

0962.04

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
DEPARTAMENTO DE SISTEMAS

**MODELO DE OTIMIZAÇÃO ELETRO-ENERGÉTICO DE CURTO PRAZO
(PRÉ-DESPACHO) APLICADO AO SISTEMA COPEL**

Este exemplar corresponde à redação final da tese defendida por <u>Clóvis Tadeu Salmazo</u> e aprovada pela Comissão Julgadora em <u>04/04/97</u> . <u>Secundino Soares F.</u> Orientador
--

Clóvis Tadeu Salmazo

orientador: **Prof. Dr. Secundino Soares Filho**

Tese apresentada à FEEC/UNICAMP como parte
dos requisitos para obtenção do grau de Mestre
em Engenharia Elétrica

MARÇO DE 1997

UNIDADE	BC
CHAMADA:	T/UNICAMP
Sa35m	
COMBO B2/	31323
ROC.	281197
C	☐
D	☒
RECO	2511.00
DATA	13/08/97
CPD	

CM-00 099613-5

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

Sa35m Salmazo, Clovis Tadeu
Modelo de otimização eletro-energético de curto prazo
(prédespacho) aplicado ao sistema Copel / Clovis Tadeu
Salmazo.—Campinas, SP: [s.n.], 1997.

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

1. Otimização matemática. 2. Sistemas de energia
elétrica - Perdas. 3. Energia elétrica - Produção. 4.
Energia elétrica - Transmissão. I. Soares Filho,
Secundino. II. Universidade Estadual de Campinas.
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III.
Título.

Oferecimentos

A meu pai, com quem aprendi a arte do fazer

À minha mãe, com quem aprendi a persistência na luta

À minha filha, a quem quero deixar estes aprendizados.

À Carla, esposa e companheira de todos momentos.

Agradecimentos

À Ivana pela capacidade incomum em ajudar. Foi fundamental o seu apoio computacional.

Aos amigos do DPPO que sempre souberam compreender e ajudar em todos os momentos.

À VASI pelo apoio nos estudos elétricos.

Aos amigos do COSE 92, pelos grandes momentos.

À COPEL pela compreensão da importância do investimento em tecnologia.

Ao Secundino orientador e grande companheiro durante todo o trabalho.

Resumo

A produção de energia elétrica no Brasil é constituída por um parque gerador predominante hidráulico, onde as usinas termoeletricas representam apenas 8% da potência instalada no país. Esta característica torna quase que obrigatória a operação coordenada do sistema elétrico brasileiro, visando uma operação otimizada, ao longo de três etapas principais: longo prazo, médio e a curto prazo.

As duas primeiras etapas possuem um ferramental bem desenvolvido, no sentido de se estabelecerem metas e diretrizes baseadas em uma otimização global do sistema interligado. Por outro lado, o planejamento de curto prazo (pré despacho), mais próximo à operação em tempo real, onde a definição da curva de geração horária ocorre a nível da empresa, encontra-se carente de modelos que visem atender as metas e diretrizes dos horizontes de mais longo prazo, maximizando o armazenamento energético da empresa.

Este trabalho busca suprir esta lacuna, definindo a geração a nível de unidades geradoras em base horária, através da minimização das perdas no sistema de produção e transmissão, atendimento dos requisitos de carga, metas de geração e intercâmbios, observando as restrições operativas, tais como zonas de operação proibida das unidades geradoras e limites do sistema de transmissão de energia.

Identifica-se, ainda, neste horizonte, as variáveis influentes na otimização, através de um estudo individualizado de todas as variáveis que compõem a função de produção. Analisa-se, também, o comportamento das perdas no sistema de transmissão, bem como a influência do intercâmbio de energia nos sistemas de geração e transmissão.

O principal ganho introduzido é uma melhor eficiência operativa que pode ser medida nos seguintes aspectos:

- menor consumo de combustível (água) para uma mesma produção de energia.
- redução no desgaste das unidades geradoras em função do melhor desempenho mecânico (operação em faixas de melhor rendimento) e, conseqüentemente, redução nos gastos com manutenção.

O modelo proposto minimiza uma função quadrática representando as perdas em MW no sistema de geração da COPEL, constituído de três usinas de grande porte e no sistema de transmissão Paranaense, com 58 barras e 62 linhas de transmissão.

A técnica de solução implementada, que induz à decomposição temporal do problema, é a Relaxação Lagrangeana, associada a uma heurística para selecionar as unidades geradoras em operação.

Abstract

The Brazilian power production is composed mostly by hydro plants, where thermal generation participates only with 8% of the total installed capacity in the country. This aspect almost obliges a coordinated operation of the Brazilian power system as a whole, looking for an optimization over three main horizons: long, medium and short term.

There is already a considerable amount of developed tools for these first two steps, setting goals and guidelines based on interconnected power system global optimization. In terms of short term operation planning (pre-dispatch) — the closest step to real time operation, where is defined the hourly generation curve (this activity is made inside the utility's environment) — there are no models coupling the short term operation with the goals/guidelines established by long and medium term steps and looking for the maximum storage of the utility's reservoirs.

This work intends to supply this deficiency, proposing a new model that sets the amount of hourly generation for each generation unit through the minimization of generation and transmission losses, under some constraints as load supply, generation and exchanges goals, transmission system capacity limits and prohibited operation zones of generation units.

It is also presented, for the same horizon, the most influent variables on the generation function, the behavior of transmission system losses and the influence of the energy exchange on the generation and transmission systems.

The most important gain of this model is a better operational efficiency measured through:

- less fuel consumption (water) for the same energy production;
-

- reduction on the aging process for generation units due to a best mechanical performance (operation on best efficiency region) and, as consequence, reduction of maintenance costs.

The proposed model minimizes a quadratic function that represents the total MW losses of the COPEL's generation system. This system comprises three big power plants and neighboring electrical power system is also represented by 58 busses and 62 transmission lines.

The implemented solution, that induces to the temporal decomposition of the problem, is the Lagrangean relaxation associated to a heuristic a for to decide which generators will be chosen to operate.

ÍNDICE

1. O Planejamento da Operação do Sistema Elétrico Brasileiro.....	1
1.1. Planejamento da Operação de Longo Prazo.....	8
1.2. Planejamento da Operação de Médio Prazo.....	10
1.3. Planejamento da Operação de Curto Prazo	11
1.4. Operação em Tempo Real.....	12
2. Modelo de Programação de Curto Prazo para o Sistema da COPEL.....	14
2.1. Introdução	14
2.2. Modelo de Programação de Curto Prazo aplicado ao Sistema COPEL	17
2.2.1. Sistema de Produção.....	18
2.2.2. Sistema de Transmissão	38
2.2.3. Intercâmbio	41
2.3. Representação das restrições do problema geral como fluxo em redes.....	46
2.4. Formulação Matemática Geral do Problema.....	48
3. Técnica de Solução	50
4. Testes e Resultados.....	58
5. Considerações Finais	64
Referências Bibliográficas	67

1. O Planejamento da Operação do Sistema Elétrico Brasileiro

As descobertas no campo da eletricidade do final século passado, principalmente a de Gramme e de Edison, trouxeram para a sociedade grandes melhorias na iluminação e facilidades na movimentação de máquinas. Enquanto Edison encontrava um material mais adequado para constituir o filamento de suas lâmpadas, Gramme conseguia uma grande melhora no rendimento dos geradores, onde a principal evolução foi a de constituir suas bobinas com fio isolado e, pelo acaso que acompanha as grandes invenções, descobrir que o seu próprio gerador poderia funcionar como motor.

Estes aprimoramentos na tecnologia da época propiciaram um extraordinário aumento na utilização da energia elétrica, tanto na iluminação das cidades e aquecimento das residências quanto como força motriz na indústria. O crescimento da utilização deste recurso se deu muito rapidamente nos países industrializados, enquanto nos países cuja economia ainda não era desenvolvida, como o Brasil, numa cadência mais lenta.

No ano de 1900, época do surgimento das primeiras indústrias no Brasil, teve início a entrada de capital estrangeiro no país, para o setor de Energia Elétrica, através do grupo canadense Brascan, proprietário da Light (Light Serviços de Eletricidade), nas cidades de São Paulo e Rio de Janeiro, o que acelerou fortemente o crescimento da potência instalada no país, conforme a tabela 1.

TABELA1 - HISTÓRICO DA POTÊNCIA INSTALADA NO BRASIL

ANO	1883	1889	1890	1900	1930	1950	1962	1964	1977	1996
MW	0,053	4,618	5,020	12,085	779,0	1.883,0	5.729,0	6.840,0	22.637,0	53.956,0

Com o avanço do processo de industrialização nacional criou-se a necessidade de uma nova infra-estrutura, mais adequada a esse processo de crescimento, desencadeando diversas mudanças nas regulamentações legais. O sistema passou então, de constituído basicamente por empresas municipais isoladas, com forte participação privada, para estatal interligado com algumas pequenas empresas privadas [01, 02, 03].

O crescimento da potência instalada, o surgimento de algumas interligações e a necessidade de expansão do sistema elétrico, levaram o governo federal a criar as regulamentações até hoje vigentes, instituídas em 1973 [04]. Nessa fase, o setor elétrico nacional estruturou-se conforme a figura 1. Foram criados cinco grupos coordenadores, para atuarem no planejamento da expansão, operação do sistema gerador e distribuição de energia, com o objetivo de garantir uma gestão racional dos recursos do sistema elétrico brasileiro. Todas as empresas possuem representantes nestes grupos e participam das decisões que afetam o sistema.

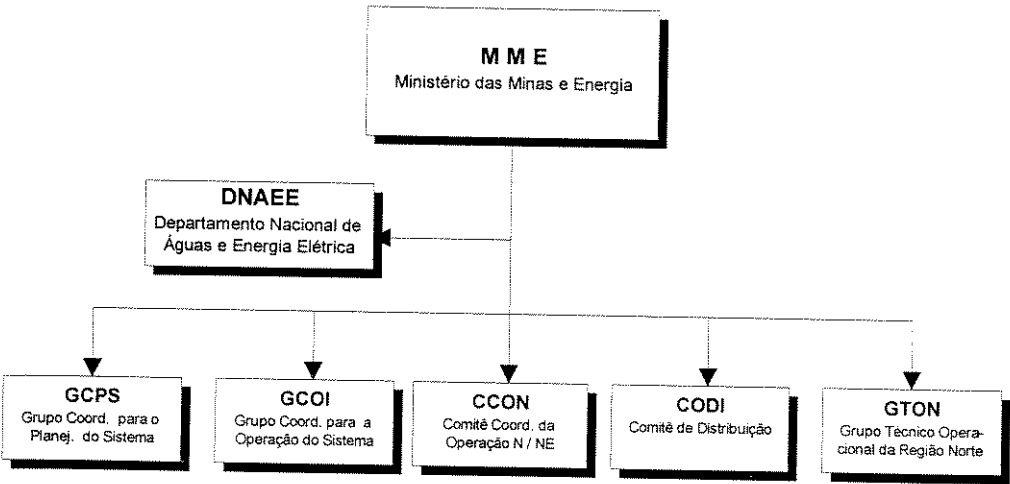


FIGURA 1 - ESTRUTURA ORGANIZACIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO:

O DNAEE é o órgão responsável pela concessão de direitos para exploração dos recursos energéticos do setor elétrico, regulamentação dos contratos de suprimentos entre empresas, definição de tarifas de suprimento e de fornecimento aos consumidores, bem como pela supervisão, fiscalização e controle dos serviços de eletricidade [05].

À ELETROBRÁS cabe a função de coordenar os grupos ligados ao planejamento da expansão e da operação do sistema elétrico brasileiro. Hoje, a holding ELETROBRÁS tem o controle acionário de quatro empresas, Chesf, Eletronorte, Eletrosul e Furnas. O setor elétrico nacional é composto ainda por empresas estaduais de economia mista (com o controle acionário dos estados) e algumas empresas privadas. A participação privada deverá novamente crescer em função da reformulação na modelagem que vem se desenvolvendo atualmente no setor elétrico.

O tema deste trabalho aborda parte das funções do GCOI, motivo pelo qual será descrito somente a estrutura organizacional deste grupo.

O GCOI (Grupo Coordenador da Operação Interligada):

O GCOI foi criado para ser o fórum de discussões das questões relacionadas com a operação dos sistemas interligados, com os seguintes objetivos:

- Aumentar a cooperação mútua, através da transferência de grandes blocos de energia entre os subsistemas Sul/Sudeste e Norte/Nordeste, uma vez que os regimes hidrológicos das regiões possui sazonalidades diferentes e o mercado consumidor não esta distribuído proporcionalmente ao recurso de geração;
- Operação mais racional de usinas em um mesmo rio;

- Possibilitar a participação da usina de ITAIPU no sistema brasileiro [06];

Para atingir esses objetivos a estrutura organizacional do GCOI foi definida conforme a figura 2, abaixo:

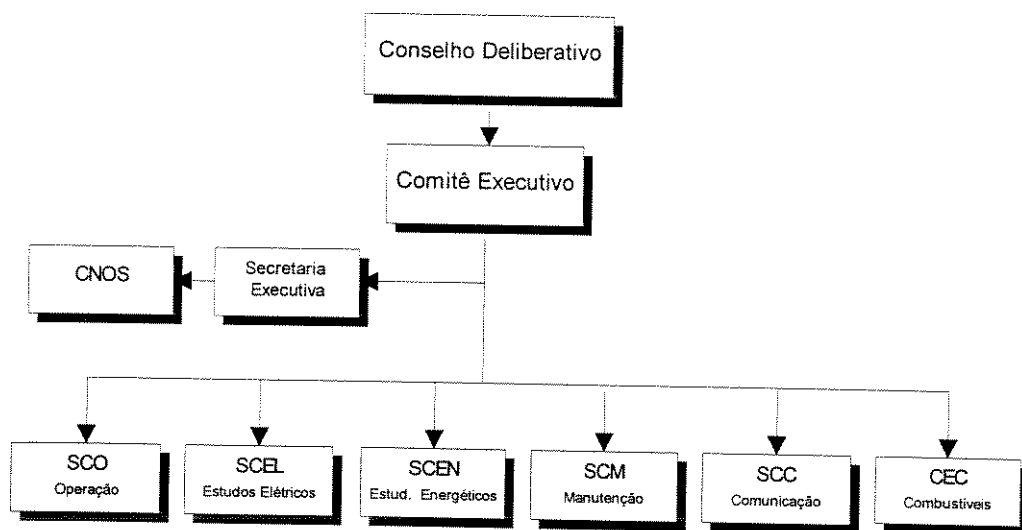


FIGURA 2 - ESTRUTURA ORGANIZACIONAL DO GCOI:

O Conselho Deliberativo, formado pelos presidentes das empresas participantes, é o órgão máximo no GCOI.

O Comitê Executivo formado pelos Diretores de Operação das empresas, é o órgão técnico máximo.

No processo decisório cabe ao coordenador do Comitê Executivo (Diretor de operação da Eletrobrás), o poder de decisão quando o consenso entre os participantes não é alcançado, cabendo às empresas interessadas interpor recurso junto ao Ministério de Minas e Energia.

O CNOS (Centro Nacional de Operação do Sistema) e Secretaria Executiva - Coordena e supervisiona em tempo real a operação do sistema elétrico.

A CEC (Comissão de Estudos de Combustíveis) - Elabora o Plano Anual de Combustíveis, onde são estabelecidos os montantes da conta de consumo de combustíveis fósseis -CCC. Além disso, trata da comercialização de cinzas e atua como interveniente no estabelecimento de contratos entre fornecedores de combustíveis e as empresas participantes do GCOI.

Os Subcomitês Técnicos estabelecem os critérios de planejamento e executam estudos periódicos em suas áreas de especializações, e são os seguintes:

SCEN (Subcomitê de Estudos Energéticos) - Define as metodologias e critérios para estudos de avaliação energética do sistema interligado, bem como, estabelece procedimentos relativos a contabilização e faturamento dos intercâmbios entre as empresas de energia elétrica.

SCEL (Subcomitê de Estudos Elétricos) - realiza estudos e estabelece critérios, para horizontes de planejamento de curto e médio prazos, para os estudos do sistema interligado de potência.

SCO (Subcomitê de Operação) - Analisa e coordena a operação elétrica do sistema de potência, estabelecendo procedimentos operativos para situações contingenciais, de modo a manter o adequado desempenho do sistema para o atendimento aos requisitos dos mercados.

SCM (Subcomitê de Manutenção) - Estuda e acompanha a problemática de manutenção e seus aspectos técnicos e econômicos com o objetivo de atender as necessidades operacionais e confiabilidade das instalações do Sistema Interligado.

SCC (Subcomitê de Comunicação) - Elabora o plano quinquenal de necessidades de comunicação para fins operacionais e de controle do sistema interligado, propondo as modificações e prioridades julgadas convenientes.

Como este trabalho será voltado à operação do sistema hidroelétrico da COPEL a curto prazo, será descrita apenas a cadeia do planejamento energético, adotada pelo GCOI/SCEN.

O SCEN (Subcomitê de Estudos Energéticos)

Tem como escopo principal de suas atividades “determinar uma estratégia de geração para cada usina de modo a minimizar o valor esperado dos custos operativos, minimizando os gastos com combustíveis das usinas térmicas e os custos de não atendimento à carga no período do planejamento”[7].

O sistema brasileiro é predominantemente hidráulico com cerca de 92% da potência instalada do parque gerador. Apesar da pequena participação térmica, o custo de sua operação é significativo, tornando necessária a representação do sistema como um sistema hidrotérmico.

A operação de sistemas hidrotérmicos é bastante complexa pelos seguintes aspectos:

- aleatoriedade das vazões;
- acoplamento temporal entre os períodos, ou seja, uma decisão tomada hoje afeta a operação futura do sistema, podendo torná-la ineficiente, ou seja, custos futuros elevados.
- representação do comportamento do conjunto gerador no que se refere a rendimentos, perda hidráulica e elevação do nível de jusante para os diversos níveis de armazenamento dos reservatórios e de geração.

