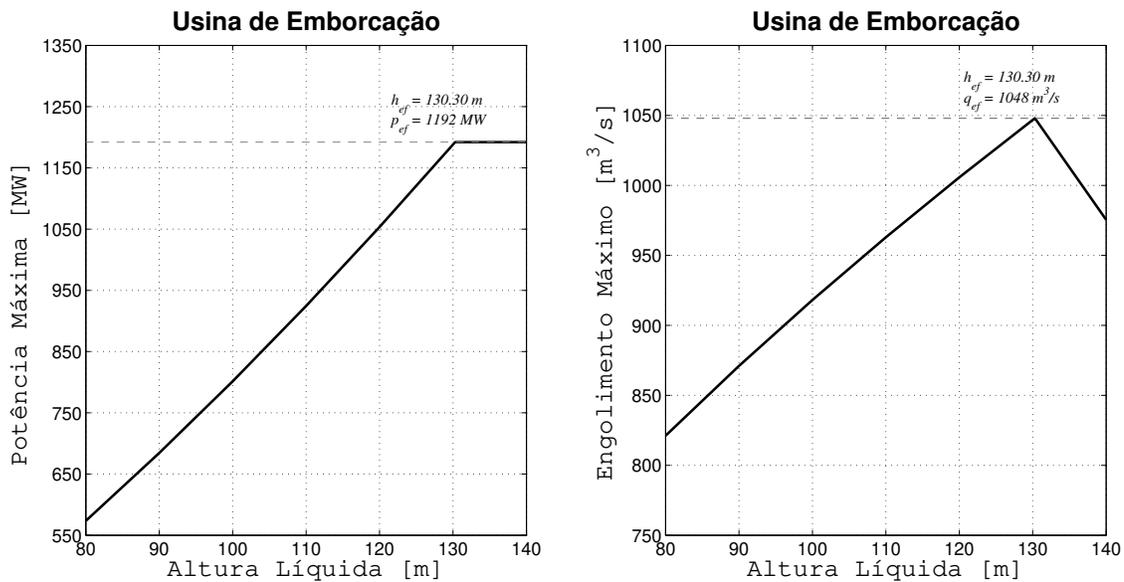


Figura 2.9: Curvas da Potência Máxima e Engolimento Máximo em relação à Altura de Queda Líquida para a usina de Emborcação.

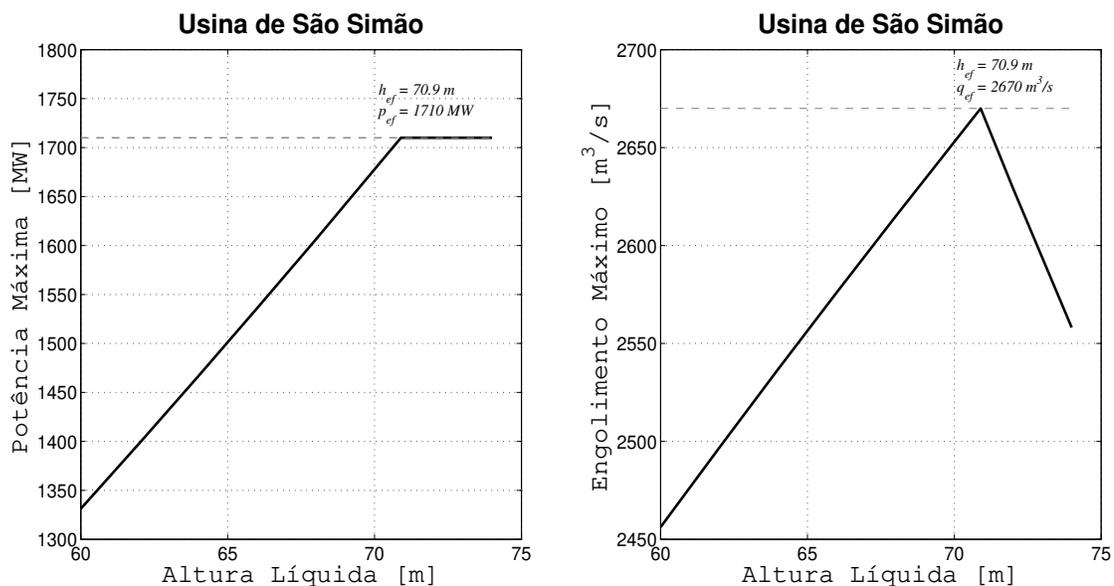


Figura 2.10: Curvas da Potência Máxima e Engolimento Máximo em relação à Altura de Queda Líquida para a usina de São Simão.

$$\rho = \frac{m}{v} \Rightarrow dm = \rho \cdot dv \quad (2.15)$$

A variação de volume pode ser convertida em vazão defluente  $q$ , considerando-se um intervalo infinitesimal de tempo:

$$q = \frac{dv}{dt} \Rightarrow dv = q \cdot dt \quad (2.16)$$

Pode-se escrever a equação da variação da energia potencial, a partir das transformações indicadas nas equações 2.15 e 2.16, em função da vazão retirada do reservatório, da forma:

$$de_p = \rho \cdot q \cdot dt \cdot g \cdot h_l \quad (2.17)$$

A transformação de energia potencial ( $e_p$ ) em energia elétrica ( $e_e$ ) depende do rendimento  $\eta$  do conjunto turbina/gerador:

$$e_e = \eta \cdot e_p \quad (2.18)$$

O rendimento  $\eta$  é uma função da vazão turbinada e da altura de queda líquida da usina. A função de rendimento fornece o rendimento de uma unidade geradora desde os estados de turbinamento e queda líquida mínimos necessários para a geração de energia, até as condições de turbinamento e queda líquida máximos.

Para os problemas de planejamento da operação em médio e longo prazo, em geral,  $\eta$  é considerado constante e igual a um valor médio ( $\eta^{med}$ ). Adota-se um valor médio do rendimento porque o turbinamento e a queda líquida ficam limitados a uma faixa de operação em função das características que o problema assume num horizonte de médio e longo prazos. A equação de transformação de energia elétrica pode ser escrita como:

$$de_e = \eta^{med} \cdot \rho \cdot q \cdot dt \cdot g \cdot h_l \quad (2.19)$$

Sendo a potência, a variação de energia no tempo, dada em *Watts* ou *Joules* por segundo, a geração hidroelétrica  $p$  é dada:

$$p = \eta^{med} \cdot \rho \cdot q \cdot g \cdot h_l = k \cdot q \cdot h_l \quad [\text{W}] \quad (2.20)$$

onde a constante  $k$ , é denominada produtibilidade específica da usina, e pode ser calculada substituindo-se os valores do peso específico da água e da aceleração da gravidade:

$$k = \rho \cdot g \cdot \eta^{med} = 1000 \left[ \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} \right] \cdot 9,81 \left[ \frac{\text{m}}{\text{s}^2} \right] \cdot \eta^{med} \quad \left[ \frac{\text{W}}{(\text{m}^3/\text{seg}) \cdot \text{m}} \right] \quad (2.21)$$

A potência dada pela Equação 2.20 pode ser expressa em MW, dividindo o valor da produtibilidade específica por  $10^6$ ;

$$k = \frac{9810}{10^6} \cdot \eta_i^{med} = 0,00981 \cdot \eta^{med} \quad \left[ \frac{\text{W}}{(\text{m}^3/\text{seg}) \cdot \text{m}} \right] \quad (2.22)$$

Geralmente, o valor do rendimento médio varia entre os seguintes limites [43]:

$$0,88 < \eta_i^{med} \leq 0,94 \quad (2.23)$$

Alguns valores da produtibilidade específica de algumas usinas são apresentadas na Tabela 2.3:

Usina	Produtibilidade Específica ( $k$ )
Furnas	0,008633
Emborcação	0,008731
São Simão	0,009025
Ilha Solteira	0,008829

Tabela 2.3: Produtibilidade Específica de algumas usinas.

A altura de queda líquida do reservatório é igual à altura de queda bruta menos as perdas de carga, ou seja, a diferença entre a cota montante e a cota jusante do reservatório menos as perdas de carga. Então, a função de produção pode ser representada como uma função do volume armazenado no reservatório e da vazão defluída pela usina:

$$p(x, u) = k \cdot (\phi(x) - \theta(u) - pc) \cdot q \quad [\text{MW}] \quad (2.24)$$

Considerando que toda a vazão defluente da usina seja turbinada até que o engolimento máximo seja atingido, ou seja:

$$q = \min(u, \bar{q}) \quad (2.25)$$

$$v = u - q \quad (2.26)$$

Neste caso, a função de produção hidráulica apresenta algumas características particulares:

- para um determinado volume  $x$ , a função é crescente em relação à defluência  $u$  para  $u < \bar{q}$ ;

- para  $u > \bar{q}$ , a função de geração é constante em relação a defluência  $u$  ou levemente decrescente, devido à influência do vertimento no canal de fuga que causa a diminuição da queda líquida disponível;
- quando aumenta o volume do reservatório ocorre um aumento de produtividade das usinas, devido ao aumento da altura de queda líquida.

## 2.2 Usinas Termelétricas

A geração termelétrica é uma das fontes geradoras de energia mais antigas e mais utilizada. Em usinas termelétricas, a energia elétrica é obtida da transformação de energia térmica em energia mecânica para a movimentação da turbina acoplada a um gerador. A diferença entre os vários tipos de usinas está no modo em que é obtida esta energia térmica, mais especificamente, no tipo de combustível que a usina utiliza e na forma como é queimado.

As usinas termelétricas são comumente classificadas em dois grupos:

- i. Usinas convencionais, cujos combustíveis são materiais fósseis, como carvão, óleo, gás natural e biomassa;
- ii. Usinas nucleares, que fazem uso de combustíveis físséis, como o urânio natural e enriquecido.

Com relação ao processo de queima do combustível, as usinas termelétricas podem ser classificadas em: usinas com turbina a vapor, usinas com turbina a gás e usinas de combustão direta.

Em usinas a vapor, o combustível é queimado para fornecer calor a uma caldeira com água armazenada. Ao ser aquecida, a água é transformada em vapor que, sob pressão, movimenta uma turbina. A energia cinética produzida é transformada em energia elétrica através de um gerador acoplado à turbina. A Figura 2.11 mostra um esquema simplificado de uma usina termoelétrica a vapor.

No caso das usinas com turbina a gás, a turbina é movida mediante uma mistura de ar comprimido e gás resultante da queima do combustível primário. O funcionamento das usinas a gás é esquematizado na Figura 2.12.

Em usinas de combustão direta, utiliza-se motores a pistão alimentados por um combustível fóssil, geralmente o óleo diesel. Esses motores são acoplados a geradores elétricos e são largamente empregados em regiões remotas sem acesso à rede de distribuição de

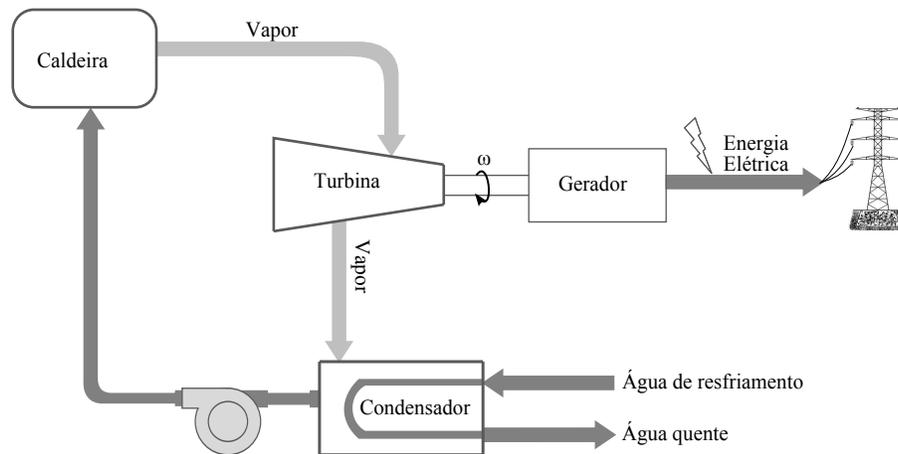


Figura 2.11: Representação Esquemática de uma Usina Termelétrica a Vapor.

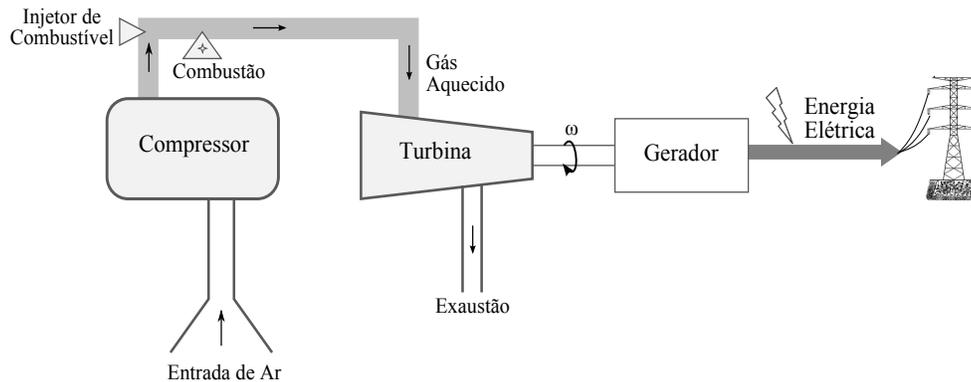


Figura 2.12: Representação Esquemática de uma Usina Termelétrica a Gás.

eletricidade, ou como geradores sobressalentes emergenciais em grandes e pequenas empresas, indústrias, hospitais e repartições públicas. Este tipo de usina apresenta dimensões reduzidas, facilidade de operação e manutenção, além de rapidez na tomada ou redução de carga. O inconveniente deste tipo de instalação, no entanto, é a utilização de um combustível dispendioso e poluente.

Uma central nuclear também pode ser considerada uma usina termelétrica, onde o combustível é um material radioativo que, em sua fissão, gera o calor que produz o vapor necessário para seu funcionamento. A Figura 2.13 fornece mais detalhes do esquema de funcionamento de um reator de uma usina termonuclear [15].

