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

OPERAÇÃO ÓTIMA DE SUBSISTEMAS HIDROTÉRMICOS INTERLIGADOS UTILIZANDO PROGRAMAÇÃO DINÂMICA ESTOCÁSTICA DUAL

ALBERTO SERGIO KLIGERMAN

ORIENTADORES: SECUNDINO SOARES FILHO
MÁRIO VEIGA FERRAZ PEREIRA

Este exemplar corresponde à redação final da tese defendida por Alberto Sergio Kligerman e aprovada pela Comissão Julgadora em 13.02.92.
Secundino Soares Fo
Orientador

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP) como parte dos requisitos para a obtenção do título de **MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA.**

FEVEREIRO DE 1992

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL

Aos meus pais, pela torcida
Ao Oliver, pela alegria
À Débora, por tudo

AGRADECIMENTOS

A Mário Veiga Ferraz Pereira, pela sugestão do tema e pela competente orientação.

A Secundino Soares Filho, pela orientação, pelo apoio e pela confiança demonstrados.

A Leontina Maria Viana Graziadio Pinto, pelo dedicado e valioso acompanhamento na fase inicial do trabalho.

Aos professores do Cose/Unicamp, pelos conhecimentos transmitidos.

A Paulo Roberto de Holanda Sales, pelas decisivas contribuições, pelo estímulo, e até mesmo pela insistente cobrança para que este trabalho se realizasse.

A Celso Ferreira e Luiz Fernando Couto Amaro da Silva, que, na condição de chefes, me possibilitaram realizar o curso de pós-graduação.

A Luiz Augusto Lattari Barretto, pela análise minuciosa da formulação e pelo vivo interesse pelo desenvolvimento desta tese.

A Sérgio Mário Amado, pela solidariedade e pelas oportunas observações, que muito trouxeram de clareza e exatidão ao texto.

A Maria Luiza Viana Lisboa e Jorgina Silva, pela eficiente colaboração na penosa tarefa de transcrição dos resultados finais para análise.

A Bóris, Damázio, Elvira, Gerson, Joari, Leslie, Nora, Sérgio Henrique, Silvio e Talita, do Cepel, pelo interesse demonstrado e pelas contribuições nascidas do debate.

Aos amigos e à família, pelo incentivo.

RESUMO

O problema do planejamento da operação energética de médio prazo é determinar estratégias ótimas de geração térmica e intercâmbio entre subsistemas hidrotérmicos.

Por ser um problema estocástico e de grande porte, a solução ótima é encontrada por agregação de reservatórios em subsistemas e cálculo das estratégias por Programação Dinâmica Estocástica. Esta técnica, porém, requer a discretização do espaço de estados, o que faz com que o esforço computacional aumente exponencialmente com a adição de novas variáveis de estado. Desta forma, o planejamento da operação hoje utiliza técnicas que, apesar de levar em conta as interligações entre subsistemas, não resolvem o problema de forma ótima.

Este trabalho utiliza um método analítico de solução para a formulação da PDE ao problema da operação de subsistemas interligados. Este método é a Programação Dinâmica Estocástica Dual, que é baseado na aproximação iterativa das funções de custo futuro da PDE, através de cortes lineares fornecidos pela solução dual da recursão em cada estágio.

É feita a aplicação deste método para os subsistemas Sudeste e Sul, comparando-se seus resultados com a solução obtida pelos modelos atualmente em uso no planejamento da operação do sistema interligado brasileiro.

ABSTRACT

The operation planning problem, in the medium term, is to determine the optimal strategy for thermal generation and interchange of energy between subsystems.

For multi-reservoirs hydroeletric systems, this is a stochastic and large-scale problem, and the optimal solution is found only using Stochastic Dynamic Programming. But this method requires the discretization of the state space, and the computational effort increases exponentially with the number of discretized states. Because of this, the operation planning uses techniques that, even taking in account the flow limits between the subsystems, don't solve the problem optimally.

This work uses an analytical method for solve the Stochastic Dynamic Programming formulation for the operation-planning problem. This solution approach, called Stochastic Dual Dynamic Programming, is based on the approximation of the expected-cost-to-go functions of stochastic dynamic programming at each stage by piecewise linear functions. These approximate functions are obtained from the dual solutions of the scheduling problem at each stage.

This method is then applied to the Southeast-South connected subsystems, and the result is then compared to the solution given by the presently used model for the brazilian operation planning.

ÍNDICE

INTRODUÇÃO 3

CAPÍTULO I - ENERGIA 5

I.1 - Origem 5
I.2 - Consumo 6
I.3 - Fontes de Energia 9
I.4 - Reservas Energéticas 10
I.5 - Produção 11
I.6 - Energia Elétrica 13
I.7 - O Sistema Interligado Brasileiro 14
I.8 - Usinas Hidroelétricas 17

CAPÍTULO II - O PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA 21

II.1 - As Etapas do Planejamento 21
II.2 - Coordenação do Sistema Interligado Brasileiro 22
II.3 - Sistema Equivalente 25
II.4 - O Modelo Estocástico 27

CAPÍTULO III - MODELOS DE PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO PARA UM SISTEMA EQUIVALENTE 30

III.1 - A Programação Dinâmica no Planejamento da Operação 30
III.2 - Formulação do Problema "Acaso-Decisão" 32
III.3 - Formulação do Problema "Decisão-Acaso" 34
III.4 - A Maldição da Dimensionalidade 35

CAPÍTULO IV - MODELOS DE PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO PARA SUBSISTEMAS INTERLIGADOS 37

IV.1 - Técnicas de Solução para Múltiplos Subsistemas 37
IV.2 - Modelos de Subsistemas Utilizados no Brasil 38

CAPÍTULO V - PROGRAMAÇÃO DINÂMICA ESTOCÁSTICA DUAL 41

V.1 - Programação Dinâmica Dual Determinística 41
V.2 - O Caso Estocástico com Eventos Independentes 47
V.3 - PDED Aplicada a Subsistemas Interligados 49

CAPÍTULO VI - APLICAÇÃO DA PDED AO SISTEMA BRASILEIRO 52

VI.1 - Descrição do Caso Estudado 52
VI.2 - O Caso Determinístico. Operação Ideal 55
VI.3 - Operação a Equicusto com Estratégias Isoladas. 57
VI.4 - Otimização da Operação por PDED 59
VI.5 - Análise dos Resultados 61

CAPÍTULO VII - CONCLUSÕES 63

REFERÊNCIAS 65

INTRODUÇÃO

O planejamento energético da operação dos sistemas hidrotérmicos brasileiros de geração de energia elétrica é elaborado com base na utilização de modelos matemáticos aproximados à realidade, de forma a obter estratégias de operação que minimizem o custo de operação sem que seja comprometido o nível de garantia de atendimento. O custo que se pretende minimizar, no caso, compreende as despesas com combustíveis utilizados nas usinas termoelétricas, bem como o alto preço que representaria um racionamento de energia em uma sociedade cada vez mais dependente da eletricidade.

A ampliação e a interligação do parque gerador brasileiro nas últimas décadas exigiram o desenvolvimento contínuo dos modelos utilizados no planejamento da operação. A agregação de reservatórios de bacias hidrográficas semelhantes em sistemas equivalentes foi o instrumento que possibilitou a implantação das técnicas utilizadas para definição da geração térmica complementar. Dentre os métodos utilizados, a Programação Dinâmica Estocástica se mostrou bastante adequada, sendo utilizada até hoje.

A construção de linhas de transmissão ligando diferentes regiões brasileiras exigiu a adaptação e o desenvolvimento de novos modelos, para que além da geração térmica, fosse definido mensalmente o intercâmbio de energia entre as diversas regiões. Atualmente, a operação se orienta por estratégias calculadas por Programação Dinâmica Estocástica de forma isolada para cada região ou subsistema, sem levar em conta de forma ativa as suas interligações, o que não garante a otimalidade da solução.

O presente trabalho tem como objetivo apresentar um modelo de otimização da operação energética, no qual a estratégia é obtida diretamente por Programação Dinâmica Estocástica aplicada a dois subsistemas interligados. A gigantesca quantidade de tempo de processamento requerida pela PDE ao se aumentar as dimensões do problema, fato que inibiu maiores desenvolvimentos nesta área, é minimizada com a introdução da técnica de Programação Dinâmica Estocástica Dual, cuja idéia consiste em formular o problema analiticamente, possibilitando a resolução por Programação Linear e a definição de um critério de precisão compatível com o esforço computacional requerido.

Inicialmente, é descrito o panorama energético sob o ponto de vista histórico e geográfico, tanto no contexto global quanto em relação ao Brasil, de forma a situar o parque gerador brasileiro, ao qual este trabalho se dedica. A seguir são descritos os modelos já desenvolvidos para o planejamento da operação. A técnica proposta é então analisada, comparando-se seus resultados com a metodologia atualmente utilizada.

CAPÍTULO I

ENERGIA

I.1 - ORIGEM

Energia. Do grego "energos", que pode ser decomposta em "en ergon", o que quer dizer "em trabalho", de modo que algo que contenha energia pode ser encarado como alguma coisa que tenha "trabalho em" si mesma.

Coube ao homem, através da história, fazer uso das diversas fontes de energia existentes. Sem dúvida alguma, a "descoberta do fogo" constitui a maior conquista isolada realizada pelo homem. Somente ela libertou-o completamente do fornecimento limitado de energia permitido pelo seu corpo, aumentado apenas um pouco pelos animais que havia domesticado. Esta maneira de usar a energia distingüe o homem de todos os animais: nenhuma outra espécie, por mais inteligente que seja, faz sequer a mais desajeitada tentativa de usar o fogo, enquanto não se conhece até hoje nenhuma tribo de homens, por mais primitiva que seja, que não faça uso do fogo. A vasta quantidade de energia colocada à disposição do homem pelo fogo pôde ser, e foi, usada para revolucionar a própria natureza de sua existência. O fogo, e somente ele, foi responsável pelo fato do homem se aclimatar em todas as regiões do globo. Deu-lhe também a capacidade de espantar as grandes feras e de transformar coisas normalmente não comestíveis em alimentos agradáveis ao paladar.

Durante pelo menos 95 por cento do tempo em que o homem já usa o fogo, segundo *Asimov* [4], este só serviu como fonte de luz e calor. Para substituir a sua própria força muscular, valia-se o homem apenas de moinhos de vento, rodas d'água e animais domesticados. Ao final do século XVII, o problema de se retirar água do fundo das profundas minas de carvão da Inglaterra intrigou o espírito inventivo do homem, e daí surgiu a "bomba de vapor". A energia provinha da madeira ou do carvão que, queimados, substituiam a força muscular. Com a introdução de acessórios mecânicos que, engenhosamente, transformavam o movimento de vai-e-vem de um pistão no movimento de rotação de uma roda, o engenheiro James Watt fez surgir, em 1780, a "maquina a vapor", com a capacidade de movimentar maquinarias diversas. Este evento marcou o início da Revolução Industrial.

O que introduziu a Revolução Industrial nos lares foi, porém, o domínio da eletricidade. Em 1831, o cientista Michael Faraday verificou que um disco de cobre girado entre os polos de um imã produzia eletricidade constantemente. Tratava-se do primeiro gerador elétrico. Era necessário apenas manter um gerador girando para se ter energia elétrica em quantidade. Na

mesma época, o físico Joseph Henry desenvolveu um método pelo qual, inversamente, uma corrente elétrica podia fazer girar uma roda, inventando assim o motor elétrico.

I.2 - CONSUMO

Sem qualquer dos artefatos da civilização, o homem nu necessita de cerca de dois milhões de calorias por dia para se manter vivo. Como em um quilo de petróleo existem 10800 kcal, conclui-se que o homem dispende em 24 horas a energia contida em 200 g de petróleo. Esta é a mesma energia necessária para manter acesa uma lâmpada de 100 W durante 24 horas. Pode-se dizer que o homem corresponde a uma máquina de 100 Watts. O cavalo, por sua vez, corresponde a uma máquina de cerca de 750 Watts. Este animal é usado inclusive como unidade de potência.

Assim que começou a se civilizar, há cerca de cem mil anos, o homem tornou-se nômade e, na construção de abrigos e uso do fogo, passou a consumir 200 W, ou cerca de 4000 kcal/dia. A utilização de energia aumentou ao serem atingidos os estágios da agricultura primitiva, agricultura avançada e cresceu enormemente após a Revolução Industrial. Hoje, o homem da era tecnológica consome, nos Estados Unidos, em média 10.000 Watts, o que equivale por dia a 20 quilos de petróleo. A Figura 1 mostra a evolução do consumo de energia [15].

.

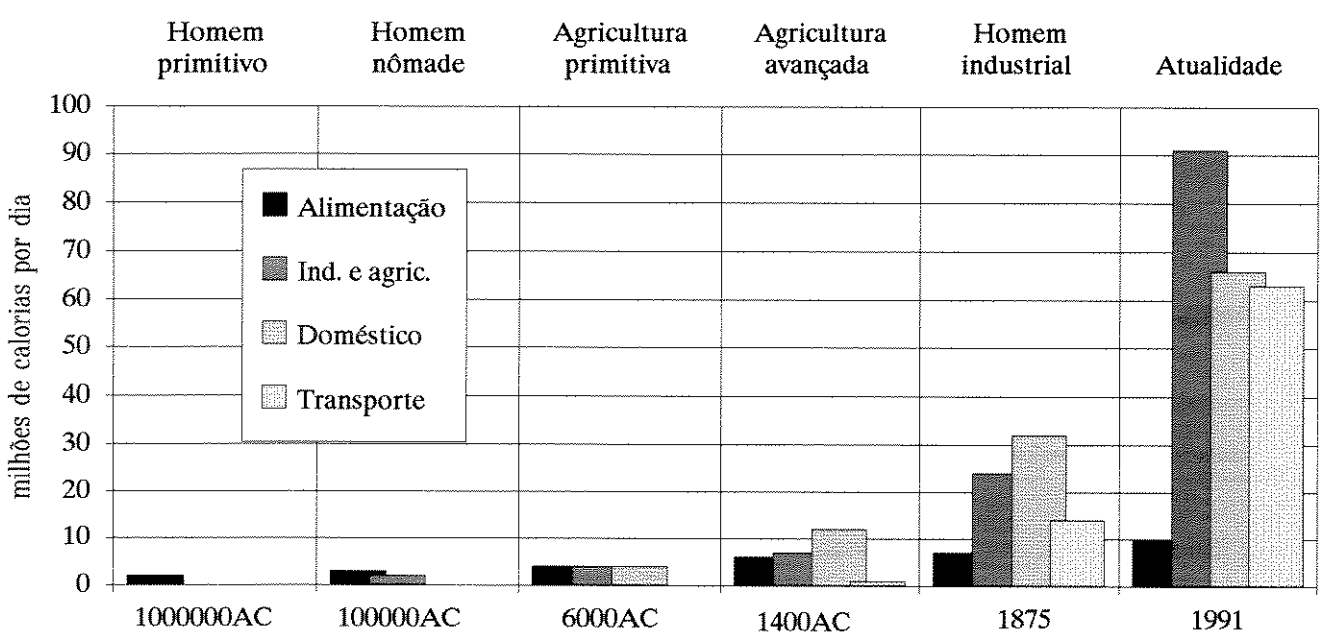


Figura 1. Evolução do consumo de energia do homem

Mas a energia é consumida de forma muito desigual em diferentes partes do mundo, como pode ser visto na Figura 2. Segundo a ONU [37], a população dos Estados Unidos, apesar de representar apenas 5% da população mundial, consome 35% de toda a energia consumida no mundo. Enquanto isso, o homem brasileiro consome, em média, 10 vezes menos que o americano. Há casos bem piores. O consumo per capita em países pobres é ainda 10 vezes menor

que o brasileiro. A média mundial é equivalente a 3,8 quilos de petróleo por dia. O país campeão mundial de consumo per capita são as Ilhas Virgens Americanas, cujo habitante médio consome simplesmente 40 vezes mais que o brasileiro. Enfim, os 5 bilhões de habitantes do planeta consomem por dia o equivalente a 19 milhões de toneladas de petróleo, ou 138 milhões de barris.

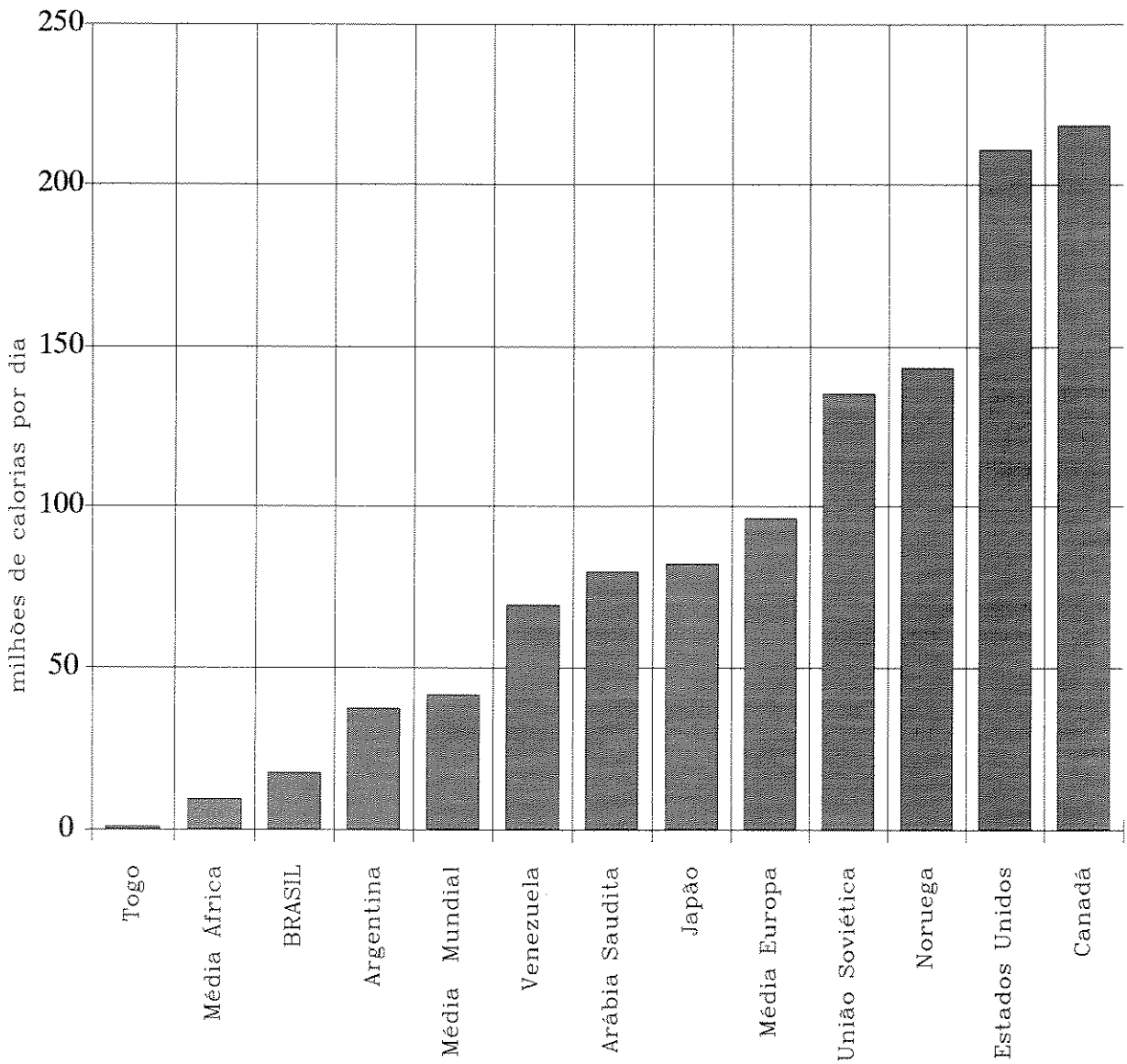


Figura 2. Consumo per-capita em diversos países

Os valores médios per capita escondem a heterogeneidade da distribuição do consumo de energia em cada país. As distorções são mais acentuadas em países menos desenvolvidos e guardam estreita relação com a distribuição de renda. A Figura 3 apresenta o perfil de renda da sociedade brasileira, confrontando com a energia consumida pelas famílias de cada classe de renda. De acordo com *Goldenberg* [30], as famílias de alta renda (mais de 10 salários mínimos), que correspondem a 4% da população brasileira, consomem 25% de toda a energia no Brasil. Uma família de baixa renda consome 15 vezes menos energia.