Esta complexidade, aliada a dimensão do sistema brasileiro, impossibilita a representação do problema em um único modelo. Como solução, o SCEN particiona o problema em vários horizontes. Para cada um desses horizontes, fazem-se simplificações convenientes para a modelagem de cada fase. A figura 03 representa, através do diagrama de blocos, a sua estrutura de funcionamento.

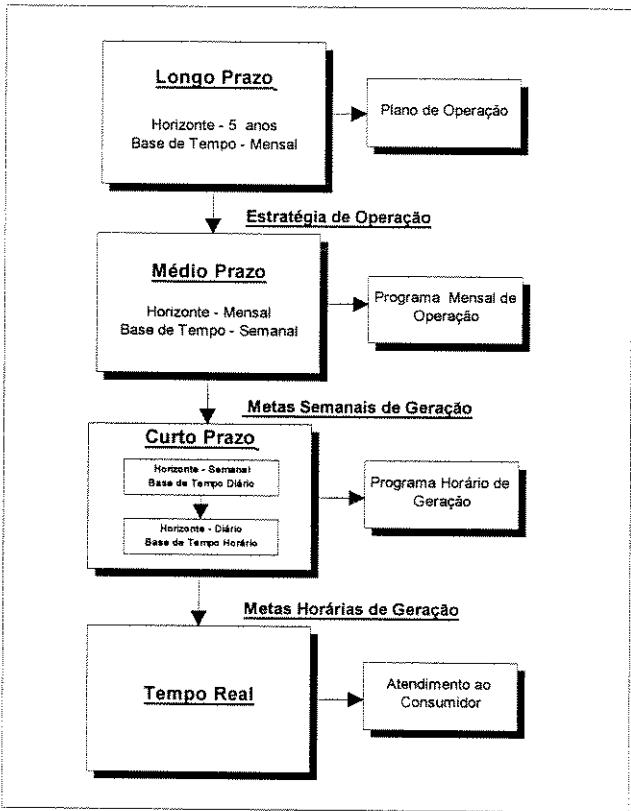


FIGURA 3 - DIAGRAMA DE BLOCOS DA CADEIA DO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO (GCOI):

1.1. Planejamento da Operação de Longo Prazo

Este horizonte inicia a cadeia do planejamento, definindo a estratégia de operação e as contratações entre empresas, com intuito de atender os consumidores de energia elétrica com um bom produto a um baixo custo. Na busca deste objetivo, dá-se ênfase ao processo estocástico onde a aleatoriedade das vazões é representada por um modelo Markoviano, e são consideradas simplificações nos sistemas de geração e de transmissão. O modelo de carga própria adotado é determinístico.

O planejamento da operação será aqui dividido em *estratégico* e de *contratação*:

- **Estratégico:**

O parque gerador hidráulico é agregado em um único reservatório [08] e o parque térmico em classes segundo seu custo operativo. A estratégia de operação é definida por um modelo de programação dinâmica estocástica¹ [09]. O resultado é uma tabela de valor d'água para cada par: energia afluyente no mês anterior e nível de energia armazenada. Este algoritmo é aplicado separadamente para cada subsistema que compõem os sistemas interligados (Sul/Sudeste e Norte/Nordeste).

Através de um algoritmo de simulação a sistema equivalente (BACUS) [10] e utilizando as tabelas de valor d'água definidas pela PDE, encontra-se a parcela de geração térmica e hidráulica por subsistema e o intercâmbio de energia para atender a carga total do sistema, com o objetivo de equalizar os valores d'água dos dois subsistemas. Este processo é repetido para os diversos cenários de afluência. Com o intercâmbio médio obtido destas

¹ onde se estabelece a parcela de geração térmica e hidráulica para atendimento da carga, a cada estágio e para cada vazão equiprovável, de modo a minimizar o custo esperado de operação até o final do horizonte

simulações, redefine-se a carga de cada subsistema, gerando novas tabelas de valor d'água. O algoritmo converge quando não houver alteração significativa no valor do intercâmbio médio.

- **Contratação:**

O objetivo da contratação é definir a energia garantida por usina para, a partir desses valores encontrar os intercâmbios comerciais entre as empresas que compõem o sistema interligado. A energia garantida é o mercado que o sistema consegue atender com um risco de 5%. Em sua determinação utiliza-se da estratégia definida pela fase anterior, e no algoritmo de simulação BACUS ao invés das séries históricas de vazão, adota-se 2000 séries sintéticas de energia afluente. Na desagregação da energia garantida por usina é feito uma ponderação econômica pelo custo marginal da operação.

Este planejamento é realizado anualmente para um horizonte de cinco anos sendo que os principais resultados, editados no chamado **Plano Anual de Operação** [11,12], são:

- Contratos de suprimento de energia e potência entre empresas concessionárias. Este valor a ser contratado para fins de fluxo financeiro é uma composição entre os valores definido pelo GCOI (conforme descrição acima) e o definido pelo GCPS² (definidos por modelos diferentes, porém mesma base teórica);
- Estratégia ótima de operação (tabelas de valor da água);
- Avaliação dos riscos de déficit de energia e potência.

² Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos, órgão colegiado nacional responsável pela coordenação do planejamento da expansão dos sistemas elétricos.

1.2. Planejamento da Operação de Médio Prazo

Nos estudos de médio prazo o modelo estocástico de afluência é substituído por uma afluência determinística, cuja previsão é definida pelo *modelo prevaz*³ [13, 14]. O sistema geração é representado a nível individualizado, enquanto o sistema de transmissão passa a ser visto em termos dos principais troncos, cujas capacidades de geração e de transmissão constituem-se em valores médios semanais. É também considerada a manutenção prevista, tanto por unidade geradora, como para os equipamentos dos principais troncos de transmissão. As cargas próprias previstas pelo longo prazo são revistas e discretizadas em semanas, através de um modelo determinístico.

Os montantes de geração hidráulica e térmica, de cada subsistema, são definidos utilizando-se da estratégia de operação definida pelo longo prazo (tabelas do valor d'água), com os subsistemas sendo simulados com o objetivo de equalizar o valor d'água no final do período simulado.

Os ganhos possíveis nesta fase estão no controle adequado do nível de montante dos reservatórios, onde se busca encontrar a solução ótima entre dois objetivos conflitantes: o ganho de produtividade pelo aumento do nível de montante dos reservatórios e a redução de possíveis vertimentos.

Os resultados desta etapa de planejamento são publicados no **Programa Mensal de Operação -(PMO)** [15], sendo que os principais são:

- geração média por usina e níveis finais de armazenamento;
- geração das usinas térmicas;

³ fornece previsão de vazões em base mensal segundo uma metodologia mista Yevjevich - Box & Jenkins.

- intercâmbios médios por empresa;
- manutenções de unidade geradoras;
- balanço de energia e potência por empresa;

Este planejamento é realizado mensalmente em base semanal, podendo ser revisto durante o mês caso haja uma mudança significativa nas condições operativas consideradas, (carga própria, manutenção programada de unidades geradoras e equipamentos da transmissão, bem como situação hidrológica do sistema).

1.3. Planejamento da Operação de Curto Prazo

Esta etapa do planejamento se aproxima da operação em tempo real, onde o problema energético se inter-relaciona com o elétrico, exigindo uma representação do sistema eletro-energético a um nível mais detalhado. Aqui são considerados os *desligamentos forçados*⁴ e programados da malha de transmissão e do sistema gerador, bem como possíveis limitações operativas.

O planejamento de curto prazo, também chamado de “Programação Diária da Operação”, é realizado de maneira individualizada pelas empresas de modo que ao final da semana sejam atendidas as metas de geração das usinas definidas pelo planejamento de médio prazo. Esta programação é diária com discretização horária, de modo que seja atendida a carga própria, respeitando-se as metas de geração e a *reserva de potência operativa*⁵ sob sua responsabilidade [16].

O planejamento da operação, em termos de sistema como um todo, é realizado através do fechamento das trocas energéticas previstas (intercâmbios) entre as

⁴ Representados pela reserva de potência operativa.

⁵Folga de geração (reserva) mínima das unidades geradoras em operação, à disposição do sistema, visando o atendimento à regulação carga-frequência, saídas forçadas de unidade geradoras, erros de previsão e variação instantânea de carga.

empresas com o auxílio do órgão coordenador (ELETROBRÁS). Desta forma, garante-se o atendimento à curva de carga horária de todo o sistema interligado brasileiro e a reserva de potência.

O resultado deste trabalho é o despacho horário de cada unidade geradora e a curva de intercâmbios que serão enviados à equipe de operação em tempo real.

1.4. Operação em Tempo Real

O objetivo de todo o estudo de planejamento se concretiza na operação em tempo real, que é atender o consumidor da maneira mais econômica com um produto de grande confiabilidade. A busca da economicidade se reflete no compromisso de atendimento às metas de geração e intercâmbios, enquanto que a confiabilidade está na busca de soluções rápidas para os problemas emergentes.

Em resumo, esta é, a nível básico, a função do *Despachante*⁶, que tem como cenário para o atendimento destes objetivos: valores de carga, capacidade de produção das unidades geradoras e capacidade do sistema de transmissão variáveis a cada instante e, ainda aliado a isso, a possibilidade de falha em equipamentos.

É possível, de acordo com o avanço tecnológico das instalações, se dispor de facilidades para o controle de tais variações a nível instantâneo como, por exemplo, o processo automático de regulação de frequência - conhecido como CAG⁷ e/ou um *sistema de alívio de carga*⁸, como proteção de retaguarda. Em

⁶ profissional responsável pela operação em tempo real.

⁷ Controle Automático de Geração, dispositivo de que são dotadas as unidades geradoras hidráulicas mais modernas, cuja função é controlar a entrada de água nas turbinas a fim de manter a frequência do sistema elétrico em seu valor nominal.

⁸ sistema automático de corte de carga obedecendo a níveis de prioridade pré-estabelecidos.

sistemas mais antigos, todo esse controle chega até mesmo a ser realizado manualmente.

Para que o corte de carga se dê apenas em raras situações ou de acordo com a confiabilidade desejada, a capacidade total das máquinas sincronizadas deve ser tal que suporte tanto as contingências no sistema como as variações de carga, uma vez que em ambos os casos ocorrem oscilações no sistema. Para este fim, define-se, a nível sistêmico, uma *margem de regulação*⁹, onde a parte positiva mínima é garantida pela chamada Reserva de Potência Operativa [17].

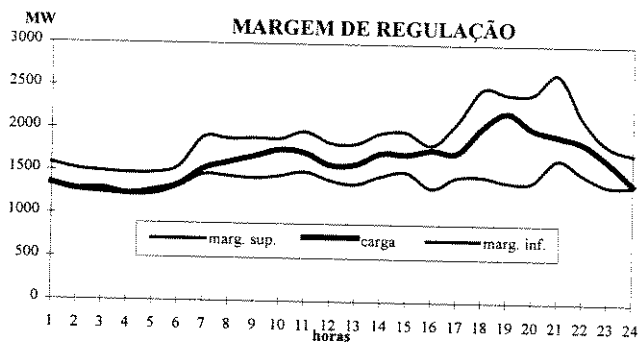


FIGURA 2 GRÁFICO DE DEMONSTRAÇÃO DA MARGEM DE REGULAÇÃO SISTEMA COPEL

⁹ é a faixa entre o mínimo e o máximo de carga que o sistema consegue atender com a configuração de momento, em termos de unidades sincronizadas.

2. Modelo de Programação de Curto Prazo para o Sistema da COPEL

2.1. Introdução

O desenvolvimento de modelos para programação de curto prazo de sistemas elétricos tem sido objeto de diversos trabalhos no Brasil [18 , 19, 20, 21]. Um dos artigos pioneiros no Brasil a tratar do problema de curto prazo foi de Mário Veiga e Leontina [18]. O modelo apresentado é um pré-despacho automático para produzir programações horárias que atendam simultaneamente às metas energéticas e às restrições elétricas. O horizonte de estudos é dividido em T períodos. As dimensões tornam proibitiva a sua resolução por métodos diretos de programação linear. Entretanto, a representação matricial do problema possui uma estrutura bloco angular, adequada à utilização de técnicas de decomposição, onde os subproblemas elétricos são independentes entre si, existindo apenas um pequeno número de restrições de acoplamento correspondentes às restrições energéticas. Para resolução do problema, foi escolhido o algoritmo de decomposição primal de Dantzig Wolfe, e os subproblemas elétricos são resolvidos independentes entre si por fluxo DC ótimo, enquanto o problema mestre encontra a viabilidade energética.

Os mesmos autores em 1987 publicaram um outro trabalho, agora dando ênfase somente ao problema energético [19], onde o artigo apresenta uma proposta de desagregação das metas semanais de geração em metas diárias, para um sistema hidrotérmico. O problema é dividido em um subproblema

hidráulico e um subproblema de atendimento à demanda, resolvidos separadamente por fluxo em grafo linear, cujo acoplamento se dá através de um programa mestre, que utiliza como técnica de solução o algoritmo de Dantzig Wolfe. Sua função objetivo é a minimização do custo da geração térmica e das penalizações pelo não atendimento à demanda e pelo não atendimento aos volumes-meta.

Sérgio Amado e Ribeiro [20], neste mesmo ano, publicaram trabalho que tem por objetivo apresentar um modelo de alocação de geração de um parque gerador hidráulico, com vistas à utilização nos estudos táticos do planejamento da operação energética. O modelo para alocação de geração busca a viabilidade hidroenergética e elétrica. As restrições elétricas são traduzidas em restrições de geração por usina. A função objetivo é a penalização quadrática do desvios das metas. Para a solução utiliza-se a programação dinâmica, sendo que os problemas de dimensionalidade, causados pela decomposição temporal do problema são contornados pela aplicação do Princípio da Otimalidade Progressiva (POP).

Takaaki [21] estuda o problema de programação hidrotérmica de curto prazo para um sistema elétrico com predominância hidráulica. O modelo proposto tem um horizonte de um dia a uma semana, em base horária, onde são observadas as restrições hidráulicas, térmicas e elétricas simultaneamente a otimização. As metas de geração definidas pelo planejamento de longo e médio prazos são também consideradas. A solução é baseada em uma técnica híbrida de otimização e simulação. O procedimento consiste da simulação do sistema hidráulico em base horária, com a decisão de geração das usinas baseada num fluxo de carga ótimo DC. O atendimento das metas é obtido por penalidade dual a qual controla o nível de geração por um sistema de preço.

César [22] sugere a inclusão de um procedimento para a programação semanal servindo para aproximar a etapa referente aos estudos táticos e a programação diária da operação. A abordagem discutida neste trabalho divide a semana em blocos de carga horários com características semelhantes e procura maximizar a economia de recursos hidráulicos do sistema. O modelo representa no sistema produtivo a variação de rendimento da usina através de uma linearização por partes. A função objetivo busca maximizar a energia armazenada no final do período através do produto da produtibilidade acumulada da cascata pela diferença entre o volume máximo e o mínimo. Para garantir o atendimento à demanda há uma penalização linear em relação ao desvio da meta de geração, o mesmo acontecendo em relação à meta de intercâmbio. Para estabilizar o nível de geração das usinas utiliza uma penalização sobre a variação de geração de um instante para outro. Na solução utiliza pacote comercial de programação linear.

Embora os trabalhos acima referenciados representem as usinas de forma individual e alguns considerem o sistema de transmissão e suas perdas, esses modelos não representam características individuais dos conjuntos de máquinas das usinas, como as perdas hidráulicas e os rendimentos da turbina e gerador. Os próximos artigos estudam estes detalhes.

Recentemente, Lidgate e Amir [23] apresentaram um algoritmo de programação de curto prazo para um período de 24 horas, em um sistema puramente hidráulico. O sistema de geração é representado a nível de unidade geradora com as principais variáveis do processo. O sistema elétrico é também representado por um fluxo de carga desacoplado. Apresentaram três possibilidades para a função objetivo: minimização do somatório dos turbinamentos, penalização quadrática do desvio do ponto de maior eficiência do conjunto gerador e a minimização da perda de potência ativa no sistema de transmissão. O problema é formulado e resolvido como não linear através do algoritmo do gradiente.

Marian, Tadeusz e Roderick [24] descrevem um modelo para programação de curto prazo para um sistema hidráulico formulado como um algoritmo de programação linear de grande porte e resolvido através de um pacote comercial. A função objetivo é escolhida de modo que permita a minimização do consumo de água pelas turbinas e vertimentos, durante o período de estudo. Alternativas de função objetivo são discutidas. O modelo incorpora os seguintes elementos: nas usinas hidráulicas (rendimentos das turbinas, limites de turbinamento, perdas no conduto forçado, elevação do canal de fuga e perdas no gerador); no sistema hidráulico (reservatórios, malha hidráulica, volume útil, vertimento, vazão entre os reservatórios e tempo de viagem) e outros modelos incluindo usinas térmicas e transmissão DC.

Esta tese analisa a programação de curto prazo da COPEL considerando a representação do sistema de geração a nível de máquina e será descrito nas próximas seções.

2.2. Modelo de Programação de Curto Prazo aplicado ao Sistema COPEL

O problema de curto prazo consiste em planejar a geração de cada unidade, em base horária, diariamente, de modo que ao final da semana sejam atendidas as metas de geração de cada usina e de intercâmbios entre as empresas. Na busca do atendimento destas metas deve-se observar as condições de momento:

- i - Potência real disponível em cada unidade, dado pelo par nível de montante/jusante e possíveis limitações eletromecânicas.
- ii - Restrições no sistema de transmissão.
- iii - Manutenções programadas no sistema de produção e transmissão.