### Custo Operacional

Associada a geração termelétrica existe um custo de operação destas usinas termelétricas. Além dos custos com combustíveis, há ainda a incidência de custos operacionais,

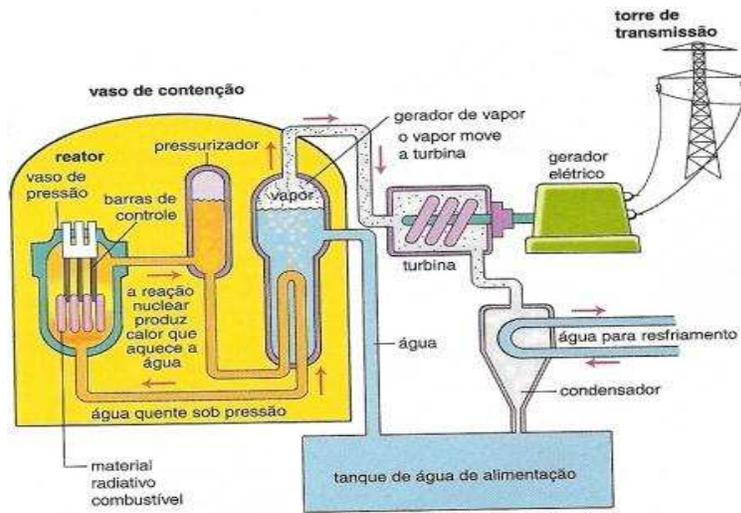


Figura 2.13: Representação Esquemática de uma Usina Nuclear.

como mão-de-obra e manutenção de equipamentos. O custo de operação de um sistema

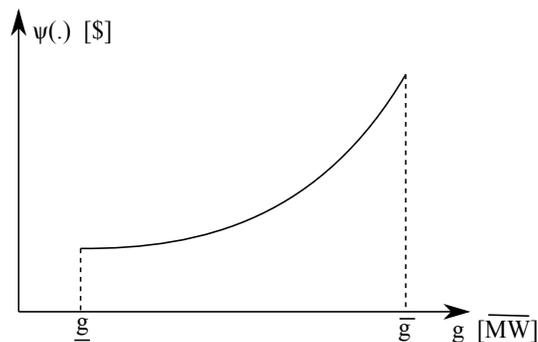


Figura 2.14: Curva de Custo Aproximada de um Sistema Termelétrico.

termelétrico pode ser parametrizado pela demanda atendida, através de uma curva de custo convexa e crescente  $\Psi(G)$ , aproximada por polinômios do segundo grau [26], resultante do despacho econômico do parque termelétrico (DET). A Figura 2.14 ilustra o comportamento típico da função de custo aproximada de um sistema termelétrico. No Brasil, o DET é também referido como despacho de mérito pois utiliza os valores de custo variável unitário (CVU), informados para cada usina termelétrica e variantes no tempo, para definir uma espécie de fila de modo que as usinas termoelétricas sejam selecionadas para gerar energia até sua capacidade ou até que o total gerado já atenda a demanda.

# Capítulo 3

## Formulação Do Problema

Neste trabalho as soluções são fornecidas pelo modelo ODIN (Otimização do Despacho Interligado Nacional), uma abordagem baseada em otimização determinística e não linear com vazões previstas e atualizadas a cada intervalo de tempo, no que se denomina Modelo de Controle Preditivo (MCP) [14]. O modelo ODIN está fundamentado na utilização de três modelos: modelo de otimização não linear, modelo de previsão de vazões e modelo de simulação a usinas individualizadas, que serão apresentadas neste capítulo, além da aplicação do modelo ODIN ao SIN.

A metodologia definida no modelo ODIN provou-se uma alternativa eficiente quando comparada à abordagem atualmente utilizada pelo setor elétrico brasileiro para o planejamento mensal da operação [32], com as vantagens de ser individualizado e não linear o que possibilitou a análise proposta neste trabalho.

Alguns benefícios dessa abordagem já haviam sido apontados em [21] através de análises e comparações entre as políticas operativas de malha fechada, como aquelas baseadas em programação dinâmica estocástica, e de malha aberta, como MCP, para o planejamento da operação energética de sistemas de único reservatório, demonstrando que ambas fornecem desempenho muito semelhante em termos de custo da operação. Por não possuir limitações de esforço computacional, políticas baseadas em MPC são diretamente aplicadas no planejamento mensal da operação de sistemas de múltiplos reservatórios, como é o caso do SIN que conta com cerca de 150 usinas hidrelétricas conectadas hidraulicamente e energeticamente. Em [41] foi proposta a representação dos subsistemas e dos intercâmbios aplicados no planejamento da operação energética do SIN. A abordagem em [29] passou a utilizar-se de dados oficiais (Decks) incluindo a expansão do parque gerador como o enchimento do volume morto e motorização de novas usinas hidrelétricas e termelétricas. Este modelo foi utilizado nesse trabalho e será melhor detalhado a seguir.

### 3.1 Modelo ODIN

A operação coordenada de um sistema hidrotérmico objetiva assegurar uma política de operação econômica e confiável para atender os requisitos de consumo de energia elétrica do sistema, o que exige que os recursos hidrelétricos disponíveis sejam utilizados da melhor forma possível, buscando reduzir ao máximo a complementação da geração não hidráulica, principalmente da energia térmica. A operação de um sistema hidrotérmico é uma tarefa complexa que envolve muitas variáveis e incertezas associadas com elas. Por isso, são feitos estudos de planejamento da operação de médio prazo, curto prazo e uma programação da operação de curtíssimo prazo.

Uma política operativa tem a responsabilidade de decidir a maneira de operar as usinas do sistema a cada estágio de tempo do horizonte de planejamento. Em termos das variáveis apresentadas para o problema de planejamento da operação, uma decisão tomada pela política operativa consiste nos valores de vazão turbinada a serem adotados pelas usinas do sistema de geração durante cada intervalo do horizonte de planejamento. Uma política operativa econômica e confiável é fundamental para a utilização efetiva dos recursos energéticos e a garantia de suprimento de energia no futuro.

O modelo ODIN fundamenta-se na combinação de um modelo de otimização determinística a usinas individualizadas, alimentado por um modelo estocástico de previsão de vazões. A composição desses dois modelos permite criar uma política operativa de malha aberta para o planejamento da operação do sistema hidrotérmico.

ODIN é uma política operacional baseada em um processo adaptativo de tomada de decisões onde, a cada estágio de tempo, as decisões (turbinagens) são determinadas pelo modelo de otimização não linear a usinas individualizadas alimentado com uma previsão das vazões para certo período futuro. O procedimento de previsão/otimização é repetido a cada estágio do horizonte de planejamento visando minimizar os desvios na trajetória ótima dos reservatórios das usinas provocados pelas diferenças entre os valores previstos e verificados das vazões.

A Figura 3.1 ilustra um esquema da operação segundo essa política para um dado instante de tempo  $t$ .

Para cada estágio  $t$  de planejamento, o estado do sistema é observado e utilizado como condição inicial para a resolução de um problema de otimização determinística, para um dado horizonte de otimização  $[t, T^*]$ . Essa otimização tem como base os valores previstos dos parâmetros incertos do sistema  $\bar{y}_{t..T^*}$ , ao longo do horizonte de otimização e apenas a solução ótima do primeiro estágio  $q_t^*$  é selecionada para atuar no sistema e submetida ao

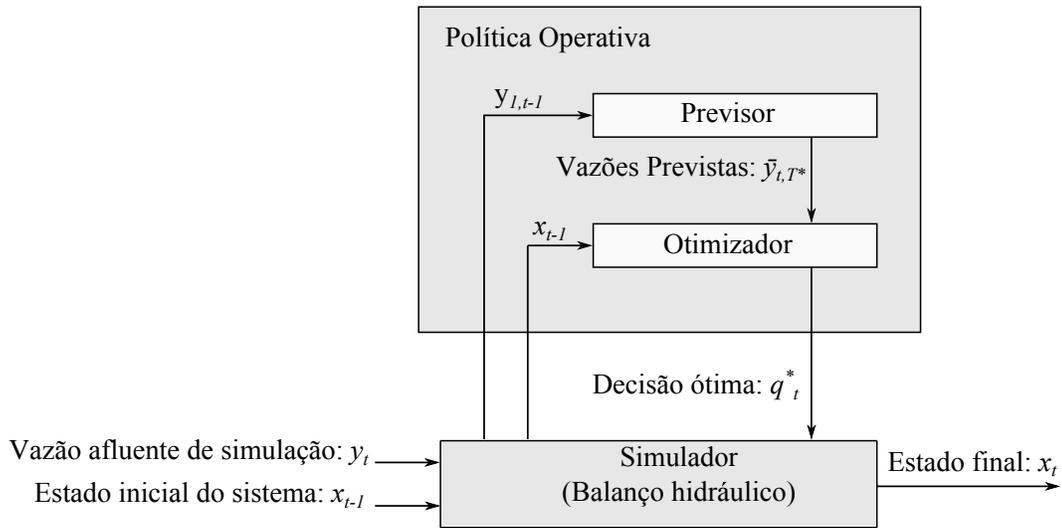


Figura 3.1: Diagrama esquemático da política operativa ODIN.

simulador. No estágio seguinte,  $t+1$ , o novo estado do sistema é observado e a previsão das incertezas é atualizada, considerando as últimas informações disponíveis no sistema. Esse procedimento de previsão/otimização é repetido até o fim do horizonte de planejamento, estágio  $T$ . 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. Entretanto, 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 baseia-se na observação de diversas soluções obtidas por otimização determinística, que mostram que frequentemente os reservatórios deveriam encontrar-se cheios ao final do mês de abril, que marca o início da estação seca na maioria das bacias hidrográficas brasileiras [22]. Esse comportamento está relacionado à dimensão dos reservatórios brasileiros e sua capacidade de regularização plurianual.

Isso significa que o horizonte de otimização é variável, dependendo do estágio corrente de planejamento. Como a estação de seca começa em maio na maioria das regiões brasileiras, adota-se um horizonte de otimização que termina em abril com reservatórios de acumulação nos níveis máximos. Então, para um dado estágio de simulação correspondendo ao mês de setembro, por exemplo, o horizonte de otimização  $T^*$  será de 20 meses.

Sendo baseada em um modelo determinístico de otimização, a política ODIN permite a representação do sistema hidráulico em detalhes, considerando cada usina individualmente, com restrições operacionais não lineares, e pode ser diretamente aplicada ao planejamento da operação de sistemas de grande porte sem a necessidade de qualquer simplificação [29].

## 3.2 Modelo de Otimização

O modelo de otimização a usinas individualizadas para sistemas hidrotérmicos de geração pode ser representado pela seguinte formulação matemática.

Função Objetivo:

$$\min \sum_{t=1}^T \left[ \lambda_t \cdot \sum_{j=1}^J \psi_j (g_{j,t}) \right] \quad (3.1)$$

Sujeito a:

$$G_t + P_t = D_t \quad \forall t \quad (3.2)$$

$$G_t = \sum_{j=1}^J g_{j,t} \quad \forall t \quad (3.3)$$

$$g_j^{\min} \leq g_{j,t} \leq g_j^{\max} \quad \forall j, t \quad (3.4)$$

$$P_t = \sum_{i=1}^I p_{i,t} \quad \forall t \quad (3.5)$$

$$p_{i,t} = k_i \cdot h_{li,t} \cdot q_{i,t} \quad \forall i, t \quad (3.6)$$

$$h_{li,t} = \phi_i (x_{i,t}^{\text{med}}) - \theta_i (u_{i,t}) - pc_i (q_{i,t}) \quad \forall i, t \quad (3.7)$$

$$x_{i,t}^{\text{med}} = \frac{x_{i,t-1} + x_{i,t}}{2} \quad \forall i, t \quad (3.8)$$

$$x_{i,t} = x_{i,t-1} + \left( y_{i,t} + \sum_{k \in \Omega_i} u_{k,t} - u_{i,t} \right) \cdot \gamma \quad \forall i, t \quad (3.9)$$

$$u_{i,t} = q_{i,t} + v_{i,t} \quad \forall i, t \quad (3.10)$$

$$x_{i,t}^{\min} \leq x_{i,t} \leq x_{i,t}^{\max} \quad \forall i, t \quad (3.11)$$

$$u_{i,t}^{\min} \leq u_{i,t} \quad \forall i, t \quad (3.12)$$

$$q_{i,t} \leq q_{i,t}^{\max} (h_{li,t}) \quad \forall i, t \quad (3.13)$$

$$v_{i,t} \geq 0 \quad \forall i, t \quad (3.14)$$

$$x_{i,0} \text{ dados} \quad \forall i \quad (3.15)$$

Onde:

$T$ : número de estágios de tempo  $t$ ;

- $I$ : número de usinas hidrelétricas do sistema;  
 $J$ : número de usinas termelétricas do sistema;  
 $\lambda_t$ : coeficiente de atualização dos custos mensais para valor presente;  
 $\psi_j(\cdot)$ : função de custo da usina termelétrica  $j$  [R\$/MWmed];  
 $g_{j,t}$ : geração da usina termelétrica  $j$  durante o estágio  $t$  [MWmed];  
 $p_{i,t}$ : geração da usina hidrelétrica  $i$  durante o estágio  $t$  [MWmed];  
 $k_i$ : constante de produtividade específica da usina  $i$  [MW/m<sup>3</sup>/s/m];  
 $G_t$ : geração de energia termelétrica total durante o estágio  $t$  [MWmed];  
 $P_t$ : geração de energia hidrelétrica total durante o estágio  $t$  [MWmed];  
 $D_t$ : mercado a ser atendido durante o estágio  $t$  [MWmed];  
 $g_j^{max}$ : geração máxima da usina termelétrica  $j$  [MWmed];  
 $g_j^{min}$ : geração mínima da usina termelétrica  $j$  [MWmed];  
 $x_{i,t}$ : volume do reservatório da usina  $i$  no final do estágio  $t$  [hm<sup>3</sup>];  
 $x_{i,t}^{med}$ : volume médio do reservatório da usina  $i$  durante o estágio  $t$  [hm<sup>3</sup>];  
 $h_{li,t}$ : altura de queda líquida do reservatório da usina  $i$  no estágio  $t$  [m];  
 $pc_i(q_{i,t})$ : função de perda de carga hidráulica da usina  $i$  [m];  
 $x_{i,t}^{max}$ : volume máximo do reservatório da usina  $i$  no final do estágio  $t$  [hm<sup>3</sup>];  
 $x_{i,t}^{min}$ : volume mínimo do reservatório da usina  $i$  no final do estágio  $t$  [hm<sup>3</sup>];  
 $u_{i,t}$ : vazão defluente da usina  $i$  durante o estágio  $t$  [m<sup>3</sup>/s];  
 $q_{i,t}$ : vazão turbinada pela usina  $i$  durante o estágio  $t$  [m<sup>3</sup>/s];  
 $v_{i,t}$ : vazão vertida pela usina  $i$  durante o estágio  $t$  [m<sup>3</sup>/s];  
 $y_{i,t}$ : vazão incremental afluyente à usina  $i$  durante o estágio  $t$  [m<sup>3</sup>/s];  
 $\phi_i(x)$ : função que descreve a cota de montante de reservatório da usina  $i$  [m];  
 $\theta_i(u)$ : função que descreve a cota de jusante do canal de fuga da usina  $i$  [m];  
 $\gamma$ : parâmetro de conversão de vazão (m<sup>3</sup>/s) em volume (hm<sup>3</sup>/mês);  
 $\Omega_i$ : conjunto das usinas imediatamente à montante da usina  $i$ .

Os limites operativos de volume e vazão defluente dos reservatórios foram indexados no tempo para permitir a consideração de 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 fins de navegação, abastecimento de água, irrigação e recreação. O limite máximo de operação pode variar no tempo em função de restrições de controle e segurança de barragens e controle de cheias. 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 adiciona ao volume de segurança do reservatório.

O custo operacional  $\psi_j(\cdot)$  representa o custo de geração térmica complementar realizada por uma usina térmica  $j$ . Os custos associados à importação de mercados vizinhos e ao não suprimento de energia (déficit ou racionamento) podem ser modelados de modo semelhante. O custo associado à geração hidrelétrica é, geralmente, muito baixo em relação ao custo da geração termelétrica e foi desprezado nesse modelo. O coeficiente  $\lambda_t$  representa a atualização para valor presente dos custos mensais de complementação não hidráulica, sendo dependente da taxa de juros adotada.

A geração hidrelétrica  $p_{i,t}$  em cada usina  $i$  no estágio de tempo  $t$  é representada pela equação (3.6), sendo essa uma função não linear do volume de água armazenado no reservatório  $x_{i,t}$  e das vazões turbinada  $q_{i,t}$  e vertida  $v_{i,t}$  da usina. A equação (3.9) representa a equação de balanço hídrico nos reservatórios.