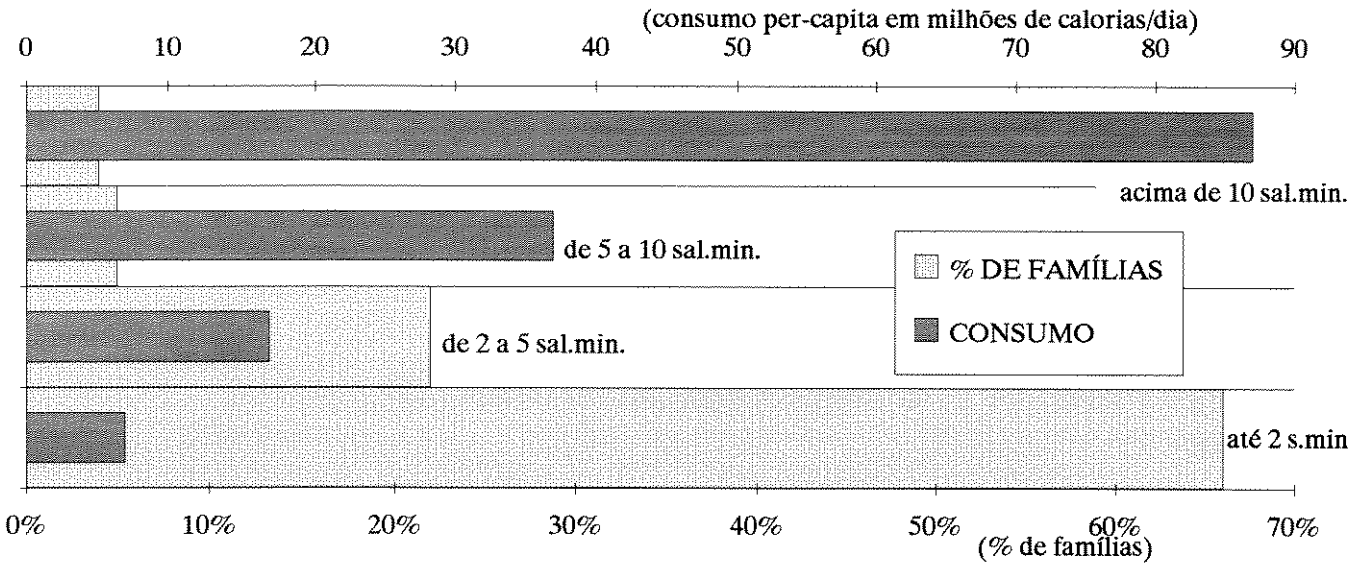


Figura 3. Perfil de renda e consumo de energia da sociedade brasileira

O consumo de energia pode ainda ser analisado por setor econômico. A Figura 4, obtida do Balanço Energético Nacional [10], mostra, em toneladas equivalentes de petróleo (tEP)[1], a evolução entre 1976 e 1988 do perfil de consumo da economia brasileira. A participação do setor industrial, sempre crescente, confirma o fato de ser o Brasil uma nação em desenvolvimento. Observa-se também a quase estagnação do consumo residencial, e um tímido crescimento em outros setores, o que vem demonstrar que o crescimento econômico brasileiro neste período teve pouco reflexo na área social.

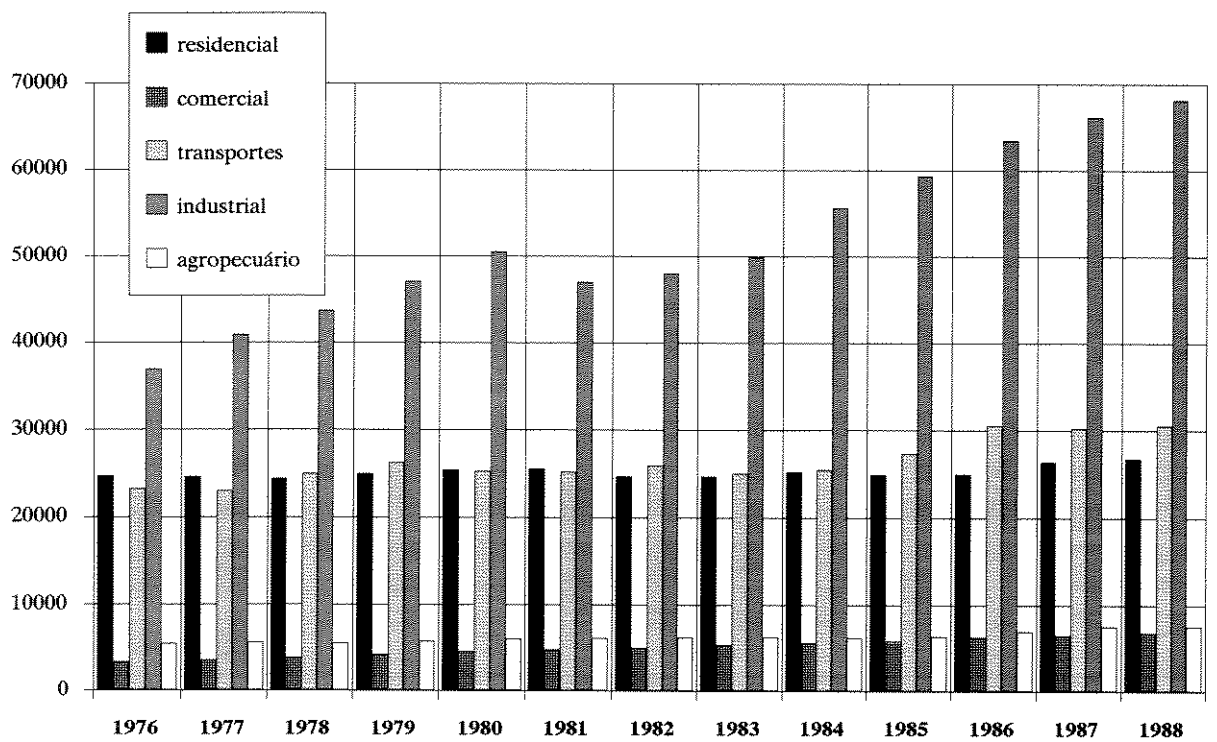


Figura 4. Evolução do consumo de energia no Brasil por setor (10^3tEP)

[1] 1 tEP = 10,8 milhões de calorias = 12,56 MWh = 0,0172 MWmês = $4,52 \times 10^{10}$ joules = 7,28 bEP(barris) = 1,157 m^3

I.3 - FONTES DE ENERGIA

A energia disponível ao homem tem sua origem em quatro e únicas fontes distintas:

- energia radiante emitida pelo sol;
- energia das marés provenientes da energia gravitacional do sistema Lua-Terra-Sol;
- energia geotérmica que se origina no interior da Terra;
- energia de reações nucleares.

A menos da energia nuclear, as demais fontes são renováveis, isto é, disponíveis continuamente, e a energia que cada fonte fornece à Terra pode ser expressa por sua respectiva potência. Da radiação total emitida pelo Sol, equivalente a $3{,}47 \times 10^{21}$ megawatts, apenas $1{,}74 \times 10^{11}$ MW, ou seja, 20 bilhões de vezes menos, atingem a atmosfera terrestre. A energia geotérmica representa $3{,}2 \times 10^{7}$ MW, enquanto a energia maremotriz equivale a 3×10^{6} MW.

Aproximadamente 30% da energia solar incidente, conforme mostra a Tabela 1, é refletida e emitida ao espaço [30], sob a forma de onda curta visível (daí a cor azul que tem o céu e a Terra). O ciclo hidrológico consome 27%, sendo que apenas 0,005% da energia envolvida no ciclo é passível de ser convertida em energia hidroelétrica (atualmente o mundo se contenta em extrair a quinta parte deste potencial). Os 43% restantes são absorvidos pela superfície, atmosferas e oceanos, sendo responsáveis pela temperatura ambiente. Estes 70% de energia solar não refletidos são em grande parte reemitidos ao espaço solar sob a forma de ondas longas (calor).

DESTINO DA ENERGIA SOLAR INCIDENTE À TERRA	$\overline{MW}$[2]	*Percentual*
Energia Solar Incidente à Terra	1.74×10^{11}	100%
Absorvida e responsável pelo clima	7.48×10^{10}	43%
Refletida sob a forma de onda curta	5.22×10^{10}	30%
Responsável pelo ciclo hidrológico	4.70×10^{10}	27%
Ventos, correntes oceânicas e ondas	2.44×10^{8}	0.14%
Capturada pelas folhas (fotossíntese)	2.44×10^{7}	0.014%

Tabela 1. Destino da Energia Solar Incidente à Terra.

Uma minúscula fração da energia solar incidente à Terra, apenas 0,14%, é dissipada através dos ventos, correntes oceânicas e ondas. Finalmente, uma parcela ainda menor, 0,014%, é capturada pelas folhas verdes das plantas, através da fotossíntese, que armazena energia sob a forma química. Esta energia é liberada lentamente, na reação inversa, em presença de oxigênio.

---

[2] $\overline{\text{MW}}$ = MWmédio - enquanto MW é unidade de potência, $\overline{\text{MW}}$ é a energia associada, por tempo indefinido.

Se, porém, esta matéria orgânica é soterrada por fenômenos naturais, devido à falta de oxigênio não há oxidação, e esta energia fica então acumulada de forma fóssil. Os atuais combustíveis fósseis se originam, portanto, de uma fração infinitesimal da energia solar armazenada em forma de matéria orgânica ao longo de centenas de milhões de anos.

A única outra fonte de energia na superfície da Terra, além das discutidas anteriormente, é a energia contida no núcleo dos átomos. Ela vem sendo formada há bilhões de anos, a partir da criação do Universo, e pode ser liberada ou pela fissão de elementos pesados, como o urânio ou tório, ou pela fusão de elementos leves, como o deutério e o trítio. A única técnica dominada e utilizada é a fissão, que hoje, além da utilização tradicional do isótopo 235 do urânio, que corresponde a 0,7% das reservas deste elemento, já conta com o processo de utilizar em *reatores rápidos* o plutônio-239, que é obtido por sua vez do urânio-238, predominante. A fusão nuclear comercial ainda é um processo não vislumbrado pelo homem.

I.4 - RESERVAS ENERGÉTICAS

É verdade que o mundo dispõe de quatro diferentes fontes de energia. Da energia contida, liberada ou acumulada por estas fontes, a quase totalidade é indisponível, seja por se dissipar ou por ser inacessível. Há uma parte, porém, que de alguma forma está ou estará um dia ao alcance do homem para utilização, das mais diversas formas. São os *recursos energéticos*. Em sua maioria, recursos energéticos são quantidades estimadas. As quantidades de recursos já identificadas, medidas, e com tecnologia dominada chamam-se *reservas energéticas*. As reservas, portanto, estão em expansão, à medida que aumentam o grau de certeza e a viabilidade de recuperação econômica dos recursos estimados.

Podem ser classificados como recursos inesgotáveis: a energia solar, ou seja, a parcela capturável a partir de seu fluxo contínuo, bem como o deutério, combustível da promissora técnica da fusão nuclear. Estas são consideradas as formas de energia a predominar no próximo século, ainda que não tenham hoje viabilidade econômica e técnica.

Os combustíveis fósseis, acumulados durante milhões de anos, podem ser considerados recursos não renováveis, e suas reservas têm sido reavaliadas contìnuamente. Em primeiro lugar figura o carvão, com 2417 bilhões de tEPs [37], dos quais apenas a China detém 35%, conforme pode ser visto na Figura 5. A seguir a lignite, com reservas que atingem em 1661 bilhões de tEPs, sendo os Estados Unidos detentores de 28% do total. O petróleo aparece com reservas da ordem de 94 bilhões de tEPs, destacando-se a Arábia Saudita, com 24% do estoque mundial, seguido do minúsculo Kuwait, com 11% [18;48]. O gás natural compõe reservas de 79 bilhões de tEPs, sendo que 41% situam-se na URSS. A posição brasileira no campo dos combustíveis fósseis é fraca. O Brasil possui 0,4% das reservas de lignite, 0,3% das reservas de petróleo e 0,1% das reservas de gás natural.

A fissão nuclear utiliza como combustível o urânio, que tem hoje reservas contabilizadas em 1230 bilhões de tEPs. A Austrália possui 25% das reservas mundiais, seguida da Nigéria e África do Sul, cada uma com 13% do total. Os Estados Unidos e o Canadá empatam em 9%, e em seguida aparece o Brasil, bem situado, com 7% das reservas mundiais.

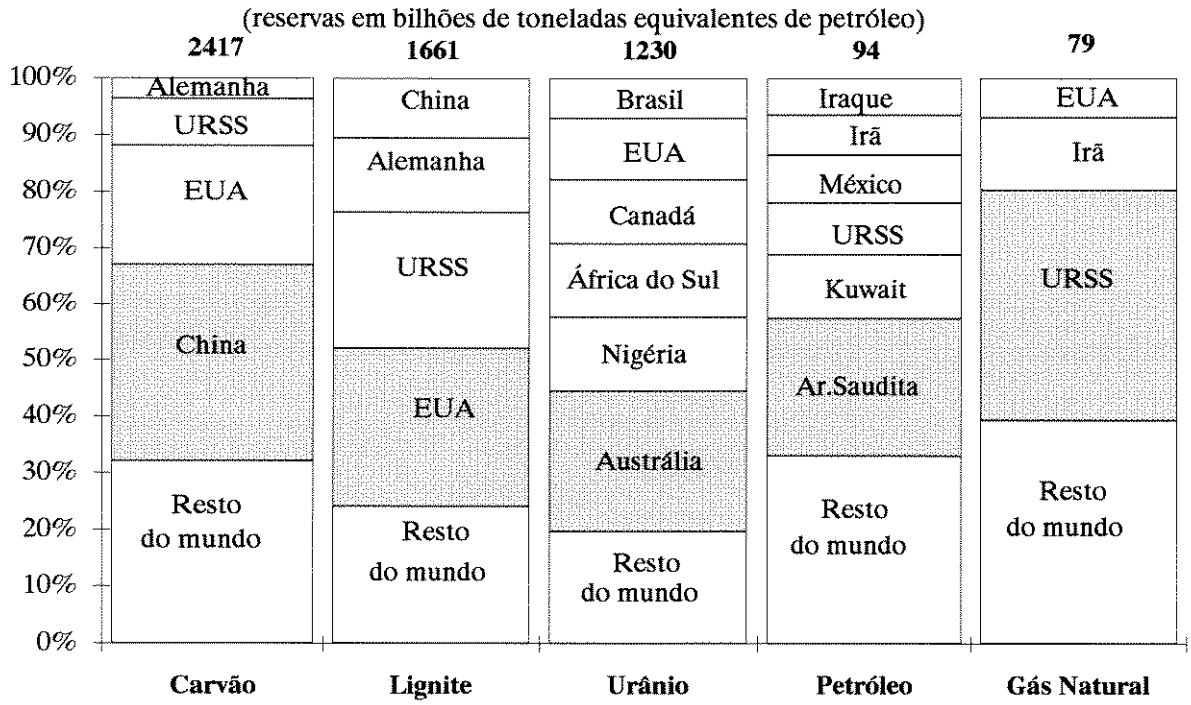


Figura 5. Reservas por combustível e países com as maiores reservas.

A energia potencialmente disponível para geração hidroelétrica, por ser um recurso renovável, não pode ser calculada em termos de reserva, mas sim na energia possível de ser gerada continuamente, de acordo com a topografia e com o ciclo hidrológico. Uma estimativa conservadora calcula que a máxima energia a ser obtida a partir de usinas hidroelétricas no planeta é da ordem de 600 milhões de tEPs/ano. A China possui 25% deste potencial. O Brasil, bem situado, possui 13%.

O fato é que a simples existência de uma determinada fonte de energia não é suficiente para garantir sua utilização prática. O consumo diário de energia em todo o mundo é da ordem de 200.000 trilhões de calorias. Ora, em apenas 4 *bilionésimos* de segundo o Sol libera esta mesma quantidade de energia. Enquanto não dispuser de tecnologia que permita aproveitar as fontes de energia praticamente inesgotáveis que possui, o mundo poderá encontrar-se na situação paradoxal de sofrer privações em meio à abundância.

I.5 - PRODUÇÃO

A obtenção de energia a partir de suas fontes, para utilização pelo homem, sempre esteve intrinsecamente ligada ao consumo, e vice-versa. Mas os meios de obtenção desta energia sempre variaram, de acordo com a época. Muitas vezes o domínio de novas tecnologias, o custo crescente e/ou a escassez de determinadas reservas energéticas, e até mesmo a preocupação com o meio ambiente já foram fatores responsáveis por alterações significativas no perfil de produção de energia ao longo da história.

A madeira, sem dúvida, constituiu o primeiro combustível usado para iniciar e manter uma fogueira. No século XIX, o carvão mineral passou a ocupar o primeiro lugar como combustível, posição esta que no século XX é ocupada pelo petróleo [30], conforme pode ser visto na Figura 6. No século XXI prevê-se que o mundo passará a servir-se predominantemente da energia nuclear.

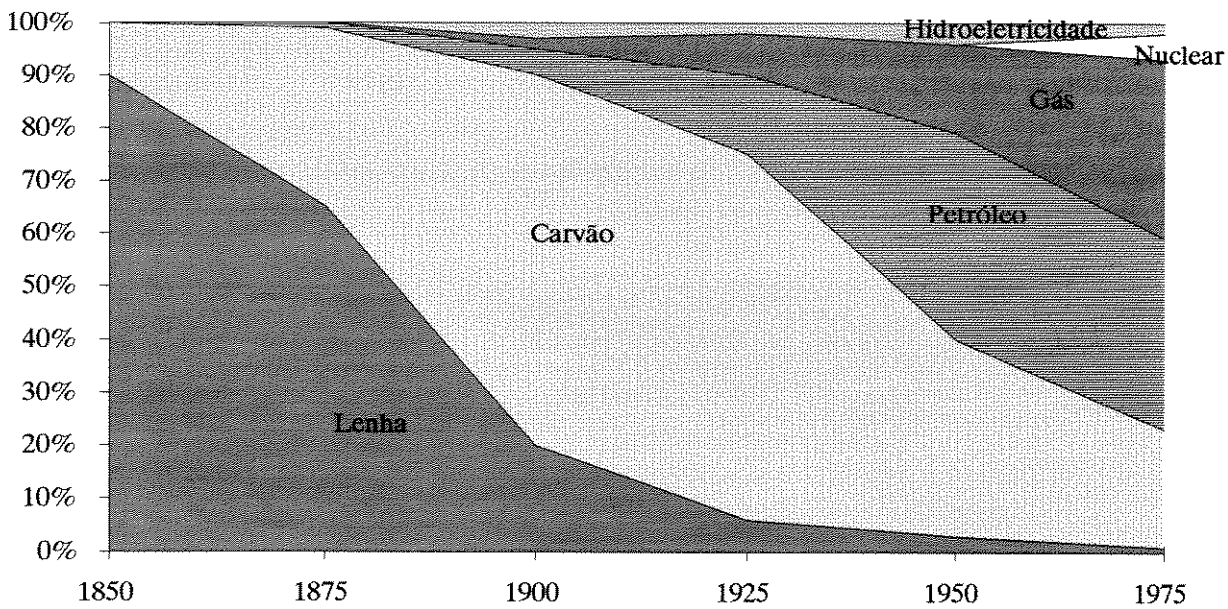


Figura 6. Perfil histórico da produção de energia no mundo

O petróleo atende hoje a 40% da produção energética mundial. Em seguida vem o carvão, com 30% e o gás natural, com 20%. Portanto, 90% da energia produzida no mundo tem sua origem em combustíveis fósseis. Os restantes 10% são atendidos por hidroeletricidade (2%), energia nuclear (2%), lenha (biomassa) e as chamadas modalidades alternativas, como energia geotérmica, energia fotovoltaica (solar), energia eólica e maremotriz.

Quando se trata de estabelecer quanto da energia *produzida* no mundo é consumida sob a forma de eletricidade, deve-se somar à produção em usinas hidroelétricas, nucleares e alternativas, que perfazem 5% da produção total de energia, a quantidade energética de combustíveis fósseis dirigidos à produção de eletricidade, que constituem 27% de toda a energia. Desta forma, 32% de toda a energia produzida tornam-se eletricidade. Um número diferente surge, porém, ao se comparar a participação da eletricidade perante a energia *consumida* no mundo. Isso porque, devido à pouca eficiência da conversão termodinâmica, os 27% acima, correspondentes aos combustíveis fósseis utilizados para geração de energia elétrica, após a conversão tornam-se apenas 11% de toda a energia consumida que, somados aos 5% provenientes de usinas hidroelétricas, nucleares e alternativas, resultam que a energia elétrica corresponde a 16% de toda a energia consumida no mundo.

A Figura 7 expõe a participação da energia elétrica frente ao consumo total [37]. O Brasil está acima da média, neste particular. De toda a energia aqui consumida, 26% vem em forma de eletricidade. Apesar deste índice parecer pequeno frente ao grande potencial hídrico nacional, houve um aumento significativo desta participação, que triplicou percentualmente nos últimos 15 anos.