Este estudo visa identificar as variáveis que afetam a eficiência da operação mostrando individualmente as perdas que provocam no sistema de produção e transmissão, com enfoque no sistema gerador da COPEL e de transmissão paranaense [25, 26]. A partir de uma adequada modelagem do problema foi possível obter uma solução mais eficiente na qual as metas foram atendidas com o menor consumo energético (água). A seguir são descritos os sistemas de produção e transmissão da COPEL e a modelagem adotada para a sua representação

2.2.1. Sistema de Produção

O sistema COPEL¹ caracteriza-se por ser predominantemente hidráulico, com a participação hidráulica representando 99,4% da sua potência instalada (3344 MW). O parque gerador é formado por três grandes usinas hidráulicas, um grupo de pequenas usinas, e somente uma usina térmica de pequena potência, descritos a seguir:

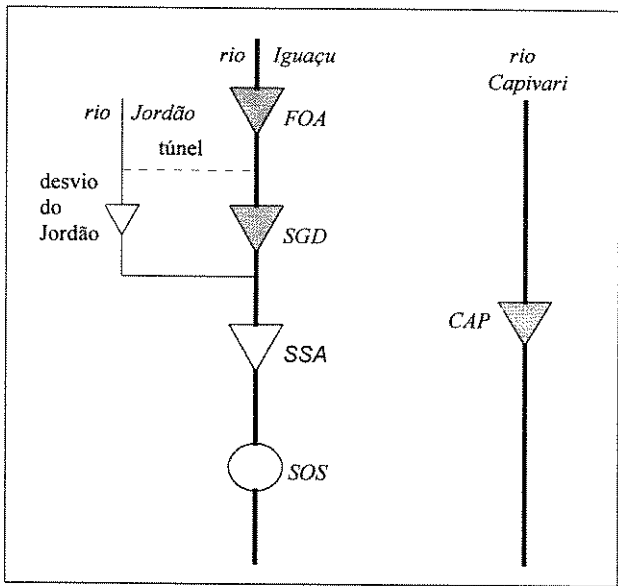


FIGURA 5 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DOS PRINCIPAIS APROVEITAMENTOS DO ESTADO DO PARANÁ

Nota: As usinas em negrito serão incluídas no estudo

¹ Companhia Paranaense de Energia, principal concessionária, responsável pelo atendimento dos consumidores de Energia Elétrica no Estado do Paraná.

FOZ DO AREIA (FOA) - Usina de cabeceira localizada no rio Iguaçu a aproximadamente 360 km da capital do Estado do Paraná - Curitiba, equipada com quatro unidades geradoras com potência de 419 MW, totalizando uma potência instalada de 1676 MW. Em operação desde o ano de 1980.

SEGREDO (SGD) - Usina imediatamente a jusante de FOA, com quatro unidades de 315 MW, totalizando 1260 MW. Em operação desde 1992.

CAPIVARI-CACHOEIRA (CAP) - Usina com reservatório localizado a 60 km de Curitiba no rio Capivari na cota 845 m, enquanto as suas unidades geradoras, num total de quatro com 63 MW de potência totalizando 252 MW, descarregam sua água turbinada no rio cachoeira próximo ao nível do mar na cota 90.1 m após percorrer um túnel escavado em rocha com 14 km de extensão. Em operação desde 1970.

PEQUENAS USINAS - Num total de 24 usinas distribuídas em varias regiões do Estado, com uma potência total instalada de 136 MW.

TÉRMICA DE FIGUEIRA - Atualmente com duas unidades instaladas de 10 MW, totalizando 20 MW, que representa 0,6 % da potência instalada na COPEL.

Face a esta grande predominância de usinas hidroelétricas, será estudado o problema de geração somente para usinas hidráulicas. A figura 6 representa esquematicamente uma usina hidroelétrica:

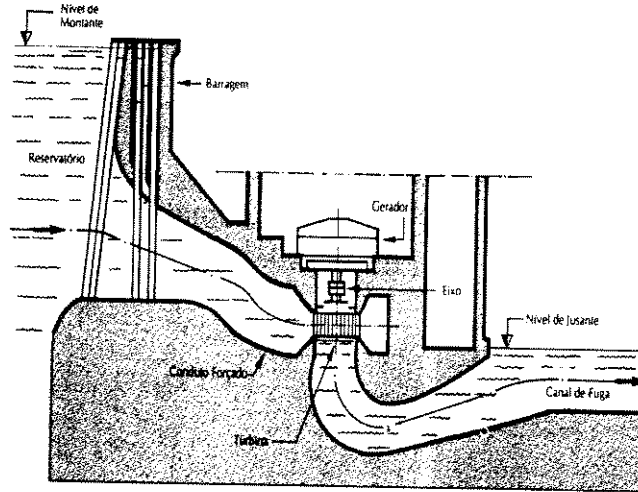


FIGURA 6 - DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE UMA USINA HIDROELÉTRICA (COPIADO DE [07])

A potência gerada por uma máquina é dada por:

$$p_i = g \times \rho \times 10^{-6} \times \eta_{tur_i} \times \eta_{ger_i} \times h_{li} \times q_{ti} \quad (\text{eq.1})$$

onde:

- p_i - potência gerada na máquina i em (MW);
- g - gravidade em (m/s^2);
- ρ - peso específico da água (kg/m^3);
- η_{tur_i} - rendimento da turbina i (%);
- η_{ger_i} - rendimento do gerador i (%);
- h_{li} - altura de queda líquida i (m);
- q_{ti} - vazão turbinada na máquina i (m^3/s).

A altura de queda líquida, é função do nível de montante do reservatório, do nível de jusante e das perdas hidráulicas nos condutos forçados, de acordo com a expressão abaixo:

$$h_{li} = n_m - n_j - p_{h_i} \quad (\text{eq.2})$$

onde:

- n_m - nível de montante em (m);
- n_j - nível de jusante em (m);
- p_{h_i} - altura de perda hidráulica na máquina i em (m).

A perda hidráulica é a redução da energia potencial pelo atrito da água nas paredes do conduto forçado e depende de forma direta da vazão turbinada. Será representada por uma função quadrática (eq.3) onde o coeficiente busca representar as características intrínsecas do conduto, seja da rugosidade do material que o constitui, da tomada d'água, possíveis curvas, etc.

$$p_{h_i} = k \times q_{t_i}^2 \quad (\text{eq.3})$$

onde:

k - constante característica do conduto forçado (s^2/m^5).

Nível de jusante será representado por uma função polinomial (eq.4).

$$n_j = a_0 + a_1 \times q_d + \dots + a_n \times q_d^n \quad (\text{eq.4})$$

$$q_d = \sum_{i=1}^{nm} q_{t_i} + q_v \quad (\text{eq.5})$$

onde:

$a_0 \dots a_n$ - coeficientes da função polinomial;

q_v - vazão vertida (m^3/s);

q_d - vazão defluente (m^3/s);

nm - número de máquinas da usina.

A influência da vazão vertida (q_v) no nível de jusante depende das características de projeto da usina, no que se refere a localização do vertedouro, pois quando o vertimento se dá em um ponto distante das descargas das máquinas a influência pode ser nula.

As equações (1, 2, 3, 4 e 5) mostram que a produção de uma usina é uma função não linear das variáveis envolvidas. A fim de avaliar a influência de cada variável em termos da sua representação mais ou menos detalhada na formulação matemática do problema, descreve-se, a seguir, uma análise de cada uma delas a nível geral e também com vista as particularidades do sistema COPEL.

2.2.1.1. Nível de Montante

Para usinas com reservatório de grande regularização, a variação do nível de montante não é significativa no horizonte de um dia, tanto em períodos de alta como de baixa hidraulicidade. Isto porque, além da grande capacidade de armazenamento dessas usinas, o planejamento de médio prazo prevê metas de geração de modo que a variação do nível de montante não se verifica de maneira brusca. Por outro lado, usinas com pequena capacidade de regularização (fio d'água) admitem pequena variação na sua cota de montante por razões construtivas. A seguir é analisada a variação diária de nível de montante das usina da COPEL.

a) *Foz do Areia*

Usina de cabeceira localizada no rio Iguaçu com um reservatório de regularização intra-ano. Sua capacidade é de 3805 hm³, um volume significativo para uma afluência com média de longo termo (MLT) anual de 632 m³/s. Com essa vazão seriam necessários 70 dias para o seu enchimento com defluência nula. O engolimento da usina pode variar de 0 a 1350 m³/s, proporcionando grande flexibilidade operativa, que aliado a uma política correta de operação, contribue fortemente para a estabilização do nível de montante, seja com redução ou aumento da geração, para períodos de baixa e alta afluência respectivamente. A figura 7 mostra que em quase 90% do tempo as vazões são inferiores ao engolimento máximo.

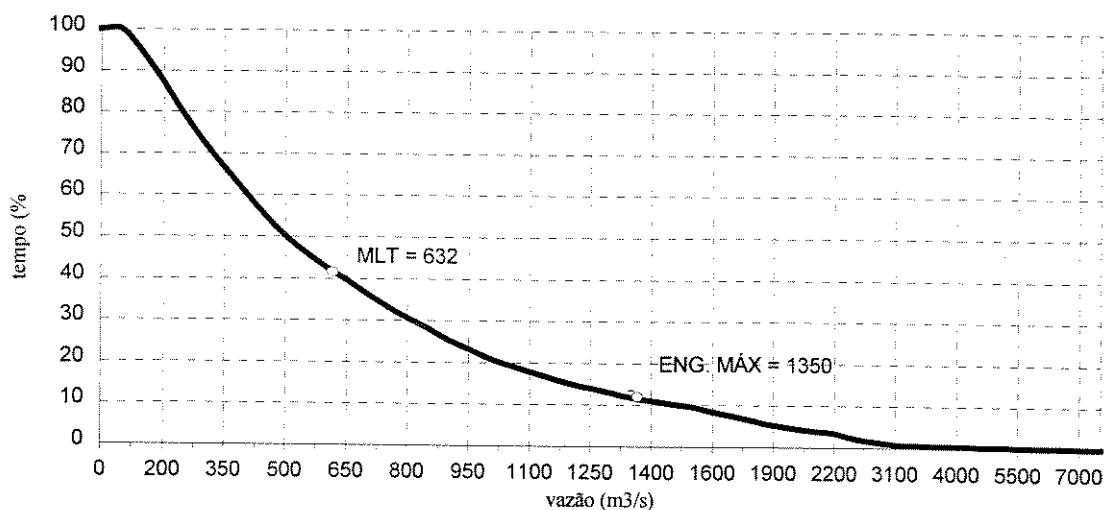


FIGURA 7 CURVA DE FREQUÊNCIA ACUMULADA DE VAZÕES DIÁRIAS DE FOZ DO AREIA

b) Segredo

Essa usina localiza-se imediatamente à jusante de Foz do Areia e à montante de Salto Santiago sendo que diversos fatores contribuem para estabilização do seu nível de montante. Sua vazão é regularizada em torno de 77% da afluência natural² pelo reservatório a montante (Foz do areia), restando desta forma para este reservatório a regularização da vazão lateral, que representa em torno de 33% da afluência natural. Sua capacidade de armazenamento é de 388 hm³, com a cota do reservatório variando entre a cota de 602 a 607 m. Para o seu completo enchimento são necessários 3,3 dias, considerando a afluência como engolimento máximo de Foz do Areia (1350 m³/s) e a defluência como nula. Apesar de o volume ser pequeno, em relação ao reservatório a montante, ele é suficientemente grande para este horizonte de operação, uma vez que a operação desta usina é basicamente a fio d'água, ou seja, sua decisão de geração é definida pelo planejamento do horizonte anterior, que prevê as gerações médias nas duas usinas, de tal forma que o engolimento de Segredo seja aproximadamente a soma de sua afluência lateral com a defluência de FOA.

² afluência que se daria àquele ponto do rio, caso não houvesse reservatório a montante.

c) Capivari

O reservatório de Capivari é único no rio Capivari e a estabilidade do nível de montante neste horizonte deve-se aos seguintes aspectos. Sua capacidade é de 156 hm^3 , que para o seu completo enchimento necessitaria de 96 dias tendo como afluência a média de longo termo (MLT) anual de $18,8 \text{ m}^3/\text{s}$, suficientemente grande para se desconsiderar a variação de nível neste horizonte. O engolimento dessa usina varia de 0 a $38,4 \text{ m}^3/\text{s}$, sendo que vazões superiores podem ocorrer somente em torno de 7% do tempo, conforme mostra a figura 8.

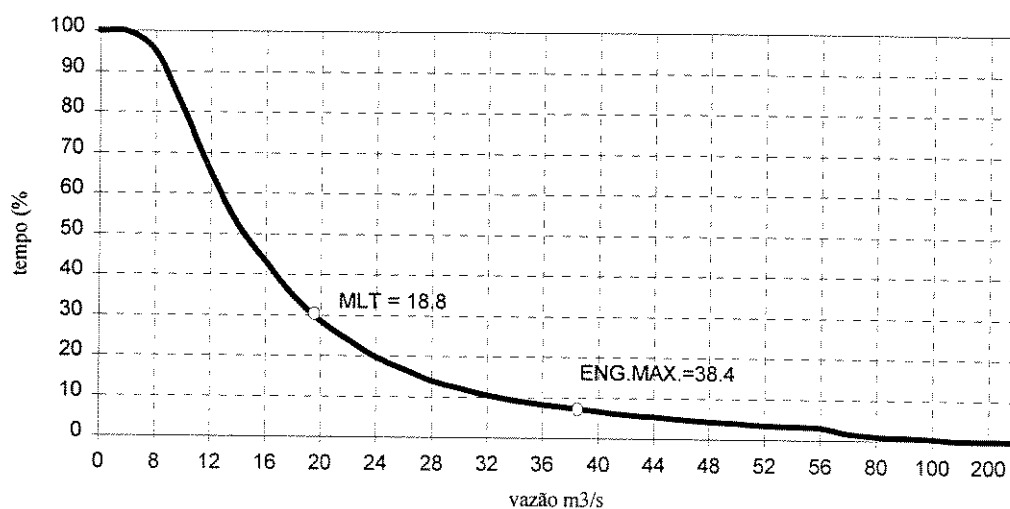


FIGURA 8 CURVA DE FREQUÊNCIA ACUMULADA DE VAZÕES DIÁRIAS A CAPIVARI

As considerações acima descritas sugerem que a consideração da variável nível de montante no modelamento do problema não melhoraria significativamente a decisão de otimização neste horizonte, tornando o problema mais complexo pelo acoplamento temporal sem benefício significativo.

2.2.1.2. Nível de Jusante

O nível de jusante é uma das variáveis que definem a altura de queda líquida (eq.2), e portanto é uma das variáveis da função de geração (eq.1). A elevação do nível de jusante causa, conforme as equações mencionadas, uma redução na potência gerada. Tal elevação decorre do aumento de nível causado pela defluência (eq.4). Uma perda de potência, portanto, ocorre em relação a potência correspondente ao nível de referência (sem perda) quando a defluência é nula. A redução de potência gerada, decorrente da elevação do nível de jusante, é dada pela equação abaixo:

$$p_{j_i} = (n_j(q_d) - n_j(0)) \times g \times \rho \times \eta_{tur_i} \times \eta_{ger_i} \times q_{t_i} \times 10^{-6} \quad (\text{eq.6})$$

onde:

p_{j_i} - perda decorrente da elevação do nível de jusante na máquina i (MW).

Cabe ressaltar que a variação do nível de jusante interfere na potência gerada somente em usinas equipadas com turbinas de reação, cuja característica é funcionar afogada, e portanto, a elevação do canal de fuga (nível de jusante) reduz diretamente a altura de queda. Em usinas equipadas com turbinas de ação, a elevação do nível de jusante não influencia na altura de queda. As turbinas de reação são do tipo Francis e de hélices. As turbinas de hélices podem ser de pás fixas ou de pás ajustáveis, e, nesse caso, são chamadas de turbinas Kaplan, nome de seu inventor. As turbinas de ação são do tipo Pelton. A seguir são apresentados os dados correspondentes para as usinas da COPEL:

a) Foz do Areia e Segredo

Estas usinas são equipadas com turbinas de reação, tipo Francis, tendo ainda como característica o fato de serem afogadas diretamente pelo reservatório a

jusante, conforme mostra a figura 9. Esta característica particular faz com que a variação do nível de montante do reservatório de Segredo influa no nível de jusante de Foz do Areia. Desta maneira, além de influir em sua própria produção, o nível de montante de Segredo afeta a produção de Foz do Areia.

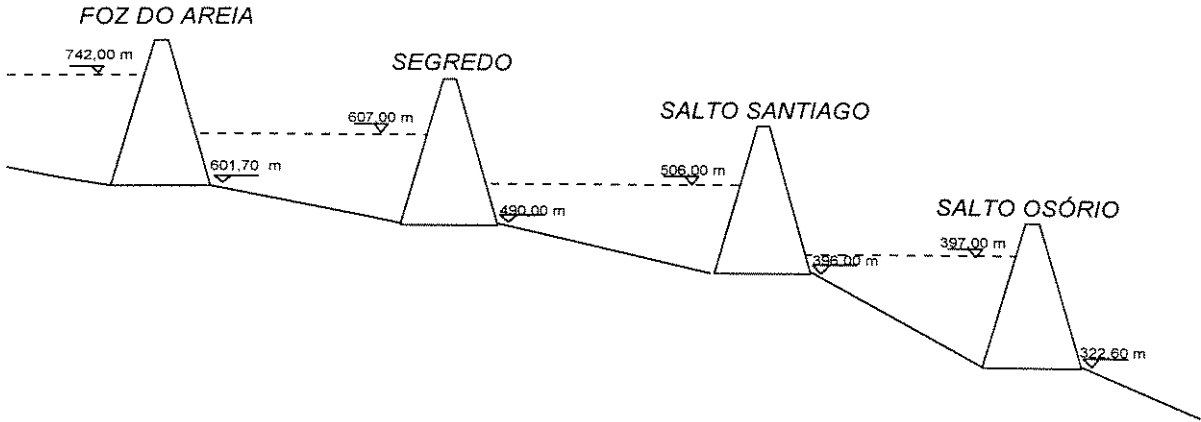


FIGURA 9 - CORTE ESQUEMÁTICO REPRESENTANDO OS AFOGAMENTOS DA CASCATA DO RIO IGUAÇU

Esse fato faz com que, para cada nível do reservatório a jusante, o remanso³ causado pela defluência apresente comportamento distinto. Em função disso, são necessários estudos específicos para se definir as chamadas "Curvas de Remanso" [27].