A variável  $q_{i,t}$  representa a vazão turbinagem e ela é a variável de decisão. A variável de vertimento  $v_{i,t}$  será calculada durante a simulação como um excesso sobre a turbinagem máxima, necessário para manter a factibilidade do sistema quando o reservatório encontra-se cheio. Em outras palavras, o vertimento não é uma variável de decisão, mas pode ser considerada uma variável de folga, uma vez que só será diferente de zero se não houver meios de armazenar ou turbinar mais água.

A cota de montante  $\phi_i(x)$  e a cota de jusante  $\theta_i(u)$  são funções representadas por polinômios de até quarto grau em função do volume absoluto e da vazão defluente, respectivamente. A função de perda de carga hidráulica  $pc_i(q_{i,t})$  é uma função quadrática da vazão turbinada e representa a perda, em metros, associada ao atrito entre a água e as paredes da tubulação de adução, considerando a viscosidade da água.

A técnica de solução utilizada para resolver o modelo de otimização (3.1) a (3.15) baseia-se na decomposição do problema em um problema exclusivamente termelétrico e um problema exclusivamente hidrelétrico. A solução do problema termelétrico (3.1) a (3.4) 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.

A solução do problema hidráulico formado pela função objetivo resultante da etapa anterior e as restrições (3.4) a (3.15), para um dado estado inicial de armazenamento dos reservatórios do sistema, é então obtida por um algoritmo especialmente desenvolvido para aproveitar a estrutura do problema [28], [17]. As técnicas de solução baseadas em modelos de fluxo em rede não linear com arcos capacitados constituem ferramentas muito eficientes

para resolver o problema de planejamento de operação de sistemas hidrotérmicos.

### 3.3 Modelo de Previsão de Vazões

Conforme descrita em [29], no contexto da metodologia de controle preditivo, o método de estimação das incertezas tem um papel fundamental, capaz de determinar a eficácia dessa técnica em aplicações específicas. É imprescindível que o modelo de previsão forneça estimativas adequadas da variável estocástica, já que o modelo pressupõe o uso do seu valor mais provável.

Uma das principais dificuldades na previsão de séries de vazões é a característica sazonal das séries, que apresentam períodos tipicamente secos e úmidos no ano. Além disso os dados reais podem conter ruídos ou mesmo apresentar contradições e imperfeições. Dessa forma, é necessário que o método de previsão seja tolerante a imprecisão e incerteza a fim de atingir adaptabilidade e robustez.

Os modelos estocásticos foram, por um longo tempo, a alternativa mais comum aos modelos estatísticos ou hidrológicos na análise e previsão de vazões, baseados principalmente na metodologia de Box & Jenkins. Esta metodologia exige algum tipo de manuseio nos dados para tratar a não-estacionariedade ou o uso de modelos periódicos, necessitando de uma complexa formulação teórica para os procedimentos estatísticos.

Tradicionalmente a classe de modelos Auto-Regressivo com Médias Móveis (Auto-Regressive Moving Average - ARMA) tem sido o método estatístico mais amplamente utilizado para a modelagem de séries temporais de recursos hídricos, sendo utilizado pelo SEB para fornecer previsões mensais e semanais de vazões [36].

#### 3.3.1 Previsor estatístico

Uma forma simplificada de se estimar o valor esperado em uma série é o uso de parâmetros estatísticos como média e mediana. Trata-se do mais simples dos previsores, aquele que considera a média dos valores passados da série como seu valor mais representativo.

O primeiro método de previsão utilizado na metodologia proposta considera então os valores mensais da Média de Longo Termo (MLT). Dessa forma, o previsor fornece um valor determinístico que depende apenas do mês em questão. Este método é prático e simples, mas não agrega ao modelo um tratamento estocástico implícito para as variáveis incertas. Além disso, como o valor previsto para um dado mês é invariante, a realimentação não surte o efeito de minimizar os erros de previsão.

Dessa forma, com o uso deste previsor espera-se que a metodologia proposta forneça resultados razoáveis, uma vez que o valor médio é, em geral, uma boa representação de um conjunto de valores, mas que tais resultados sejam facilmente superados com a utilização de métodos de previsão mais especializados para a previsão de vazões.

### 3.3.2 Previsor baseado em inteligência computacional

A estocasticidade dos fenômenos hidrológicos somada aos possíveis erros de mensuração, comuns na maioria de procedimentos de coleta de dados, e outros fatores externos, tornam a modelagem e a previsão das vazões afluentes uma tarefa difícil, levando a resultados insatisfatórios ou pouco adequados. Logo, faz-se necessário utilizar modelos capazes de lidar com as incertezas inerentes ao problema abordado, e que possuam capacidade de adaptação a possíveis mudanças no processo. Nesse sentido, as Redes Neurais Artificiais (RNA), os sistemas nebulosos (fuzzy) e modelos neurais-nebulosos (neurofuzzy) mostram-se como ferramentas interessantes na construção de modelos de previsão de vazões, uma vez que estas ferramentas possuem as características requeridas.

Diversas abordagens neurais e nebulosas vêm sendo fortemente utilizadas para fins de previsão de séries temporais, tendo como objetivo aproveitar as dependências lineares e não lineares entre as variáveis de entrada e saída, como uma maneira de extrair a maior quantidade de informação possível a partir dessas variáveis e obter assim, modelos de séries temporais mais eficientes. Estes modelos vêm mostrando resultados bastante promissores quando utilizados na modelagem e previsão de séries temporais, sendo estes aplicados nas mais diversas áreas como economia, física, engenharia [33] e recursos hídricos [11], [18].

Os modelos baseados em inteligência computacional tornaram-se alternativas atraentes para o estudo das séries temporais, devido a sua capacidade de tratar as incertezas que podem estar presentes nos dados, a capacidade de realizar mapeamentos não lineares, assim como a adaptação a possíveis mudanças na dinâmica da série quando se trata de modelos adaptativos.

Uma abordagem que tem se mostrado bastante promissora resulta da união das RNAs com teoria de conjuntos e inferência nebulosa, adicionando às vantagens já mencionadas das redes neurais, a ampla capacidade de representação do conhecimento e raciocínio da lógica nebulosa. De fato, estratégias baseadas em sistemas híbridos, como a Rede Neural Nebulosa (RNN) [16] e Sistema de Inferência Nebulosa (Fuzzy Inference System - FIS) [37], [42] provaram sua eficiência na solução de problemas de previsão de séries temporais, em especial, de previsão de série de vazões [9], [39], [38], [13], [19]

Dois previsores baseados em redes neurais e lógica nebulosa foram utilizados para compor a metodologia MPC proposta, um baseado em RNN e outro em FIS. Em ambas o processo de treinamento dos modelos é feito previamente, por posto de vazão. O procedimento adotado para o ajuste dos modelos de previsão consiste na utilização do histórico disponível para a construção de padrões de entrada-saída. As entradas são compostas por atrasos da própria série, os quais são escolhidos utilizando o Critério de Informação Bayesiano (BIC). Após o pré-processamento dos dados, os modelos são ajustados utilizando os respectivos algoritmos de aprendizado.

Este procedimento é realizado antes do processo de simulação, durante o qual, a cada estágio do planejamento, apenas são fornecidas as entradas (vazões passadas) e uma estimativa para a vazão afluyente em um dado horizonte é solicitada ao modelo de previsão ajustado. As estruturas dos modelos RNN e FIS, assim como os algoritmos de aprendizado utilizados são descritos com mais detalhes em [29].

### 3.4 Modelo de Simulação

O modelo ODIN utiliza um modelo de simulação a usinas individualizadas, denominado HYDROSIM.

O HYDROSIM faz parte da coleção de ferramentas do sistema computacional HYDROLAB, sendo um modelo de simulação da operação de sistemas hidrotérmicos. A metodologia contida no simulador representa de forma individualizada as usinas a serem simuladas. Esse módulo foi inicialmente idealizado como um modelo de simulação da operação de usinas hidrelétricas num horizonte de discretização mensal, utilizando séries históricas de vazões afluentes. Destaca-se a verificação das condições de operação do sistema gerador frente a um grande conjunto de restrições, tais como: atendimento da demanda, limites operativos de reservatórios e usinas, usos múltiplos da água, manutenção e falhas na operação das usinas e restrições hidrológicas como, por exemplo, o fenômeno de evaporação na superfície dos reservatórios.

Para apresentar os resultados relativos ao SIN, foi necessária a reformulação das interfaces de saída para apresentar informações antes inexistentes ou não aplicáveis. As principais mudanças se referem a resultados de operação dinâmica, como a expansão do parque gerador, detalhes do despacho termelétrico e resultados por subsistemas como o custo marginal de operação (CMO).

Os estudos de planejamento da operação energética do SEB são, geralmente, realizados em horizontes de até 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.

### 3.5 Aplicação de ODIN ao SIN

Para realizar o planejamento da operação energética (POE) do SIN, nos moldes da operação atual, é necessário considerar os limites de intercâmbio de energia entre subsistemas, geralmente determinados pela capacidade das linhas de transmissão entre eles, e o atendimento das demandas locais dos sub-mercados.

O modelo de otimização por fluxo em redes, HYDROMAX [23], utilizado nesse projeto, não considera o agrupamento de usinas em subsistemas ou a divisão da demanda de energia em sub-mercados. Esse modelo, conforme detalhado na seção 3.2, exige apenas o atendimento de uma demanda global  $D_t$ , a cada estágio de tempo  $t$  do horizonte de planejamento, definida pela soma da geração termelétrica  $G_t$  e hidrelétrica  $P_t$  totais do sistema, conforme a equação (3.2), sem considerar a sua divisão em subsistemas.

Dessa forma para garantir que a metodologia ODIN atenda a todos os requisitos do planejamento da operação do SIN, em tempo de simulação as seguintes equações e limites operativos são recalculados e verificados.

Usinas termelétricas:

$$C = \sum_{t=1}^T \left[ \lambda_t \cdot \sum_{j=1}^J \psi_{j,t}(g_{j,t}) \right] \quad (3.16)$$

$$g_{j,t}^{min} \leq g_{j,t} \leq g_{j,t}^{max} \quad \forall j, t \quad (3.17)$$

Usinas hidrelétricas:

$$p_{i,t} = k_i \cdot h_{l_i,t} \cdot q_{i,t} \quad \forall i, t \quad (3.18)$$

$$h_{l_i,t} = \phi_i(x_{i,t}^{med}) - \theta_i(u_{i,t}) - pc_i(q_{i,t}) \quad \forall i, t \quad (3.19)$$

$$x_{i,t}^{med} = \frac{x_{i,t-1} + x_{i,t}}{2} \quad \forall i, t \quad (3.20)$$

$$x_{i,t} = x_{i,t-1} + \left( y_{i,t} + \sum_{k \in \Omega_i} u_{k,t} - u_{i,t} - UC_{i,t} \right) \cdot \gamma_t \quad \forall i, t \quad (3.21)$$

$$u_{i,t} = q_{i,t} + v_{i,t} \quad \forall i, t \quad (3.22)$$

$$x_{i,t}^{min} \leq x_{i,t} \leq x_{i,t}^{max} \quad \forall i, t \quad (3.23)$$

$$u_{i,t} \geq u_{i,t}^{min} \quad \forall i, t \quad (3.24)$$

$$q_{i,t} \leq q_{i,t}^{max}(h_{li,t}) \quad \forall i, t \quad (3.25)$$

$$v_{i,t} \geq 0 \quad \forall i, t \quad (3.26)$$

Fluxos de intercâmbio e subsistemas:

$$o_{s,t} + p_{s,t} + g_{s,t} = D_{s,t} \quad \forall s, t \quad (3.27)$$

$$g_{s,t} = \sum_{\forall j \in s} g_{j,t} \quad \forall s, t \quad (3.28)$$

$$p_{s,t} = \sum_{\forall i \in s} p_{i,t} + \sum_{\forall k \in s} P_{Ck,t} \quad \forall s, t \quad (3.29)$$

$$o_{s,t} = \sum_{n \in N_s} o_{(n,s),t} \quad \forall s, t \quad (3.30)$$

$$-O_{(s,n),t}^{max} \leq o_{(n,s),t} \leq O_{(n,s),t}^{max} \quad \forall s, t; n \in N_s \quad (3.31)$$

$$\sum_{(n,s) \in \Phi_l} X_{(n,s)} \cdot o_{(n,s)} = 0 \quad \forall l \quad (3.32)$$

em que:

$T$ : número de estágios de tempo do horizonte de planejamento;

$I$ : número de usinas hidrelétricas do sistema;

$J$ : número de usinas termelétricas do sistema;

$\lambda_t$ : coeficiente de atualização dos custos para valor presente;

$\psi_j(\cdot)$ : função de custo de geração termelétrica [R\$/MWmed];

$g_{j,t}$ : geração da usina termelétrica  $j$  durante o estágio  $t$  [MWmed];

$p_{i,t}$ : geração da usina hidrelétrica  $i$  durante o estágio  $t$  [MWmed];

$D_{s,t}$ : consumo de energia elétrica do subsistema  $s$  durante o estágio  $t$  [MWmed];

$k_i$ : constante de produtibilidade específica da usina  $i$  [MW/m<sup>3</sup>/s/m];

$h_{li,t}$ : altura de queda líquida do reservatório da usina  $i$  no estágio  $t$  [m];

$\phi_i(x)$ : função que descreve a cota de montante de reservatório da usina  $i$  [m];

$\theta_i(u)$ : função que descreve a cota de jusante do canal de fuga da usina  $i$  [m];

$pc_i(q_{i,t})$ : função que descreve a perda de carga hidráulica da usina  $i$  [m];

$x_{i,t}$ : volume do reservatório da usina  $i$  no final do estágio  $t$  [hm<sup>3</sup>];

$x_{i,t}^{med}$ : volume médio do reservatório da usina  $i$  no estágio  $t$  [hm<sup>3</sup>];

$u_{i,t}$ : vazão defluente do reservatório da usina  $i$  durante o estágio  $t$  [m<sup>3</sup>/s];

$q_{i,t}$ : vazão turbinada pela usina  $i$  durante o estágio  $t$  [m<sup>3</sup>/s];

$v_{i,t}$ : vazão vertida pela usina  $i$  durante o estágio  $t$  [m<sup>3</sup>/s];

$y_{i,t}$ : vazão incremental afluyente à usina  $i$  durante o estágio  $t$  [m<sup>3</sup>/s];

$\gamma$ : parâmetro de conversão de vazão ( $\text{m}^3/\text{s}$ ) em volume ( $\text{hm}^3/\text{mês}$ );

$\Omega_i$ : conjunto das usinas imediatamente à montante da usina  $i$ ;

$o_{(n,s)}$ : fluxo de energia de uma conexão entre os subsistemas  $n$  e  $s$ ;

$N_s$ : conjunto dos subsistemas conectados a subsistemas;

$X_{(n,s)}$ : reatância da conexão dos subsistemas  $n$  e  $s$ ;

$\Phi_l$ : conjunto das conexões pertencentes ao laço  $l$ ;

O custo operacional  $\psi_j(\cdot)$  representa o custo de geração térmica complementar realizada por uma usina térmica  $j$ . Os custos associados à importação de mercados vizinhos e ao déficit de energia (acionamento) podem ser modelados de modo semelhante. O custo associado à geração hidrelétrica é, geralmente, muito baixo em relação ao custo da geração termelétrica e foi desprezado nesse modelo. O coeficiente  $\lambda_t$  representa a atualização para valor presente dos custos mensais de complementação não hidráulica, sendo dependente da taxa de juros adotada.