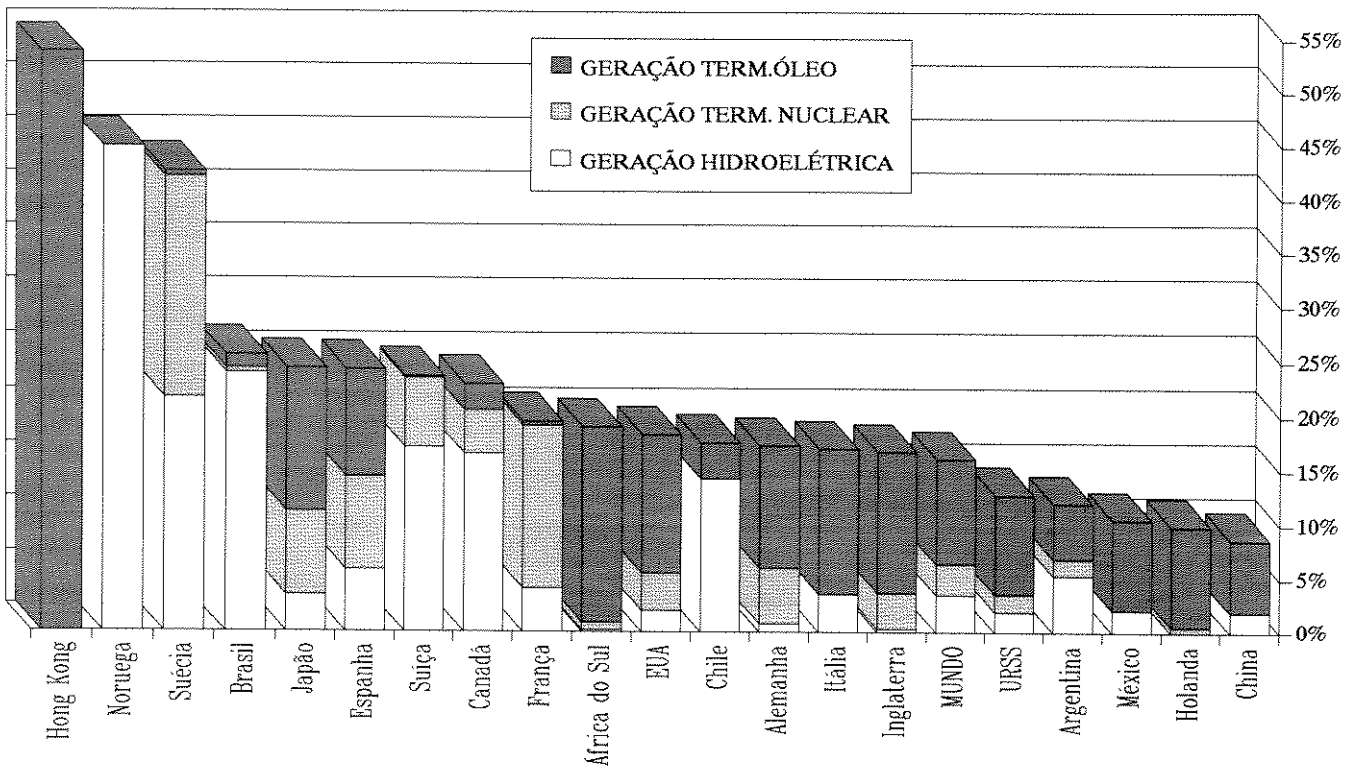


Figura 7. Participação da energia elétrica no consumo de energia comercial em diversos países

Quase toda a energia elétrica brasileira é gerada em usinas hidroelétricas (92%) e o país tem potencial para aumentar em muito sua capacidade de geração e portanto a participação da energia elétrica no consumo nacional. O único país que tem um índice de participação da hidroeletricidade maior que o Brasil é a Noruega, com 99%. Com a vantagem de possuir um pequeno território em relação ao Brasil, a Noruega também detém o elevado índice de 45% de todo o consumo energético atendido por eletricidade.

I.6 - ENERGIA ELÉTRICA

O fluxo de elétrons é uma forma de energia e pode ser usado para realizar trabalho. A energia elétrica sempre esteve presente na natureza, através do raio. Produzida artificialmente, ela só foi percebida pela primeira vez em 350 AC pelo matemático grego Tales que, ao atritar o âmbar, o fazia atrair pequenas partículas.

Um fluxo contínuo de elétrons, porém, foi obtido pela primeira vez em 1800, pelo cientista Alessandro Volta, diretamente da liberação de *energia química* numa «cela» ou pilha de zinco e cobre. Em seguida foi a vez de Faraday obter, em 1831, um fluxo alternado de elétrons, a partir da *energia mecânica* de um disco de cobre girando entre os polos de um *campo magnético*. Mais tarde, foi George Westinghouse quem instalou, em 1886, o primeiro sistema de transporte de energia em corrente alternada.

Estavam lançadas as bases para o grande desenvolvimento da eletricidade, ocorrido no século XX. O primeiro fator que concorreu para isto foi a invenção da lâmpada, por Edison. Com

a disseminação do uso do motor de indução, firmou-se o conceito de suprimento de energia elétrica para *força e luz*.

As instalações de geração de energia elétrica se situavam sempre muito próximas dos centros consumidores, principalmente com usinas termoelétricas, até que técnicas de alta tensão permitiram fazer uso dos potenciais hidroelétricos de maior porte. No início fazia-se uso de várias freqüências, diferentes para cada região dentro de cada país. Na Inglaterra, por exemplo, a energia era fornecida em 11 freqüências diferentes e 37 valores de tensão. Firmou-se com o tempo a freqüência de 50 Hz na Europa e 60 Hz nos Estados Unidos. O Brasil, hoje operando apenas em 60 Hz, até 1977 fazia uso das duas freqüências. É que havia inicialmente o Decreto-Lei 852, de 1938, que estabelecia a freqüência de 50 Hz como única a ser usada em todo o país. A lei *não pegou*, e diversas instalações expandiram-se em 60 Hz, até que em 1957 o Decreto 41019 tornou opcional a adoção de 50 Hz ou 60 Hz. Finalmente, a Lei 4454, de novembro de 1964, determinou que fosse utilizada exclusivamente a freqüência de 60 Hz no país. A conversão de todo o sistema foi concluída 13 anos depois, no Rio Grande do Sul, à excessão de uma pequena carga de 8 MW que ainda é atendida em 50 Hz pelas usinas termoelétricas de Charqueadas e São Jerônimo.

I.7 - O SISTEMA INTERLIGADO BRASILEIRO

A energia elétrica chegou ao Brasil em 1879, portanto ainda na fase pioneira [24]. O marco inicial foi a instalação de 6 lâmpadas na Estação da Corte (hoje Estação D. Pedro II). Quatro anos depois, Campos(RJ) se tornou a primeira cidade da América do Sul a receber iluminação pública. E em 1889 foi inaugurada a primeira usina hidroelétrica de uso público, a Marmelos-Zero, no Rio Paraibuna, em Juíz de Fora. Os bondes já corriam nos trilhos do Rio de Janeiro em 1892. A potência instalada no país, que em 1883 era de 52 kW, entrou no século XX com 12.000 kW, predominantemente de usinas térmicas. Após 1900, o Brasil descobriu sua vocação e a capacidade instalada em usinas hidroelétricas passou a crescer ràpidamente.

Usinas hidroelétricas são obras que requerem tecnologia e grande aporte de capital, escassos no Brasil do início do século. Desta forma vieram instalar-se empresas de grupos estrangeiros, a LIGHT no eixo Rio-São Paulo e a americana AMFORP em outras capitais e interior, esta última inclusive criando uma "holding", a CAEEB, para supervisionar suas diversas concessionárias. A regulamentação do setor surgiu com o CÓDIGO DE ÁGUAS, que, proposto ao Congresso em 1907, levou 27 anos para ser editado, fortalecendo, contra grandes interesses, a presença da União no setor de energia elétrica. As restrições de interesse nacional contidas no CÓDIGO, que entre outras coisas limitou a remuneração das empresas a 10% do custo histórico do investimento, sem correção, desestimularam a expansão do sistema por parte dos grupos estrangeiros, causando problemas graves de racionamento de energia. O governo propôs, então em 1951, através de mensagem de Vargas à Câmara, a criação de uma empresa federal para gerir o setor no país, mas o processo foi longo e sua maturação levou 10 anos, durante os quais novamente colocaram-se os interesses privatistas contra a presença da União. Neste período o setor passou então a ser financiado sob a regência do BNDE. O Imposto Único sobre Energia Elétrica, lei de 1954, e diversos financiamentos possibilitaram aos governos federal e estaduais a

encampação progressiva das empresas estrangeiras e a expansão do sistema, ficando a cargo das concessinárias privadas a distribuição de energia [49]. O governo federal, após constituir as empresas CHESF e FURNAS, consolidou-se no setor com a criação da ELETROBRÁS, em 1962. A partir deste ano, foi realizado o primeiro estudo amplo de inventário, mapeamento e projetos para os recursos hidroelétricos brasileiros, que terminou em 1966 e foi realizado com a consultoria do consórcio canadense-americano-brasileiro CANAMBRA [13]. Com a construção de numerosas usinas de grande porte e a interligação do sistema, obteve-se a necessária confiabilidade para o crescimento industrial havido nas três últimas décadas. Para se ter uma idéia, na primeira usina construída por Furnas, e que lhe deu o nome, todo o projeto e engenharia foi contratado externamente e 88% dos equipamentos foram importados; vinte anos depois, Itumbiara foi projetada e construída por firmas nacionais e apenas 10% dos equipamentos foram importados. A completa nacionalização do setor se deu com a compra da Light, em 1979 (a AMFORP já havia sido nacionalizada em 1964). A Figura 8 mostra a evolução da capacidade instalada brasileira [23;28;31;32]. O potencial hidroelétrico inventariado está estimado em uma potência de 213000 MW, dos quais já se tem aproveitado cerca de 55000 MW, enquanto a previsão de consumo de potência em 1992 é de 40000 MW [28].

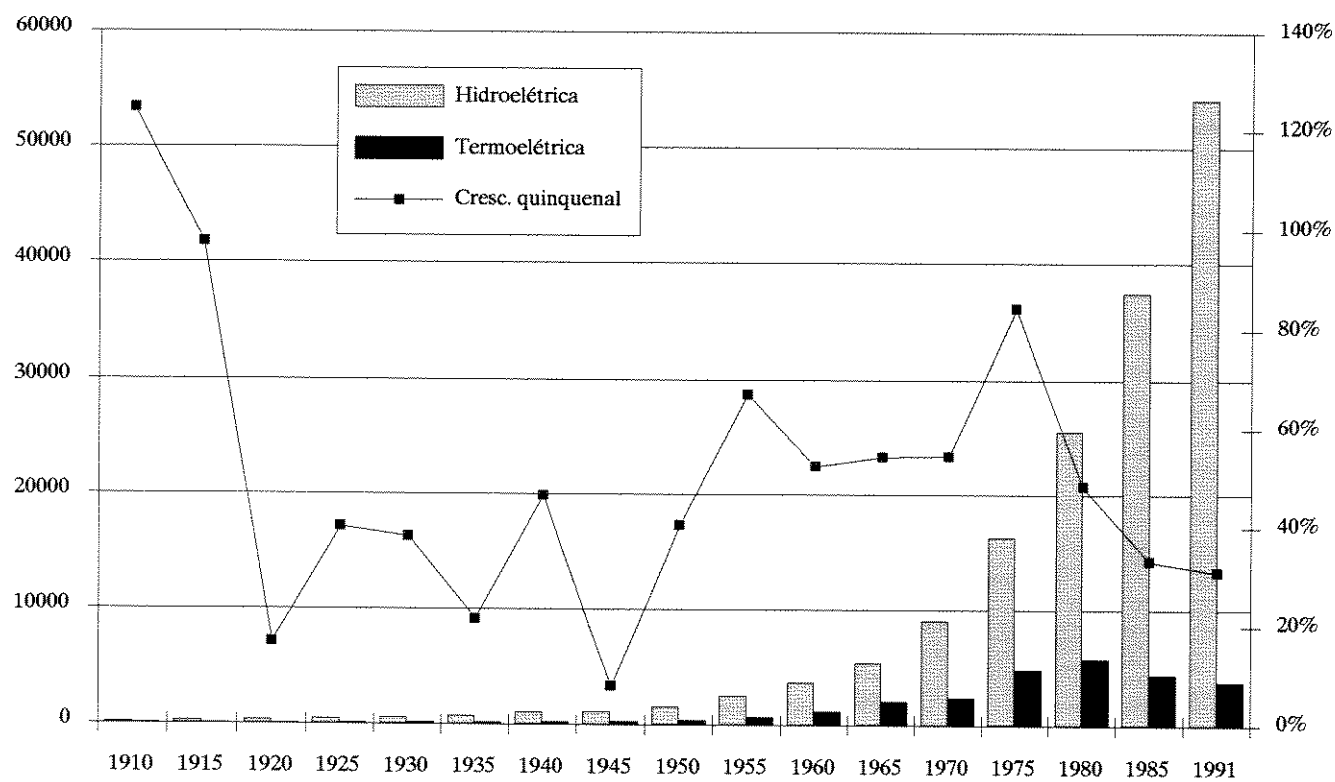
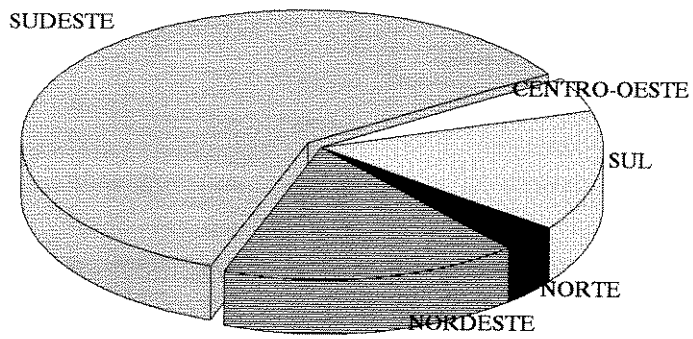


Figura 8. Evolução da capacidade instalada no Brasil (MW)

O Brasil possui hoje dois sistemas interligados, os sistemas Sudeste/Sul e Nordeste/Norte, além de centenas de sistemas isolados, que representam 1,5% de toda a potência instalada no país. A região Sudeste responde por 61% do consumo de energia elétrica, que em todo o sistema interligado tem um valor previsto [28] de 28169 $\overline{\text{MW}}$ para 1992. A região Nordeste vem em

seguida, com 17%, com o Sul consumindo 14% do total, como pode ser visto na Figura 9. Em média, as perdas em transmissão de energia no Brasil situam-se em 13% da produção.



REGIÃO	CONSUMO ($\overline{MW}$)
Sudeste	17073
Centro-Oeste:	1235
Sul:	4095
Nordeste:	4809
Norte:	957

Figura 9. Distribuição do consumo de energia elétrica previsto para 1992

O aproveitamento do potencial hidroelétrico deu-se na proporção do crescimento do mercado consumidor de cada região, mas não na razão de seus próprios recursos. Tomando-se por base a divisão do Brasil em 8 bacias hidrográficas [25], observa-se na Figura 10 que apesar de 34% do potencial hidroelétrico brasileiro, que é de 106570 $\overline{MW}$, situar-se na bacia do Rio Amazonas [22], 58% do total disponível até 1996, que é de 36000 $\overline{MW}$ [28], situam-se na bacia do Rio Paraná. Prevê-se assim que, malgrado as pressões de natureza ecológica e com o desenvolvimento das técnicas de transmissão em corrente contínua a longa distância, o grande potencial do Norte estará dentro de alguns anos chegando ao Centro-Sul.

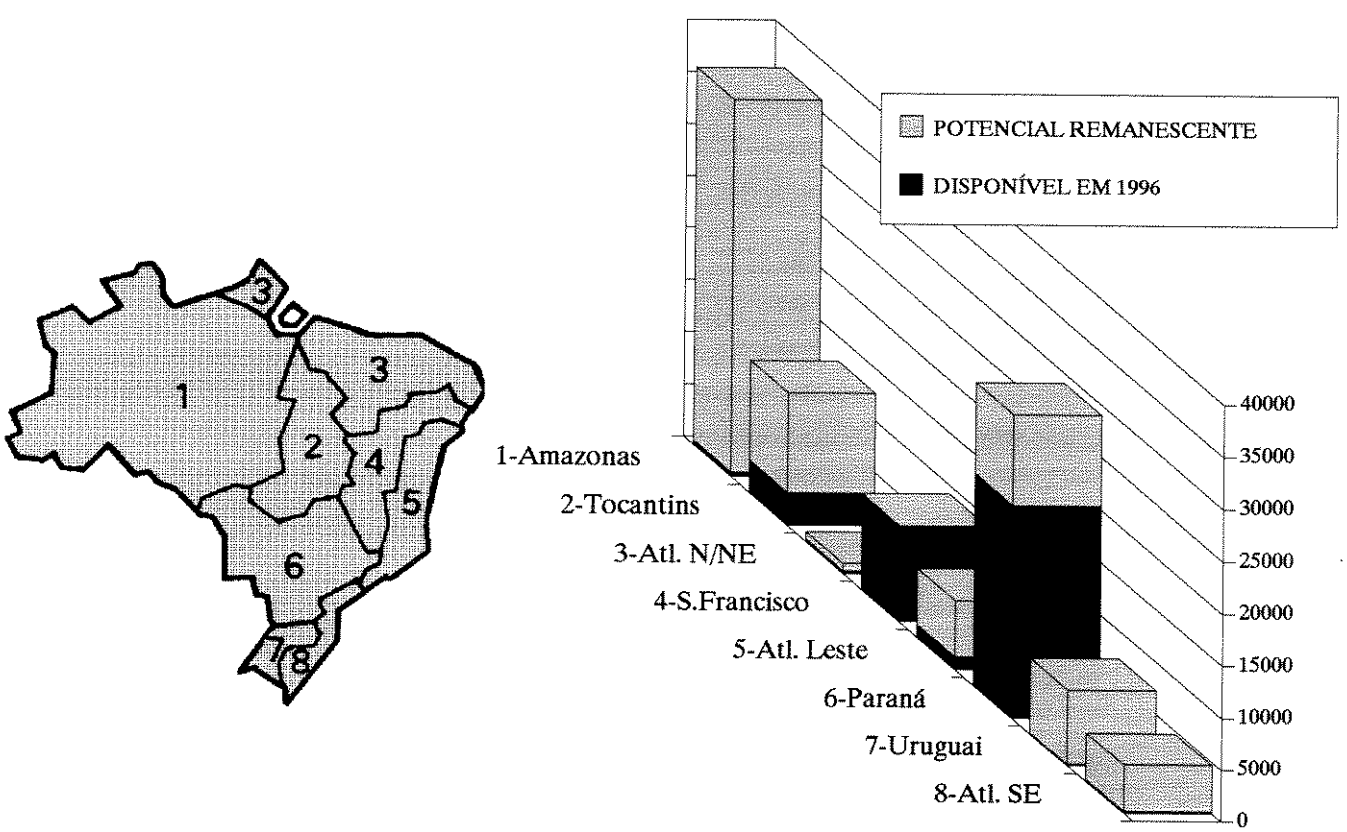


Figura 10. Energia disponível em 1996 e potencial remanescente, em $\overline{MW}$, por bacia hidrográfica

I.8 - USINAS HIDROELÉTRICAS

Uma usina hidroelétrica é composta basicamente por: uma barragem formadora do reservatório, que represa um curso d'água; condutos forçados que levam a água do reservatório até a casa de força; a casa de força, onde estão instalados os grupos turbina-gerador; um canal de fuga, para onde a água é restituída ao seu curso natural após turbinada; e o vertedouro, por onde há liberação da água diretamente, sem passar pelas turbinas. Os reservatórios, conforme sua capacidade de regularização, são classificados como de compensação, quando têm volume útil suficiente apenas para regularizar descargas de poucos dias; ou de acumulação, como no exemplo da Figura 11, quando são capazes de promover a regularização por um período de um a vários meses. As usinas com reservatórios de compensação são chamadas usinas de fio d'água. Aquelas com reservatório de acumulação são chamadas usinas de reservatório.