Para a usina de Foz do Areia as curvas de remanso foram definidas para três níveis de referência do reservatório de Segredo: 607, 604, 602. A seguir são apresentados os correspondentes polinômios:

$$n_j = 607.00 + 2.736616 \times 10^{-5} \times q_d + 3.769687 \times 10^{-7} \times q_d^2 - 0.4913511 \times 10^{-10} \times q_d^3$$

$$n_j = 604.0029 + 1.382331 \times 10^{-4} \times q_d + 6.916839 \times 10^{-7} \times q_d^2 - 1.117942 \times 10^{-10} \times q_d^3$$

$$n_j = 602.0156 + 5.048101 \times 10^{-4} \times q_d + 9.279979 \times 10^{-7} \times q_d^2 - 1.776729 \times 10^{-10} \times q_d^3$$

³ elevação do nível de jusante pelo retardo no escoamento d'água.

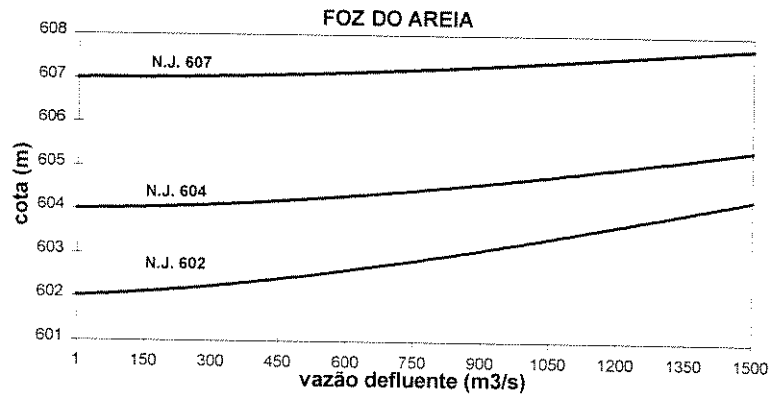


FIGURA 10 - GRÁFICO DE REMANSO A JUSANTE DE FOZ DO AREIA:

Para a usina de Segredo as curvas de remanso foram definidas para cinco níveis (cotas) de referência do reservatório de Salto Santiago: 506, 500, 495, 490, 485.

$$n_j = 505.9978 + 1.263315 \times 10^{-4} \times q_d - 1.720208 \times 10^{-8} \times q_d^2 + 2.134206 \times 10^{-12} \times q_d^3$$

$$n_j = 500.0010 + 2.086960 \times 10^{-4} \times q_d - 4.776443 \times 10^{-8} \times q_d^2 + 1.255224 \times 10^{-11} \times q_d^3$$

$$n_j = 494.9900 + 1.657076 \times 10^{-5} \times q_d + 1.413610 \times 10^{-7} \times q_d^2 - 9.182038 \times 10^{-12} \times q_d^3$$

$$n_j = 490.0129 + 1.438391 \times 10^{-5} \times q_d + 3.3843178 \times 10^{-7} \times q_d^2 - 1.571752 \times 10^{-11} \times q_d^3$$

$$n_j = 485.0039 + 1.678300 \times 10^{-4} \times q_d + 7.255186 \times 10^{-7} \times q_d^2 - 9.272311 \times 10^{-11} \times q_d^3$$

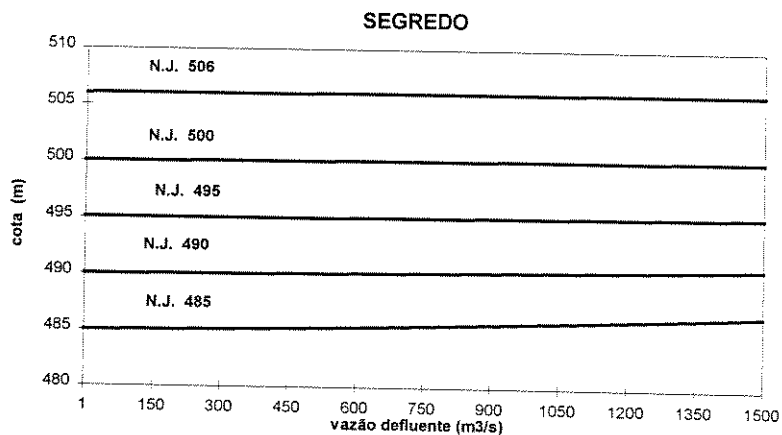


FIGURA 11 - GRÁFICO DE REMANSO A JUSANTE DE SEGREDO:

Nota-se, ao analisar tais gráficos, que a variação do nível de jusante pelo aumento da defluência vai se tornando menos significativa quanto mais alto o nível de montante da usina à jusante. Na medida que eleva-se o nível do reservatório a jusante vai se reduzindo o comprimento do canal entre as usinas, chegando até, em alguns casos, a ocorrer a descarga diretamente no reservatório abaixo. Essa redução aumenta a velocidade de escoamento d'água. O polinômio a ser considerado para níveis intermediários da cota do reservatório de jusante é obtido por interpolação linear.

b) Capivari-Cachoeira

A usina de Capivari-Cachoeira é equipada com turbina de ação, tipo Pelton, cuja característica é funcionar não afogada. Por este motivo não há redução da altura de queda, pelo aumento do turbinamento, e portanto no cálculo da altura líquida (eq.2) o nível de jusante (η_j) é uma constante.

2.2.1.3. Perda Hidráulica

A perda hidráulica, representada por uma redução na altura de queda conforme (eq.2), causa conseqüentemente perda na potência gerada, definida pela equação (eq.6):

$$p_{he_i} = p_{h_i} \times g \times \rho \times 10^{-6} \times \eta_{tur} \times \eta_{ger} \times q_i \quad (\text{eq.7})$$

onde:

p_{he_i} - perda hidráulica na máquina i convertida em MW;

p_{h_i} - altura de perda hidráulica na máquina i em (m).

a) Foz do Areia e Segredo:

Os condutos forçados são metálicos e individualizados por unidade geradora, e suas constantes k são as seguintes, $2.229 \times 10^{-5} \text{ s}^2/\text{m}^5$ para Foz do Areia e $1.83 \times 10^{-5} \text{ s}^2/\text{m}^5$ para Segredo.

b) Capivari:

Usina equipada com um único conduto escavado em rocha com extensão de 14 km, esta característica torna a perda hidráulica bastante significativa, onde a constante k é igual a $0.01875 \text{ s}^2/\text{m}^5$.

2.2.1.4. Rendimento do Grupo Turbina-Gerador

Os rendimentos da turbina e do gerador, são variáveis que também definem a potência gerada (eq.1). Desta forma, o conhecimento do seu comportamento pode possibilitar um melhor despacho de geração e consequentes ganhos energéticos. A figura 12 mostra o rendimento de um gerador da usina de Segredo, em função da potência gerada.

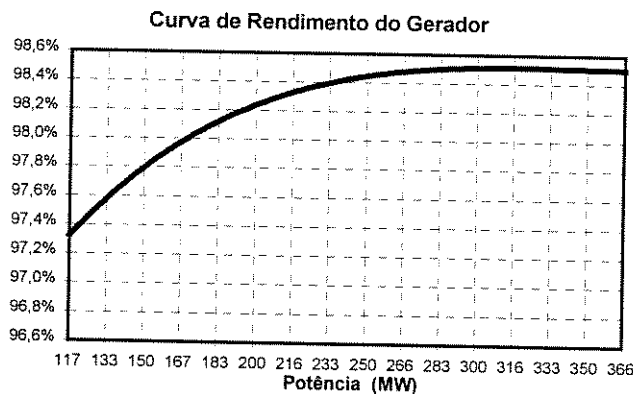


FIGURA 12- CURVA DE RENDIMENTO DE UM GERADOR DA USINA DE SEGREDO

Define-se como rendimento do conjunto turbina-gerador (η), o produto do rendimento da turbina pelo rendimento do gerador:

$$\eta = \eta_{tur} \times \eta_{ger} \quad (\text{eq.8})$$

A figura 13 é conhecida como diagrama de Hill ou curva Colina, e apresenta as curvas de desempenho de um conjunto gerador da usina de Foz do Areia, equipada com turbinas Francis. Nesta figura estão relacionados a altura de queda líquida, a potência e o rendimento.

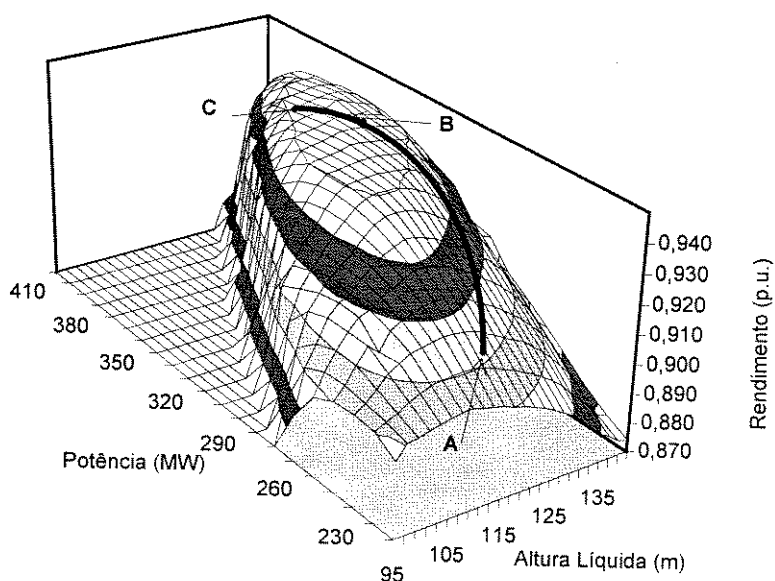


FIGURA 13- CURVA COLINA DO CONJUNTO TURBINA GERADOR DA USINA DE FOZ DO AREIA

A figura 14, abaixo, contém as mesmas informações da figura 11, porém em duas dimensões, com o rendimento representado pelas curvas de nível.

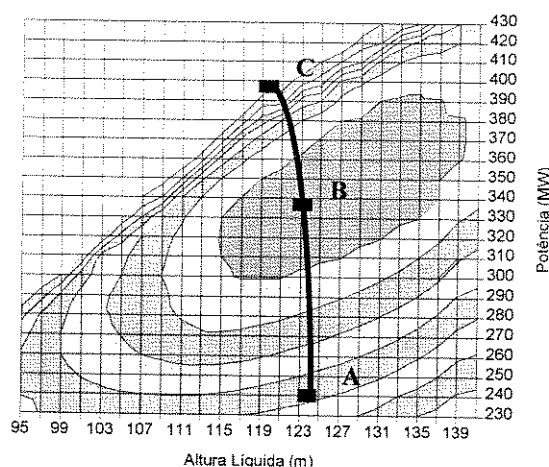


FIGURA 14- CURVAS DE NÍVEL DE RENDIMENTO DO CONJUNTO TURBINA GERADOR DE FOZ DO AREIA

O rendimento do conjunto gerador é assim dado pela localização na curva colina, definido pelo par altura líquida e potência gerada.

Num determinado dia, para os níveis de montante correntes dos reservatórios, o aumento da turbinagem leva a uma trajetória definidas pelos pontos **A**, **B** e **C** ao longo da curva colina, conforme as figuras 13 e 14. O ponto de origem **A** é calculado para o nível de montante corrente e nível de jusante com *turbinamento*⁴ mínimo. A partir do ponto **A** supondo-se um aumento na geração (turbinamento) dessa unidade, o rendimento percorrerá os pontos **B** e **C**. Observando-se as figuras 13 e 14, do ponto **A** até **B**, o rendimento do conjunto turbina-gerador é crescente. O ponto **B** representa o máximo rendimento. A partir daí, de **B** a **C**, há um decréscimo no valor do rendimento.

⁴ vazão que passa pela turbina.

A curvatura apresentada na trajetória, mostrada mais claramente na figura 14, é devida à interdependência da altura líquida e potência gerada, ou seja, um aumento na geração causa uma redução na altura de queda líquida, motivada pela elevação do nível de jusante e da perda hidráulica.

O distanciamento da operação da máquina do ponto de melhor rendimento **B**, causa no processo de produção de energia elétrica, uma perda de potência. Para determinação da perda de potência pela variação do rendimento, considerou-se como perda nula ou valor de referência, o ponto de maior rendimento (η_B). O distanciamento deste valor corresponde à redução de potência em (MW), dada pela equação:

$$p_r = (\eta_B - \eta) \times g \times h_l \times q_l \times 10^{-6} \quad (\text{eq.9})$$

2.2.1.5. Perda Total na Geração

Através de um procedimento iterativo de cálculo determinam-se as perdas por usina para um determinado nível de montante do reservatório da usina em estudo e o nível de montante do reservatório imediatamente a jusante. Utilizando as equações matemáticas descritas anteriormente, o procedimento determina as perdas de potência em função da potência gerada, supondo um dado número de máquinas sincronizadas, conforme os seguintes passos:

1. Inicia-se com a vazão turbinada com um valor mínimo definido de modo que a potência gerada seja factível segundo o diagrama de Hill da unidade geradora.
2. Estima-se um rendimento, próximo ao rendimento mínimo da máquina..
3. Encontra-se o nível de jusante pela equação abaixo:

$$n_j = a_0 + a_1 \times q_d + \dots + a_n \times q_d^n$$

4. Encontra-se a perda hidráulica pela equação abaixo:

$$p_{h_i} = k \times q_{t_i}^2$$

5. Encontra-se a altura líquida pela equação abaixo:

$$h_{l_i} = n_m - n_j - p_{h_i}$$

6. Encontra-se a potência gerada pela equação abaixo:

$$p_i = g \times \rho \times 10^{-6} \times \eta_{tur_i} \times \eta_{ger_i} \times h_{l_i} \times q_{t_i}$$

7. A partir do par altura líquida e potência e utilizando o diagrama de Hill encontra-se o rendimento $\eta_i = \eta_{tur} \times \eta_{ger}$. Podem ocorrer duas situações:

b1) Se a variação do rendimento for maior que a tolerância admitida vá para (6)

b2) Se a variação do rendimento for menor que a tolerância admitida, podem ocorrer duas situações:

b2.1) Se a vazão turbinada é menor que o valor máximo, incrementa a vazão turbinada e vá para (3).

b2.2) Se a vazão turbinada é igual ao valor máximo vá para (8).

8. Transforma todas as perdas para unidade de potência (MW), utilizando as seguintes equações:

$$p_r = (\eta_b - \eta) \times g \times h_l \times q_t \times 10^{-6}$$

$$p_{he_i} = p_{h_i} \times g \times \rho \times 10^{-6} \times \eta_{tur_i} \times \eta_{ger_i} \times q_{t_i}$$

$$p_{j_i} = (n_j(q_d) - n_j(0)) \times g \times \rho \times \eta_{tur_i} \times \eta_{ger_i} \times q_{t_i} \times 10^{-6}$$

9. Ajusta polinômios do segundo grau às perdas de potência em função da potência gerada na usina e nas máquinas, de acordo com as particularidades de cada usina conforme seção 2.2.1:

a) perdas em função da geração de cada máquina: Para o caso de FOA e SEG essas perdas representam a soma das perdas de rendimento e no conduto forçado, enquanto para CAPIVARI essas perdas representam somente a perda de rendimento.

b) perdas em função da geração total da usina: Para FOA e SEG estas perdas representam a perda por elevação do nível de jusante, enquanto para CAPIVARI representam a perda no conduto forçado

10. fim

A representação do sistema gerador pode ser modelada em termos de fluxo em redes, como é mostrado pela figura 15.

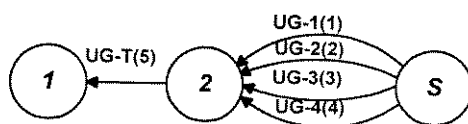


FIGURA 15 - REPRESENTAÇÃO ESQUEMÁTICA DO MODELO DE GERAÇÃO COMO FLUXO EM REDES

O fluxo nos arcos 1, 2, 3 e 4 representam a potência em cada uma das máquinas enquanto o fluxo no arco 5 representa a potência total da usina. Estes arcos são canalizados para se representar os limites inferior e superior de geração de acordo com as características das máquinas e da usina. Associados a estes arcos são definidas funções de custo polinomiais de segunda ordem obtidas segundo o passo (9) do procedimento descrito anteriormente. A matriz de incidência deste exemplo é apresentada na tabela 2.

TABELA 2 - REPRESENTAÇÃO MATRICIAL DO MODELO DE GERAÇÃO COMO FLUXO EM REDES

	1	2	3	4	5
	UG1	UG2	UG3	UG4	UGT
1	0	0	0	0	-1
2	-1	-1	-1	-1	0

As figuras 16, 17, 18, mostram as perdas individualizadas e o seu somatório, para diferentes números de unidades sincronizadas, assumindo a distribuição equitativa da geração. Isto permite uma análise do comportamento da usina nos diversos níveis de geração, para um par (nível de montante do reservatório da usina em estudo) x (nível de montante do reservatório imediatamente a jusante).