A equação (3.17) expressa as restrições de geração termelétrica. A faixa de operação de uma usina termelétrica  $j$ , em um estágio  $t$ , tem seu limite mínimo de geração definido por restrições operativas ou por contratos de fornecimento de combustível (inflexibilidade térmica), se houver, e seu limite máximo dado pela geração disponível da usina, que é dada pela potência instalada abatendo-se fatores de capacidade máxima e indisponibilidade de máquinas.

As equações (3.18) a (3.26) definem as restrições hidrelétricas. A geração hidrelétrica  $p_{i,t}$  em cada usina  $i$  no estágio de tempo  $t$  é representada pela equação (3.18), sendo essa uma função não linear do volume de água armazenado no reservatório  $x_{i,t}$  e das vazões turbinada  $q_{i,t}$  e vertida  $v_{i,t}$  da usina.

A equação (3.21) representa o balanço de conservação de água nos reservatórios, onde a vazão defluente  $u_{i,t}$  é dada pela equação (3.22). O termo  $UC$  refere-se a uma retirada de vazão para uso consultivo da água, tal como provisão de água para consumo, navegação, recreação, preservação do meio ambiente e irrigação, cujos valores são dados pelo operador.

Na equação (3.19), a cota de montante  $h_M(x)$  e a cota de jusante  $h_J(u)$  são funções representadas por polinômios de até quarto grau em função do volume e da vazão defluente, respectivamente. A função de perda de carga hidráulica  $h_P(q)$  é uma função quadrática da vazão turbinada e representa a perda, em metros, associada ao atrito entre a água e as paredes da tubulação de adução, considerando a viscosidade da água. Neste trabalho, conforme os dados oficiais do SEB para os modelos de médio prazo atualmente adotados, as funções de perda de carga hidráulica foram aproximadas por funções lineares.

Os limites operativos de volume e vazões defluentes dos reservatórios foram indexados no tempo, nas equações (3.23) a (3.26), para permitir a consideração de 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 fins de navegação, abastecimento de água, irrigação e recreação. O limite máximo de operação pode variar no tempo em função de restrições de controle e segurança de barragens e controle de cheias (volume de espera).

O mercado global do sistema é implicitamente atendido já que este valor é dado pela soma das demandas locais dos subsistemas. A geração hidrelétrica de cada subsistema é dada, na equação (3.29), pela soma das energias fornecidas por cada UHE pertencente ao subsistema, acrescida do termo  $P_C$ , que representa a energia fornecida a este subsistema por pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), centrais geradoras eólicas e térmicas à biomassa, cujo despacho é definido *a priori* pelo operador.

As equações (3.27) a (3.32) determinam as restrições de fluxos de energia entre subsistemas. A equação (3.27) determina o atendimento do mercado local  $D_{s,t}$  de um subsistema  $s$  pela soma das gerações hidrelétrica e termelétrica, incluindo um termo de energia recebida por intercâmbio  $o_{s,t}$ . Este termo é definido na equação (3.30), que representa o balanço de intercâmbios do subsistema, sendo  $o_{(n,s)t}$  o fluxo de energia numa conexão entre dois subsistemas  $n$  e  $s$  num dado estágio  $t$ . Deve-se convencionar um sentido padrão ao definir as conexões  $(n, s)$ , de modo que  $o(n, s) \geq 0$  se o fluxo se apresenta no sentido de  $n$  para  $s$  e  $o(n, s) < 0$  se o sentido é de  $s$  para  $n$ . Os limites máximos dos fluxos nas conexões em ambos os sentidos  $(n, s)$  e  $(s, n)$ , são estabelecidos pela equação (3.31).

Para determinação dos fluxos de energia ou intercâmbio, dada uma topologia qualquer de interligação energética entre subsistemas e considerando uma modelagem por grafos, é preciso verificar a formação de laços entre as conexões, uma vez que estes podem afetar a determinação dos fluxos. Uma vez determinados os laços, é preciso atender a 2ª lei de Kirchhoff, o que pode ser modelado pela adição de uma restrição linear para cada equação de laço independente em função da reatância equivalente da conexão [6], [28].

No caso específico do SIN, pode-se observar a formação de um laço nas ligações SE/CO–FicN–NE, como destacado no diagrama da Figura 3.2, que apresenta um grafo ilustrando a topologia de interligação entre os subsistemas.

A cada um dos subsistemas Norte (N), Nordeste (NE), Sudeste-Centro Oeste (SE/CO) e Sul (S) é associado um mercado e um parque gerador. Há nós de distribuição que são denominados subsistemas fictícios, nos quais não há produção nem consumo de energia,

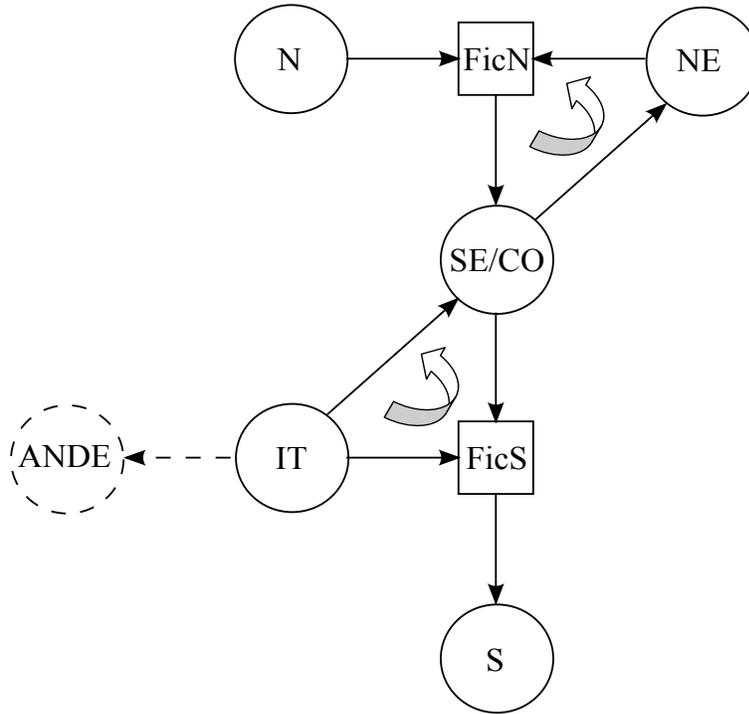


Figura 3.2: Topologia de conexões entre subsistemas do SIN, destacando o laço existente.

aqui representados por fictício Norte (FicN) e fictício Sul (FicS). A usina hidrelétrica de Itaipú é representada como um subsistema (IT) devido à enorme dimensão e a existência de linhas de transmissão dedicadas ao escoamento de sua energia para pontos distintos. Não há consumo de energia em seu nó, mas existe a obrigação do envio de energia para o Paraguai, representado pelo subsistema ANDE, que não possui parque gerador.

As linhas de transmissão para escoamento da energia de Itaipu possuem sistemas distintos, sendo um de corrente contínua (50Hz) na linha IT–SECO e outro de corrente alternada (60Hz) na linha IT–FicS. Isso, considerando a modelagem, impede a ocorrência de laço na ligação IT–SE/CO–FicS. Além disso, como Itaipú não constitui um centro de consumo, não deverá receber energia por intercâmbios, de modo que, usando a equação (3.31), podem-se formular as seguintes restrições:

$$0 \leq o_{(IT,FicS),t} \leq O_{(IT,FicS),t}^{max} \quad (3.33)$$

$$0 \leq o_{(IT,SECO),t} \leq O_{(IT,SECO),t}^{max} \quad (3.34)$$

Dessa forma, resta nessa representação do SIN, um único laço a ser tratado pela equação

(3.32), que pode ser escrita por:

$$X_{(SECO,FicN)} \cdot o_{(SECO,FicN)} + X_{(NE,FicN)} \cdot o_{(NE,FicN)} + X_{(SECO,NE)} \cdot o_{(SECO,NE)} = 0 \quad (3.35)$$

Além da inclusão das restrições de fluxo, um diferencial desse modelo é que as variáveis de decisão passam a ser a turbinagem  $q_{i,t}$  e o vertimento  $v_{i,t}$ , permitindo a obtenção de uma solução ótima em situações de oferta de energia superior ao mercado. Nessa circunstância, a oferta de energia deve ser tal que  $p_t = D_t - g_t$ , onde  $g_t = g_t^{min}$  e  $v_{i,t} \geq 0$ . Caso a capacidade máxima de turbinagem de uma dada usina  $i$  não tenha sido atingida, a existência de um vertimento  $v_{i,t} > 0$ , caracteriza um vertimento turbinável, ou seja a eliminação da energia excedente ao mercado pelo vertimento. É claro que, nessa situação o reservatório da usina deve estar cheio, caso contrário, a energia não seria vertida, mas sim armazenada.

A utilização do modelo de otimização HYDROMAX no planejamento da operação foi possível pela manipulação da demanda de energia durante a otimização para que esta seja suficientemente grande a ponto de garantir uma complementação termelétrica positiva. Durante a simulação, a cada estágio de tempo, a solução ótima é aplicada, verificada e corrigida em caso de não atendimento das restrições de intercâmbio [29].



# Capítulo 4

## Procedimento da Avaliação dos Benefícios

Este capítulo apresenta os resultados obtidos nas simulações realizadas com o modelo ODIN para a avaliação dos benefícios associados à operação coordenada das usinas hidrelétricas brasileiras com as usinas hidrelétricas binacionais paraguaias.

### 4.1 Abordagem

Para a avaliação do impacto da operação das usinas hidrelétricas brasileiras que compõem o SIN sobre as usinas hidrelétricas binacionais de Corpus e Yacyretá, foram considerados dois estudos de caso com dados oficiais do PMO de setembro de 2011, considerando o planejamento da expansão do parque gerador até dezembro de 2015, o que estabelece 52 intervalos em discretização mensal.

As simulações foram realizadas para 64 cenários de vazões históricas. Cada série foi composta de cortes sucessivos de 52 meses em sequência, correspondentes ao período com início em setembro de 2011 e final em dezembro de 2015. O primeiro cenário de vazões inicia no ano de 1931, e o último em 1994.

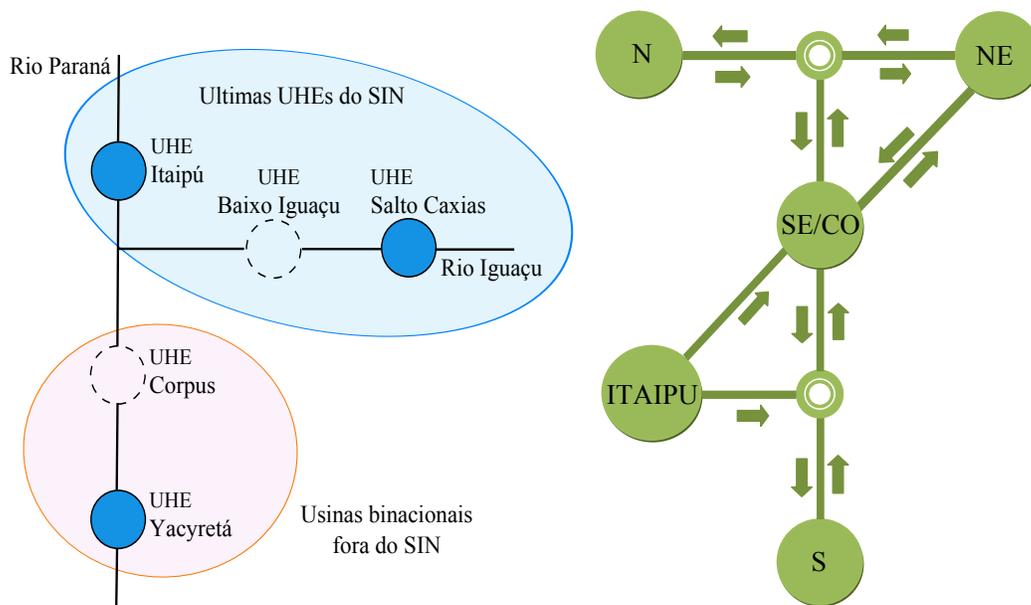
Primeiramente foi feita a simulação da operação do SIN com a configuração definida no deck de setembro de 2011, no qual constam 147 UHEs, totalizando uma potência instalada de 95.656,23 MW para a geração hidráulica, considerando algumas futuras usinas hidrelétricas, cuja construção está prevista dentro do período de planejamento considerado neste trabalho, como o caso da UHE Baixo Iguaçu. O parque gerador termelétrico foi composto de 144 UTEs, o que totalizou uma potência instalada de 32.503,25 MW para geração termelétrica.

Com as vazões defluentes resultantes (vazão turbinada mais vazão vertida) das UHEs

Itaipu e Baixo Iguaçu, se calcula a vazão afluyente da usina hidrelétrica Corpus, primeira usina localizada imediatamente depois da confluência dos rios Paraná e Iguaçu. Considerando essas vazões defluentes e a vazão incremental se faz a simulação da operação das usinas binacionais Corpus e Yacyretá, que operam a fio d'água.

Este estudo de caso, neste trabalho, é chamado de Operação Não Coordenada, ou seja, não existe uma coordenação da operação entre as UHEs que compõe o SIN e as UHEs binacionais Corpus e Yacyretá porque eletricamente elas estão desacopladas, mas hidraulicamente sim estão acopladas.

A Figura 4.1(a) mostra a sequência de usinas hidrelétricas binacionais localizadas no Rio Paraná e as usinas Salto Caxias e Baixo Iguaçu localizadas no Rio Iguaçu, região onde o SIN está conectado hidraulicamente às usinas que não fazem parte dele, a Figura 4.1(b) mostra a representação esquemática das interligações entre os subsistemas do SIN, destacando Itaipu. Cabe destacar que a usina hidrelétrica de Itaipu é representada como um subsistema (ITAIPU) devido à enorme dimensão e a existência de linhas de transmissão dedicadas ao escoamento de sua energia para pontos distintos.



(a) Esquema representativo das usinas binacionais (b) Esquema representativo das interligações do SIN

Figura 4.1: Representação Esquemática das Usinas Binacionais e das Interligações do SIN.

No segundo caso considerou-se a operação coordenada das usinas que compõe o SIN com as usinas binacionais paraguaias, como se elas participassem do SIN. Para isso foi necessário definir um subsistema adicional constituído pelas usinas binacionais Corpus e

Yacyretá interligado aos subsistemas SE/CO e S como mostra na Figura 4.2. Neste caso, na Operação Coordenada, como mercado do subsistema BIN foi considerada a geração das UHEs binacionais obtida no primeiro caso, assim, o subsistema adicionado BIN absorve em média a sua geração atendendo esse mercado. Como mostra na Figura 4.2 existe um intercâmbio de energia entre o subsistema BIN e os subsistemas SE/CO e S, o qual possibilita uma coordenação da operação entre o SIN e as UHEs binacionais que compõe o subsistema BIN. O intercâmbio de energia entre o subsistema BIN e os subsistemas SE/CO e S pode ocorrer em ambos sentidos, de modo que, o SIN possa fornecer energia para o subsistema BIN no caso em que o BIN não consiga atender o seu mercado, ou se sobra energia para o BIN possa mandar para o SIN.