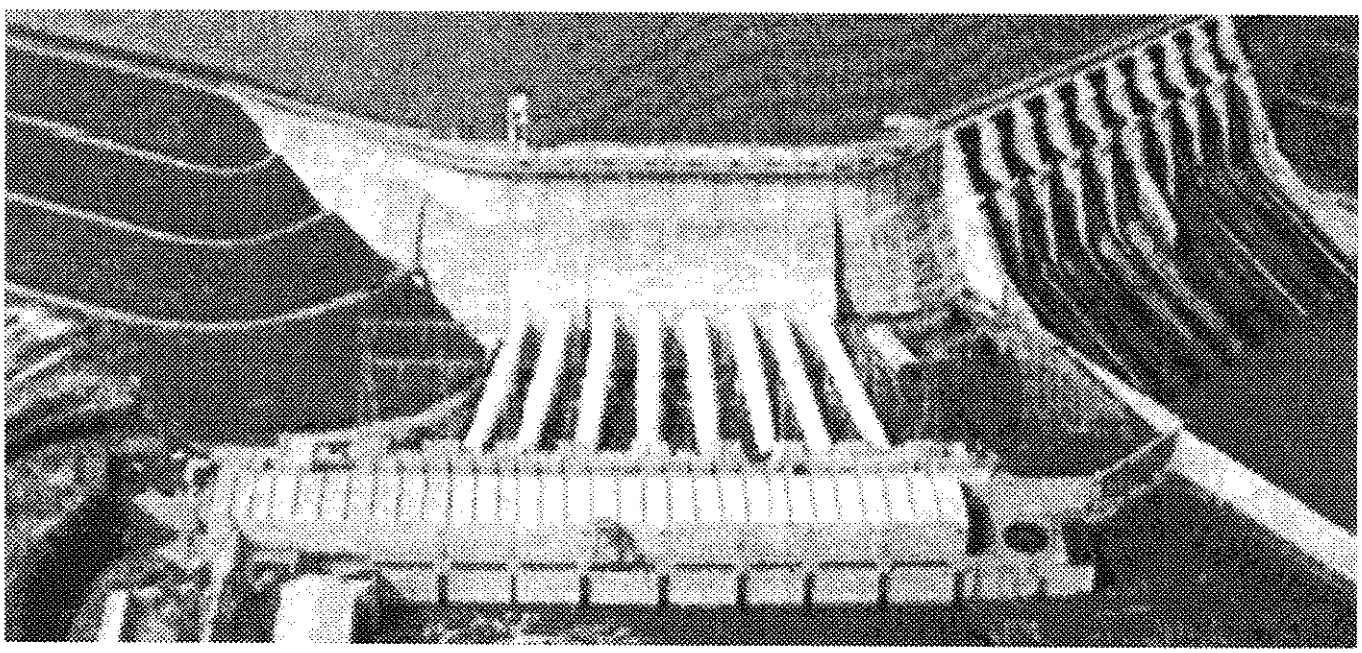


Figura 11. Usina hidroelétrica com reservatório de acumulação (UHE Marimbondo - FURNAS)

As Tabelas 2a e 2b a seguir mostram as usinas hidroelétricas com potência acima de 10.000 MW existentes no Brasil ao final de 1991 e mais aquelas com previsão de início de operação até o ano de 1996, de acordo com o Plano de Operação para 1992 do GCOI [28]. Nesta tabela, as usinas são agrupadas por bacia hidrográfica e pelos correspondentes rios, sendo informados para cada aproveitamento sua altura de queda líquida, volume útil, vazão média histórica de 1931 a 1988, potência instalada e a correspondente energia média fornecida com 95% de garantia, bem como a respectiva empresa concessionária e o ano de início de enchimento de seu reservatório.

Em seguida, a Figura 12 exibe o diagrama topológico do parque gerador hidroelétrico brasileiro, com a localização de cada aproveitamento ao longo dos rios explorados para geração de energia.

Rio	*Usina*	*Empresa*	*Ano*	*V.Útil* hm^3	*Alt* *m*	*Vaz* m^3/s	*Ener* $\overline{MW}$	*Pot* *MW*
Bacia do Rio	**Tocantins**							
Tocantins	Serra da Mesa	Furnas	1994	43250	117	814	600	1200
	Tucuruí	Eletronorte	1984	32013	65	11141	3044	3960
Bacia do Atl.	**Norte/Nordeste**							
Parnaíba	B. Esperança	Chesf	1966	1886	39	437	145	220
Bacia do Rio	**São Francisco**							
S.Francisco	Três Marias	Cemig	1961	15278	57	710	216	396
	Sobradinho	Chesf	1977	28669	27	2803	475	1050
	Itaparica	Chesf	1987	3554	53	2853	975	2500
	Moxotó	Chesf	1975	226	21	900	117	410
	Paulo Afonso 123	Chesf	1954	90	82	1953	501	1206
	Paulo Afonso 4	Chesf	1979	30	112	1953	2551	2660
	Xingó	Chesf	1995	0	121	2853	3105	5000
Bacia do Atl.	**Leste**							
Santo Antônio	Salto Grande	Cemig	1956	47	90	145	70	90
Doce	Mascarenhas	Escelsa	1973	10	21	931	96	123
Jaguari	Jaguari	Cesp	1969	793	67	29	8	28
Paraibuna	Paraibuna	Cesp	1974	2630	83	70	46	86
Paraíba Sul	Santa Branca	Light	1959	307	27	81	30	50
	Funil	Furnas	1969	606	68	237	114	222
	Lajes-Fontes	Light	1908	516	325	17	66	120
	Nilo Peçanha	Light	1953	0	310	211	288	380
	Pereira Passos	Light	1959	4	38	12	54	100
	I. dos Pombos	Light	1924	5	33	604	75	164
Tietê	Henry Borden	Eletropaulo	1926	1207	714	104	360	880
Bacia do Rio	**Paraná**							
Manso	Manso	Eletronorte	1996	3119	59	196	120	210
Araguari	Nova Ponte	Cemig	1994	10375	119	292	260	510
	Miranda	Cemig	1996	0	71	334	160	390
Paranaíba	Emborcação	Cemig	1981	12521	138	485	471	1192
	Itumbiara	Furnas	1979	12454	80	1507	839	2280
	C.Dourada	Celg	1958	150	30	1571	367	439
	São Simão	Cemig	1978	5540	74	2326	1143	1680
Pardo	Caconde	Cesp	1965	504	105	57	31	80
	E.da Cunha	Cesp	1960	5	92	89	49	108
	A.S.Oliveira	Cesp	1959	16	26	90	14	32

Tabela 2a. Principais usinas hidroelétricas do sistema interligado. "Ano" corresponde ao enchimento do reservatório. "Alt" é a queda líquida. "Vaz" é a vazão média a longo termo. "Ener" é a energia garantida . "Pot" é a pot. efetiva.

Rio	*Usina*	*Empresa*	*Ano*	*V.Útil* hm^3	*Alt* *m*	*Vaz* m^3/s	*Ener* *MW*	*Pot* *MW*
Bacia do Rio	**Paraná (cont.)**							
Grande	Camargos	Cemig	1960	672	25	137	17	48
	Itutinga	Cemig	1954	7	26	137	27	54
	Furnas	Furnas	1963	12217	98	942	580	1312
	Masc.de Moraes	Furnas	1956	2500	42	1039	262	478
	Estreito	Furnas	1968	178	63	1060	501	1104
	Jaguara	Cemig	1971	90	44	1072	327	400
	Volta Grande	Cemig	1974	268	27	1158	236	380
	Porto Colômbia	Furnas	1973	233	19	1289	188	328
	Marimbondo	Furnas	1975	5260	64	1815	621	1488
	Água Vermelha	Cesp	1978	5169	57	2054	739	1380
Tietê	Barra Bonita	Cesp	1962	2566	24	341	33	140
	A.S.Lima	Cesp	1965	60	24	408	51	144
	Ibitinga	Cesp	1969	56	21	465	59	132
	Promissão	Cesp	1974	2128	27	579	79	264
	N.Avanhandava	Cesp	1982	380	30	627	119	303
	Três Irmãos	Cesp	1991	3440	48	673	238	640
Paranapnema	A.A.Laydner	Cesp	1961	3165	35	202	49	98
	Xavantes	Cesp	1969	3041	76	310	177	416
	L.N.Garcez	Cesp	1958	29	19	416	53	72
	Capivara	Cesp	1975	5724	50	1026	315	640
	Taquaruçu	Cesp	1992	0	26	1070	64	505
	Rosana	Cesp	1991	0	20	1198	106	320
Paraná	Ilha Solteira	Cesp	1973	12828	47	5179	1500	3240
	Jupiá	Cesp	1968	1230	25	6158	963	1414
	Porto Primavera	Cesp	1995	5600	20	6988	900	1818
	Itaipu	Itaipu	1982	19000	120	9481	7870	12600
Iguaçu	Foz do Areia	Copel	1980	3805	135	621	626	1676
	Segredo	Copel	1992	388	117	710	57	1260
	Salto Santiago	Eletrosul	1979	4113	104	923	631	1332
	Salto Osório	Eletrosul	1976	403	70	967	485	1050
Bacia do Rio	**Uruguai**							
P.Fundo	Passo Fundo	Eletrosul	1973	1404	255	54	114	220
Bacia do Atl.	**Sudeste**							
Capivarí	Capivari-Cachoeira	Copel	1970	156	714	19	132	252
Jacuí	Pas.Real+Ernestina	Ceee	1973	3595	47	196	63	140
	Jacuí	Ceee	1962	2	89	198	118	180
	Itaúba	Ceee	1978	158	88	249	192	500
	Dona Francisca	Ceee	1996	0	39	305	70	125

Tabela 2b. Principais usinas hidroelétricas do sistema interligado. "Ano" corresponde ao enchimento do reservatório. "Alt" é a queda líquida. "Vaz" é a vazão média a longo termo. "Ener" é a energia garantida . "Pot" é a pot. efetiva.

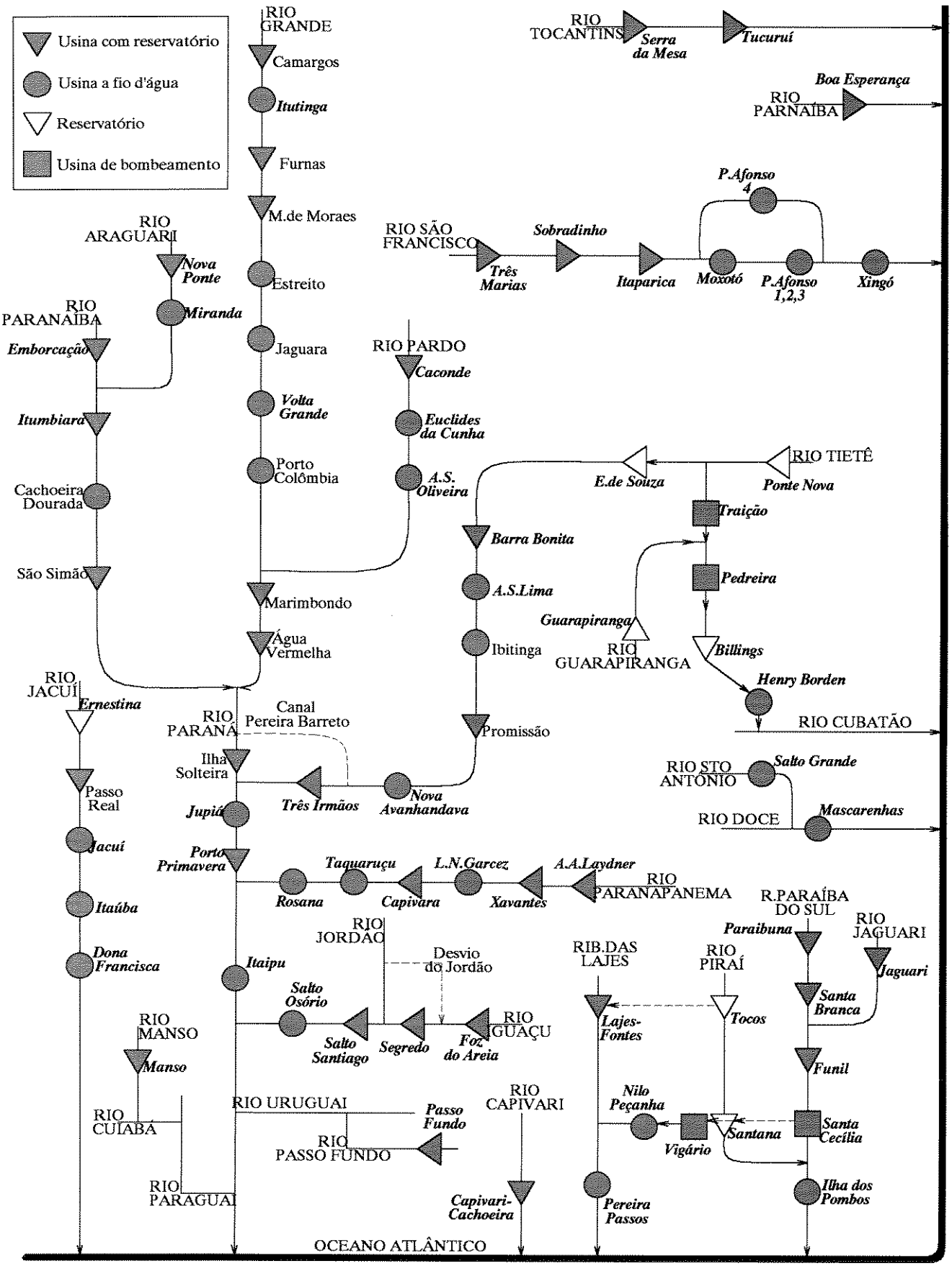


Figura 12. Diagrama topológico do parque hidrogerador brasileiro (usinas em operação no ano de 1996)

CAPÍTULO II

O PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA

II.1 - AS ETAPAS DO PLANEJAMENTO

A produção de eletricidade, por ser um processo de atendimento a uma demanda gerada pela sociedade, requer, em suas etapas de planejamento da expansão e operação, um contínuo esforço de previsão do consumo, tanto de potência quanto de energia, para que estes sejam sempre atendidos com critérios de garantia adequados. A partir disso, procura-se prover esta energia da forma mais econômica possível.

O planejamento da expansão é a etapa em que são determinadas as épocas de incorporação ao sistema de novas usinas e unidades geradoras térmicas e hidroelétricas, levando-se em conta suas características técnicas e econômicas. Esse plano de obras é feito com base na análise da relação custo-benefício, avaliando-se o custo em obras e equipamentos de geração e transmissão versus o benefício quando da entrada de uma usina ou unidade geradora na diminuição dos custos de operação do sistema como um todo.

O planejamento da operação em um sistema predominantemente hidráulico, como é o caso brasileiro, tem características complexas, podendo ser citados alguns dos fatores que contribuem para isso:

- o problema é estocástico, devido à incerteza quanto às afluências futuras;
- existe acoplamento no tempo: qualquer decisão operativa tem conseqüências futuras;
- existe acoplamento espacial: a operação de usinas hidráulicas é interdependente;
- o custo é indireto: o valor da energia hidráulica é igual ao valor esperado do custo da geração térmica ou déficit evitados até o final do período de estudo;

A cadeia de procedimentos do planejamento da operação [49], conforme mostra a Figura 13 [26], vem desde o planejamento plurianual (médio prazo), onde são determinadas as estratégias de geração térmica e intercâmbio sob o critério de garantia e economia, passa pelo planejamento mensal (curto prazo), onde são fixadas políticas semanais de geração por usina, e se encerra na programação semanal (curtíssimo prazo), onde são fixadas metas diárias de geração em cada usina. Os objetivos estabelecidos diferem em função do horizonte analisado, quanto ao detalhamento da representação do sistema e quanto à incerteza nos dados de entrada.

Quanto aos estudos envolvidos em cada etapa do planejamento, eles podem ser estratégicos ou táticos. Os estudos estratégicos são aplicados ao planejamento da operação plurianual, e englobam todas as alternativas possíveis, com a identificação das implicações futuras de qualquer decisão, visando a minimização dos custos de operação. Já os estudos táticos definem

metas de geração com base nessas estratégias, partindo de condições pré-definidas e com maior detalhamento na representação do sistema. Os períodos aos quais são dedicados cada um dos diferentes tratamentos variam principalmente de acordo com o grau de incerteza das afluências futuras. Segundo *Soares* [45], bacias hidráulicas com baixa permeabilidade do solo, onde as vazões são mais função do escoamento superficial do que dos lençóis d'água subterrâneos, apresentam menor período de baixa incerteza. No Brasil, este é o caso do Rio Iguaçu, na região Sul. Já a região Sudeste, cujas bacias apresentam maior permeabilidade de solo, apresenta maiores períodos de baixa incerteza, principalmente nos meses de maio a outubro, considerada a estação seca.

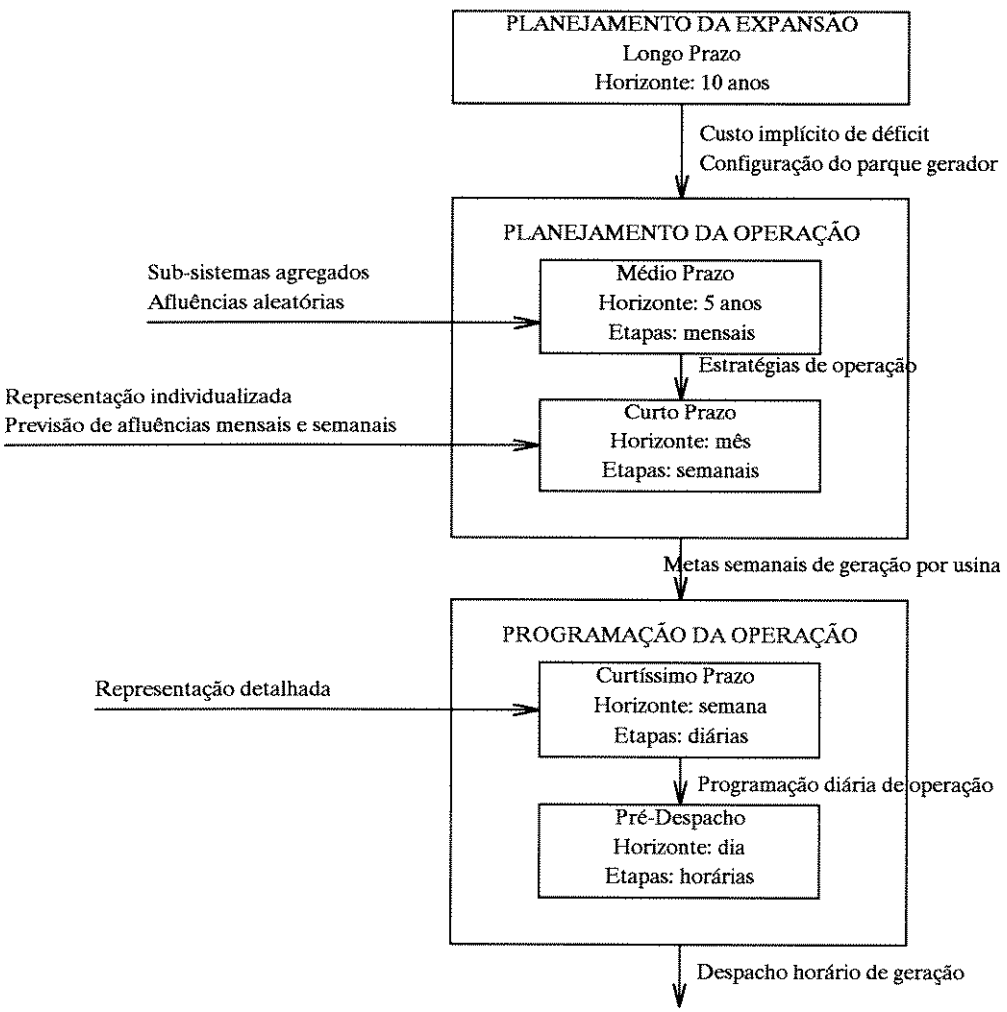


Figura 13. Diagrama de blocos do planejamento da operação

II.2 - COORDENAÇÃO DO SISTEMA INTERLIGADO BRASILEIRO

Desde a formação do sistema interligado, com a entrada em operação em 1963 da usina de Furnas, o planejamento da operação, em todas as suas etapas, passou a ter a preocupação de conciliar interesses de diversos proprietários em um mesmo sistema interligado elétrica e hidraulicamente, o que poderia comprometer a economia e a confiabilidade do sistema. Assim, foi criado em 1969, através da Portaria nº 56 do MME, o Comitê Coordenador para a Operação

Interligada (CCOI), com orientação técnica da Eletrobrás, aceita através do "Acordo da Operação Interligada". Este órgão, contudo, padecia de maior amplitude, sendo sua estrutura excessivamente influenciada por interesses regionais. Desta forma, com o advento da primeira crise do petróleo, e para dar respaldo operativo aos acordos celebrados com o Paraguai em 1973 para a construção e aquisição de energia de Itaipu, foi criado neste mesmo ano pelo Decreto 73.102 o Grupo Coordenador para a Operação Interligada (GCOI), dotado de ampla coordenação e poder decisório. Paralelamente, foram definidas áreas de atuação regionais para as subsidiárias da Eletrobrás: Eletrosul, Chesf, Eletronorte e Furnas. À Eletrobrás, como holding, coube a coordenação dos principais órgãos do GCOI.

Dentro do GCOI, cuja estrutura pode ser vista na Figura 14, o Subcomitê de Estudos Energéticos (SCEN) é responsável pela cadeia de planejamento da operação, cabendo aos Grupos de Trabalho a atuação específica em cada atividade. O planejamento tem como objetivo operar o parque gerador com nível de garantia e economia adequado para o sistema como um todo, procurando sempre, na medida do possível, ratear os ônus e benefícios da operação entre as empresas componentes.