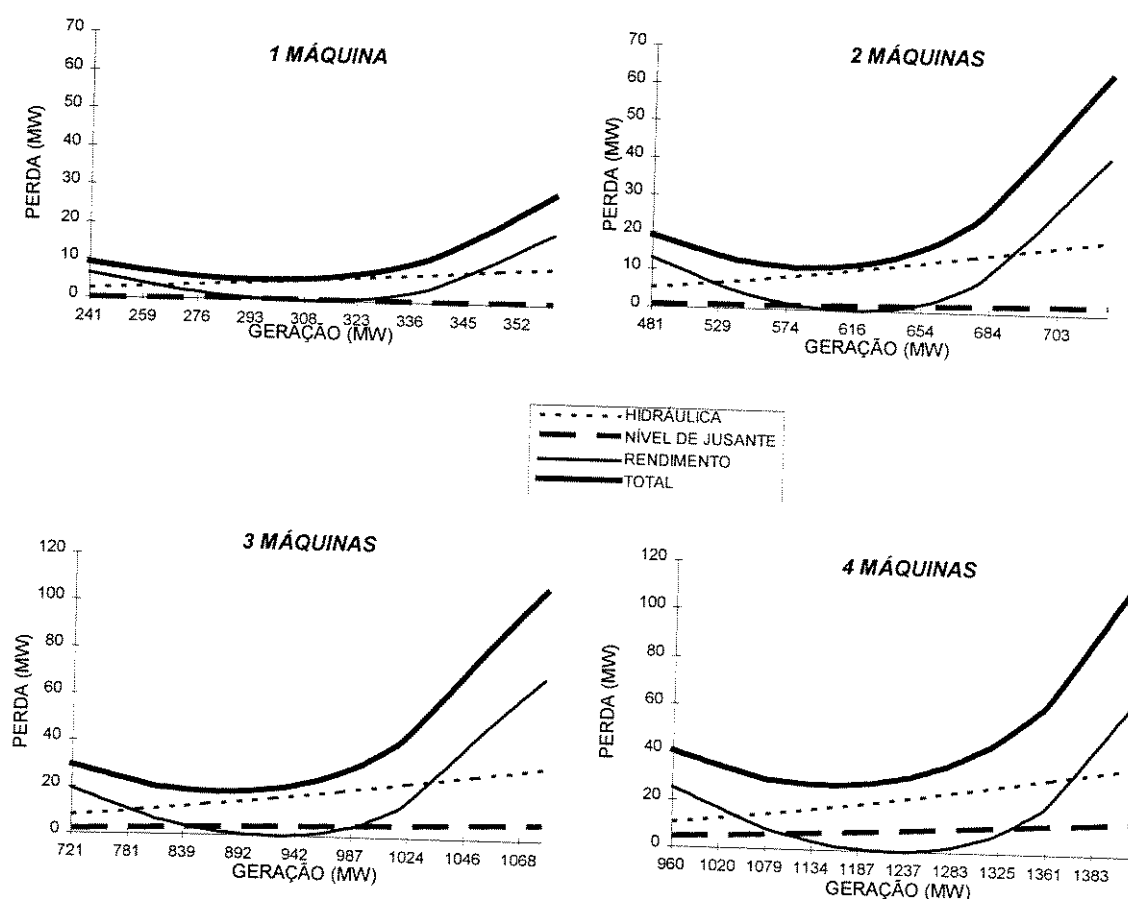


FIGURA 16 - CURVA DAS PERDAS NA GERAÇÃO DA USINA DE FOZ DO AREIA (GOVERNADOR BENTO MUNHOZ)

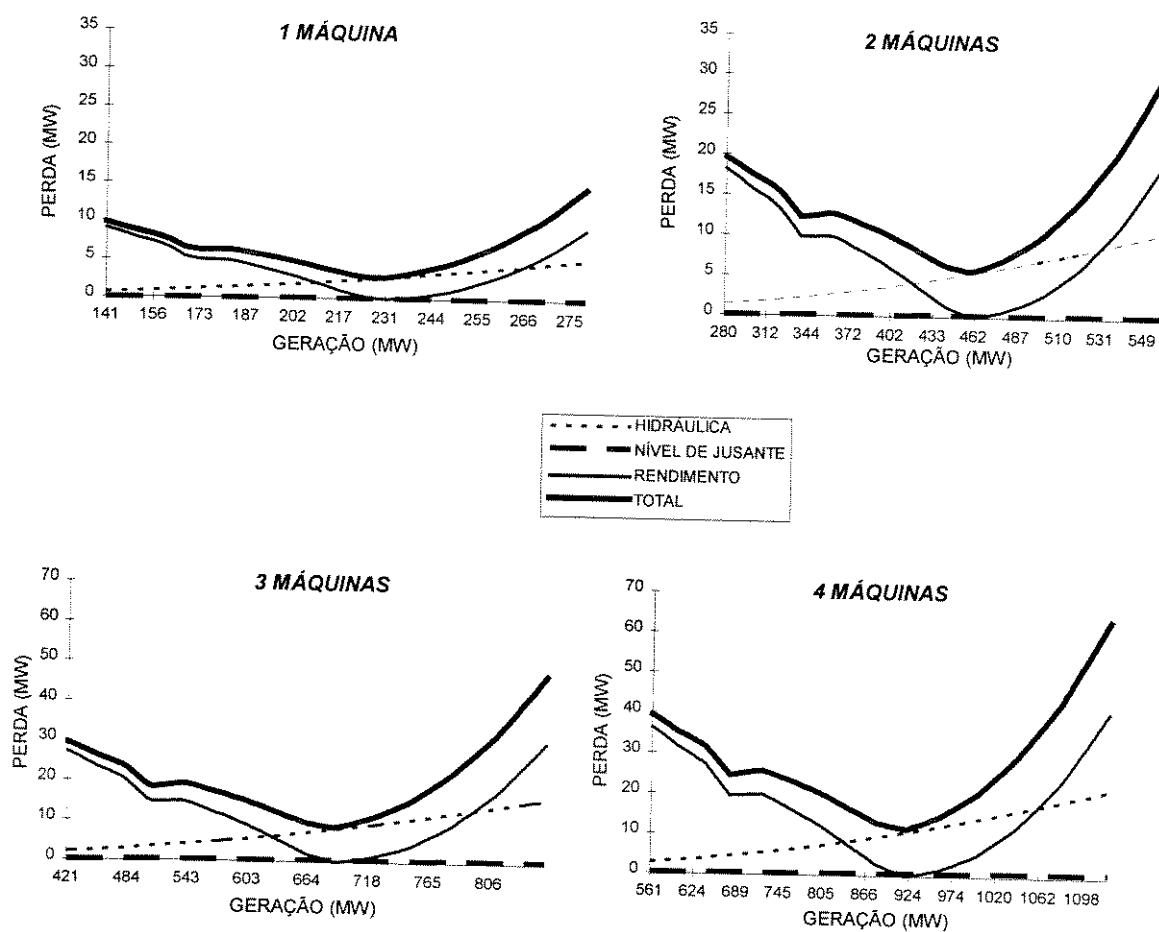


FIGURA 17 - CURVA DAS PERDAS NA GERAÇÃO DA USINA DE SEGREDO

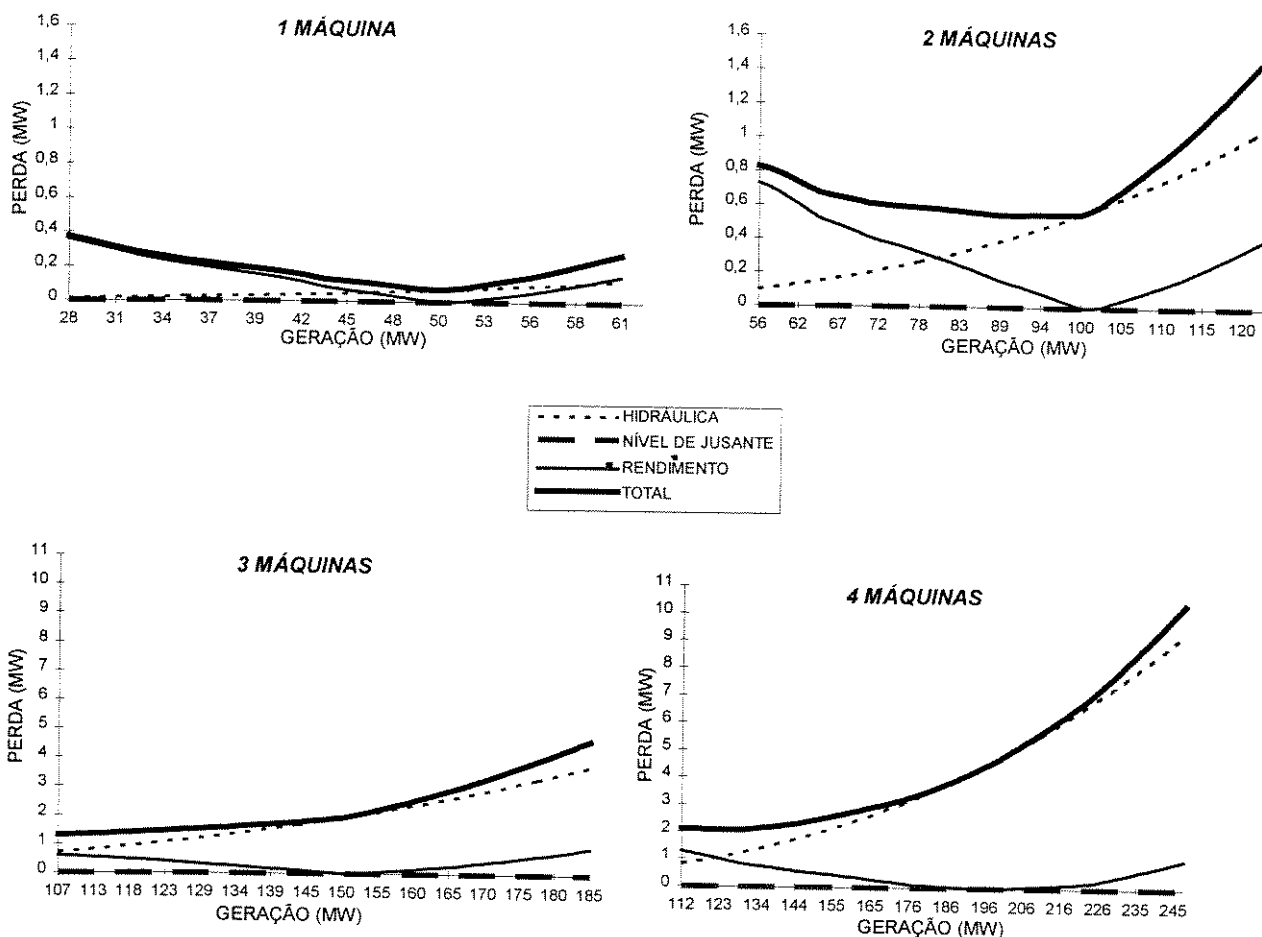


FIGURA 18 -CURVA DAS PERDAS NA GERAÇÃO USINA DE CAPIVARI (GOVERNADOR PARIGOT DE SOUZA)

2.2.2. Sistema de Transmissão

A energia gerada nas usinas é transportada até o consumidor final através dos sistemas de transmissão e de distribuição das empresas concessionárias. Em geral, os estudos de planejamento energético de longo e médio prazo consideram as restrições de transmissão de forma aproximada, através de limites pré-fixados pelas equipes de estudos elétricos. Tais limites são definidos em termos de valores médios, não contemplando, dessa maneira, a viabilidade elétrica em um determinado instante.

Atualmente, no que se refere a estudos energéticos no horizonte de curto prazo, o mesmo procedimento é adotado, dispondo-se de limites de transmissão médios para cada dia, apenas para os principais troncos de interligação do sistema brasileiro. Todavia, em função do próprio horizonte de estudo, torna-se necessário incluir as restrições de transmissão de maneira mais detalhada, de forma a obter um despacho tanto energética como eletricamente viável.

Para se atender este objetivo neste estudo, a representação do sistema elétrico será feita através do modelo D.C., cuja simplificação consiste na não representação do fluxo de potência reativa. Estudos comparativos [28], mostram que nos sistemas brasileiros o modelo D.C. apresentam uma boa precisão.

Face a adoção do modelo D.C., a perda no sistema de transmissão não será representada exatamente, mas de forma aproximada por uma função quadrática do fluxo de potência ativa, conforme a equação:

$$pt_i = \sum_{i=1}^{nr} r_i \times f_{i,t}^2 \quad (\text{eq.10})$$

onde:

- r_i - resistência ôhmica da i -ésima linha de transmissão (pu);
- $f_{i,t}$ - fluxo de potência ativa na i -ésima linha, no instante t (pu);
- nr - número de ramos.

Basicamente o fluxo de potência na malha de transmissão é função das impedâncias de linha e das injeções de potência das unidades de produção e carga. Através do controle das injeções de potência do sistema produtivo nos vários pontos do circuito de transmissão, altera-se o fluxo na rede e conseqüentemente a perda. Existe portanto, um despacho ótimo de unidades que minimize as perdas no sistema de transmissão.

O modelo obtém os fluxos de potência no sistema de transmissão em função das equações abaixo:

A 1ª lei de Kirchhoff (eq.11), garante atendimento da carga:

$$A \times f = p - d \quad (\text{eq.11})$$

onde:

- p - vetor de injeção potência de dimensão nb (pu);
- d - vetor de demanda de potência de dimensão nb (pu);
- f - vetor dos fluxos nos arcos de dimensão nli (pu);
- A - matriz de incidência da rede de transmissão de dimensão $nb \times nli$.

A 2ª lei de Kirchhoff (eq.12), garante que os fluxos nas linhas se darão em função de suas impedâncias:

$$X \times f = 0 \quad (\text{eq.12})$$

onde:

X - matriz das reatâncias de laço de dimensão $nla \times nli$, onde nla é o número de laços fundamentais da rede (pu).

A equação abaixo (eq.13) garante que os fluxos nas linhas estarão entre os limites, definidos pelos estudos elétricos de estabilidade para cada instante t , de modo a assegurar o nível de confiabilidade desejado para o sistema.

$$f_{i,t}^{min} \leq f_{i,t} \leq f_{i,t}^{max} \quad i=1,nli \quad (eq.13)$$

onde:

$f_{i,t}$ - fluxo da n -ésima linha, no instante t (pu);

O sistema elétrico assim formulado pode ser representado também por uma estrutura de fluxo em redes, apresentado simplifcadamente pela figura 19.

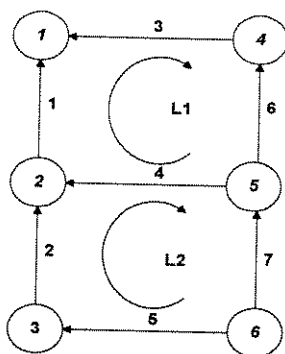


FIGURA 19 - REPRESENTAÇÃO ESQUEMÁTICA DO MODELO COM FLUXO EM REDES

A matriz $[A.X]^T$ representativa da topologia da rede deste caso exemplo será:

TABELA 3 - REPRESENTAÇÃO MATRICIAL DO MODELO DE TRANSMISSÃO COMO FLUXO EM REDES

	1	2	3	4	5	6	7
1	-1	0	-1	0	0	0	0
2	1	-1	0	-1	0	0	0
3	0	1	0	0	-1	0	0
4	0	0	1	0	0	-1	0
5	0	0	0	1	0	1	-1
6	0	0	0	0	1	0	1
7	x1	0	-x3	x4	0	-x6	0
8	0	x2	0	-x4	x5	0	-x7

Nesta matriz a linha representa os nós (barras do sistema) e as colunas os arcos (linhas do sistema):

As linhas de 1 a 6 representam a 1ª lei de Kirchhoff, que garante o atendimento da carga, enquanto as linhas 7 e 8 representam a 2ª lei de Kirchhoff, definidas respectivamente pelos laços L1 e L2, e que garantem que os fluxos no sistema de transmissão serão inversamente proporcionais as reatâncias ($x_1 \dots x_7$).

2.2.3. Intercâmbio

Os intercâmbios representam o terceiro grupo de variáveis e referem-se às trocas energéticas entre as diversas empresas concessionárias. Atualmente, os estudos de planejamento de médio prazo (Programas Mensais de Operação) definem as metas de intercâmbio entre as empresas em valores médios semanais, conforme comentado no início do item 2.1.1., que devem ser cumpridas respeitando as restrições existentes no sistema de transmissão. A importância da representação do intercâmbio deve-se ao fato desta variável interferir nas perdas decorrentes da geração bem como da transmissão, pelos seguintes aspectos:

Geração - O despacho de geração é definido em base horária de modo a atender os consumidores sob sua responsabilidade, ou seja, o seu mercado. Desta forma o recebimento ou fornecimento de um bloco de energia em um determinado horário altera sua curva de geração durante o dia, existindo portanto uma decisão no sentido de encontrar os melhores horários para se realizar a referida transação energética .

Transmissão - sob a ótica elétrica o intercâmbio ocorre quando a empresa fornecedora eleva sua geração para além do seu mercado, enquanto a recebedora reduz no mesmo montante. Esta variação no sistema gerador causa uma alteração no fluxo de potência, de modo a fluir pelos pontos de interligação o referido intercâmbio. Esta variação no fluxo altera as perdas

no sistema de transmissão, existindo também uma decisão tal que possibilite uma redução das perdas elétricas no sistema de transmissão.