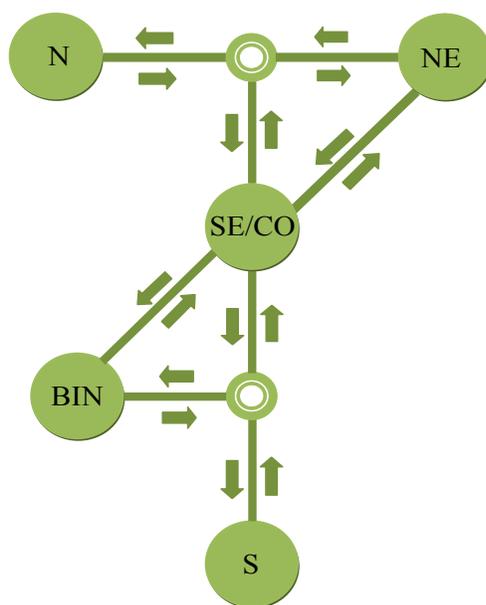


Figura 4.2: Representação Esquemática das Interligações do SIN com o Subsistema BIN.

Para avaliar os benefícios em termos de geração de energia é observada a diferença da quantidade de energia produzida, em termo mensal, pelas UHEs binacionais, operando de maneira coordenada e operando de maneira não coordenada, o mesmo foi feito para as UHEs que compõe o SIN.

## 4.2 Análise dos Resultados

Para a análise de resultados consideram-se as simulações realizadas e os resultados que permitem analisar os benefícios associados à operação coordenada das UHEs binacionais e do SIN.

### 4.2.1 Resultados Gerais

A análise a seguir se dará considerando as estatísticas para os 64 cenários de vazões simulados. A simulação multi-cenários apresenta os resultados da Operação Não Coordenada e da Operação Coordenada em valores médios, obtidos para cada intervalo nos diferentes cenários de vazões.

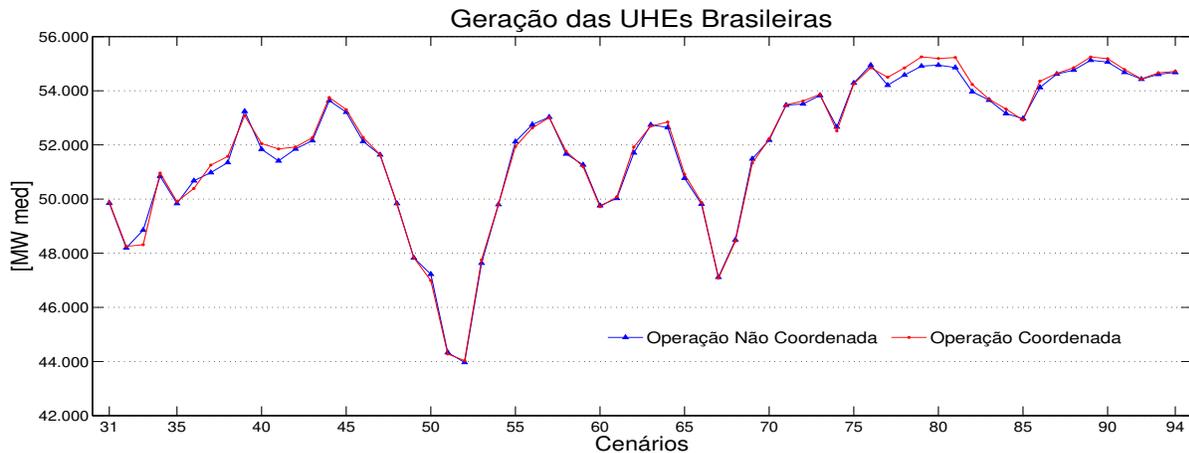


Figura 4.3: Geração Hidrelétrica das UHEs que compõe o SIN.

A Figura 4.3 apresenta a geração total das UHEs brasileiras que compõe o SIN para cada cenário hidrológico simulado. Na figura, os números situados sob o eixo horizontal indicam o ano de início de cada cenário hidrológico, por exemplo, o número 31 indica que o período considerado para o primeiro cenário é compreendida entre 1931 e 1934. Pela figura podemos notar que de forma geral há benefícios para as UHEs brasileiras operando de maneira coordenada com as UHEs binacionais Corpus e Yacyretá, exceto em alguns cenários, como nos cenários 33, 36, 39, 50, 55, 69 e 74. Em tais cenários a geração total das UHEs brasileiras diminui na ordem de 100 e 200 MW, o que é relativamente pouco, considerando gerações hidrelétricas mensais de em torno de 50 GW. Os períodos de maior benefício em relação à geração, onde a geração aumentou na ordem de 100 e 350 MW, correspondem aos seguintes cenários: 37, 38, 40, 41, 43, 44, 46, 53, 62, 64, 65, 72, 77 até 84, 86, 89, 90 e 91.

Outro benefício que pode ser relacionado com a operação coordenada das usinas binacionais com as usinas brasileiras é a energia armazenada final do SIN em cada cenário considerado, este tipo de análise não é considerado nas usinas de Itaipu, Corpus e Yacyretá já que elas operam a fio d'água.

A Figura 4.4 mostra o comportamento da energia armazenada final. Analisando os primeiros 23 cenários, na maioria desses cenários a energia armazenada do SIN é menor

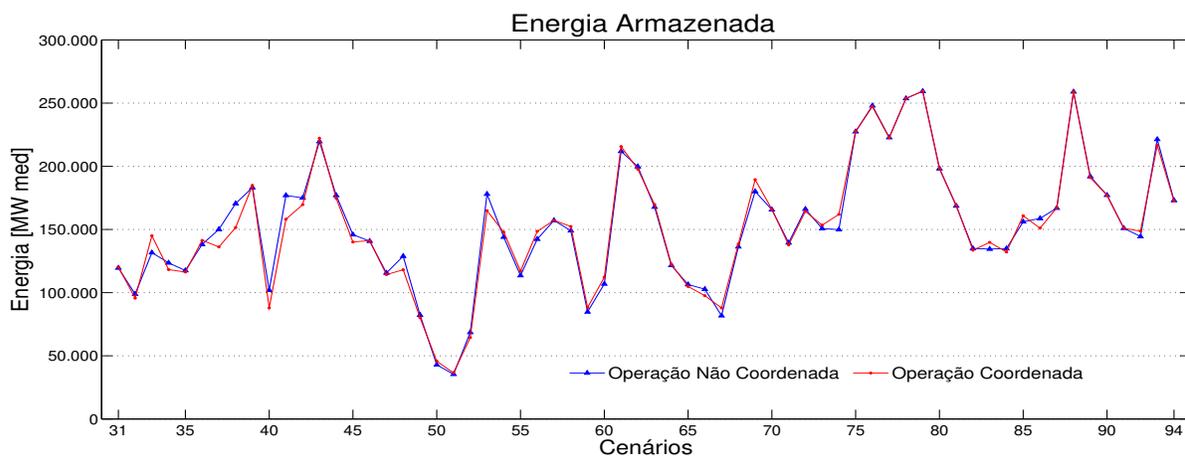


Figura 4.4: Energia Armazenada do SIN.

na operação coordenada com as usinas binacionais, mas também podemos notar que, através da Figura 4.3, as usinas brasileiras conseguem gerar mais energia nesses cenários, ou seja, o SIN utilizou mais água para gerar mais energia na operação coordenada com as UHEs Corpus e Yacyretá. Existem também cenários em que ocorre situações contrárias às mencionadas anteriormente, ou seja, o SIN gera menos energia elétrica na operação coordenada com as UHEs Corpus e Yacyretá, mas consegue guardar mais água nos reservatórios, por exemplo, como no caso do cenário 33. Este tipo de comparação pode ser visto melhor nos gráficos que serão apresentadas nas Figuras 4.14, 4.15, 4.16 e 4.17.

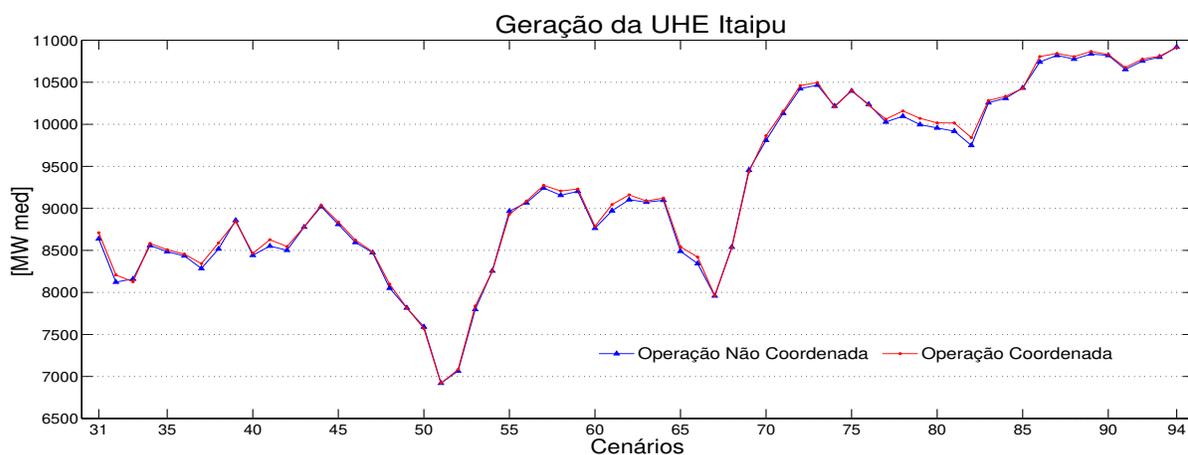


Figura 4.5: Geração Hidrelétrica da UHE Itaipu.

Na Figura 4.5 apresenta-se a geração da UHE Itaipu, apesar de que ela pertence ao SIN e sempre opera de maneira coordenada com as demais UHEs brasileiras respeitando o planejamento da operação do ONS. Por tratar-se de uma das UHEs binacionais situada no

rio Paraná analisaremos o benefício obtido por ela. A figura mostra que quase em todos os cenários considerados ela consegue gerar mais no segundo caso que no primeiro caso.

Nas Figuras 4.6 e 4.7 são apresentadas a geração das UHEs Corpus e Yacyretá, respectivamente. Como pode ser visto nas figuras, as curvas de geração apresentam uma variação significativa, principalmente nos cenários entre os anos de 1975 e 1984. É possível que essa variação seja resultado das afluências altas nesse período que resultam em uma oferta energética muito superior à demanda do SIN e promovendo, portanto, vertimentos turbináveis que podem não estar sendo alocados de maneira otimizada. A Figura 4.8 apresenta as vazões históricas e médias mensais da UHE Itaipu, podendo-se ver que no período de 1975 até 1984 a vazão histórica é superior à vazão média mensal, o que significa que é um período chuvoso.

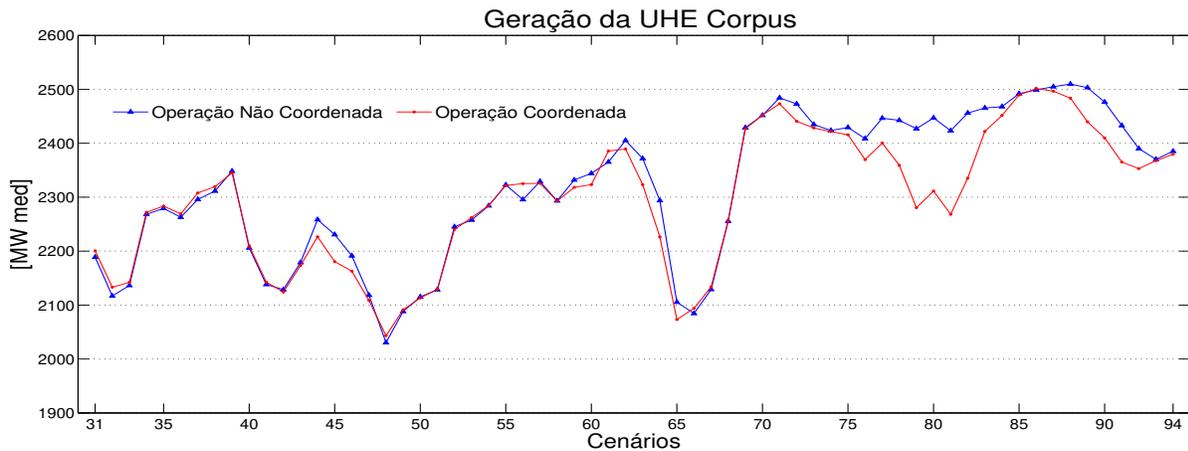


Figura 4.6: Geração Hidrelétrica da UHE Corpus.

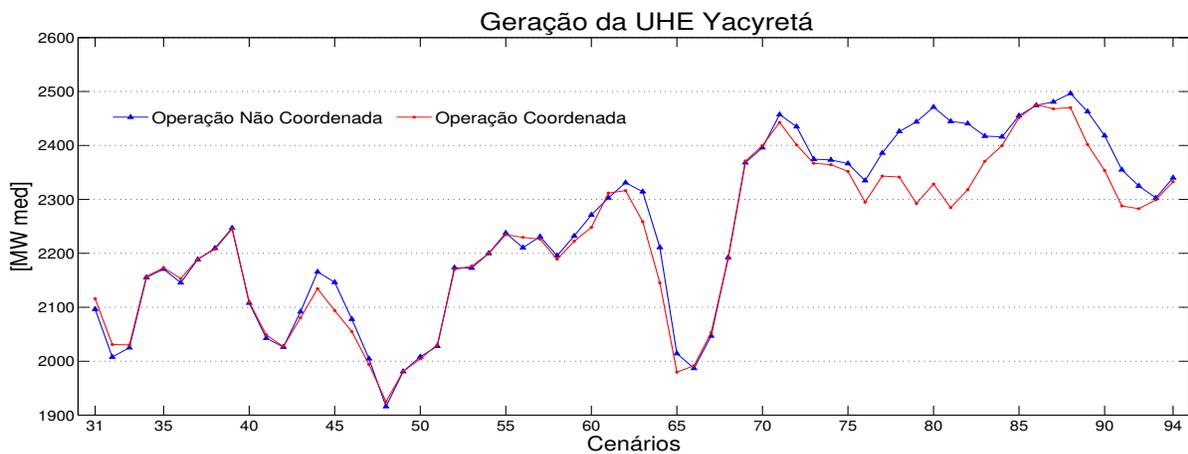


Figura 4.7: Geração Hidrelétrica da UHE Yacyretá.