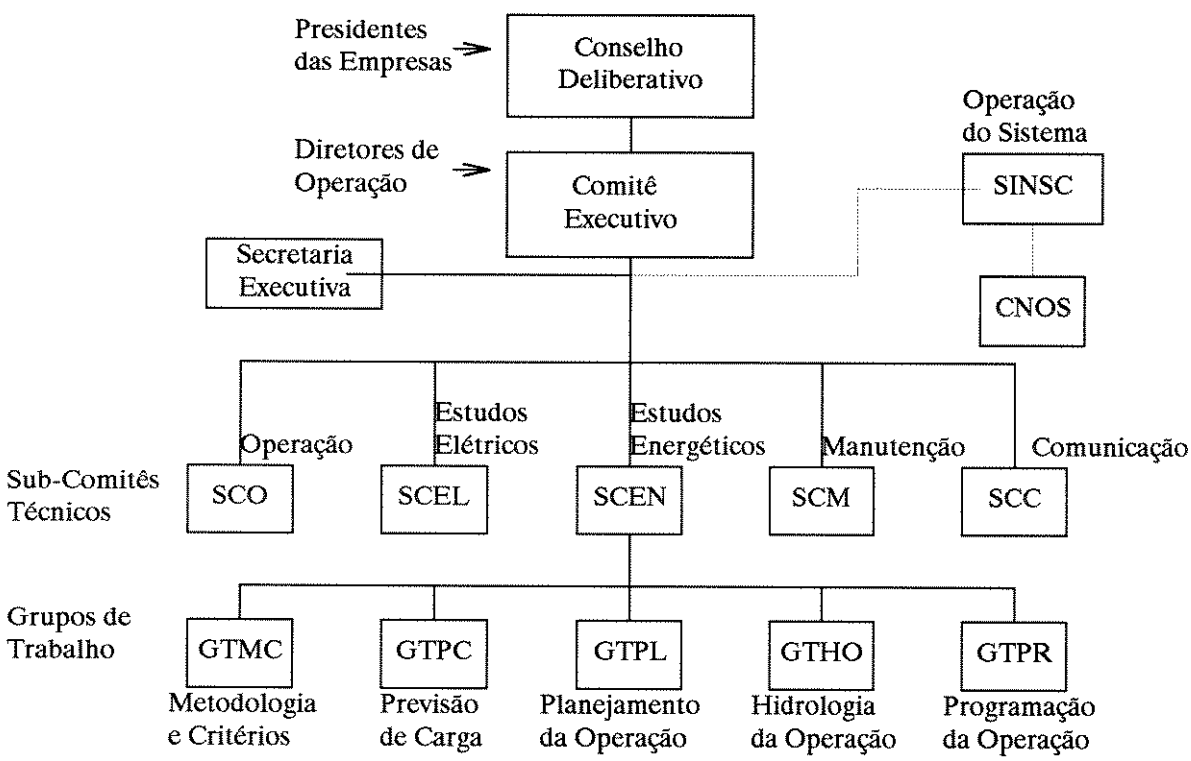


Figura 14. Estrutura organizacional do GCOI, com detalhamento para o SCEN

Os contratos de suprimento de energia e potência entre as empresas componentes do GCOI são firmados em três ocasiões. Seu valor inicial é definido por ocasião do planejamento da expansão (Plano Decenal de Geração). O contrato é reavaliado por ocasião do planejamento plurianual (Plano de Operação). Uma última alteração ainda é possível no decorrer do planejamento mensal (Programa de Operação). Cada uma das alterações está sujeita a uma tarifa diferente, definida pelo custo de operação por unidade de energia a ser gerada. A Tabela 3

mostra alguns dos valores tarifários para os suprimentos contratuais de energia do planejamento de expansão (T_1) e para as reavaliações por ocasião do planejamento plurianual (T_2), de acordo com a Portaria 1141 do DNAEE, de 29 de novembro de 1991, convertidos para US$/MWh. Observa-se que T_1 é bem maior que T_2, o que é razoável, pois os contratos estabelecidos por ocasião do planejamento da expansão guardam estreita relação com o cronograma de obras de geração, que envolve custos elevados.

Supridora	*Recebedora*	*T_1 (US$/MWh)*	*T_2 (US$/MWh)*
Furnas	empr.recebedoras	10,13	1,60
Cesp	CPFL	12,43	1,97
Eletrosul	Furnas	10,04	1,51
Eletrosul	outras empresas	11,62	1,59

Tabela 3. Tarifas de suprimento entre algumas das empresas do GCOI

A Figura 15 mostra as empresas componentes do GCOI e dá uma idéia de sua interligação, com o valor médio mensal dos contratos de suprimento de energia definidos no Plano de Operação para 1992, em $\overline{MW}$.

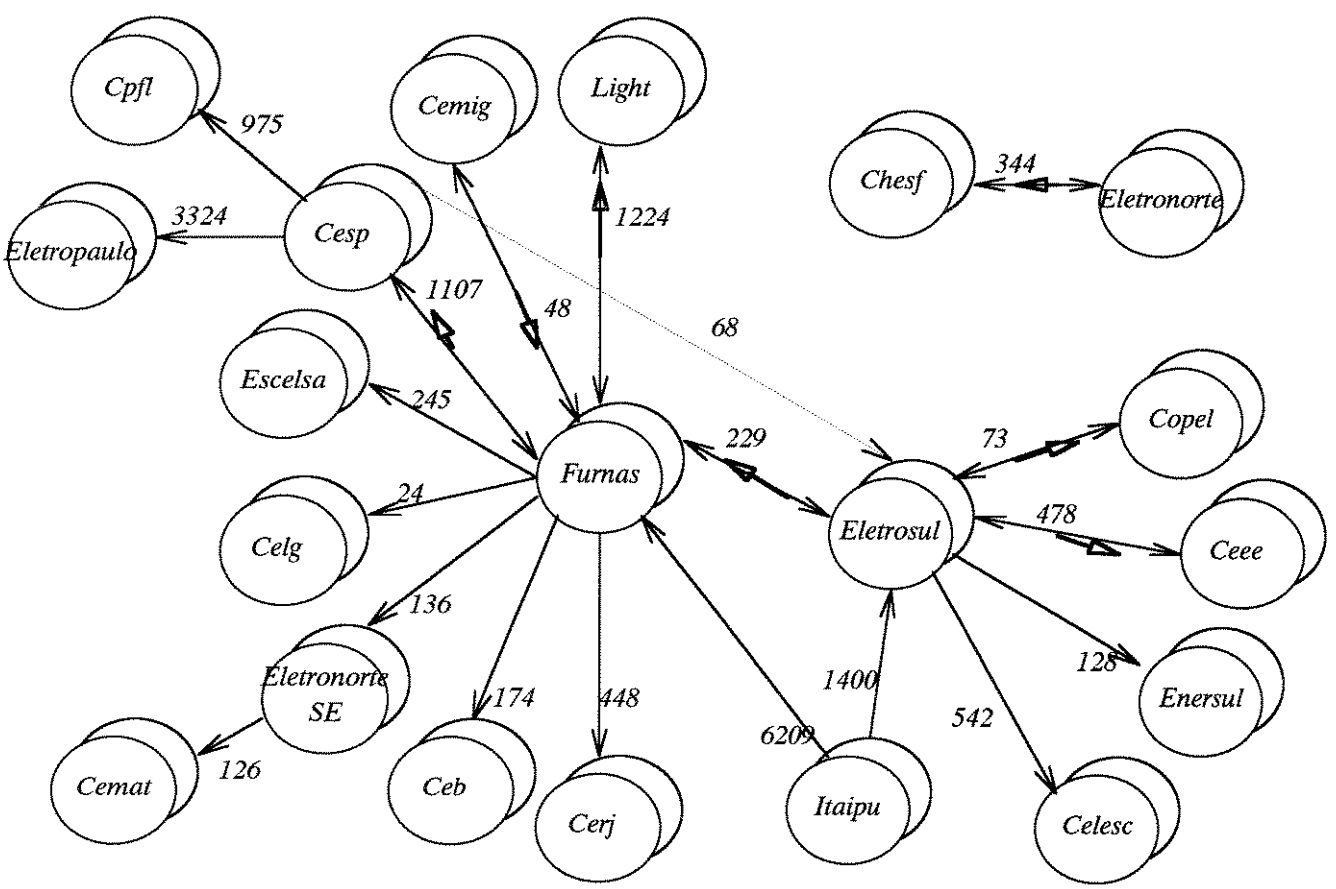


Figura 15. O GCOI, empresas componentes e suprimentos de energia em $\overline{MW}$. A energia proveniente de Itaipu é repassada por Furnas e Eletrosul às demais empresas, o que não é registrado no diagrama por questão de clareza.

II.3 - SISTEMA EQUIVALENTE

A estratégia de operação ótima de sistemas compostos por múltiplos reservatórios tem sido objeto de numerosos estudos nos últimos 40 anos. Em um artigo de *Yeh* [50], de 1985, são mencionados todos os principais desenvolvimentos havidos neste período. Uma solução plenamente satisfatória nunca foi alcançada, no entanto, devido às diversas simplificações que têm sido impostas em cada uma das investigações realizadas, devido às características do problema.

A simplificação mais adotada para os estudos estratégicos no planejamento de médio e longo prazo tem sido a eliminação da característica de grande porte do problema, agregando diversos reservatórios em um único reservatório equivalente. A agregação de reservatórios é uma simplificação utilizada em um período onde a precisão da representação individualizada perde a importância frente às incertezas das vazões futuras. A primeira menção a este método foi feita por *Massé* [36] (1946), vindo em seguida *Little* [34] (1955) e *Arvantidis e Rosing* [3] (1970). Este tratamento matemático possibilitou um grande desenvolvimento na busca da otimalidade da operação energética. Sua desvantagem é a desconsideração de restrições locais, tais como turbinamentos máximos, limites elétricos, perdas por altura de queda, altura do canal de fuga e diversidades hidrológicas entre as bacias componentes. Para o Brasil, o Modelo a Sistema Equivalente [29] vem sendo utilizado desde 1972 por FURNAS (*Brito, Camozzato et al.*[11]), tendo sido aperfeiçoado conjuntamente pelo *CEPEL/ELETROBRÁS* [46] em 1973.

O conceito de sistema equivalente, como é descrito a seguir, implica na hipótese de que os reservatórios sejam operados paralelamente em volume, o que pressupõe que não haja grandes diversidades hidrológicas entre as bacias que o compõe. O diagrama da Figura 16 mostra os principais componentes do sistema equivalente. Seus elementos são descritos na Tabela 4.

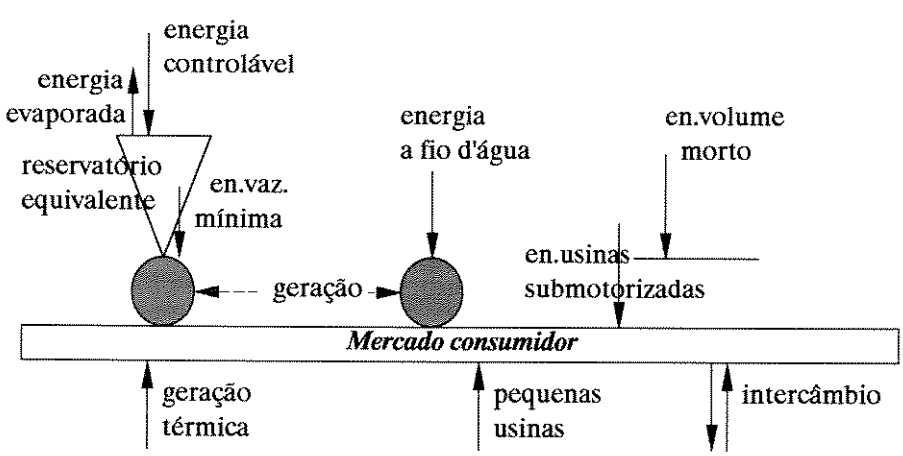


Figura 16. Componentes de um sistema equivalente

Transformar o parque gerador em um sistema equivalente implica em descartar as variáveis hidráulicas, obtidas de cada aproveitamento, em favor da utilização de variáveis energéticas, calculadas para o sistema como um todo. A transformação da água, ou seja, do volume e da vazão, em energia é feita com base nas expressões:

$$\text{Energia Armazenada} = \eta\gamma\, V\, gh \qquad \text{(II.1)}$$

$$\text{Energia Afluente} = \eta\gamma\, Q\, \Delta t\, gh \qquad \text{(II.2)}$$

onde:
- η = rendimento do conjunto turbina/gerador
- γ = peso específico da água
- g = aceleração da gravidade
- h = altura líquida de queda (detalhes adiante)
- Δt = número de segundos em um mês
- Q = vazão
- V = volume

(unidades do SI)

ENERGIA ARMAZENÁVEL MÁXIMA	Representa o *reservatório equivalente*. É obtida pela energia que pode ser produzida pelos volumes úteis de todos os reservatórios. Multiplica-se cada volume útil pela produtibilidade da usina adicionada às produtibilidades de *todas* as usinas a jusante.
ENERGIA CONTROLÁVEL	É a energia afluente que pode ser produzida ou estocada. É obtida pela soma das vazões incrementais entre cada *usina de reservatório* e o reservatório imediatamente acima multiplicadas por sua produtibilidade e pela de todas as usinas a jusante, supondo altura de queda média, prevendo-se sua correção para qualquer outra altura.
ENERGIA DE FIO D'ÁGUA	É a energia correspondente às vazões que afluem às usinas de fio d'água, incapazes de estocar energia. Toda a vazão incremental entre uma usina de fio d'água e o reservatório imediatamente acima é multiplicada por sua produtibilidade, transformado-se em energia até o limite de sua capacidade de turbinamento.
ENERGIA DE VAZÃO MÍNIMA	É a energia correspondente ao desestoque de água dos reservatórios para atender a restrições de vazão mínima. É calculada para a altura de queda média, devendo sofrer correção para outras alturas.
ENERGIA EVAPORADA	Corresponde à energia que se perde pela água evaporada dos reservatórios. Seu cálculo é feito baseado na área correspondente à altura de queda média, devendo ser corrigido para outras alturas.
PERDA POR ENCHIMENTO DE VOLUME MORTO	Ao se completar a construção de uma usina, há um volume que deve ser preenchido e nunca será utilizado por estar abaixo da tomada d'agua. A energia correspondente a esse volume é perdida. Este volume multiplicado pela produtibilidade de todas as usinas a jusante é uma perda energética.
ENERGIA DE USINAS SUBMOTORIZADAS	Até que uma usina de reservatório seja capaz de gerar energia ao menos com as vazões mínimas ocorridas, sua geração é *fixada* de acordo com a potência das máquinas já instaladas. Seu reservatório, com produtibilidade zero, é utilizado no cálculo dos demais componentes do sistema equivalente.
PEQUENAS USINAS	Usinas que, por sua característica, não fazem parte do Sistema Equivalente. Sua energia é um valor fixo.
GERAÇÃO TÉRMICA	Para cada grupo de máquinas térmicas com características semelhantes, há um custo associado, geração mínima e máxima.
INTERCÂMBIO	Dois (ou mais) subsistemas equivalentes podem estar interligados, respeitados os limites máximos.
MERCADO DE ENERGIA	É a carga a ser atendida. Após o desconto dos valores fixos, decide-se como atender o restante. *Desestoque, geração térmica, intercâmbio ou déficit.*
DÉFICIT	É a parcela da carga não atendida.

Tabela 4. Elementos do Sistema Equivalente

O modelo a sistema equivalente representa a relação entre a altura e o volume de cada reservatório a partir de três pares de pontos, portanto através de uma função quadrática, onde **h=f(v)**. A altura a ser considerada para o cálculo da energia armazenada, chamada altura equivalente, é obtida pela seguinte expressão:

$$H_{eq} = \frac{1}{V}\int_0^V h\,dv \qquad \text{(II.3)}$$

A relação entre a energia e a vazão turbinada em cada aproveitamento é denominada *produtibilidade*[3], e varia em função da altura de queda. São então calculados três valores de produtibilidade para cada reservatório: com a altura máxima, com a altura mínima e com a altura equivalente. Os componentes que variam com a altura, que são a energia controlável, a energia evaporada e a energia de vazão mínima, têm seus valores calculados para cada uma das produtibilidades já obtidas e totalizados para todas as usinas. A partir desses três pontos obtém-se funções quadráticas que relacionam cada componente com a energia armazenada. Arquiva-se estas funções e os valores de energia controlável calculados para a energia armazenada correspondente à altura média, que podem então ser corrigidos através da aplicação das funções quadráticas associadas a qualquer energia armazenada.

Já a energia afluente às usinas de fio d'água é valorizada por uma única altura de queda, que é suposta constante nestas usinas.

II.4 - O MODELO ESTOCÁSTICO

Os primeiros estudos estratégicos realizados para o sistema interligado brasileiro, iniciados logo após a conclusão do levantamento realizado pela CANAMBRA, ao final da década de 60, baseavam-se na hipótese de recorrência das piores vazões já registradas (curva-limite). Por ser este critério determinístico extremamente rigoroso, grandes quantidades de combustível fóssil eram queimadas para evitar uma situação que dificilmente ocorreria. À medida que o preço internacional do petróleo subia impunha-se a adoção de uma solução probabilística, que levasse em conta todas as situações e não apenas a pior. O desenvolvimento de um *modelo estocástico* associado ao já implementado *modelo a sistema equivalente*, em FURNAS em 1972 e posteriormente pelo CEPEL/ELETROBRÁS em 1977, possibilitou a elaboração de estratégias de otimização [6;7] e simulações de análise de atendimento.

O modelo estocástico desenvolvido baseia-se nas energias afluentes obtidas das séries históricas de vazões naturais (o Brasil dispõe de registros mensais a partir do ano de 1931). Os parâmetros são levantados para todo o horizonte de estudo, sendo recalculados para cada nova

---

[3] Produtibilidade deriva de produtível, e refere-se ao que se pode produzir. Alguns autores preferem produtividade, que deriva de produtivo, e refere-se ao que se produz. As duas formas são corretas neste contexto.

configuração de usinas. A metodologia adotada é a de *Yevjevich* [51] para a análise da estrutura de séries hidrológicas de tempo, que leva em conta os fatores *periodicidade*, *dependência* e *aleatoriedade*.

A *periodicidade* é tratada calculando-se os parâmetros estatísticos para cada um dos meses do ano. A *dependência* traduz o efeito da retenção do aquífero subterrâneo, que prolonga os efeitos de altas ou baixas precipitações; é considerada linear e de primeira ordem, isto é, as afluências de um mês são influenciadas pelas afluências do mês anterior. A *aleatoriedade* é representada pela distribuição log-normal de três parâmetros; esta distribuição é adotada pois, além de ser adequada ao ajustamento das distribuições assimétricas positivas encontradas nos fenômenos hidrometeorológicos, seu logaritmo tem distribuição normal.

O modelo pode ser descrito pela seguinte expressão:

$$EAF_t = \mu_t + \rho_t \frac{\sigma_t}{\sigma_{t-1}}(EAF_{t-1} - \mu_{t-1}) + (\sigma_t\sqrt{1-\rho_t^2})\xi_t \qquad \text{(II.4)}$$

onde:
- μ = média das afluências
- σ = variância das afluências
- ρ = coeficiente de correlação em relação ao mês anterior
- ξ = variável de distribuição log-normal
- t = mês
- EAF = energia afluente total ao sistema

Os parâmetros μ_t, σ_t e ρ_t são estimados das séries históricas para os 12 meses do ano. Devido ao pequeno tamanho da amostra disponível, porém, verificam-se nestes valores dispersões amostrais elevadas de um mês para o outro incompatíveis com a suave evolução do processo hidrológico. Desta forma, μ_t, σ_t e ρ_t são estimados ao longo do ano pelas correspondentes séries de Fourier, com um número limitado de harmônicos.

A variável independente ξ_t, de distribuição log-normal, relaciona-se com a distribuição normal da seguinte maneira:

$$\tau = \frac{Ln(\xi - \zeta_o) - \mu_t^{ln}}{\sigma_t^{ln}} \qquad \text{(II.5)}$$

O que, de outra forma, fornece diretamente ξ:

$$\xi = \zeta_o + e^{\mu_t^{ln} + \tau\sigma_t^{ln}} \qquad \text{(II.6)}$$

onde:
- μ^{ln} = média da variável ξ (log-normal)
- σ^{ln} = variância da variável ξ (log-normal)
- ζ_o = deslocamento da distribuição de ξ
- τ = variável da distribuição normal[0,1]

Conhecendo-se μ_t, σ_t e ρ_t e substituindo-se na expressão geral, para cada par ($EAF_{h,t}$,$EAF_{h,t-1}$) correspondente a um ano "h" do histórico de afluências obtém-se seu correspondente $\xi_{h,t}$. Estima-se então o coeficiente de assimetria γ_t da variável independente ξ_t para os 12 meses, truncando-se em seguida nos primeiros harmônicos a sua correspondente série de Fourier. Este coeficiente de assimetria é utilizado para o ajustamento de ξ_t a uma distribuição log-normal, da qual são obtidos ζ_o, μ_t^{ln} e σ_t^{ln}.