O sistema elétrico das regiões brasileiras Sul e Sudeste é interligado, seja eletricamente pela malha de transmissão, como também por vínculos hidráulicos. Modelando-se todo o Sistema Sul/Sudeste a nível eletro-energético, todas estas interligações deveriam ser representadas. Porém, pela dimensão do problema (1718 barras e 49 usinas com 225 unidades geradoras), o volume elevado de dados envolvidos, aliado ainda à dificuldade para se consegui-los em base horária com as demais empresas que compõem o sistema brasileiro, houve a necessidade de adoção de simplificações:

- o vínculo hidráulico foi desprezado, uma vez que o nível de montante foi considerado constante (discutido no item 2.1.1. no início deste capítulo);
- a interconexão causada pela malha elétrica, obrigaria o sistema a representar todas as usinas, uma vez que o fluxo nas interligações é função de uma decisão conjunta de todo sistema gerador a cada instante. A simplificação adotada foi que os fluxos nos pontos de interligação ao invés de função dessa decisão conjunta serão substituídos por uma previsão, baseados em dias e horas semelhantes no que se refere a carga e trocas energéticas. Tanto para o caso base como também para controlar convenientemente os fluxos de energia nas interligações, necessita-se conhecer o comportamento do fluxo nas fronteiras elétricas com a variação da geração no parque gerador do sistema COPEL. Para tal fim, fez-se um estudo de análise do fluxo de potência quando se realizava transações energéticas entre o sistema em estudo com as principais empresas *controladoras de área*¹, que compõem o Sistema Interligado, estudando-se as variações a nível das principais usinas de cada empresa.

Este estudo foi realizado através do modelo desenvolvido pela PHILADELPHIA ELETRIC COMPANY - SUPERPOSITION FACTOR PROGRAM . Com a utilização

¹Empresas controladoras de área são aquelas em que sua geração é relevante em relação à sua carga própria de modo a permitir a programar intercâmbios de energia através da modulação da geração própria.

deste modelo realizaram-se simulações, no sentido de identificar o comportamento do fluxo de potência nas interligações. Dado um sistema em equilíbrio com um fluxo (f) , variou-se a geração em usinas externas ao sistema elétrico PARANAENSE, e esta variação (Δf) foi compensada nas usinas pertencentes à COPEL, de modo a manter o atendimento ao mercado. Esta ideia esta ilustrada pela figura 20 abaixo.

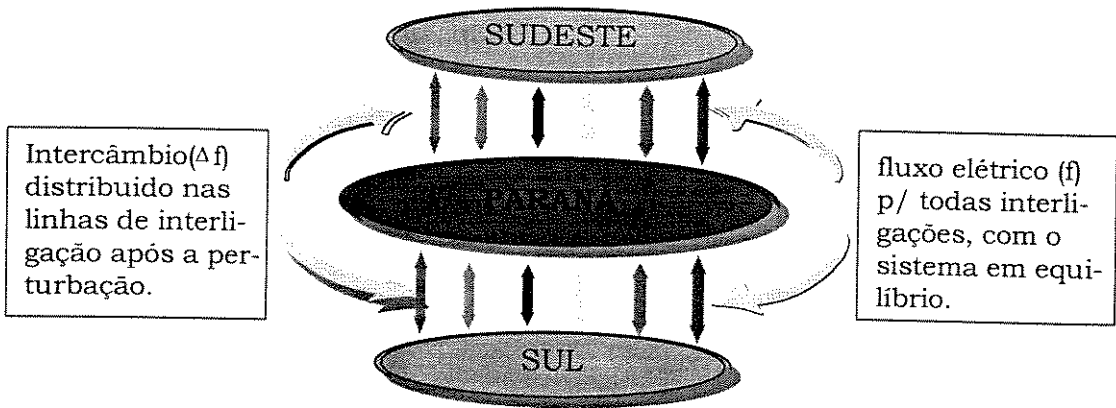


FIGURA 20 - MODELAGEM ELÉTRICA PARA O SISTEMA EM ESTUDO

As variações de fluxo nas interligações em função da perturbação (Δf) estão apresentadas em percentual nas Tabelas 4 e 5, na página a seguir.

As simulações mostram que os fluxos nas linhas de interligação variam pouco quando se alteram as usinas que fazem a variação, e podem ser representadas com uma boa aproximação pela Tabela 4.

TABELA 4 - FATORES DE DISTRIBUIÇÃO DOS FLUXOS NAS INTERLIGAÇÕES			
LINHAS SISTEMA SUDESTE	FATOR DIST. FLUXO (%)	LINHAS SISTEMA SUL	FATOR DIST. FLUXO (%)
ITAIPU - IVAIPORÁ	81	GBM - CAMPOS NOVOS	46
GUAÍRA-DOURADOS	2	S.SANTIAGO - ITÁ	35
MARINGÁ-ASSIS	3	S.OSÓRIO-XANXERÊ	8
LONDRINA-ASSIS	6	CURTIBA-JOINVILLE 1	2
FIGUEIRA-XAVANTES	6	CURITIBA-JOINVILLE 2	2
LOANDA-ROSANA	2	CURITIBA-BLUMENAL	6
		CANOINHA-S.SIMÃO	1

TABELA 5 - VARIAÇÃO PERCENTUAL DO FLUXO NAS INTERLIGAÇÕES - PARANÁ/SUDESTE

INTERLIGAÇÃO	VARIAÇÃO EM SÃO SIMÃO			VARIAÇÃO EM EMPORCAÇÃO			VARIAÇÃO EM FURNAS			VARIAÇÃO EM ITUMBIARARA			VARIAÇÃO EM ILHA SOLTEIRA			VARIAÇÃO EM ÁGUA VERMELHA			VARIAÇÃO EM CAPIVARA		
	GBM	SEG	GPS	GBM	SEG	GPS	GBM	SEG	GPS	GBM	SEG	GPS	GBM	SEG	GPS	GBM	SEG	GPS	GBM	SEG	GPS
IVAIPORÁ-ITABERÁ	81	82	79	81	82	83	82	83	80	81	82	79	78	78	75	79	80	77	81	82	79
GUAIRA-DOURADOS	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	2	2	3	2	2	2
MARINGÁ-ASSIS	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
LONDRINA-ASSIS	6	6	5	6	6	5	5	5	5	6	6	5	7	7	7	7	6	6	6	6	5
FIGUEIRA-XAVANTES	6	5	8	6	5	5	6	5	8	6	5	8	6	6	9	6	6	8	6	5	8
LOANDA-ROSANA	2	2	3	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	2	2	3

TABELA 6 - VARIAÇÃO PERCENTUAL DO FLUXO NAS INTERLIGAÇÕES - PARANÁ/SUL

INTERLIGAÇÃO	VARIAÇÃO EM PASSO REAL			VARIAÇÃO EM ITAÚBA		
	GBM	SEG	GPS	GBM	SEG	GPS
GBM - CAMPOS NOVOS	46	39	43	47	40	44
S.SANTIAGO - ITA	30	38	29	31	39	30
S.OSÓRIO-XANXERÊ	8	8	7	7	7	7
CURTIBA-JOINVILLE 1	1	1	4	1	1	4
CURTIBA-JOINVILLE 2	1	1	4	1	1	4
CURTIBA-BLUMENAL	6	6	5	6	6	5
CANOINHA-S.SIMÃO	0	0	1	0	0	1

A figura 21 mostra a posição geográfica das interligações e a distribuição de fluxo elétrico nas fronteiras elétricas.

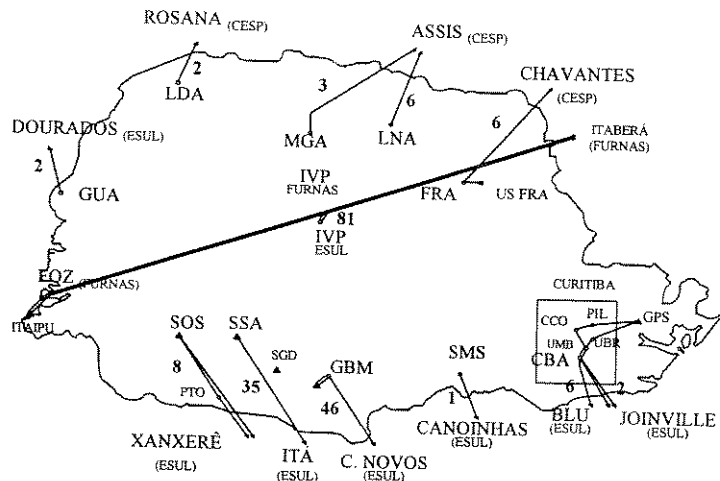


FIGURA 21 - MAPA DO ESTADO DO PARANÁ COM A DISTRIBUIÇÃO DE FLUXOS NAS FRONTEIRAS

O fluxo será modelado de maneira semelhante ao descrito pela figura 20, como uma parcela fixa (f) definida por um caso base e uma parcela variável (Δf) a ser definida de maneira conveniente pelo modelo de pré-despacho, onde (Δf) é o intercâmbio entre o sistema em estudo e uma da regiões e obedecerá a distribuição de proporcionalidade definida pela tabela 4 para cada linha de interligação. Porém, dos dados medidos que comporão o caso base deverá ser extraído o valor de (Δf) verificado naquele período.

A representação do modelo do intercâmbio em termos de fluxo em redes pode ser expressa pelo exemplo abaixo, onde os arcos referenciados representam as interligações entre o sistema em estudo e os sistemas vizinhos. Note que a cada interligação correspondem dois arcos, um para representar o fluxo base e outro para representar a variação de fluxo provocada pelo despacho do sistema.

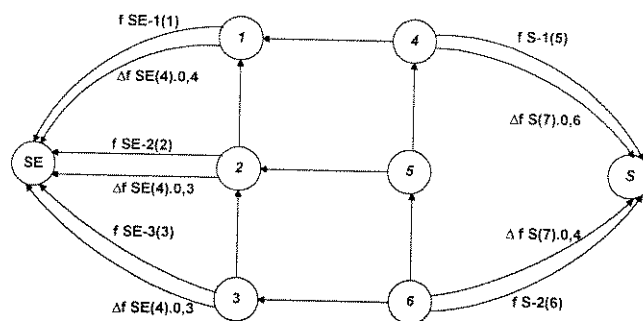


FIGURA 22 - REPRESENTAÇÃO ESQUEMÁTICA DO MODELO DE INTERCÂMBIO COMO FLUXO EM REDES

A matriz das restrições de intercâmbio deste caso exemplo, para cada intervalo de tempo é apresentada na tabela 7, onde a referência entre parêntesis na representação esquemática, é o numero da coluna (arco) representado na matriz.

TABELA 7 - REPRESENTAÇÃO MATRICIAL DO MODELO DE INTERCÂMBIO COMO FLUXO EM REDES

	1	2	3	4	5	6	7
	fSE-1	fSE-2	fSE-3	ΔfE	fS-1	fS-2	ΔfS
1	1	0	0	0.4	0	0	0
2	0	1	0	0.3	0	0	0
3	0	0	1	0.3	0	0	0
4	0	0	0	0	1	0	0.4
5	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	1	0.6

2.3. Representação das restrições do problema geral como fluxo em redes

As restrições do problema formulado para um instante t serão representados por uma estrutura de fluxo em redes generalizado, para um caso exemplo simplificado apresentado na figura 23.

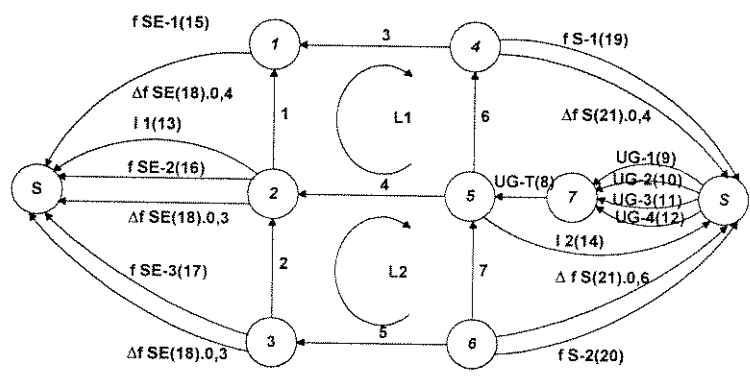


FIGURA 23 - REPRESENTAÇÃO ESQUEMÁTICA DO MODELO GERAL COMO FLUXO EM REDES

Onde a representação matricial das restrições deste caso exemplo, para cada intervalo de tempo:

TABELA 23- REPRESENTAÇÃO MATRICIAL DO MODELO GERAL COMO FLUXO EM REDES

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
	f1	f2	f3	f4	f5	f6	f7	UGT	UG1	UG2	UG3	UG4	l1	l2	fSE1	fSE2	fSE3	ΔfSE	fS1	fS2	ΔfS
1	-1	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0.4	0	0	0
2	1	-1	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0.3	0	0	0
3	0	1	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0.3	0	0	0
4	0	0	1	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0.4
5	0	0	0	1	0	1	-1	-1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0.6
7	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	x1	0	-x3	x4	0	-x6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	x2	0	-x4	x5	0	-x7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Nesta matriz as colunas correspondem aos arcos da rede que são as variáveis do problema. As linhas de 1 a 7 representam os nós (barras do sistema) e correspondem à 1ª lei de Kirchoff que garante a conservação de fluxo de potência (f1 a f7) nas barras e o atendimento da carga (l1 e l2). As linhas 8 e 9 representam a 2ª lei de Kirchoff, definidas respectivamente pelos laços L1 e L2, e garantem que os fluxos no sistema de transmissão serão inversamente proporcionais as reatâncias (x1 a x7).

As variáveis (8 a 12) representam o sistema de geração, (13 e 14) são arcos de carga a ser atendida, (15,16 e 17) são os arcos de conexão com a região Sudeste, (19 e 20) são os arcos de conexão com a região Sul, enquanto os arcos 18 e 21 representam respectivamente a variação de fluxo nas interligações com as regiões Sudeste e Sul (intercâmbio) do caso exemplo.

2.4. Formulação Matemática Geral do Problema:

O problema consiste em minimizar o valor econômico das perdas ligadas à operação do sistema elétrico, sejam as decorrentes da produção em usinas hidráulicas, bem como as de transmissão, atendendo as gerações e intercâmbios metas, respeitando-se os limites dos geradores, assim como os limites de fluxo de potência nas linhas de transmissão. Este valor econômico é obtido pela ponderação da perda pela tarifa de momento. A perda de transmissão é valorizada pela soma das tarifas de curto e longo prazo, enquanto a perda no sistema gerador somente pela tarifa de curto prazo. Outras ponderações podem ser utilizadas.

O problema de pré-despacho visa minimizar a seguinte função objetivo:

$$FO = \text{Min} \sum_{t=1}^T (W_1 \times \sum_{i=1}^{nu} (\sum_{j=1}^{nm} (p_{he_{i,j,t}} + p_{r_{i,j,t}}) + p_{j_{i,t}}) + W_2 \times \sum_{k=1}^{nli} p_{l_{k,t}}) \quad (\text{eq.14})$$

sujeito a:

restrição para atendimento das metas de geração da usina e de intercâmbio:

$$\sum_{t=1}^T p_{l,t} = \overline{p_l} \quad l = 1, (nu + nli) \quad (\text{eq.15})$$

restrição operativa das unidades geradoras:

$$z_{i,t} \times p_i^{\min} \leq p_{i,t} \leq z_{i,t} \times p_i^{\max} \quad i = 1, nm \quad (\text{eq.16})$$

restrição dos limites de fluxos nas linhas:

$$f_{i,t}^{\min} \leq f_{i,t} \leq f_{i,t}^{\max} \quad i = 1, nli \quad (\text{eq.17})$$

restrições da 1ª lei de Kirchoff (garante atendimento da carga):

$$A \times f = p - d \quad (\text{eq.18})$$

restrições da 2ª lei de Kirchoff (garante que os fluxos nas linhas se darão em função de suas impedâncias):

$$X \times f = 0 \quad (\text{eq.19})$$

onde:

- nu - número de usinas ;
- ni - número de metas de intercâmbios
- nm - número de máquinas;
- nli - número de linhas de transmissão;
- T - número de períodos de estudo;
- $p_{i,t}$ - geração da i -ésima unidade geradora, no instante t (pu);
- $p_i^{máx}$ - geração máxima da m -ésima unidade geradora, na i -ésima usina (pu);
- p_i^{min} - geração mínima da m -ésima unidade geradora, na i -ésima usina (pu);
- $\bar{P}_i$ - meta de geração e intercâmbio para a i -ésima usina e empresa (pu);
- z - variável booleana representando máquina despachada ou não;
- W_1 - Ponderação da perda de geração;
- W_2 - Ponderação da perda de transmissão;
- p - vetor de injeção potência (pu);
- d - vetor de demanda de potência (pu);
- f - vetor dos fluxos nos arcos (pu);
- A - matriz de incidência nó-arco;
- X - matriz das reatâncias de laço (pu);
- $f_{i,t}$ - fluxo da i -ésima linha, no instante t (pu);

3. Técnica de Solução

O modelo de pré-despacho proposto é definido como um problema de minimização do valor econômico das perdas (eq.14), sujeito a restrições (eq.15, 16, 17, 18 e 19). A restrição (eq.15) provoca um acoplamento temporal no problema, enquanto as demais restrições (eq.16, 17, 18, e 19) são independentes no tempo.

A dificuldade computacional da solução matemática, além do grande porte do problema, advém também da conjunção da restrição de acoplamento temporal (eq.15) com a restrição (eq.16), onde essa última é responsável pela escolha das unidades geradoras a serem despachadas. Esta escolha é obtida através da variável z , booleana, o que caracteriza o problema como de programação combinatória mista, que sabidamente exige um grande esforço computacional.

Entretanto, as unidades a serem despachadas para cada intervalo de tempo podem ser encontradas por uma *heurística*, e uma vez conhecidas as unidades despachadas, o problema torna-se de *pré-despacho contínuo*.

Heurística

A heurística é baseada na figura 24, onde é mostrada a perda de potência em função da potência gerada na usina variando sequencialmente de 1 até 4 unidades sincronizadas.