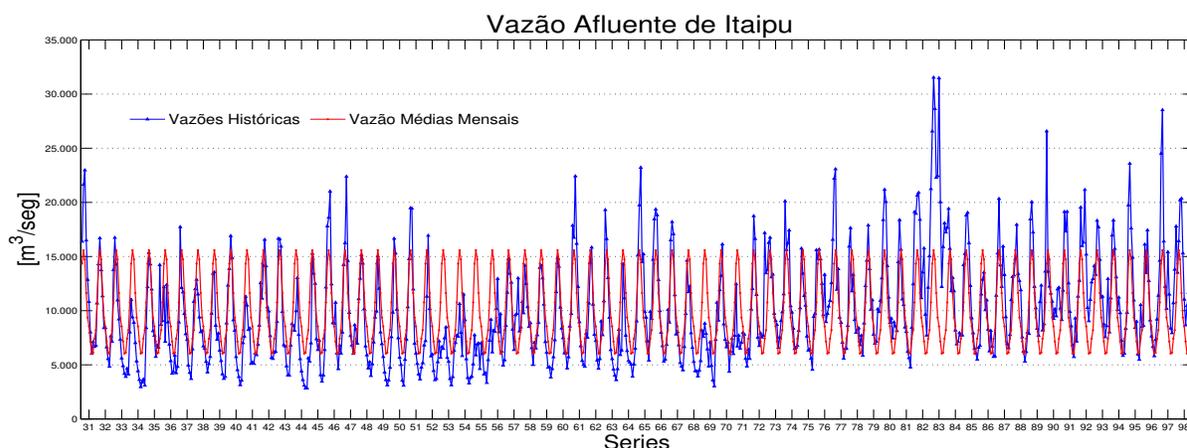


Figura 4.8: Cenários Histórico de Vazões da UHE Itaipu.

Na Figura 4.9 mostram-se as curvas das vazões vertidas médias da UHE Corpus, onde pode-se constatar que o vertimento foi maior no período compreendido entre os cenários 75 e 84. Esta situação também acontece em algumas das UHEs brasileiras devido a que, como já mencionado, são cenários que apresentam aflúências altas e existe uma oferta energética muito superior à demanda do SIN. Para mostrar o que foi mencionado, nas Figuras 4.10 e 4.11 se apresentam o gráfico da geração da energia elétrica e o gráfico da energia vertida do SIN, respectivamente, correspondente ao cenário 76 da operação coordenada. Como mostra-se na Figura 4.10, a maior parte do período de planejamento o parque gerador termelétrico do SIN opera no mínimo, por outro lado, a Figura 4.11 mostra que existem vertimentos turbináveis, provocando a diminuição da geração de energia elétrica. O mesmo se pode afirmar quando aos cenários próximos ao ano de 1945 e 1963, explicando também diferenças na geração das UHEs Corpus e Yacyretá nesses cenários.

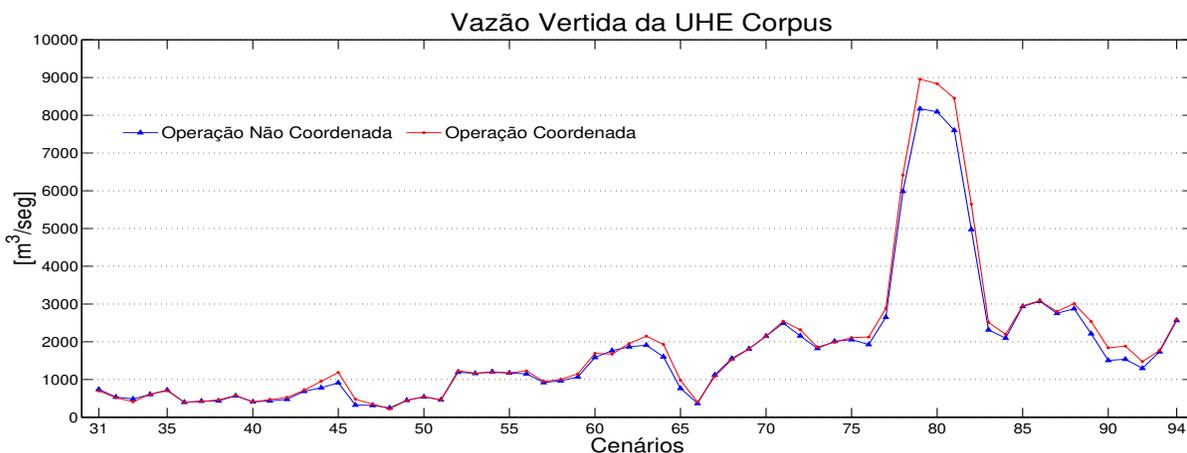


Figura 4.9: Vazão Vertida Média da UHE Corpus.

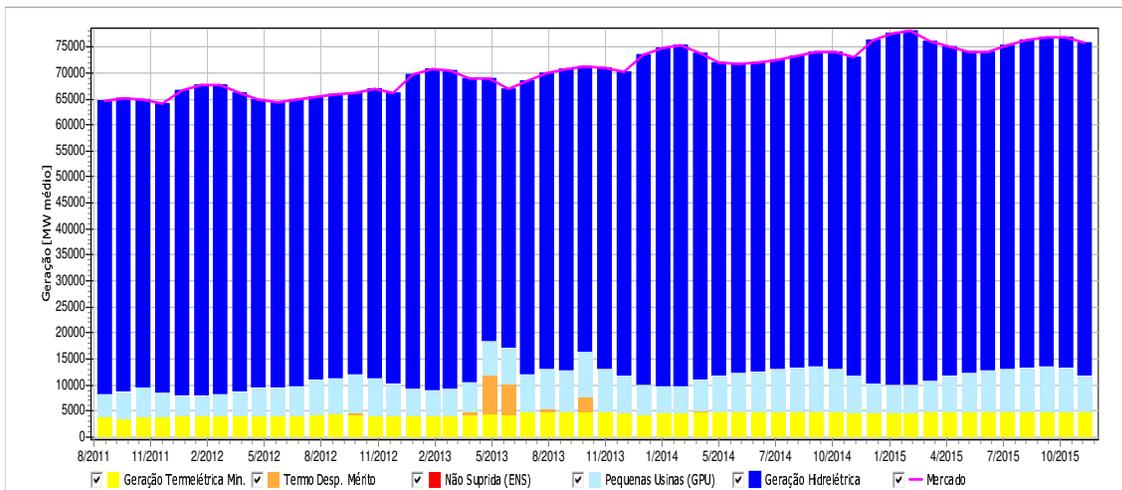


Figura 4.10: Energia Elétrica Gerada e Mercado do SIN no Cenário 76.

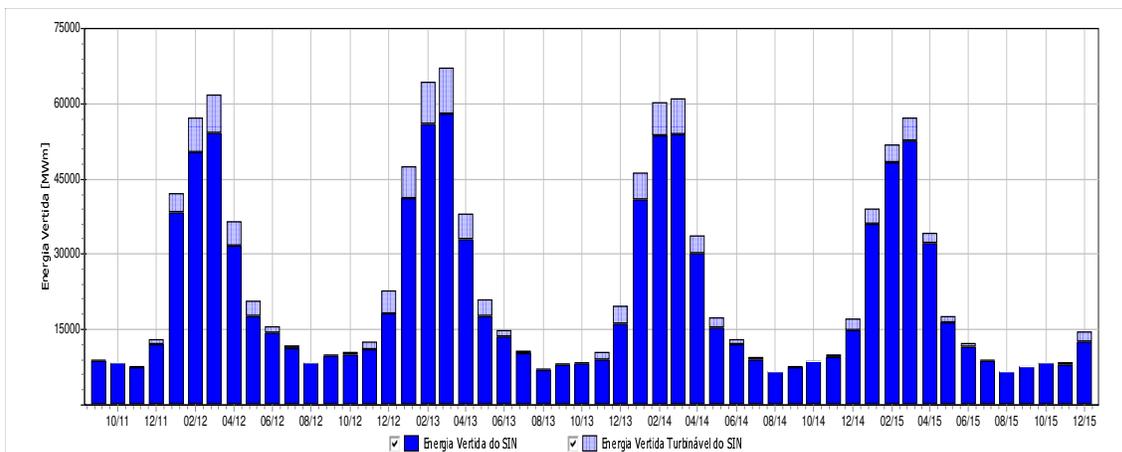


Figura 4.11: Energia Vertida do SIN no Cenário 76.

Para analisar de forma mais detalhada apresentam-se na Figura 4.12 o engolimento máximo, a vazão turbinada e a vazão vertida da UHE Corpus do cenário hidrológico de 1981. Pode ser visto que na operação coordenada a UHE Corpus não consegue turbinar até o máximo permitido, ou seja, não atinge o engolimento máximo na maior parte do período de planejamento. Além disso, podemos ver que ocorre maior vertimento na operação coordenada mesmo nos períodos que ela não atinge o engolimento máximo, o que significaria que há desperdício de energia. Uma vez suprido o mercado, excessos de energia são tratados no simulador com uma heurística de regra linear, ou seja, todas as UHEs contribuem para a redução de geração, a uma taxa única, convertendo parte de suas vazões em vertimento. Talvez se deveria aumentar o mercado informado para evitar que esse desperdício de energia na operação coordenada atrapalhe a análise.

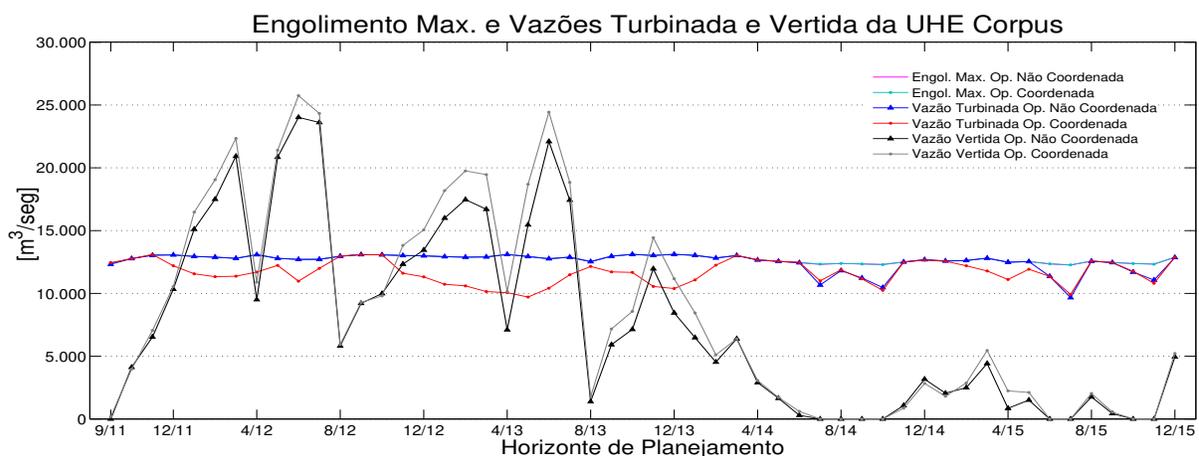


Figura 4.12: Engolimento Máximo e Vazões Turbinada e Vertida da UHE Corpus no cenário de 1981.

Enfim, considerando a geração de energia total de todas as usinas hidrelétricas que compõe o SIN e das usinas binacionais de Corpus y Yacyretá, há um aumento de geração hidrelétrica no segundo caso, como mostra-se na Figura 4.13. Entretanto, existam cenários onde a geração total é menor no segundo caso que no primeiro caso, embora na maioria dos cenários há um pequeno aumento da geração operando de maneira coordenada todas as usinas.

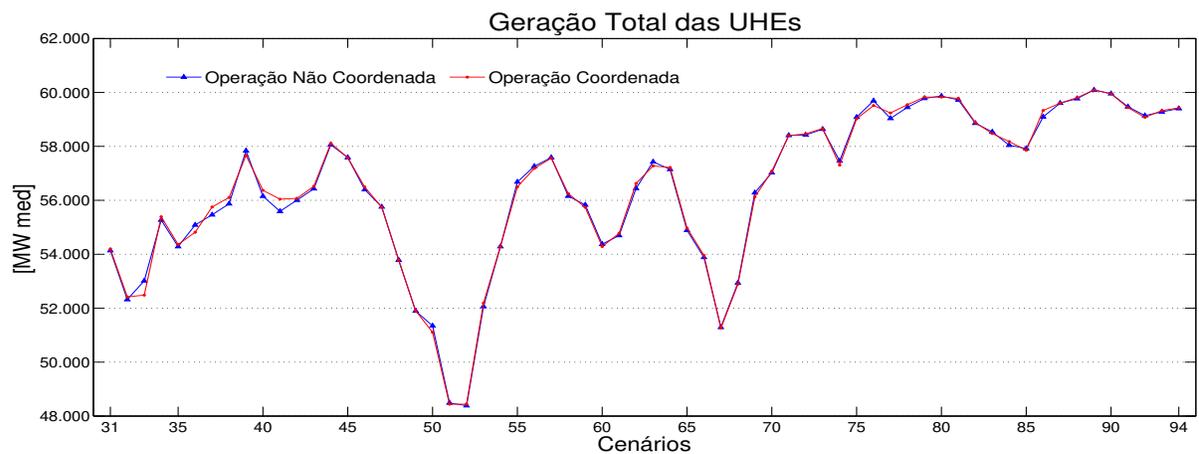


Figura 4.13: Geração Hidrelétrica Total de todas as UHEs.

Resumindo os resultados apresentados nas figuras anteriores, as Figuras 4.14 e 4.15 apresentam a diferença de geração hidrelétrica obtida das simulações da operação coordenada e da operação não coordenada para os 64 cenários hidrológicos históricos.

A diferença positiva da geração significa que há benefícios quando as usinas operam em forma conjunta, podendo-se observar existem cenários em que a operação coordenada con-

centra benefícios nas usinas brasileiras e cenários em que a operação coordenada concentra benefícios nas usinas binacionais.

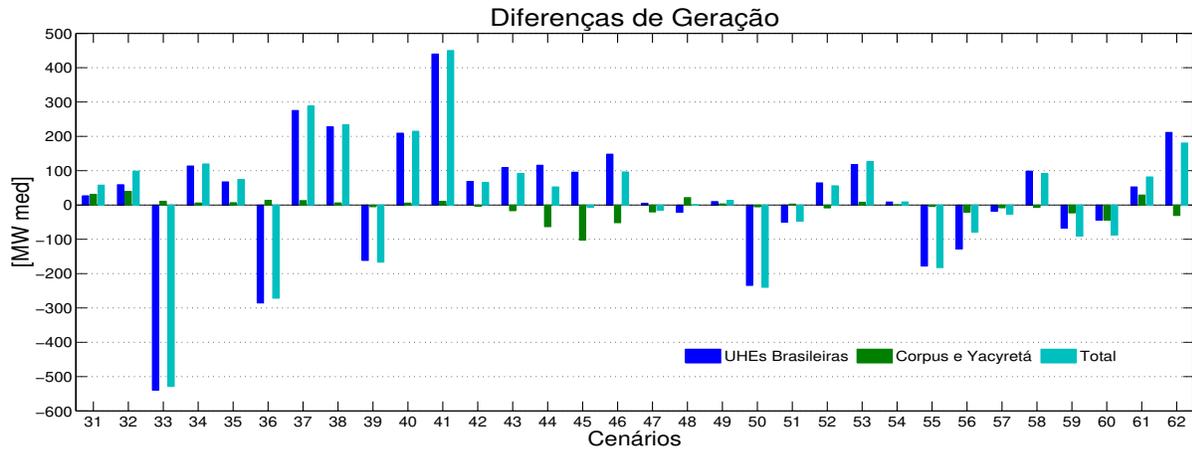


Figura 4.14: Diferença de Geração Hidrelétrica da Operação Coordenada e da Operação Não Coordenada, para os cenários de 31 a 62.