Identificados e estimados todos os parâmetros, obtém-se então a forma completa da expressão representativa do modelo estocástico para as energias afluentes:

$$\mathbf{EAF_t} = \mu_t + \rho_t \frac{\sigma_t}{\sigma_{t-1}}(\mathbf{EAF_{t-1}} - \mu_{t-1}) + (\sigma_t\sqrt{1-\rho_t^2})(\zeta_{o_t} + e^{\mu_t^{ln}+\tau\sigma_t^{ln}}) \qquad \text{(II.7)}$$

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL

CAPÍTULO III

MODELOS DE PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO PARA UM SISTEMA EQUIVALENTE

III.1 - A PROGRAMAÇÃO DINÂMICA NO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO

Desde 1974, as estratégias de operação do sistema interligado eram calculadas por meio de um método determinístico, baseado no registro histórico de afluências médias mensais. Este método, que utilizava a representação a sistema equivalente, tinha como objetivo utilizar a geração térmica para garantir o atendimento ao mercado mesmo na ocorrência da pior série de afluências registradas no passado. Era determinada então uma *curva limite inferior de armazenamento* [1], que indicava o nível mínimo de armazenamento necessário para que o sistema fosse atendido, mesmo para a repetição das piores afluências. Cada vez que a energia armazenada situava-se em pontos abaixo da *curva limite*, todas as térmicas eram operadas com sua geração máxima. Apesar de simples, este método era uma maneira pouco econômica de operar o sistema, pois a probabilidade de repetição das piores sequências do passado é pequena, aliado ao fato de estar o mundo na época em plena crise do petróleo.

A alternativa era a otimização, através de um modelo utilizando Programação Dinâmica Estocástica, tornada viável a partir da agregação do sistema em um único *reservatório equivalente* e da definição de um *modelo estocástico.* Formulada em 1957 por *Bellman* [8] e largamente aplicada, a PDE foi introduzida no sistema interligado brasileiro em 1972 a partir do trabalho de *Brito, Camozzato et al.* [11], ganhando maior consistência após o projeto conjunto desenvolvido pelo CEPEL/ELETROBRÁS [46], de 1975 a 1978, sendo incorporada ao planejamento da operação em 1979 [1]. Neste e nos 5 anos seguintes, sua utilização nos estudos de planejamento foi responsável por uma redução de 28% nos no custo da operação dos sistemas interligados brasileiros, representando, de 1979 a 1984, uma economia total de US$ 260 milhões [44].

Para a Programação Dinâmica, e conforme a Tabela 5, um problema se divide em etapas (*estágios*), e consiste em determinar a melhor *decisão* a cada etapa, de acordo com a situação (*estado*) em que se encontra o sistema. A otimalidade de cada decisão é baseada no conhecimento prévio de todas as possibilidades futuras e suas conseqüências. Assim, basta que as etapas sejam estudadas em sentido contrário, ou seja, do futuro para o presente, para que seja satisfeito o "Princípio da Otimalidade de Bellman".

ESTÁGIO (t)	Variável discreta que divide o período de estudo em partes elementares, em cada qual ocorrem modificações no sistema. Os estudos estratégicos da operação utilizam estágios mensais.
ESTADO (X)	Variável que descreve o sistema, num dado estágio. Os estudos de operação utilizam como estado o par de informações [energia armazenada ao final do estágio, energia afluente no decorrer do estágio].
DECISÃO (U)	Váriável de controle que, aplicada ao sistema no estágio t, determina o estado em que o sistema se encontrará ao final do mesmo. Para a operação energética, a decisão é quanto será gerado pelo conjunto de usinas hidroelétricas e termoelétricas para atendimento da carga própria.
RECURSÃO $X_t = f (X_{t-1}, U_t)$	Equação que descreve a relação entre o estado em um dado estágio, a decisão aplicada e o estado no estágio seguinte, levando em conta todas as alterações ocorridas no sistema, como a energia afluente e o atendimento ao mercado.
CUSTO $C_t(U_t)$	É o custo devido à atuação da decisão *u* no sistema no estágio t.
TRAJETÓRIA	É a política resultante das decisões tomadas em cada estágio ao longo de todo o período.
OBJETIVO $\min \Sigma C_t$	Determinar, a cada estágio, a decisão que componha a trajetória de menor custo de operação para o período como um todo.

Tabela 5. Elementos da Programação Dinâmica

A Figura 17 ilustra a adequação de um problema determinístico de operação à Programação Dinâmica. Cada estágio corresponde a um mês. O estado do sistema é representado por sua energia armazenada. Sabendo-se a energia afluente, deve-se decidir a cada mês a quantidade de energia a ser fornecida a partir de usinas termoelétricas. A determinação da decisão ótima é feita comparando-se o custo total de operação vinculado a cada alternativa. São atribuídos diferentes custos às energias geradas por cada classe de usinas térmicas, e um custo ainda maior para o requisito de energia não atendido (déficit), que pode ser, segundo *Askew* [5], um parâmetro implícito que atenda a um determinado nível de confiabilidade de atendimento. A concatenação do custo da alternativa no próprio mês com o custo pré-determinado a partir do mês seguinte, de acordo com o estado a ser atingido, fornece o custo total de operação.

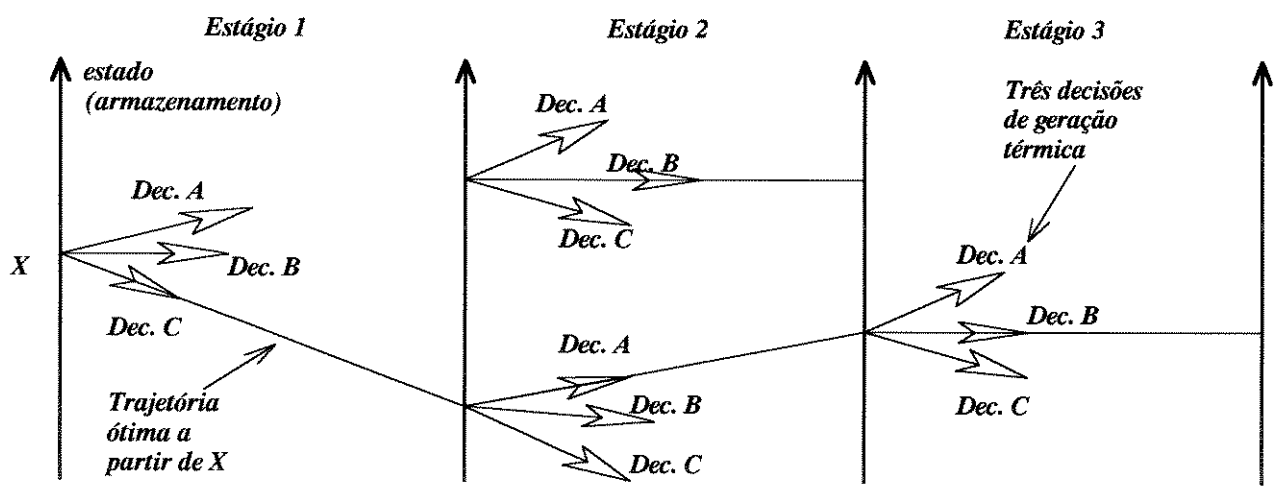


Figura 17. Diagrama de um problema de programação dinâmica. Os custos são calculados em sentido inverso.

Ocorre, porém, que o problema do planejamento é estocástico, não se conhecendo previamente as energias afluentes futuras, mas apenas sua distribuição de probabilidades condicionada à energia afluente do mês anterior, tornando-se necessário utilizar o algoritmo de Programação Dinâmica Estocástica. E como pode ser visto a seguir, o problema pode ser formulado de duas maneiras: supondo-se conhecida a energia afluente do mês a partir de seu início e daí tomando decisões, ou decidindo-se apenas em função da distribuição de probabilidades da energia afluente do mês.

III.2 - FORMULAÇÃO DO PROBLEMA "ACASO-DECISÃO"

O problema do planejamento da operação energética consiste em determinar a *estratégia* que a cada *estágio*, conhecido o *estado* inicial do sistema, forneça a *decisão* de geração que conduza ao menor *custo* de operação para todo o período de estudo.

Supondo conhecidas as afluências no início de cada estágio, o problema pode ser resolvido por Programação Dinâmica Estocástica através da seguinte equação recursiva, formulada para um único sistema equivalente:

$$\alpha_t^*(X_{t-1}) = \underset{EAF_t \mid X_{t-1}}{E} \left\{ \min_{U_t} \left[C_t(U_t) + \frac{1}{\beta} \alpha_{t+1}^*(X_t) \right] \right\} \quad \forall\, t=T,T-1,...,1\,; \quad \forall\, X_t \qquad \text{(III.1)}$$

sujeito a:

$$X_t = f_t(X_{t-1}, EAF_t, U_t) \qquad \text{(III.2)}$$

$$g_t(X_t) \geq 0 \qquad \text{(III.3)}$$

$$h_t(U_t) \geq 0 \qquad \text{(III.4)}$$

onde:
- t = índice do estágio (mês) para um período de T estágios
- X_t = vetor de estados no estágio t
- α_t^* = valor esperado do custo ótimo de operação a partir do estágio t
- $EAF_t \mid X_{t-1}$ = distribuição de probabilidades das afluências A_t condicionadas pelo estado X_t
- $E\{.\}$ = valor esperado
- U_t = vetor de decisões para o estágio t
- $C_t(U_t)$ = custo imediato associado à decisão U_t
- β = taxa de desconto mensal
- $f_t(X_{t-1},EAF_t,U_t)$ = equação de transição de estados
- $g_t(X_t)$ = conjunto de restrições ao vetor de estados de t
- $h_t(U_t)$ = conjunto de restrições do vetor de decisões

Estas equações representam a recursão mensal. O menor custo futuro a partir do estágio t, e estando o sistema no estado X_{t-1} é $\alpha_t^*(X_{t-1})$. Este custo é formado pelo valor esperado (E), em função da distribuição de probabilidades da energia afluente EAF_t , da menor composição possível para a soma dos custos incorridos no decorrer do estágio t, $C_t(U_t)$, mais o custo futuro

mínimo a partir do estágio seguinte, $\alpha^*_{t+1}(X_t)$. Por ser a recursão feita no sentido inverso, $\alpha^*_{t+1}(X_t)$. já está calculado previamente. Deve-se observar que o estado a ser atingido, X_t, é decorrente da decisão ótima, U_t.

Economicamente, um mesmo dispêndio realizado no futuro deve sofrer um desconto quando referido em valores atuais. Daí a depreciação pela taxa de desconto β. Os custos futuros que devem ser considerados no início do algoritmo, ou seja, no último estágio, são obtidos iniciando-se o processo alguns anos após o final do período de estudo, tantos anos quanto necessários para que os custos futuros dentro do período estudado não sejam influenciados pelos valores adotados no início do cálculo.

O vetor de estado de final do mês do sistema, X_t, deve incluir todas as grandezas envolvidas com o resultado da operação. Assim, devem ser representados o armazenamento ao final do estágio ARM_t e a energia afluente EAF_t, que carrega a informação sobre a tendência hidrológica para o estágio t+1. Desta forma,

$$X_t = [\, ARM_t, EAF_t] \qquad \text{(III.5)}$$

O vetor de decisões U_t inclui a geração hidráulica, GH_t, a geração em cada usina térmica, $GT_{k,t}$, e o não-atendimento (deficit), D_t, de forma a atender o requisito (mercado consumidor) M_t. Desta forma,

$$U_t = [\, GH_t\,, (GT_{k,t}\,, k=1,2,...,K)\,, D_t] \qquad \text{(III.6)}$$

$$\text{sujeito a } GH_t + \sum_{k=1}^{K} GT_{k,t} + D_t = M_t \qquad \text{(III.7)}$$

O custo imediato da operação é representado pelo dispêndio de combustível a partir da geração de energia em usinas térmoelétricas, com custo unitário CT_k para cada usina, e mais o custo relativo ao não-atendimento ao mercado consumidor, a partir de uma penalização CD ("custo de déficit") por unidade. Ou seja,

$$C_t(U_t) = \sum_{k=1}^{K} CT_k \times GT_{k,t} \; + \; CD \times D_t \qquad \text{(III.8)}$$

A equação de transição de estados, $f_t(X_{t-1}, EAF_t, U_t)$, corresponde à conhecida equação de balanço energético, onde V_t representa a energia vertida,

$$ARM_t = ARM_{t-1} + EAF_t - GH_t - V_t \qquad \text{(III.9)}$$

A energia afluente, EAF_t, é modelada por um processo autorregressivo de ordem 1, conforme a equação (II.7), vista anteriormente

$$EAF_t = \mu_t + \rho_t \frac{\sigma_t}{\sigma_{t-1}}(EAF_{t-1} - \mu_{t-1}) + (\sigma_t\sqrt{1-\rho_t^2})(\zeta_{o_t} + e^{\mu^{ln}_t + \tau\sigma^{ln}_t})$$

Como já mencionado, a energia afluente EAF_t é suposta conhecida no início do estágio t. A partir de (II.7), pode-se ver que isto equivale a se conhecer o valor da variável reduzida N(0,1) τ ao início de cada estágio.

A restrição em t no estado do sistema, $g_t(X_t)$, corresponde ao limite de armazenamento

$$ARM_t \leq \overline{ARM_t} \qquad \text{(III.10)}$$

As restrições nas variáveis de decisão, $h_t(U_t)$, correspondem aos limites de cada tipo de geração, onde $EVMIN_t$ é a energia de vazão mínima

$$GH_t \leq \overline{GH_t} \qquad \text{(III.11)}$$

$$GT_{k,t} \leq \overline{GT_{k,t}} \quad , \forall k \qquad \text{(III.12)}$$

$$GH_t + V_t \geq \overline{EVMIN_t} \qquad \text{(III.13)}$$

Esta formulação é ilustrada na Figura 18, e é chamada "acaso-decisão", pois supõe que ao início de cada mês se conhece a energia afluente a ocorrer *nesse* mês. Cada estado de final de mês é representado pelo par [energia armazenada ao final do mês; energia afluente do mês]. A distribuição log-normal de energias afluentes é representada por um conjunto de afluências de igual probabilidade. Cada afluência equiprovável é estudada separadamente, resultando em diferentes decisões ótimas individuais. Isto acarretaria a obtenção de diferentes custos de operação para o mesmo estado. O custo a ser atribuído ao estado é, porém, o *valor esperado*, ou seja, a esperança matemática dos custos relacionados a cada uma das afluências equiprováveis.

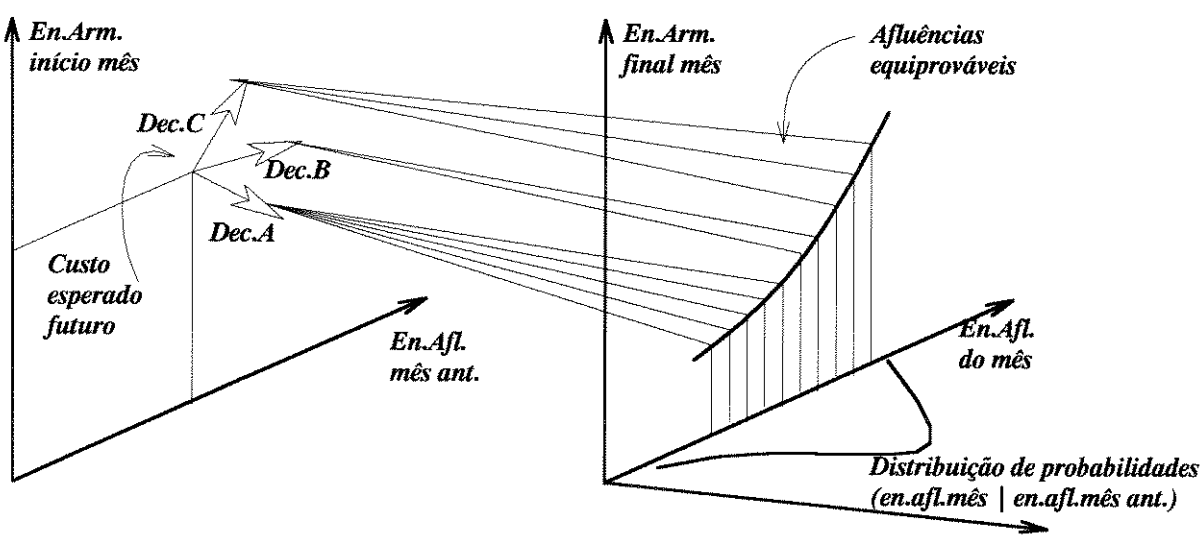


Figura 18. Esquema da Programação Dinâmica Estocástica. Formulação "acaso-decisão"

III.3 - FORMULAÇÃO DO PROBLEMA "DECISÃO-ACASO"

O modelo de Programação Dinâmica Estocástica que foi desenvolvido de 1975 a 1978 pelo CEPEL e a ELETROBRÁS foi concebido para um único sistema e, de acordo com os

conceitos da época, foi formulado como "decisão-acaso", isto é, suas decisões são tomadas sem o conhecimento da energia afluente do próprio mês, mas apenas em função de sua distribuição de probabilidades. Neste caso mantem-se as restrições da formulação anterior, substituindo-se apenas a equação de recursão, que passa a ser:

$$\alpha_t^*(X_{t-1}) = \min_{GT_t} \left[C_t(GT_t) + \underset{EAF_t \mid X_{t-1}}{E} \left\{ C_t(D_t) + \frac{1}{\beta} \alpha_{t+1}^*(X_t) \right\} \right] \qquad \text{(III.14)}$$

Pode-se notar a diferença em relação à formulação acaso-decisão, descrita em (III.1), em que a minimização do custo de geração térmica está interna ao operador E(.), isto é, a decisão está relacionada diretamente à energia afluente EAF_t, suposta conhecida ao início do mês, ao passo que aqui a decisão depende do valor esperado do custo da operação com a distribuição condicionada $EAF_t \mid X_{t-1}$, como mostra a Figura 19.

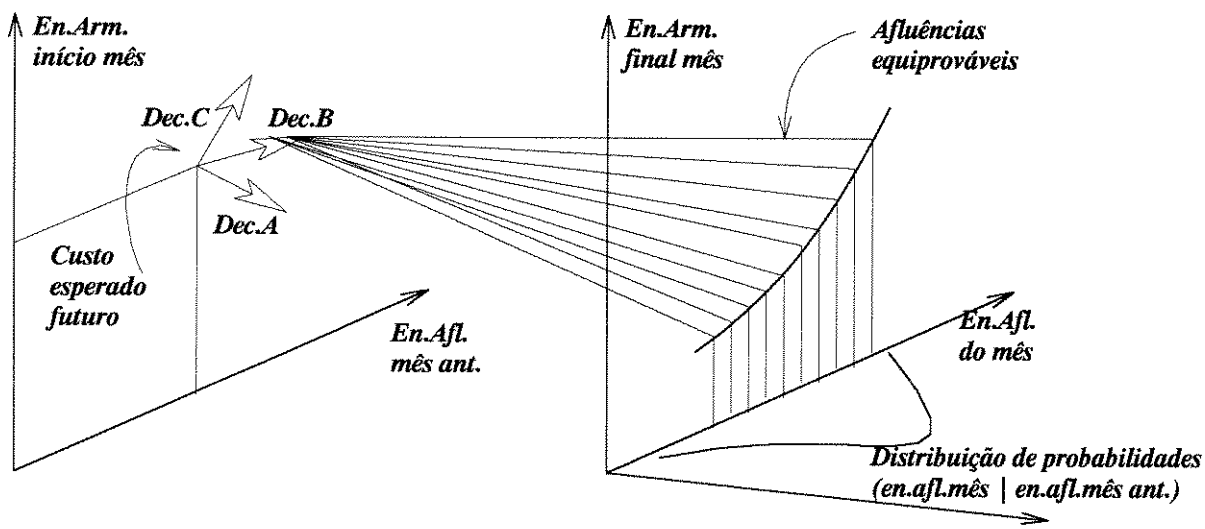


Figura 19. Esquema da Programação Dinâmica Estocástica. Formulação "decisão-acaso".

É interessante notar que a transição da Figura 18 (acaso-decisão), em que se utiliza a decisão térmica mais econômica para cada afluência equiprovável, chega a um custo esperado *menor ou igual* que o obtido com a transição da Figura 19 (decisão-acaso), em que a operação utiliza a mesma decisão térmica com qualquer das afluências equiprováveis, sendo minimizado o valor esperado do custo em função da distribuição de probabilidades da energia afluente do mês.

III.4 - A MALDIÇÃO DA DIMENSIONALIDADE

A solução da equação de recursão da Programação Dinâmica Estocástica requer a *discretização* do espaço de estados. Para R subsistemas interligados, em que os estados de

armazenamento de final de mês sejam divididos em 100 intervalos, e as energias afluentes no mês em 10 intervalos, tem-se um total de $(100x10)^R$ estados discretizados.

A Programação Dinâmica Estocástica foi um importante recurso do planejamento da operação, ao tempo em que foi utilizada para fornecer as estratégias de operação para um único sistema equivalente. Para mais de um subsistema, porém, como se pode observar, o número de estados discretizados cresce exponencialmente. O mesmo ocorre, portanto, com o tempo computacional exigido.

Esta é a conhecida *maldição da dimensionalidade da programação dinâmica*. Mesmo para um número reduzido de subsistemas, a resolução explícita da recursão da PDE torna-se inviável, como pode ser visto a seguir:

1 subsistema ..... 1000^1.....1.000 estados

2 subsistemas ..... 1000^2.....1.000.000 estados

3 subsistemas ..... 1000^3.....1.000.000.000 estados

4 subsistemas ..... 1000^4.....1.000.000.000.000 estados

5 subsistemas ..... 1000^5.....1.000.000.000.000.000 estados

O esforço computacional proibitivo exigiu a utilização de outras técnicas que estabelecessem estratégias de geração térmica e intercâmbio de energia entre subsistemas, o que é visto a seguir.