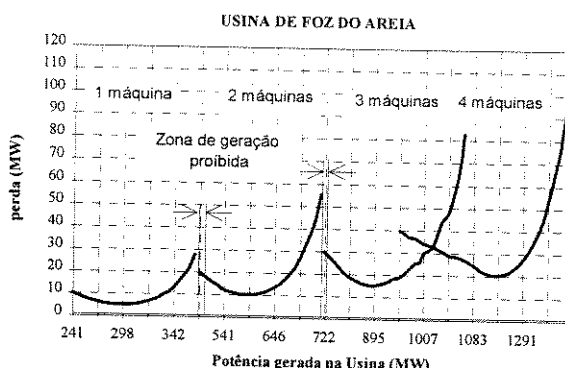


FIGURA 24 - GRÁFICO ILUSTRATIVO PARA DESPACHO DAS UNIDADES GERADORAS:

Pela observação da figura 24, nota-se claramente que os encontros entre as curvas de perdas caracterizam, quando ocorrem, o ponto em que deve ocorrer a mudança do número de unidades sincronizadas, de modo que as perdas sejam minimizadas.

A heurística desenvolvida neste trabalho é função das particularidades do sistema gerador da COPEL, onde as máquinas de cada usina sendo iguais permitem a utilização da idéia que será baseada nos passos descritos abaixo:

No primeiro passo o problema de pré-despacho é resolvido considerando somente uma unidade geradora em operação para cada usina, onde o limite superior da unidade é relaxado até o limite máximo de geração factível da usina considerando o número de unidades disponíveis e possíveis limitações, obtendo desta maneira a primeira geração aproximada de cada usina.

No segundo passo esta geração aproximada é marcada no eixo da abcissas e verifica-se o ponto em que encontra a curva das perdas, obtendo assim o número de máquinas a ser despachada por usina.

Nota-se no gráfico a existência de zonas de geração proibida. Quando a geração definida no primeiro passo leva a uma destas regiões, adota-se como decisão o número superior ou inferior de unidades, em função da menor distância do ponto de geração com as duas curvas de perdas adjacentes. Esta decisão pode levar a infactibilidade tanto para o atendimento das metas de geração bem como para o atendimento da carga de determinados períodos. Para evitar esta infactibilidade, retira-se ou coloca-se máquinas em operação com o objetivo de que as máquinas sejam despachadas o mais próximo possível do ponto ótimo de operação. Este ponto ótimo é encontrado analiticamente pelo gradiente da função polinomial de perdas.

Pré-despacho Contínuo

Com a eliminação da variável booleana z , o problema torna-se um problema de pré-despacho não linear, convexo e contínuo que pode ser expresso genericamente pelas equações abaixo:

$$\min. J = \sum_{t=1}^T C_t(x_t) \quad (\text{eq.20})$$

s.a.

$$\sum_{t=1}^T p_t(x_t) = b \quad (\text{eq.21})$$

$$x_t \in S_t \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (\text{eq.22})$$

onde a (eq.21) representa as restrições de acoplamento, que são as metas de geração das usinas e de intercâmbios, e a (eq.22) representa as demais restrições do problema que são desacopladas no tempo. A matriz destas restrições apresenta a estrutura ilustrada pela figura 25.

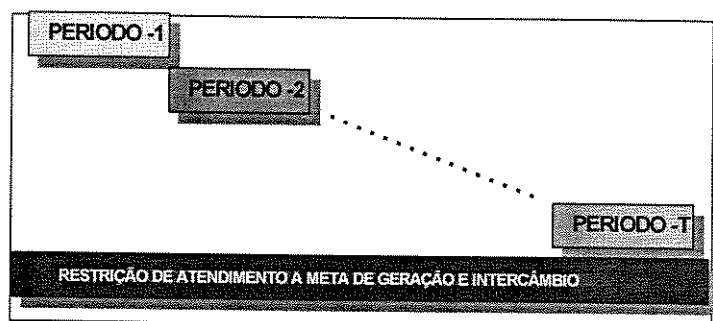


FIGURA 25 - ESTRUTURA DA MATRIZ DE RESTRIÇÃO:

A figura 25 mostra uma estrutura de blocos na diagonal acopladas pelas restrições de atendimento às metas de geração e intercâmbios. Para se obter a vantagem da independência dos blocos diagonais, será implementado como técnica de solução um método de decomposição baseado na relaxação Lagrangeana [29, 30] que dualiza o problema em relação as restrições de acoplamento. A seguir será descrita esta decomposição:

Decomposição

Associando um vetor multiplicador de Lagrange para a restrição de acoplamento (eq.21), a função Lagrangeano fica assim constituída:

$$L(x, \lambda) = \sum_i^T C_i(x_i) + \lambda \cdot \left\{ \sum_i^T p_i(x_i) - b \right\} \quad (\text{eq.23})$$

$$L(x, \lambda) = \sum_i^T \{ C_i(x_i) + \lambda \cdot p_i(x_i) \} - \lambda \cdot b \quad (\text{eq.24})$$

A (eq.24) mostra que o Lagrangeano é aditivamente separável em t , para um dado valor de multiplicador de Lagrange λ . Assim, sua minimização em x pode ser obtida de forma independente para cada intervalo de tempo t como o seguinte problema:

$$\min_{x_t \in S_t} L_t(x_t, \lambda) = C_t(x_t) + \lambda \cdot p_t(x_t) \quad (\text{eq.25})$$

Denota-se $x_t(\lambda)$ como o mínimo de $L_t(x_t, \lambda)$ em S_t para um λ fixo. Caso a função $L_t(x_t, \lambda)$ seja contínua e convexa em S_t então haverá uma única solução ótima finita $x_t(\lambda)$.

A função dual do problema fica assim expressa por:

$$\phi(\lambda) = \min_{x \in S} L(x, \lambda) \quad (\text{eq.26})$$

$$\phi(\lambda) = \sum_t^T \{ \min_{x_t \in S_t} L_t(x_t, \lambda) \} - \lambda \cdot b \quad (\text{eq.27})$$

O problema dual consiste na maximização da função dual em relação a λ . Para alcançar esta maximização, utiliza-se um método de otimização irrestrita onde a informação básica é o gradiente da função dual, dado pela seguinte expressão:

$$\nabla \phi(\lambda) = \sum_t^T p_t(x_t(\lambda)) - b = e(\lambda) \quad (\text{eq.28})$$

Note que o gradiente da função dual (eq.28) é a diferença entre o somatória da potência p em todos períodos t para um λ definido e a meta b . Desta forma quando se atingir o máximo da função dual teremos também alcançado as metas.

A figura 26 abaixo ilustra o método de solução para o problema em dois níveis hierárquicos, superior (coordenador) e inferior (subproblemas).

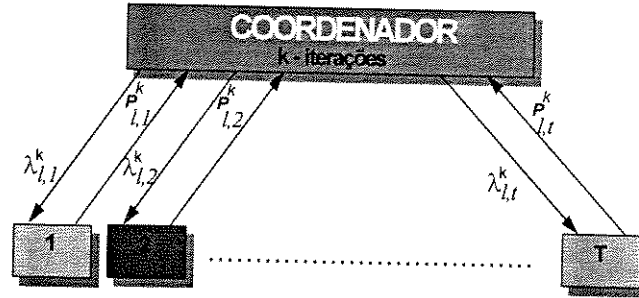


FIGURA 26 - ESTRUTURA HIERÁRQUICA DA DECOMPOSIÇÃO:

A nível do problema coordenador o objetivo é maximizar a função dual enquanto a nível dos subproblemas o objetivo é minimizar de forma separada o Lagrangeano.

O procedimento de atualização de λ é descrito pela equação:

$$\lambda_{k+1} = \lambda_k + \alpha_k \cdot d_k \quad (\text{eq.29})$$

onde d_k é a direção de caminhada e α_k é o tamanho do passo. A direção d_k pode ser dada pelo gradiente da função dual (eq.28) caso deseje-se implementar o método do gradiente. Porém para tornar a solução do problema mais eficiente adotou-se como direção de caminhada a direção do gradiente conjugado [32], que corresponde a uma combinação linear da direção anterior com o gradiente atual, expressa pela equação abaixo (eq.30):

$$d_k = d_{k-1} + \beta_k \cdot e(\lambda_k) \quad (\text{eq.30})$$

onde β_k é a razão do produto escalar do gradiente em duas iterações sucessivas. Definida a direção de caminhada d_k , falta encontrar o quanto deve se caminhar nesta direção, ou seja o valor de α_k . Para este fim, foi implementado o método de busca unidimensional chamado Falsa Posição[32].

Resumidamente, o algoritmo de solução do pré-despacho está ilustrado pela figura 27:

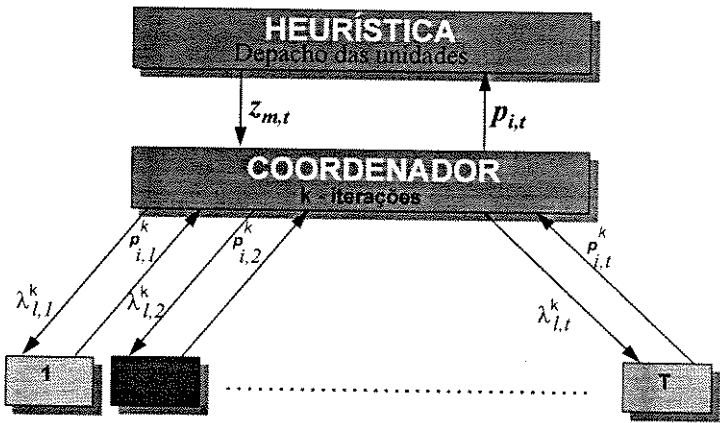


FIGURA 27 - MÉTODO DE SOLUÇÃO DO PROBLEMA:

O primeiro nível está baseado numa heurística e define as unidades geradoras a serem despachadas eliminando a variável booleana do problema. O segundo nível é responsável pelo atendimento das metas de geração e intercâmbios através da definição de preços (λ) para geração de cada usina e intercâmbio. O terceiro nível resolve para cada intervalo de tempo t , um problema de fluxo de carga ótimo DC, em função dos custos definido no segundo nível.

O procedimento iterativo de otimização se repete até que o gradiente da função dual (erro nas restrições de meta) seja aproximadamente nulo segundo uma tolerância pré-especificada.

A convergência do procedimento de decomposição é encontrado rapidamente devido a forte interconexão natural do problema de pré-despacho. A obrigatoriedade de atendimento da carga para cada intervalo de tempo, garantida

pela solução de fluxo de carga DC nos diversos subproblemas, torna os desvios da restrição (eq.15) fortemente interdependentes entre si, ou seja, os desvios na geração das usinas em relação a suas metas diárias se compensam sempre, qualquer que sejam os preços da energia a cada intervalo de tempo. Isto simplifica bastante a procura dos preços ótimos que resolvem o problema.

É importante destacar que, pelo fato do intercâmbio estar associado somente ao custo linear do multiplicador de Lagrange, a convergência para o atendimento das metas se mostrou difícil, face a instabilidade de modelos lineares. Para solucionar esta dificuldade foi preciso acrescentar no Lagrangeano um termo de penalização quadrática adicional para as restrições de atendimento das metas de intercâmbio, de modo a assegurar a convergência do procedimento de decomposição. Esta técnica é conhecida na literatura como Lagrangeano Aumentado.

4. Testes e Resultados

A figura 28 mostra as localizações geográficas das linhas, subestações, usinas e fronteiras elétricas com os sistemas vizinhos, que compõem o sistema eletroenergético do estado do Paraná.

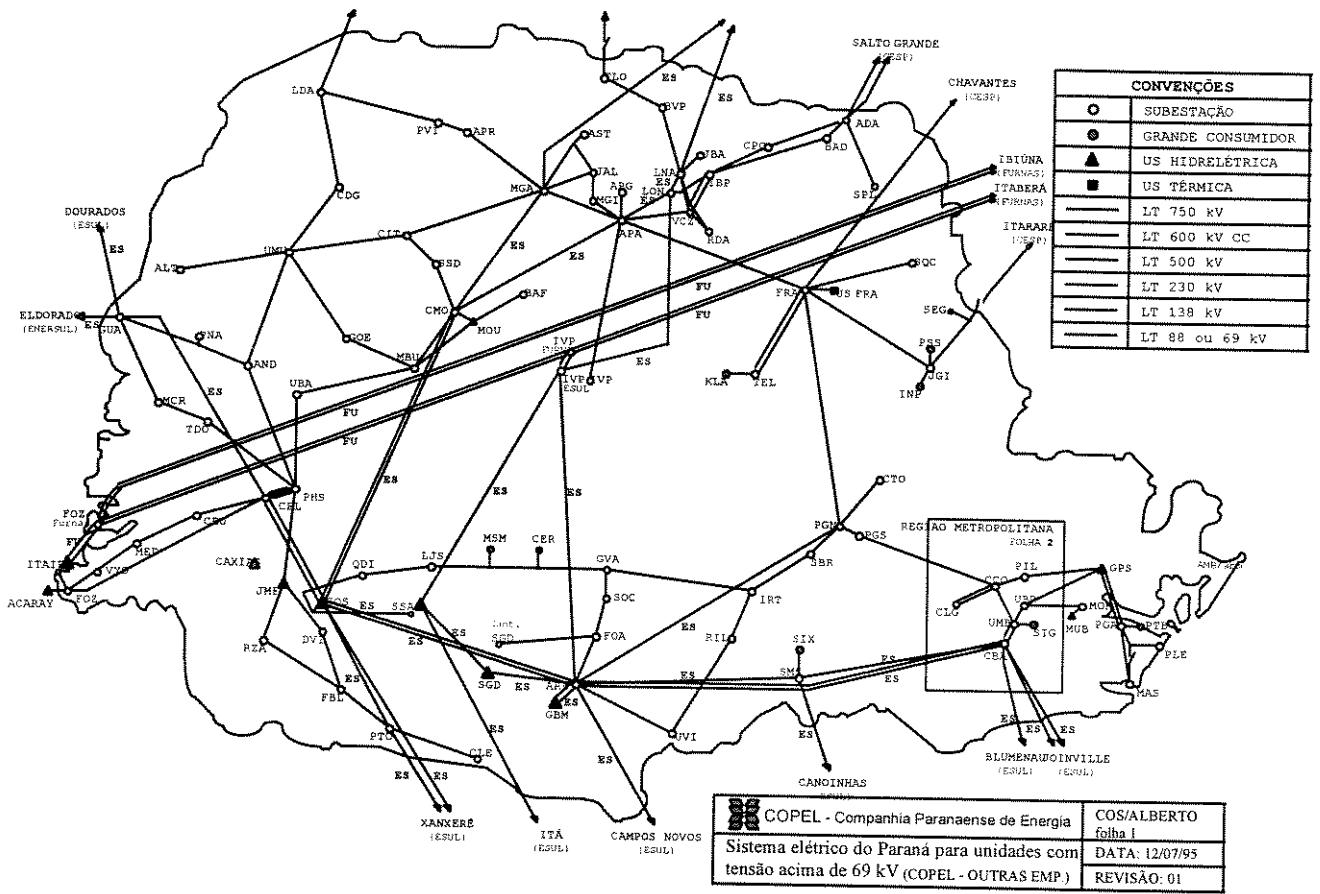


FIGURA 28 - MAPA DO ESTADO DO PARANÁ COM O SISTEMA ELETROENERGÉTICO:

A figura 29 mostra o sistema eletro-energético representado no modelo de pré-despacho, que refere-se a malha principal do sistema paranaense, cujas principais características são apresentadas nas tabelas 9 e 10 abaixo.