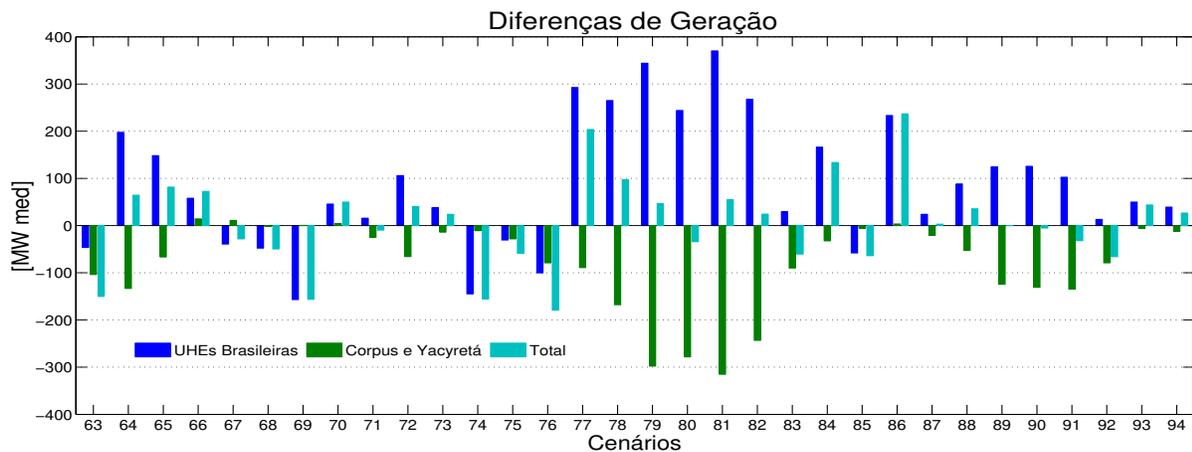


Figura 4.15: Diferença de Geração Hidrelétrica da Operação Coordenada e da Operação Não Coordenada, para os cenários de 63 a 94.

As Figuras 4.16 e 4.17 apresentam a diferença da energia armazenada do SIN obtida das simulações da operação coordenada e da operação não coordenada. A diferença positiva da energia armazenada significa que o SIN guardou mais água na operação coordenada com as usinas binacionais e a diferença negativa significa que utilizou mais água para poder gerar mais energia.

As Tabelas 4.1 e 4.2 mostram em resumo os resultados obtidos para os dois estudos de casos. A Tabela 4.1 mostra o valor médio da geração obtida através da simulação da

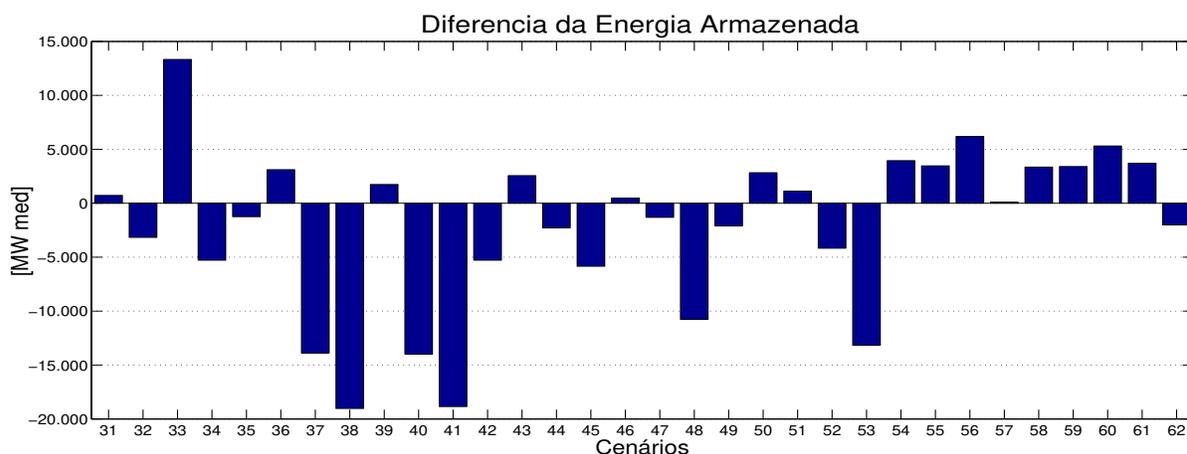


Figura 4.16: Diferença da Energia Armazenada, para os cenários de 31 a 62.

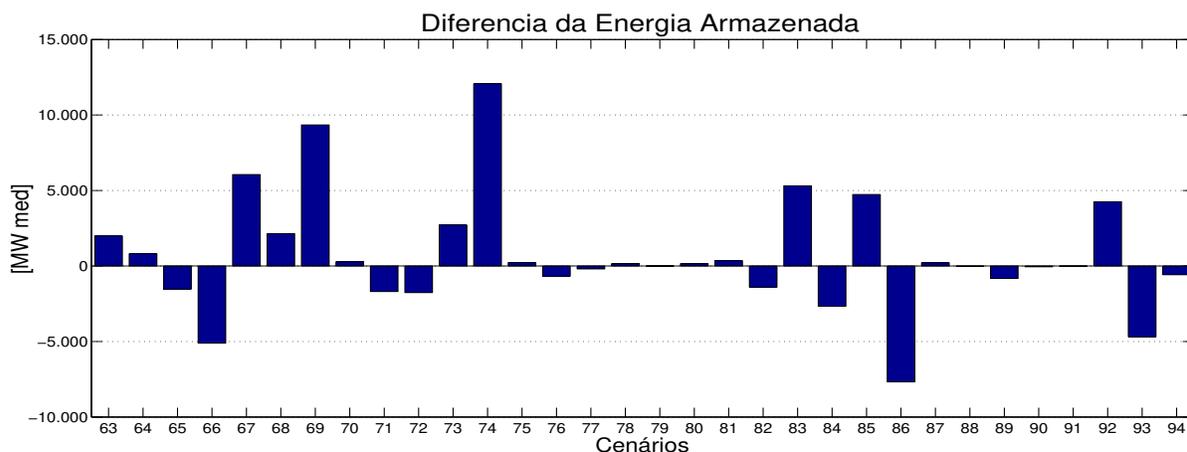


Figura 4.17: Diferença da Energia Armazenada, para os cenários de 63 a 94.

operação não coordenada das usinas hidrelétricas brasileiras e binacionais paraguaias, bem como o vertimento médio das usinas binacionais.

A Tabela 4.2 mostra o valor médio da geração obtida através da simulação da operação coordenada das usinas hidrelétricas brasileiras e binacionais paraguaias, bem como o vertimento médio das usinas binacionais.

É possível observar que a geração hidrelétrica média total apresentou um leve aumento de 0,002% na simulação coordenada, o que condiz com os objetivos da otimização conjunta. Contudo, pode-se notar que esses benefícios não se distribuíram uniformemente. No caso das usinas brasileiras integrantes do SIN verificou-se um aumento de 0,11% da geração hidrelétrica média, sendo verificado no caso da usina de Itaipu um aumento de 0,31% na sua geração, enquanto mas as outras usinas binacionais paraguaias apresentaram uma redução de 0,94% na geração média e um aumento de 8,14% no vertimento médio.

Usinas	Geração Hidrelétrica Média [MW med]	Vertimento Médio [m <sup>3</sup> /s]
<i>Brasileiras</i>	51905,34	
<i>Itaipu</i>	9244,82	726,33
<i>Corpus</i>	2319,47	1768,43
<i>Yacyretá</i>	2247,79	1291,40
<i>Total</i>	56472,60	

Tabela 4.1: Resultados da Operação Não Coordenada.

Usinas	Geração Hidrelétrica Média [MW med]	Vertimento Médio [m <sup>3</sup> /s]
<i>Brasileiras</i>	51961,10	
<i>Itaipu</i>	9273,13	706,60
<i>Corpus</i>	2298,37	1887,14
<i>Yacyretá</i>	2225,41	1421,62
<i>Total</i>	56484,87	

Tabela 4.2: Resultados da Operação Coordenada.

Dessa forma, pode-se concluir que na média os benefícios da inclusão das usinas binacionais Corpus e Yacyretá no planejamento da operação do SIN são mais concentrados no sistema brasileiro.

## 4.2.2 Resultados por Cenários Hidrológicos

Nesta seção serão analisados alguns cenários em particular. Observando os gráficos das Figuras 4.14, 4.15, 4.16 e 4.17, como já mencionado, existem cenários em que a operação coordenada concentra benefícios nas usinas brasileiras e cenários em que a operação coordenada concentra benefícios nas usinas binacionais. Também vimos que em alguns cenários o SIN e as usinas binacionais conseguem gerar mais energia hidrelétrica operando em forma conjunta, no caso particular dos cenários 31, 61 e 70. Além de existir um ganho em relação à geração, o SIN consegue um ganho de energia armazenada, ou seja, o SIN consegue guardar mais água nos reservatórios nesse três cenários.

Por outro lado, existem cenários em que as UHEs brasileiras e as UHEs binacionais geram menos energia operando de maneira coordenada, mas o SIN consegue guardar mais água nos reservatórios, o que significaria também um ganho para o sistema.

### Análise dos Resultados para o Cenário Hidrológico de 1976

Cabe destacar o caso particular do cenário hidrológico de 1976, cenário em que, além de não existir nenhum benefício em relação à geração de energia hidrelétrica, a energia armazenada final do SIN é menor na operação coordenada. A tabela 4.3 mostra o valor médio da geração das usinas e a energia armazenada final do SIN.

	Operação Não Coordenada	Operação Coordenada
<i>UHEs Brasileiras</i>	54948,50 [MW med]	54848,20 [MW med]
<i>UHE Itaipu</i>	10237,20 [MW med]	10227,20 [MW med]
<i>UHE Corpus</i>	2408,60 [MW med]	2369,60 [MW med]
<i>UHE Yacyretá</i>	2334,90 [MW med]	2294,90 [MW med]
<i>Geração Total</i>	59692,00 [MW med]	59512,70 [MW med]
<i>En. Arm. do SIN</i>	247939,43 [MW med]	247269,80 [MW med]

Tabela 4.3: Resultados da Operação Não Coordenada e da Operação Coordenada no Cenário de 1976.

A Figura 4.18 mostra o comportamento da geração hidrelétrica das usinas brasileiras que compõe o SIN. A maior parte do período considerado, a geração média obtida através das simulações da operação não coordenada e da operação coordenada para o cenário hidrológico de 1976 apresentam um comportamento bastante próximos, exceto no período compreendido entre maio e junho de 2013, quando a geração hidrelétrica obtida na operação coordenada é relativamente baixa se comparada com a geração hidrelétrica obtida na operação não coordenada.

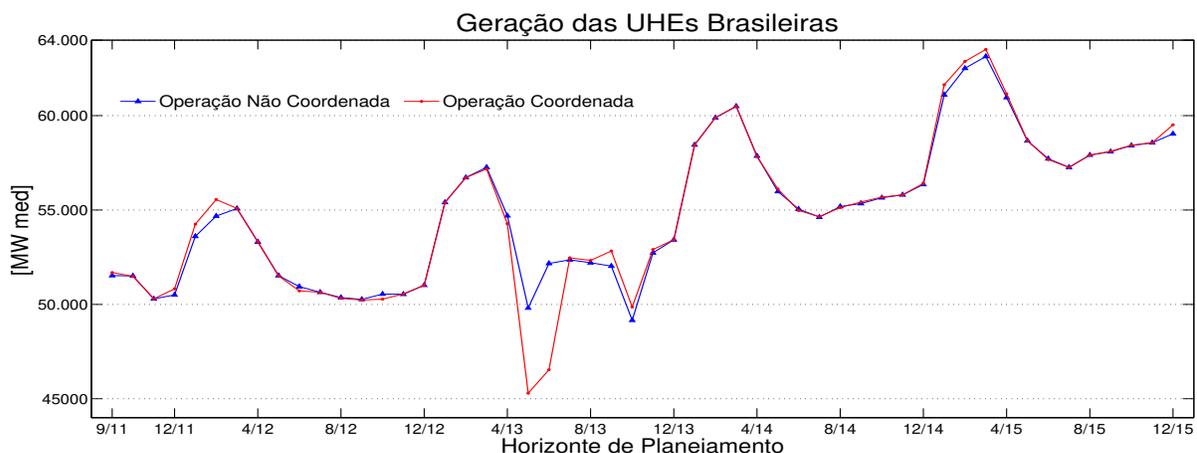


Figura 4.18: Geração Hidrelétrica das UHEs que compõe o SIN no cenário de 1976.

Analisando a Figura 4.19 que mostra o comportamento da energia armazenada do SIN,

podemos verificar que o nível de energia armazenada é mais alto no período em que se dá essa variação brusca da geração na operação coordenada, situação que requer uma análise mais profunda para descobrir porque o otimizador prefere guardar água nos reservatórios que produzir energia.

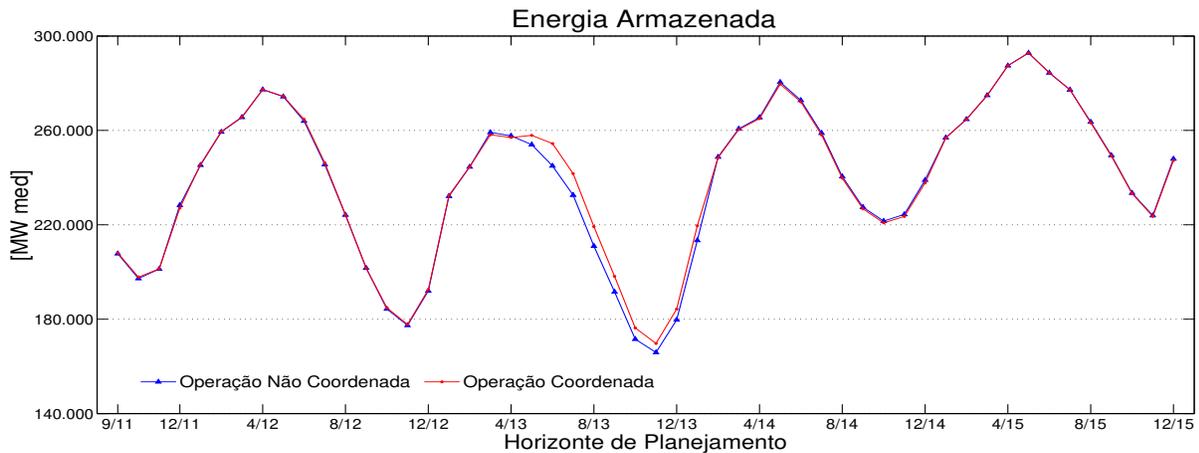


Figura 4.19: Energia Armazenada do SIN no cenário de 1976.

Essa diferença significativa que se verificou nesse período causaria a redução de 0,18% da geração hidrelétrica média das usinas brasileiras no horizonte de planejamento de setembro de 2011 a dezembro de 2015 considerando o cenário hidrológico de 1976.

A Figura 4.20 apresenta as curvas da geração da usina Itaipu obtidas nas simulações. Essas curvas também apresentam comportamentos similares, mas também apresentam uma variação significativa no período de abril até julho de 2013, o que produziria a redução de 0,10% da geração da usina Itaipu.