CAPÍTULO IV

MODELOS DE PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO PARA SUBSISTEMAS INTERLIGADOS

IV.1 - TÉCNICAS DE SOLUÇÃO PARA MÚLTIPLOS SUBSISTEMAS

A representação por reservatório equivalente é eficiente se a região representada for hidrologicamente homogênea e tiver forte interligação elétrica. Ocorre que, em determinadas situações, esta agregação pode não resultar em um único sistema, mas em um determinado número de subsistemas, sendo cada um constituído de uma ou mais bacias que atendam aos requisitos para formação de um reservatório equivalente.

Nestes casos, para se abrandar o problema da dimensionalidade, segundo *Pereira* [39], diversas aplicações foram feitas ao longo dos últimos 20 anos, utilizando uma das 3 técnicas de solução desenvolvidas neste período, que são descritas a seguir.

O método "**um de cada vez**", proposto por *Davis* [17], em 1972, utiliza um algoritmo de PD por aproximações sucessivas, que consiste em quebrar o problema de vários subsistemas interligados através de um processo iterativo em que, a cada iteração é resolvida uma série de problemas, sendo a estratégia determinada para cada subsistema enquanto os demais utilizaam uma trajetória pré-determinada ou resultante de uma iteração anterior. O processo se conclui quando há suficiente aproximação entre as trajetórias de duas iterações subsequentes. Este método foi aplicado por *Pronovost e Boulva* [40], em 1978, para o sistema da Hydro-Quebec, no Canadá, e posteriormante para o sistema colombiano, por *Sherkat et al.*[42], em 1985.

O método "**Power Pool**", descrito por *Egeland et al.* [20], em 1982, é utilizado na Noruega desde 1968, e se baseia no algoritmo de PD por aproximações sucessivas. Em cada iteração, as estratégias são calculadas separadamente para cada subsistema, sendo utilizados os intercâmbios entre subsistemas pré-determinados ou resultantes da última iteração. A simulação, porém, é feita em conjunto, sendo os intercâmbios definidos buscando a igualdade entre os custos marginais de operação. A convergência ocorre quando os intercâmbios resultantes entre duas iterações se aproximam o suficiente. A aplicação deste método ao sistema brasileiro é vista em IV.2.

A técnica de "**agregação-decomposição**", proposta por *Turgeon* [47], em 1980, tem a vantagem de não ser um processo iterativo. Consiste em calcular estratégias ótimas para os N subsistemas através da otimização de N pares, sendo cada par composto de um dos subsistemas e

mais a agregação de todos os outros. Este método foi aplicado por *Duran et al.*[19] , em 1983, ao sistema colombiano e por *Lederer et al.* [33], no mesmo ano, ao sistema francês.

IV.2 - MODELOS DE SUBSISTEMAS UTILIZADOS NO BRASIL

Em 1980, o planejamento da operação passou a sentir necessidade de representar os intercâmbios de energia entre os subsistemas das regiões Sudeste e Sul em seus estudos estratégicos, e posteriormente também entre os subsistemas das regiões Nordeste e Norte. Não se dispunha de modelos de otimização capazes de representar interligação entre subsistemas, nem havia perspectivas de se expandir o algoritmo de PDE, pelo esforço computacional proibitivo que seria acarretado pela inclusão de mais variáveis de estado. A operação energética nestas condições foi alvo de diversas investigações. Ao longo dos últimos 14 anos, diferentes implementações foram utilizadas nos estudos estratégicos e de planejamento, sem lograr, contudo, o resgate da otimalidade perdida.

No âmbito do GCOI, a primeira iniciativa neste sentido foi utilizar o mesmo modelo desenvolvido para um único sistema, e para levar em conta o fato que um subsistema poderia receber energia de outro, uma usina térmica fictícia de custo baixo era incluída no problema. Sua capacidade de "geração" correspondia ao limite de recebimento. Esta alternativa mostrou-se por demais otimista, visto que nas simulações dos períodos de baixa afluência, era possível pilhar ambos os subsistemas recebendo energia simultaneamente.

Mas outras alternativas já vinham sendo investigadas, que ainda que não fossem ótimas, ao menos não eram otimistas a este ponto. Em 1977, *Carvalho e Rosenblatt*[14] desenvolveram um método, baseado em curvas guias, que obrigava os subsistemas a promover trocas de energia a fim de manter o equilíbrio percentual entre as energias armazenadas de ambos. Em 1979, *Campello e Coutinho* [12] passaram a adotar a igualdade entre os valores marginais dos custos de operação, calculados isoladamente pela PDE, como critério de troca de energia. Este método tinha a falha de utilizar custos de operação calculados pela PDE sem considerar a ocorrência de intercâmbio entre os subsistemas. Ainda em 1979, *Rosenblatt* [41], baseado no modelo de decomposição "*Power Pool*", ampliou este método de forma que, iterativamente, as tabelas de custo marginal de operação fossem recalculadas pela PDE considerando o intercâmbio médio mensal definido na iteração anterior. Este método de *trocas a equicusto* e o processo iterativo, ilustrado na Figura 20, foi incorporado aos modelos atualmente utilizados no planejamento da expansão e da operação, MSSSE [21] e BACUS [27].

O algoritmo de trocas a equicusto consiste em, supondo que a afluência do mês é conhecida desde seu início, promover intercâmbio e definir um montante de geração térmica em cada subsistema, objetivando a igualdade entre os custos marginais de geração térmica e os valores marginais dos custos futuros de cada subsistema *r* ao final de mês, $\partial\alpha_{r,t+1}(X_{r,t})/\partial EA_r$. Este custos marginais, também chamados de "valor da água", são obtidos derivando-se os custos futuros calculados pela PDE para cada subsistema isoladamente.

O modelo de balanço a equicusto que é utilizado no planejamento da operação é, portanto, um processo acaso-decisão, pois supõe conhecidas as energias afluentes ao início do

estágio. Ao tomar decisões, no entanto, o modelo se baseia em custos superestimados, pois estes são obtidos por recursões decisão-acaso, feitas com o mesmo modelo de PDE para subsistemas isolados descrito em III.3.

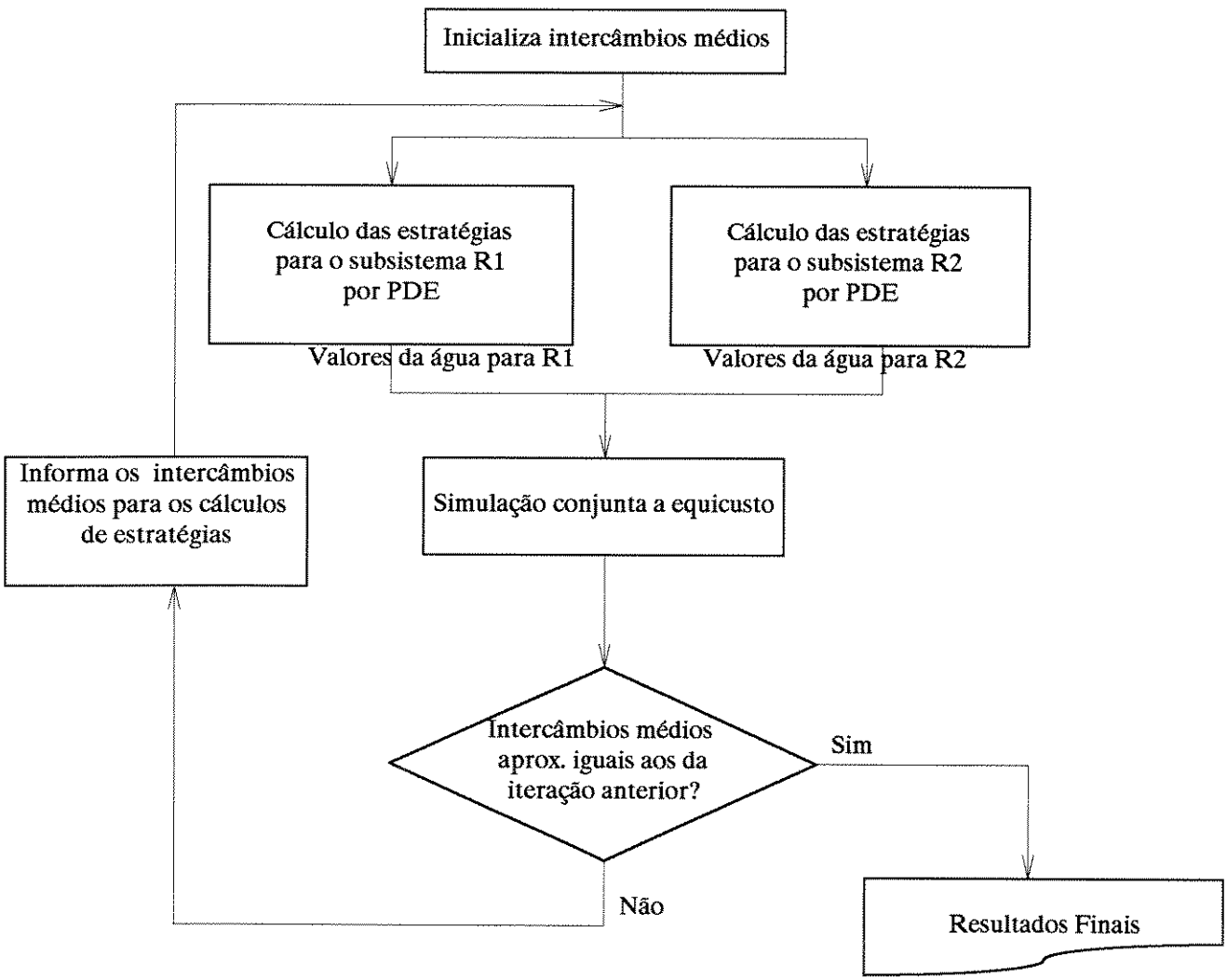


Figura 20. Processo iterativo do balanço a equicusto com estratégias isoladas.

Independente disso, os modelos de balanço a equicusto não tem uma formulação que garanta a otimalidade. Desta forma, os desenvolvimentos posteriores visaram a consideração do intercâmbio diretamente no processo de otimização. Em 1981, *Silva* [43] construiu tabelas de custo de operação com dupla entrada, ou seja, o armazenamento de ambos os subsistemas. A recursão mensal neste método consiste na escolha da decisão de menor custo dentre os diversos vetores-decisão que vinculam um valor de intercâmbio a um montante de geração térmica para cada subsistema. Este método utiliza a Programação Dinâmica Amostral, que não leva em consideração todas as possibilidades de ocorrência de energias afluentes no futuro, e mesmo assim não evita o crescimento exponencial da dimensionalidade, que é sentido a partir da representação de três subsistemas interligados.

A utilização de PDE diretamente para dois subsistemas tem sido objeto de estudos no sentido de amenizar a característica discreta da recursão que aumenta exponencialmente o

tempo de processamento. *Cotia* [16], em 1982, explorou o ajuste de funções analíticas aos custos de operação calculados para um subsistema isolado. O trabalho não teve seqüência para o caso de dois subsistemas, apesar da significativa redução do tempo de processamento.

Finalmente, em 1987, um trabalho de *Pereira* [38], utilizando Decomposição de *Benders* [9], tornou possível a otimização estocástica de múltiplos reservatórios, tratando a PDE de forma analítica. Este método, denominado *Programação Dinâmica Estocástica Dual*, é descrito e utilizado no restante deste trabalho, de forma a solucionar de maneira ótima o problema da operação de dois subsistemas interligados.

CAPÍTULO V

PROGRAMAÇÃO DINÂMICA ESTOCÁSTICA DUAL

A programação dinâmica é um recurso para a solução de problemas de otimização com vários estágios, de tal forma que cada estágio é estudado separadamente, em sentido inverso, garantindo porém que a cada estágio, e supondo-se estar o sistema em qualquer estado, a decisão a ser tomada é parte integrante da trajetória ótima a partir do ponto considerado até o final do período em estudo.

A programação dinâmica em sua forma determinística é, porém, apenas um dos recursos, pois é possível também modelar este tipo de problema de forma integrada e resolvê-lo, por exemplo, através de programação linear. Quando, porém, não se conhece precisamente os eventos a ocorrer em cada estágio, mas somente sua distribuição probabilística, o problema é dito estocástico. Nestes casos, a programação dinâmica estocástica não é apenas um, mas o *único* recurso capaz de garantir solução ótima ao problema.

Não se pretende, portanto, buscar novos modelos de solução, e sim tornar viável a aplicação da programação dinâmica estocástica, a despeito da já mencionada maldição da dimensionalidade. É o que se consegue com a programação dinâmica estocástica dual.

V.1 - PROGRAMAÇÃO DINÂMICA DUAL DETERMINÍSTICA

A apresentação da teoria de PDED inicia-se através de um problema de programação em três estágios. Apresentado sob a forma de um problema de programação linear [35], tem-se:

$$\begin{aligned} &\text{Min} \quad c_1 x_1 + c_2 x_2 + c_3 x_3 && && && && && (V.1)\\ &\text{sujeito a} \\ &\qquad A_1 x_1 && && && \geq && b_1 \\ &\qquad E_1 x_1 + A_2 x_2 && && && \geq && b_2 \\ &\qquad\qquad E_2 x_2 + A_3 x_3 && && && \geq && b_3 \end{aligned}$$

O mesmo pode ser apresentado sob a forma de um problema de programação dinâmica de 3 estágios:

estágio 3

$$\alpha_3(x_2) = \text{Min} \quad c_3x_3 \qquad \text{(V.2)}$$

sujeito a

$$A_3x_3 \geq b_3 - E_2x_2$$

estágio 2

$$\alpha_2(x_1) = \text{Min} \quad c_2x_2 + \alpha_3(x_2) \qquad \text{(V.3)}$$

sujeito a

$$A_2x_2 \geq b_2 - E_1x_1$$

onde α_3 é definido em (V.2).

estágio 1

$$\alpha_1 = \text{Min} \quad c_1x_1 + \alpha_2(x_1) \qquad \text{(V.4)}$$

sujeito a

$$A_1x_1 \geq b_1$$

α_1 é, então, o valor da função objetivo para todo o período na solução ótima, e tem o mesmo valor que seria obtido resolvendo-se o problema por programação linear em (V.1).

Observa-se que no processo em estágios da programação dinâmica deve-se calcular $\alpha_3(x_2)$ para diversos valores de x_2. O mesmo pode ser dito de $\alpha_2(x_1)$.

O ponto crítico deste processo é a discretização do vetor de estados para a obtenção das funções de custo futuro α_1, α_2 e α_3. Pode-se, no entanto, caracterizar analiticamente α_1 , α_2 e α_3 sem recorrer a discretizações, o que é visto a seguir.

Retorna-se ao problema em seu 3° estágio:

$$\alpha_3(x_2) = \text{Min} \quad c_3x_3$$

sujeito a

$$A_3x_3 \geq b_3 - E_2x_2$$

Há um problema *dual* associado a qualquer problema de programação linear ou não linear, desde que este seja convexo. E o problema dual admite soluções finitas, caso o mesmo ocorra com o primal. O problema do 3° e último estágio, por não ter custo futuro associado, é um problema de programação linear, cujo dual associado é dado por:

$$\alpha_3(x_2) = \text{Max} \quad \pi_3 (b_3 - E_2x_2) \qquad \text{(V.5)}$$

sujeito a

$$\pi_3 A_3 \leq c_3$$

onde π é o vetor de multiplicadores simplex, ditas variáveis duais. Sabe-se que o valor ótimo da função objetivo dos problemas primal e dual coincidem. A obtenção do valor de π_3 para

a solução ótima, contudo, substitui o que seria a obtenção do valor de x_3 no problema primal. Isto quer dizer, enquanto o vetor x_3 determina as quantidades ideais de cada variável envolvida no problema para que a solução seja ótima, o vetor π_3 determina, para esta mesma solução ótima, qual seria a derivada parcial ou o custo marginal da função objetivo $\alpha_3(x_2)$ em relação ao recurso ou requisito que é representado por cada restrição do problema.

A primeira conseqüência de se adotar a formulação dual do problema é que o vetor x_2, que se refere ao estágio anterior, passa para a função objetivo, e com isso a região viável definida pelas restrições $\pi_3 A_3 \leq c_3$ independe de x_2. Esta região corresponde a um poliedro convexo definido pelo conjunto de seus vértices $\{ \pi_3^1, \pi_3^2, \ldots, \pi_3^P \}$. Estes vértices representam as soluções básicas viáveis do problema, que pode ser reescrito da seguinte maneira:

$$\alpha_3(x_2) = \quad \text{Min} \quad \alpha_3 \qquad \text{(V.6)}$$

sujeito a

$$\begin{aligned} \alpha_3 &\geq \pi_3^1 (b_3 - E_2 x_2) \\ \alpha_3 &\geq \pi_3^2 (b_3 - E_2 x_2) \\ &\cdots\cdots\cdots\cdots \\ \alpha_3 &\geq \pi_3^p (b_3 - E_2 x_2) \end{aligned}$$

onde α_3 é uma variável escalar.

Como α_3 é maior ou igual a cada $\pi_3^i (b_3 - E_2 x_2)$, e sendo o objetivo minimizar α_3, tem-se que α_3 é igual ao maior dos $\pi_3^i (b_3 - E_2 x_2)$, o que confere equivalência às formulações (V.5) e (V.6).

Pode-se observar que a função de custo futuro $\alpha_3(x_2)$ é linear por partes, caracterizada pelos segmentos $\alpha_3 = \pi_3^i (b_3 - E_2 x_2)$, onde π_3^i é aquele que maximiza a expressão de acordo com o valor de x_2, como mostra a Figura 21.

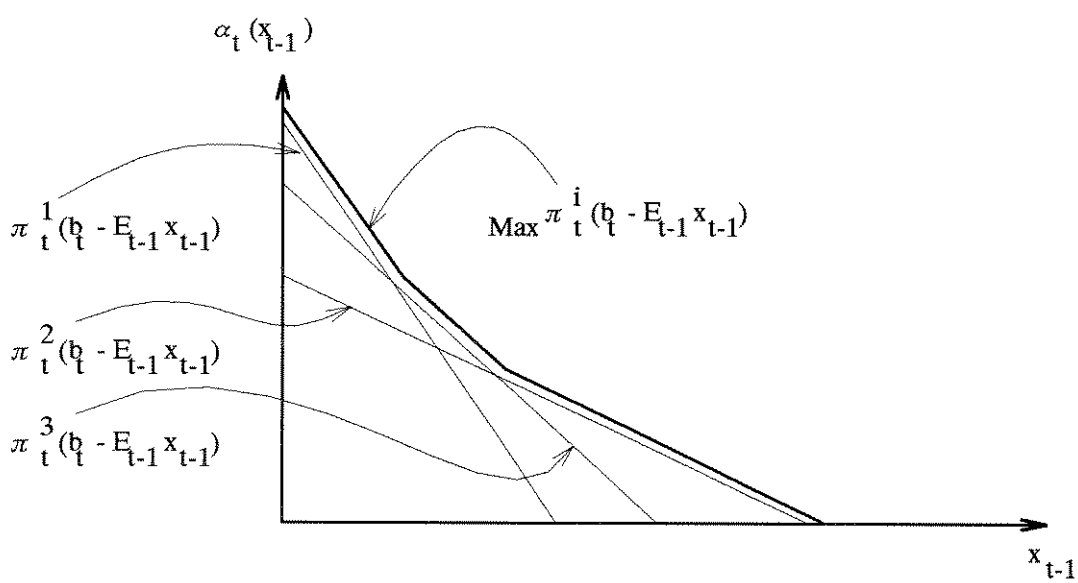


Figura 21. Interpretação geométrica da função de custo futuro.

Salienta-se neste ponto uma distinção entre a programação dinâmica convencional, onde o eixo x_2 seria discretizado em P pontos para os quais seriam calculados P custos futuros $\{\alpha_3(x_2^1), \alpha_3(x_2^2), \ldots, \alpha_3(x_2^P)\}$, que seriam passados para o estágio anterior como informação, e a programação dinâmica dual, onde, ao invés disso, resolve-se o problema (V.5) para um dado x_2^*. Obtém-se como solução ótima $\alpha_3(x_2^*) = \omega_3^*$, juntamente com o vetor π_3^*.

O estágio anterior recebe então a informação de que para um determinado vetor x_2^*, o valor ótimo da função objetivo é ω_3^*, e seu vetor de custos marginais é π_3^*.