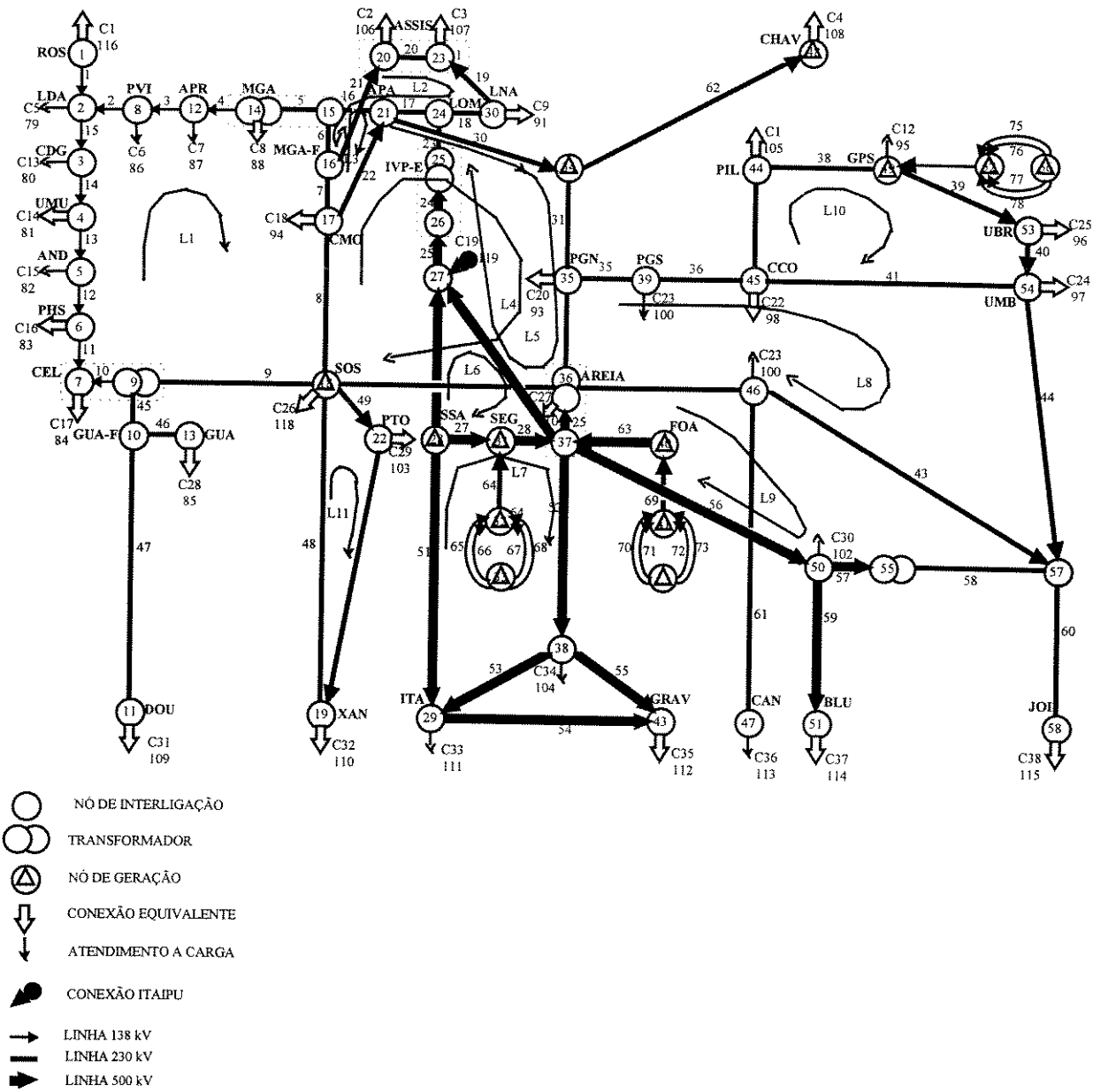


FIGURA 29 - DIAGRAMA UNIFILAR DA MALHA PRINCIPAL CONSIDERADA NO MODELO:

TABELA 9 - CARACTERÍSTICAS DO PARQUE GERADOR COPEL:

Usina	Tipo de Turbina	Nº de Unidades	Potência Nominal (MW)
Foz do Areia	Francis	4	419
Segredo	Francis	4	315
Capivari	Pelton	4	63

TABELA 10 - CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO:

Nº de Barras	Nº de Linhas	Tensão (kV)
10	9	138
39	37	230
9	16	500

Como peso de ponderação adotou-se o modelo básico do *faturamento de suprimento*¹ entre as empresas. Este faturamento é dado pela soma de duas parcelas uma de longo prazo e outra de curto prazo. O longo prazo é faturado mensalmente sobre um valor médio de energia definido em estudos realizados anualmente no chamado PLANO ANUAL DE OPERAÇÃO, enquanto o curto prazo é também faturado mensalmente, porém sobre a energia efetivamente gerada. A diferenciação está no fato da perda de transmissão ser faturada nos dois horizontes, enquanto a geração somente no curto prazo. Isto se deve aos seguintes motivos:

curto prazo - a redução das perdas na geração e transmissão diminui o consumo de recursos energéticos (água), para atender o mercado. Esta economia possibilita um fornecimento maior no futuro.

longo prazo - a redução da perda na transmissão quando da confecção do plano anual de operação refletirá diretamente na projeção da carga própria futura, e conseqüentemente aumentará a disponibilidade de fornecimento da empresa para o ano seguinte.

¹ fornecimento de energia em grosso para as concessionárias de energia.

Para avaliar o ganho que o modelo possibilitará, será feita a comparação entre as perdas verificadas e as perdas que ocorreriam caso fossem adotados os despachos das unidades proposto pelo modelo de otimização. Para este fim, estudou-se a operação do sistema descrito no dia (06/06/95), onde foram efetuadas medições integralizadas para as 24 horas, de fluxo nas linhas, carga nos diversos pontos (subestações) e geração nas unidades. A partir destes dados, obtidos pelas medições e utilizando o modelo, realizou-se despachos no sentido de identificar e comparar as perdas para as seguintes situações:

1- Com a geração de cada unidade e intercâmbios fixos nos valores medidos, as perdas para o caso base foram encontradas.

2 - Permitindo ao modelo realizar o despacho das unidades para duas situações diferentes:

a) Permitindo um novo despacho das unidades geradoras porém conservando a meta de geração diária, enquanto os intercâmbios horários foram mantidos fixos nos valores verificados.

b) Permitindo um novo despacho das unidades geradoras e a variação dos intercâmbios com os sistemas vizinhos, porém conservando as metas de geração e de intercâmbios ou seja os valores médios verificados no dia.

A figura 30 estabelece a comparação entre as perdas de geração e transmissão entre o caso base (1) e o caso (2.a). Os ganhos que o modelo proporcionou nos sistemas de geração e de transmissão foram de 370 MWh e 0,8 MWh, respectivamente, que valorizados pela tarifa vigente ($T1=6,90 \text{ R\$/MWh}$ e $T2=18,06 \text{ R\$/MWh}$), proporcionaram um ganho para a empresa de R\$ 2.573,00 no dia.

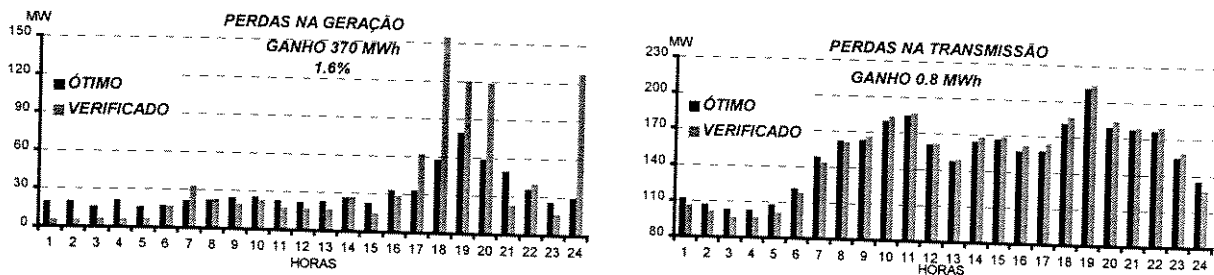


FIGURA 30 - GRÁFICO DE COMPARAÇÃO ENTRE AS PERDAS VERIFICADAS COM O DESPACHO DEFINIDO PELO MODELO SEM INTERCÂMBIO:

A tabela 11 apresenta o número de unidades geradoras em operação a cada hora. O número de partidas e paradas das unidades foi praticamente os mesmos em relação ao verificado, com exceção da usina de Capivari que teve duas partidas a mais no modelo. Isto foi devido ao fato de que as máquinas desta usina na operação real apresentavam geração muito baixa e o modelo preferiu desligá-las.

TABELA 11 - NÚMERO DE UNIDADES GERADORAS DESPACHADAS SEM INTERCÂMBIO.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
SEG	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	4	4	4	4	2	1	1
FOA	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	2	2	2
CAP	0	0	0	0	0	0	2	2	3	2	3	2	3	4	3	4	4	4	4	4	3	4	3	0

A figura 31 estabelece a comparação entre as perdas de geração e transmissão entre o caso base (1) e o caso (2.b). Os ganho que o modelo proporcionou nos sistemas de geração e transmissão foram de 597 MWh e 21 MWh, respectivamente, que valorizados pela tarifa vigente proporcionaram um ganho para a empresa de R\$ 4.644,00.

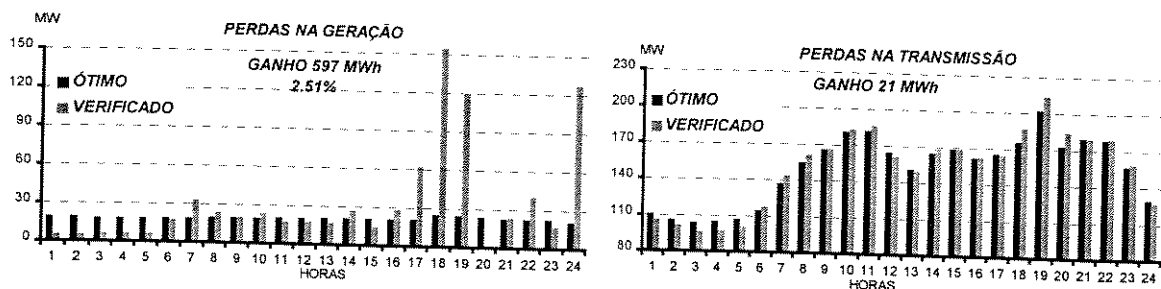


FIGURA 31 - GRÁFICO DE COMPARAÇÃO ENTRE AS PERDAS VERIFICADAS COM O DESPACHO DEFINIDO PELO MODELO COM INTERCÂMBIO :

A tabela 12 apresenta o número de unidades geradoras em operação a cada hora, onde se observa que o número de unidades é praticamente constante com algumas alterações somente na usina Capivari. Isto foi possível porque o modelo utilizou a possibilidade de variação do intercâmbio para com ele fazer o acompanhamento da carga, mantendo a geração das usinas praticamente constante durante as 24 horas.

TABELA 12 - NÚMERO DE UNIDADES GERADORAS DESPACHADAS SEM INTERCÂMBIO.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
SEG	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
FOA	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
CAP	3	3	2	2	2	2	2	3	3	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2

Nos casos estudados, o modelo mostrou-se eficiente e a representação não linear trouxe variações suaves nas gerações das usinas de um instante para outro, o que evitou o “chamado bang-bang”, ou seja um número excessivo de partidas e paradas das unidades, característico da solução em modelos lineares.

5. Considerações Finais

Modelo desenvolvido

Este trabalho mostrou um modelo de pré-despacho eletro-energético para o sistema COPEL, cujo objetivo é definir a geração de cada unidade geradora do sistema de modo que as perdas no sistema, de produção e transmissão, sejam as mínimas possíveis. Na busca deste objetivo são respeitados os limites de fluxos de potência na malha de transmissão, limites de cada unidade de geração e as metas de geração das usinas. Este limites e metas são definidos com as seguintes finalidades:

Transmissão - garantir o nível desejado de confiabilidade para o sistema, definidos através de estudos elétricos de estabilidade.

Geração - evitar desgastes eletro-mecânicos excessivos das unidades.

Metas de Geração - permitir a otimização do sistema em acordo com a definição do horizonte de mais longo prazo.

Resumidamente, as restrições garantem que os consumidores serão atendidos com a confiabilidade desejada, enquanto a função objetivo garante que isto será com o mínimo consumo de recursos energéticos, neste caso água dos reservatórios. Para este fim o sistema foi modelado de maneira que todas as perdas seja de geração ou transmissão fossem expressas em unidade de potência (MW), transformando a transmissão e geração em um único problema de fluxo de carga DC capacitado, representado pela 1ª e 2ª leis de Kirchhoff. Apesar das perdas de geração e transmissão estarem em mesma unidade (MW), o modelo admite ponderação diferenciada para perdas de geração e transmissão. No caso exemplo

devido ao modelo institucional atualmente em vigor dá a estas perdas valor econômico diferentes, razão pela qual.

Possíveis evoluções

A evolução do modelo será num primeiro plano transformar a heurística, responsável pelo despacho das unidades, numa resolução matemática exata, o que tornaria o modelo genérico para qualquer configuração de sistema hidroelétrico. Para isso será necessário transformar critérios intuitivos da heurística tais como o custo de partida das unidades, custo da operação como compensador síncrono, em funções matemáticas. Estes assuntos são tratados nos artigos [33, 34].

Outra possível evolução será no sentido de representar também a energia reativa no sistema gerador, transmissão e carga.

Referências Bibliográficas:

- [01]- Energia Elétrica no Brasil (da primeira lâmpada à Eletrobrás). Rio de Janeiro, Biblioteca do Exército, 1977. (Coleção General Benício, V. 154, publ. 474).
- [02]- Eletropaulo - Departamento de Patrimônio Histórico . “ A Eletrificação no Brasil, out. 1986”.
- [03]- Rodrigues, A.P.; Herman, J., “A economia brasileira e o comportamento da demanda de energia”, São Paulo Energia, Ano VII, nº63.
- [04]- Decreto Lei nº 73.102 de 7/11/73 - Legislação Federal.
- [05]- Código de Águas - “Ministério de Minas e Energia - DNAEE”, Brasília - DF, março/1980.
- [06]- Comitê Executivo - Revisão Institucional do Setor Elétrico/Revise, “Relatório preliminar do diagnóstico”, abr/1988.
- [07]- Fortunato, L.A.M.; Neto T. A. A.; Albuquerque, J. C. R.; Pereira, M. V., “Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia Elétrica ”, Eletrobrás/EDUFF, 1990.
- [08]- Arvanitidis, N.V.; Rosing, J ; “Composite Representation of a Multi-reservoir Hydroelectric Power System”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol PAS-2, 1970, pp---
- [09]- Dreyfuss. S. E. , Law, A. M.; “The Art and Theory of Dynamic Programming. Academic Press, New York, 1977.
- [10]- GCOI-Relatório técnico SCEN-GTMC 01/87, “Determinação de Intercâmbios de Energia entre Subsistemas Equivalentes pela Equalização do Valor da Água” editado em 1987.
- [11]- GCOI-Relatório Técnico SCEN/GTPL - “Plano Anual de Operação para 1996”.
- [12]- GCOI-Relatório Técnico SCEN/GTMC-/95 outubro /95 “Metodologia e Critérios para elaboração do Plano de Operação para 1996”.
- [13]- Box, G.E.P. e Jenkins, G.M. - Time Series Analysis - Forecasting and Control, Holden - Day, 1970.

- [14]- Yevjevich, V.M. - Strutural Analysis of Hidrologic Time series, Hidrology Papers, Colorado State University, Fort Collins, novembro 1972.
- [15]- GCOI - Relatório Técnico SCEN/GTPR -“ Programa Mensal de Operação para junho de 1996”.
- [16]- GCOI - Relatório preliminar SCEL/GTAD- “Reserva de Potência Operativa Histórico, Conceituação Básica e Proposta de Revisão Metodológica abril de 1995”.
- [17]- GCOI - Relatório técnico SCEL-GGTEE 02/85, “Critérios para a determinação da reserva operativa das regiões Sudeste e Sul por um método probabilístico” publicado em 1985.
- [18]- Mário Veiga Ferraz Pereira, Leontina Maria Viana G. Pinto “Aplicação de Técnicas de Decomposição ao Pré-despacho de Sistemas Hidrotérmicos” (SNPTEE - BRASÍLIA, DF - 1984 - GRUPO X).
- [19]- Leontina Maria Viana G. Pinto, Mário Veiga Ferraz Pereira, “Alocação Semanal de Geração em Sistemas Hidrotérmicos Interligados” (SNPTEE-BELO HORIZONTE, MG -1987-GRUPO-X).
- [20]- Sérgio M, Amado, C. C. Ribeiro “Alocação Semanal de Geração em Sistemas Hidrotérmicos Interligados” (SNPTEE- BELO HORIZONTE - 1987-GRUPO-X).
- [21]- Takaaki Ohishi “Planejamento da Operação de Curto Prazo de Sistema Hidrotérmicos Predominantemente Hidráulicos” (Tese de Doutorado-Faculdade de Engenharia Elétrica -UNICAMP dezembro de 1990)
- [22]- Cesar Lucio Corrêa de Sá Jr “Considerações em Torno da Programação Semanal da Operação Energética” (Tese de Mestrado-Faculdade de Engenharia Elétrica - UNICAMP).
- [23]- D. Lidgate, B.H. Amir “Optimal Operational Planning For a Hydro-Eletric Generation System” (IEE Proceedings, Pt. C, Nº3, may 1988)
- [24]- Marian R. Piekutowski, Tadeusz Litwibiwicz, Roderick J. Frowd “Optimal Short-Term Scheduling For a Large-Scale Cascaded Hydro System” (0-7803-1301-1/93S03.00 1993-IEEE)
- [25]- Secundino Soares filho, Clóvis Tadeu Salmazo. “Minimum loss predispatch model for hidroelectric power”, recommended and approved by IEEE/PES for

presentation - SUMMER MEETING, JULY 28 - AUGUST 1, 1996, IN DENVER, COLORADO

- [26]- Clóvis Tadeu Salmazo, Secundino Soares Filho, "Modelo de Otimização Eletro-Energético de Curto Prazo (Pré-Despacho) Aplicado ao Sistema" (SNPTEE-CAMBORIU, SC - 1995-GRUPO-X).
- [27]- Relatório Técnico Companhia Paranaense de Energia - COPEL - "Determinação do Remanso de Segredo para a Usina Hidrelétrica de Foz do Areia " - DPHE - H03/85.
- [28]- Parker, B. J.; Tanabe, A.; Schilling, M. T., "Precisão de Modelo Linearizado de Fluxo de Potência para Simulação do Sistema brasileiro", Nota técnica Eletrobrás/DEST, 018/80.
- [29]- Leon S. Lasdon - "Optimization Theory for Large", The Mac Millan Company, 1970.
- [30]- Secundino Soares Filho - "Programação Matemática de Grande Porte, uma Aplicação à Sistemas Hidrotérmicos de Potência", Tese de Doutorado UNICAMP- Faculdade de Engenharia Elétrica, 1978.
- [31]- B. A. Murtagh M. A. Saunders "Minos 5.4" User's Guide, Technical Report SOL 83.20R. Stanford University, 1992.
- [32]- David G. Luenberger - "Introduction to Linear and Nonlinear Programming", Addison-Wesley Publishing Company, 1973.
- [33]- Nilsson, O.; Sjelvagren, D.; "Hydro Unit Start-up Costs and Their Impact on the Short Term Scheduling Strategies of Swedish Power Producers". recommended and approved by IEEE/PES for presentation - WINTER MEETING, JANUARY 21 - 25, 1996, IN BALTIMORE, MD.
- [34]- T.P.Hara, L.F.L.Vianna, E.E.Nachvalger, E. Gonçalves, "Valuation About Remaining Service Life of GBM Hydraulic Power Plant Units Technical and Economical Aspects". ICPADM, 1994 - Austrália.