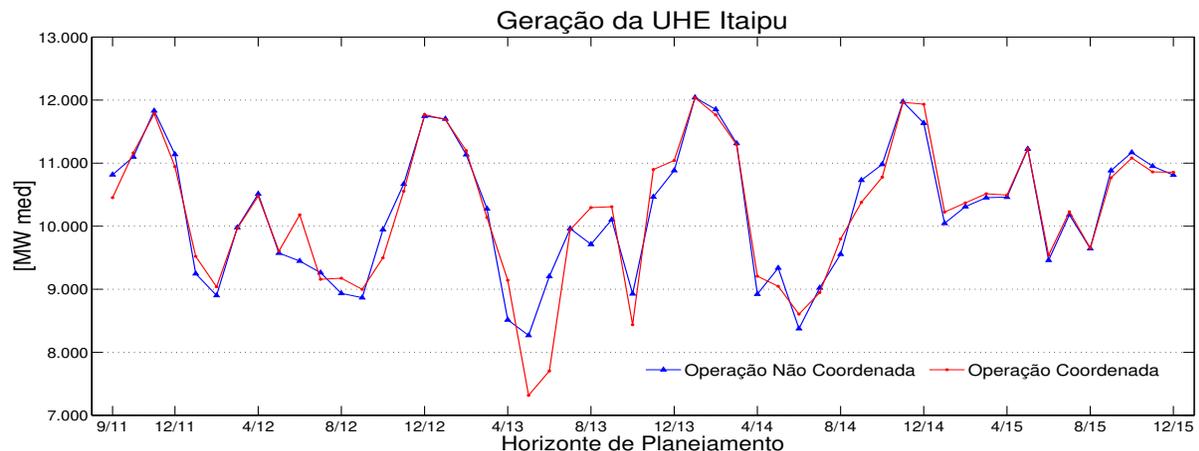


Figura 4.20: Geração Hidrelétrica da UHE Itaipu no cenário de 1976.

No caso das UHEs binacionais Corpus e Yacyretá, as curvas da geração obtidas nas simulações da operação não coordenada e da operação coordenada, apresentam um comportamento diferente das curvas de geração das demais usinas, já que no mês de maio de 2013 elas conseguem atingir o nível mais alto da curva de geração enquanto que as curvas de geração das usinas brasileiras apresentam um dos níveis mais baixos, no caso das UHEs Corpus e Yacyretá essa variação brusca que atinge o nível mais baixo da curva de geração verificou-se no mês de junho de 2013. O comportamento das curvas de geração das usinas Corpus e Yacyretá mostra-se nas Figuras 4.21 e 4.22, respectivamente.

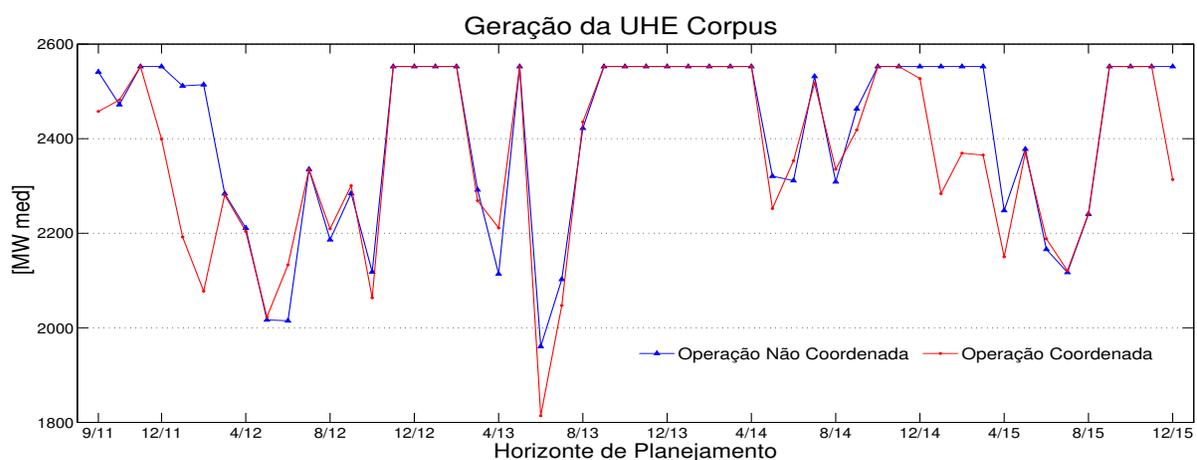


Figura 4.21: Geração Hidrelétrica da UHE Corpus no cenário de 1976.

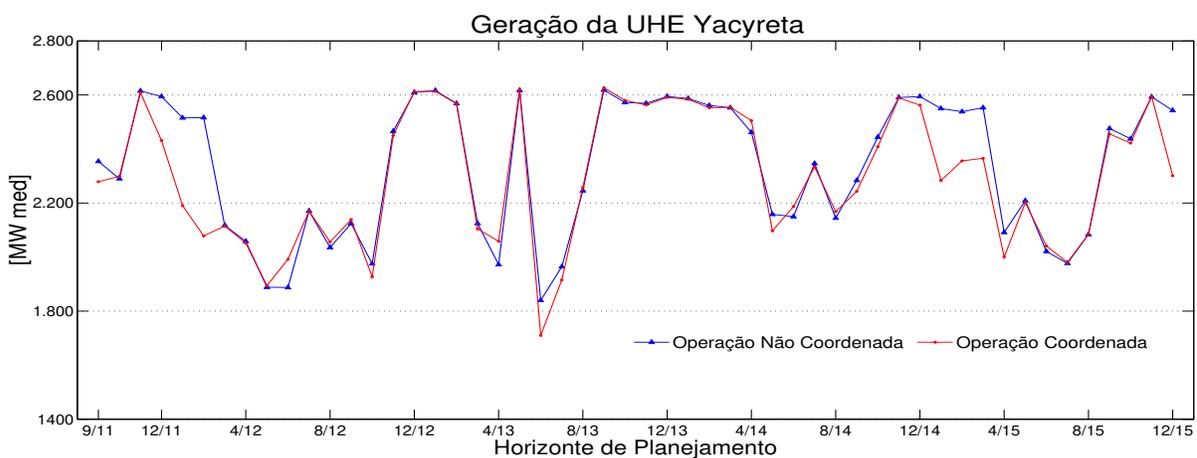


Figura 4.22: Geração Hidrelétrica da UHE Yacyreta no cenário de 1976.



# Capítulo 5

## Conclusões

Este trabalho apresentou uma avaliação do impacto da operação das usinas hidrelétricas brasileiras que compõem o SIN sobre as usinas hidrelétricas binacionais paraguaias de Corpus e Yacyretá.

Dois casos de estudo foram considerados. No primeiro as usinas binacionais operam com vazões decorrentes da operação coordenada do sistema brasileiro, como é feito atualmente. No segundo caso as usinas de Corpus e Yacyretá foram inseridas no sistema participando do planejamento da operação energética do SIN.

Para as simulações da operação não coordenada e da operação coordenada foram consideradas 64 cenários históricos de 52 meses, contidos no período de 1931 a 1998. Os resultados comparativos foram obtidos com o uso de um simulador a usinas individualizadas. Os valores obtidos foram submetidos à estatística para a verificação dos valores médios da geração hidrelétrica obtidos para os cenários simulados.

Analisando os resultados obtidos pode-se concluir que operando de maneira conjunta as usinas brasileiras com as binacionais nota-se um aumento de geração média das usinas brasileiras e uma redução da geração média das usinas binacionais Corpus e Yacyretá.

A geração das UHEs binacionais Corpus e Yacyretá diminuiu consideravelmente no período chuvoso, período no qual, existe uma oferta energética muito superior à demanda do SIN e promovendo, portanto, vertimentos turbináveis nas UHEs binacionais e em algumas UHEs brasileiras.

Existem cenários em que a operação coordenada concentrou benefícios nas usinas brasileiras, e cenários em que a operação coordenada concentrou benefícios nas usinas binacionais. Porém, considerando a geração hidrelétrica média total, foi obtido um aumento de geração de 12,27 MW médios, ou 107.485,2 MWh por ano, o que significa que operando de maneira coordenada haverá um ganho de cerca de R\$ 10.748.520,00 por ano, considerando

um valor médio de 100 R\$/MWh.

# Referências Bibliográficas

- [1] A. A. F. M. Carneiro. Contribuição ao Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos de Potência. Tese de doutorado, FEEC/UNICAMP, Campinas, São Paulo, Agosto 1991.
- [2] A. A. F. M. Carneiro, S. Soares, P. S. Bond. A Large Scale Application of an Optimal Deterministic Hydrothermal Scheduling Algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, 5(1):204–211, 1990.
- [3] A. Arce. Um Modelo de Otimização do Despacho de Máquinas em Usinas Hidrelétricas. Dissertação de mestrado, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, UNICAMP, Campinas - SP, 1999.
- [4] A. Arce et al. Dynamic dispatch of hydro generating units. In *IEEE Bologna Power Tech*, 2003.
- [5] A. Arce, T. Ohishi, S. Soares. Optimal Dispatch of Generation Units of the Itaipu Hydroelectric Plant. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2002.
- [6] A. R. L. Oliveira, S. Soares, L. Nepomuceno. Optimal active power dispatch combining network flow and interior point approaches. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(4):1235–1240, 2003.
- [7] A. T. de Azevedo. Métodos de Pontos Interiores Aplicados em Sistemas de Potência Modelados por Fluxo em Redes. Tese de doutorado, FEEC/UNICAMP, Campinas, São Paulo, 2006.
- [8] ANEEL. *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*. Aneel - Agência Nacional de Energia Elétrica, 3th edition, 2008.
- [9] A. F. Atiya, S. M. El-Shoura, S. I. Shaheen, and M. S. El-Sherif. A comparison between neural-network forecasting techniques-case study: river flow forecasting. *IEEE Transactions on Neural Networks*, 10(2):402–409, 1999.

- [10] B. Gorenstin, N. M. Campodonico, J. P. Costa, M. V. F. Pereira. Stochastic Optimization of a Hydro-Thermal System Including Network Constraints. *IEEE Transactions on Power Systems*, 7(2):791–797, May 1992.
- [11] S. P. Simonovic C. M. Zealand, D. H. Burn. Short term streamflow forecasting using artificial neural networks. *Journal of Hydrology*, 214(1):32–48, 1999.
- [12] CEPEL. *Manual de Referência do Modelo NEWAVE*. CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, 2006.
- [13] M. B. Siek D. P. Solomatine. Modular learning models in forecasting natural phenomena. *Neural Networks*, 10(2):215–224, 2006.
- [14] C. Bordons E. F. Camacho. *Model Predictive Control*. Springer, Berlin, 2004.
- [15] Eustáquio Sene, João C. Moreira. *Geografia geral e do Brasil*. Scipione, 2010.
- [16] W. Pedrycs F. A. C. Gomide, M. Figueiredo. A neural fuzzy network: Structure and learning. In Z. Bien and K Min, editors, *Fuzzy Logic and Its Applications, Information Sciences and Intelligent Systems*, pages 177–186, Netherlands, 1995. Kluwer Academic Publishers.
- [17] G. Oliveira, S. Soares. A second-order network flow algorithm for hydrothermal scheduling. *IEEE Transactions on Power Systems*, 10(3):1635–1641, 1995.
- [18] M. H. Magalhães R. Ballini I. Luna, S. Soares. Previsão de vazões utilizando redes neurais recorrentes. In *Congresso Brasileiro de Redes Neurais*, Natal, 2005.
- [19] R. Ballini I. Luna, S. Soares. A constructive vs. an online approach for time series prediction. In *IEEE Procs. of the North American Fuzzy Information Processing Society Meeting – NAFIPS’07*, pages 256–261, 2007.
- [20] L. A. M. Fortunato, T. A. A. Neto, J. C. R. Albuquerque, C. Ferreira. Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica. *EDUFF/Eletróbrás*, 1990.
- [21] L. Martinez. 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 2001.

- [22] L. Martinez, S. Soares. Comparison Between Closed-Loop and Partial Open Loop Feedback Control Policies in Long Term Hydrothermal Scheduling. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(2):330–336, May 2002.
- [23] M. A. Cicogna. Modelo de Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos a Usinas Individualizadas Orientado por Objetos. Tese de mestrado, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, UNICAMP, Fevereiro 1999.
- [24] M. A. Cicogna. 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 2003.
- [25] M. A. M. Rodrigues, M. E. P. Maceira, R. P. D. Ross, A. Kopiler, F. L. Tito, L. A. C. Henriques, A. Castro, A. C. P. Araújo, P. D. Zarur, J. C. O. Mello, D. B. Andrades. Sistema de Encadeamento de Modelos Energéticos. In *XVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Campinas - SP, 2001.
- [26] M. E. El-Hawary, G. S. Christensen. *Optimal economic operation of electric power systems*. Academic Press, 1979.
- [27] M. E. P. Maceira, L. A. Terry, F. S. Costa, J. M. Damazio, A. C. G. Melo. Chain of Optimization Models for Setting the Energy Dispatch and Spot Price in the Brazilian System. In *Power System Computation Conference - PSCC 02*, pages 24 – 28, Sevilla, June 2002.
- [28] M. F. H. Carvalho, S. Soares. An Efficient Hydrothermal Scheduling Algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2(3):537–542, 1987.
- [29] M. S. Zambelli. Planejamento da Operação Energética do Sistema Interligado Nacional Baseado em Modelo de Controle Preditivo. Tese de doutorado, FEEC/UNICAMP, Campinas, São Paulo, Dezembro 2009.
- [30] M. V. F. Pereira. Optimal Stochastic Operations Scheduling of Large Hydroelectric Systems. *International Journal of Electric Power and Energy Systems*, 11(3):161–169, July 1989.
- [31] M. V. Pereira, L. M. V. G. Pinto. Stochastic optimization of a multireservoir hydroelectric system: A decomposition approach. *Water Resources Research*, 21(6):779–792, June 1985.

- [32] M.S. Zambelli, et al. NEWAVE versus ODIN: comparison of stochastic and deterministic models for the long term hydropower scheduling of the interconnected brazilian system. In *SBA: Controle & Automação [online]*, volume 22, pages 598–609, 2011.
- [33] J. Nie. Nonlinear time-series forecasting: A fuzzy-neural approach. *Neurocomputing*, 16:63–76, 1997.
- [34] Nivalde J. de Castro, Rubens Rosental, Victor J. Ferreira. A Integração do Setor Elétrico na América do Sul: Características e Benefícios. *GESEL/UFRJ*, 10, Setembro 2009.
- [35] ONS. O Operador Nacional do Sistema Elétrico e os Procedimentos de Rede: visão geral. Technical Report Submódulo 1.1, Operador Nacional do Sistema Elétrico, Junho 2009.
- [36] A. L. Lopes P. R. H. Sales, A. M. Vieira. Modelagem de vazões médias mensais tendo em vista a obtenção de previsões segundo a metodologia yevjevich / box & jenkins. In *Seminário Internacional de Hidrologia e Hidráulica*, Assunção, Paraguai, 1984.
- [37] W. Pedrycz. *Fuzzy Control and Fuzzy System*. John Wiley & Sons, Inc., New York, EUA, 1993.
- [38] R. Ballini. 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 2000.
- [39] S. Soares R. Ballini, M. Andrade. An adaptive neural fuzzy network model for seasonal streamflow forecasting. *Vth Brazilian Symposium on Neural Networks*, 1:215–219, 1998. Belo Horizonte.
- [40] S. Soares. Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos. *SBA: Controle & Automação*, 1(2):122–131, 1987.
- [41] T. C. Marques. 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 2006.
- [42] M. Sugeno T. Takagi. Fuzzy identification of systems and its applications to modeling and control. *IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics*, 1:116–132, 1985.

- 
- [43] Z. Souza, R. D. Fuchs, A. H. M. Santos. Centrais Hidro e Termelétricas. *Edgar Blucher/Eletróbrás*, 1983.