Ou seja,

$$\omega_3^* = \pi_3^* (b_3 - E_2 x_2^*) \qquad \text{(V.7)}$$

Por outro lado, deixando x_2 livre, de acordo com (V.6):

$$\alpha_3 \geq \pi_3^* (b_3 - E_2 x_2) \qquad \text{(V.8)}$$

Subtrai-se (V.7) de (V.8), de forma a tornar a expressão independente de b_3 (no caso determinístico nem seria necessário; ocorre que no caso estocástico *b* é a componente aleatória), sendo a restrição resultante, a seguir, transferida ao problema do segundo estágio:

$$\alpha_3 + \pi_3^* E_2 x_2 \geq \omega_3^* + \pi_3^* E_2 x_2^* \qquad \text{(V.9)}$$

A vantagem deste processo em relação à programação dinâmica convencional é que, ao invés de serem calculados os P custos futuros $\alpha_3(x_2)$, são calculados ω_3^* e π_3^* para apenas alguns valores de x_2^*, deixando desta forma o cálculo de α_3 para ser feito no segundo estágio, através das restrições (V.9), que associam diretamente α_3 a x_2.

Quanto à escolha dos pontos x_2^* que são utilizados, o processo é iterativo e seletivo e consiste de uma série de recursões diretas (*"forward"*) e inversas (*"backward"*) de todo o período em estudo.

Generalizando para um problema de T estágios, é descrita uma iteração, a *i*-ésima iteração. Inicialmente são resolvidos os problemas dos estágios de 1 a T-1 em sentido direto. De cada problema extrai-se $x_{t,i}^*$ e o custo imediato $c_t x_{t,i}^*$.

Ao chegar ao último estágio, inicia-se a recursão inversa, do estágio T ao estágio 2. A cada estágio t, utilizando-se o vetor $x_{t-1,i}^*$ obtido a cada estágio anterior quando da recursão direta, obtém-se da formulação dual os valores de $\omega_{t,i}^*$ e $\pi_{t,i}^*$ da solução ótima. Monta-se a restrição

$$\alpha_t + \pi_{t,i}^* E_{t-1} x_{t-1} \geq \omega_{t,i}^* + \pi_{t,i}^* E_{t-1} x_{t-1,i}^* \qquad \text{(V.10)}$$

que é passada ao estágio anterior, t-1.

A cada nova iteração, representada pela Figura 22, uma nova restrição adicional é transferida ao estágio anterior, desde que $\omega_{t,i}^*$ e $\pi_{t,i}^*$ sejam diferentes de zero e dos anteriormente obtidos.

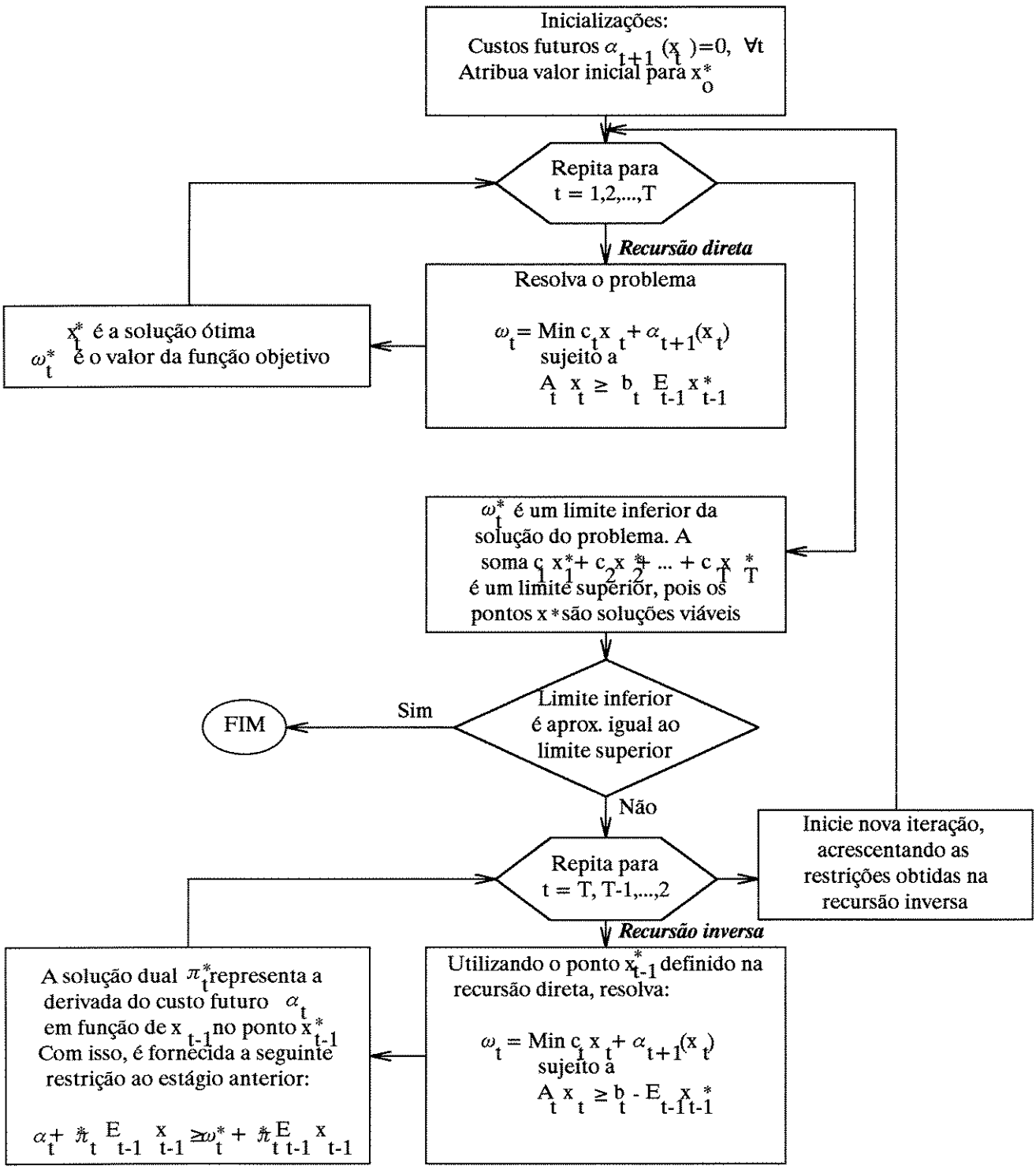


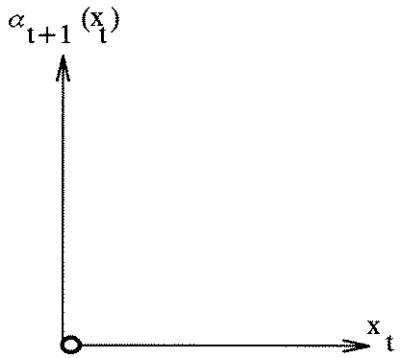
Figura 22. Fluxograma da Programação Dinâmica Dual

Intuitivamente, o processo iterativo termina quando, a cada estágio t, o custo *previsto* no estágio t-1 para o problema do estágio t, α_t, iguala-se ao custo *efetivo* do estágio t, $\omega^*_{t,i}$.

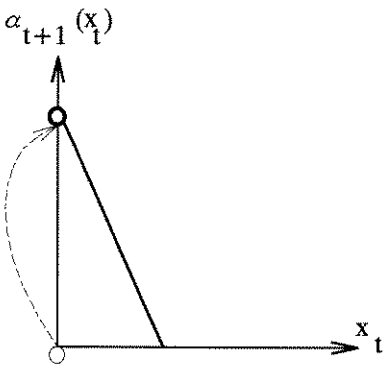
Tem-se assim que a função objetivo do primeiro estágio após a convergência do problema, ω_1^*, é o mesmo que $c_1x_1^* + c_2x_2^* + c_3x_3^* + ... + c_Tx_T^*$, ou seja, a otimalidade da solução é aferida ao se resolver o problema do primeiro estágio. A soma dos custos efetivos de todos os estágios em

uma iteração constitui o *limite superior* do problema de minimização, sendo o *limite inferior* o custo esperado para todo o período, que é obtido no primeiro estágio.

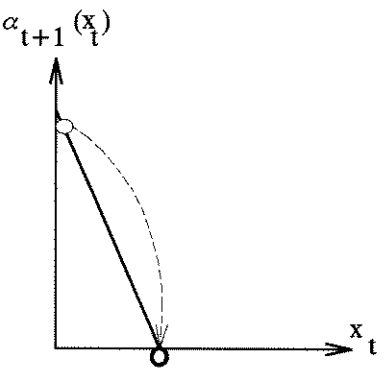
O processo converge rapidamente, à medida em que a cada iteração o estágio t utiliza um novo valor $x^{*}_{t-1,i}$ mais próximo da trajetória ótima. Uma aproximação típica é mostrada na Figura 23. Focalizando um estágio qualquer, *t*, este exemplo numérico evidencia a vantagem deste método analítico sobre o cálculo por enumeração: os custos futuros são calculados apenas para os estados "visitados" em cada iteração, concentrando-se daí em torno da solução ótima.



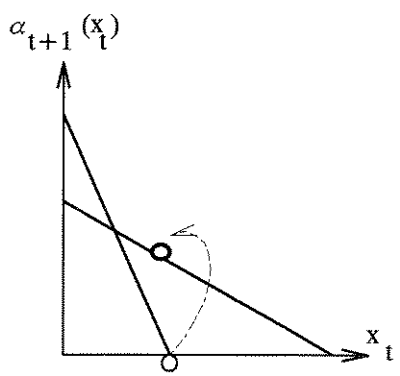
1ª recursão direta
$\alpha_{t+1} = 0, \quad x_t = 0$



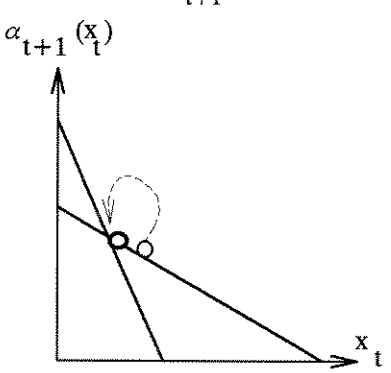
1ª recursão inversa
$x_t = 0 \Rightarrow \omega_{t+1}=100$
$\pi_{t+1}=-2$



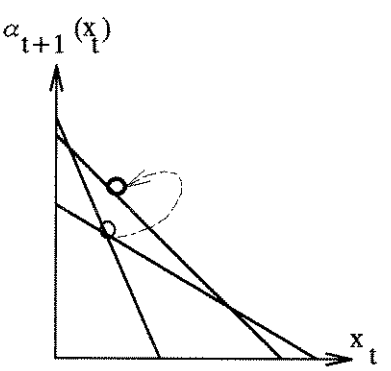
2ª recursão direta
$\alpha_{t+1} = 0, \quad x_t = 50$



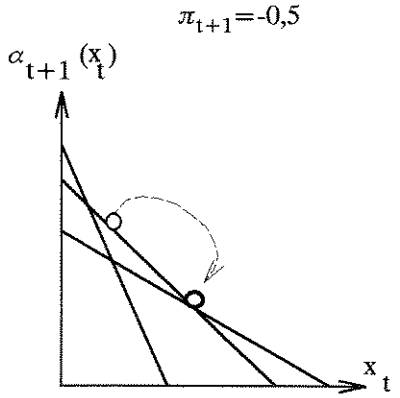
2ª iteração inversa
$x_t = 50 \Rightarrow \omega_{t+1}= 50$
$\pi_{t+1}=-0,5$



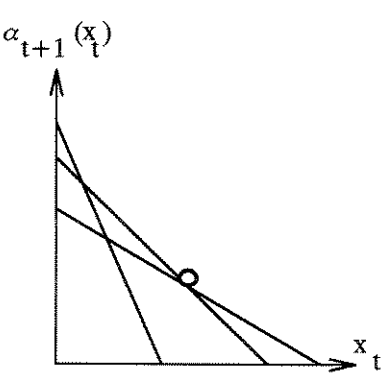
3ª recursão direta
$\alpha_{t+1} = 60, \quad x_t = 30$



3ª recursão inversa
$x_t = 30 \Rightarrow \omega_{t+1}= 70$
$\pi_{t+1}=-1$



4ª recursão direta
$\alpha_{t+1} = 40, \quad x_t = 60$



5ª recursão inversa
$x_t = 60 \Rightarrow \omega_{t+1} = 40 = \alpha_{t+1}$
(o problema convergiu de *t* ao último estágio)

Figura 23. Diagrama gráfico da solução por PDD.

V.2 - O CASO ESTOCÁSTICO COM EVENTOS INDEPENDENTES

Até aqui foi descrito o algoritmo de programação dinâmica dual para o caso determinístico, onde todos os eventos futuros são conhecidos previamente, o que, como se sabe, não é o caso do problema de operação de sistemas interligados de natureza hidroelétrica. A extensão para o caso estocástico com eventos *independentes* em cada estágio pode ser vista, de forma introdutória, a partir de um problema de *dois* estágios, em que dois eventos são possíveis no segundo estágio, b_{21} ou b_{22}, com respectivas probabilidades p_1 e p_2, supostas iguais por simplicidade.

$$\begin{aligned} &\text{Min} \quad c_1x_1 + p_1c_2x_{21} + p_2c_2x_{22} \qquad (V.11)\\ &\text{sujeito a}\\ &\quad A_1x_1 \geq b_1\\ &\quad E_1x_1 + A_2x_{21} \geq b_{21}\\ &\quad E_1x_1 + A_2x_{22} \geq b_{22} \end{aligned}$$

No segundo estágio, x_{21} é o melhor valor para x considerando-se a ocorrência do evento b_{21}. Já para o evento b_{22}, a melhor solução é x_{22}. Formulado como uma PDE, o programa é dividido em estágios:

estágio 1

$$\begin{aligned} &\alpha_1 = \text{Min} \quad c_1x_1 + \alpha_2(x_1) \qquad (V.12)\\ &\quad \text{sujeito a}\\ &\quad\quad A_1x_1 \geq b_1 \end{aligned}$$

De forma semelhante ao caso determinístico, obtém-se um valor de x_1^* a cada iteração. O segundo estágio constitui-se de dois problemas, um para cada evento. Neste caso, o custo esperado futuro $\alpha_2(x_1)$ é a média ponderada dos custos mínimos para cada realização do evento aleatório:

estágio 2

$$\alpha_2(x_1) = \left| \begin{array}{l} p_1 \text{Min } c_2x_{21} \\ \quad \text{sujeito a} \\ \quad\quad A_2x_{21} \geq b_{21} - E_1x_1^* \end{array} \right| + \left| \begin{array}{l} p_2 \text{Min } c_2x_{22} \\ \quad \text{sujeito a} \\ \quad\quad A_2x_{22} \geq b_{22} - E_1x_1^* \end{array} \right| \qquad (V.13)$$

Analogamente ao caso determinístico, tem-se *os* problemas duais do segundo estágio, cujos custos ótimos são, respectivamente, ω_{21}^* e ω_{22}^*, com custos marginais π_{21}^* e π_{22}^*.

A relação entre α_2 e x_1 necessária à solução do primeiro estágio é então formada pelos valores esperados de ω_2^* e π_2^* quando o problema é resolvido para x_1^*, que neste caso por serem iguais as probabilidades, são simplesmentes as médias aritméticas:

$$\omega_2^* = \frac{\omega_{21}^* + \omega_{22}^*}{2} \quad \text{e} \quad \pi_2^* = \frac{\pi_{21}^* + \pi_{22}^*}{2} \tag{V.14}$$

A seguinte restrição é então remetida ao primeiro estágio:

$$\alpha_2 + \pi_2^* E_1 x_1 \geq \omega_2^* + \pi_2^* E_1 x_1^* \tag{V.15}$$

No algoritmo para o caso determinístico podem ser identificadas duas etapas distintas:

Recursão direta (forward)

- cálculo dos pontos $\{x_t^*, t=1,2,...,T-1\}$, em torno dos quais são aproximadas as funções de custo futuro na recursão inversa.
- cálculo do limite superior $\bar{z} = \sum_{t=1}^{T} c_t x_t^*$, que é comparado ao limite inferior, $\underline{z} = \omega_1^*$

Recursão inversa (backward)

- cálculo dos valores de custo futuro e custos marginais, $\{\omega_t^*$ e $\pi_t^*, t=T,T-1,...,2\}$, sendo estes a cada estágio calculados em torno do ponto x_{t-1}^* definido na recursão direta.

O procedimento no caso estocástico é análogo. Na etapa direta, ao invés de uma única seqüência de pontos $\{ x_1^*, x_2^*, ... ,x_{T-1}^* \}$, são calculadas diversas sequências, pois inúmeras são as combinações de eventos $\{ b_1, b_2, ..., b_{T-1}\}$ possíveis. Felizmente, não é necessário simular o processo para todos os eventos do espaço amostral, o que levaria a um número exponencial de cálculos. Basta utilizar uma amostra suficientemente grande de seqüências para estimar a solução ótima com precisão aceitável.

Na etapa inversa, o cálculo dos valores esperados dos custos futuros e custos marginais como em (V.14) é feito a cada estágio para cada ponto $\{x_{t-1,s}^*, s=1,2,...,S\}$ referente a cada uma de todas as S seqüências da amostra simulada.

O limite superior da solução é calculado, no caso estocástico, como a média dos custos efetivos das S seqüências:

$$\bar{z} = \sum_{t=1}^{T} \frac{1}{S} \sum_{S=1}^{S} c_t \; x^*_{t,s} \qquad (V.16)$$

E o limite inferior é também uma média dos custos esperados futuros para cada seqüência no primeiro estágio,

$$\underline{z} = \frac{1}{S} \sum_{t=1}^{S} \omega^*_{1,s} \qquad (V.17)$$

V.3 - PDED APLICADA A SUBSISTEMAS INTERLIGADOS

O problema do planejamento da operação a subsistemas interligados pode ser então formulado por PDED. Na formulação que se segue, as energias afluentes são supostas eventos independentes. Para um estágio *t* e uma seqüência *s*, tem-se o seguinte problema, no caso de dois subsistemas *r=1* e *r=2*, onde a seqüência é identificada pelo par de estados $(ARM_{t-1,s}\ ,\ EAF_{t,s})$.

$$\omega_{t,s} = \text{Min} \sum_{k=1}^{K_1} (CT_{k,1,t} \times GT_{k,1,t}) + CD \times D_{1,t} + \sum_{k=1}^{K_2} (CT_{k,2,t} \times GT_{k,2,t}) + CD \times D_{2,t} + \frac{1}{\beta} \alpha_{t+1} \qquad (V.18)$$

sujeito a

$$ARM_{1,t} + GH_{1,t} + V_{1,t} = ARM_{1,t-1,s} + EAF_{1,t,s} \qquad (V.19)$$

$$ARM_{2,t} + GH_{2,t} + V_{2,t} = ARM_{2,t-1,s} + EAF_{2,t,s} \qquad (V.20)$$

$$GH_{1,t} + \sum_{k=1}^{K_1} GT_{k,1,t} + I_t + D_{1,t} = M_{1,t} \qquad (V.21)$$

$$GH_{2,t} + \sum_{k=1}^{K_2} GT_{k,2,t} - I_t + D_{2,t} = M_{2,t} \qquad (V.22)$$

$$ARM_{r,t} \leq \overline{ARM}_{r,t} \quad \forall\, r \qquad (V.23)$$

$$GH_{r,t} \leq \overline{GH}_{r,t} \quad \forall\, r \qquad (V.24)$$

$$GT_{k,r,t} \leq \overline{GT}_{k,r,t} \quad \forall\, r \qquad (V.25)$$

$$GH_{r,t} + V_{r,t} \geq \overline{EVMIN}_{r,t} \quad \forall\, r \qquad (V.26)$$

$$|I_t| \leq |\bar{I}_t| \qquad \text{(limites de recebimento)} \qquad (V.27)$$

De acordo com a PDED, este problema é resolvido em sentido direto de t=1 a T-1, obtendo-se sucessivamente novos valores de $ARM^i_{t,s}$ para cada estágio *t* e seqüência *s* a cada iteração *i*.

A recursão em sentido inverso, do estágio T ao estágio t=2 utiliza as soluções ótimas $ARM^i_{t,s}$ calculadas na recursão direta. Desta forma, na recursão inversa, a cada iteração *i*, para cada estágio *t* e seqüência *s*, resolvem-se J problemas, cada qual utilizando um par de energias afluentes de um conjunto de J pares (para ambos os subsistemas) equiprováveis.

Situando o problema da recursão inversa no estágio t+1, por questão de apresentação, de cada discretização *j* obtém-se, além do custo de operação $\omega_{t+1,s,j}$, o vetor de variáveis duais, π, do qual extrai-se $\pi_{1,t+1,s,j}$ e $\pi_{2,t+1,s,j}$, referentes às duas primeiras restrições, (V.19) e (V.20). Cada $\pi_{r,t+1,s,j}$ representa então a derivada parcial do custo de operação futuro em relação à energia armazenada em cada subsistema, ou seja, é o "valor da água" de cada reservatório equivalente.

Após resolvidos os J problemas, são calculados os valores médios

$$\omega^{i}_{t+1,s} = \frac{1}{J}\sum_{j=1}^{J} \omega_{t+1,s,j} \qquad \text{(V.28)}$$

$$\pi^{i}_{1,t+1,s} = \frac{1}{J}\sum_{j=1}^{J} \pi_{1,t+1,s,j} \qquad \text{(V.29)}$$

$$\pi^{i}_{2,t+1,s} = \frac{1}{J}\sum_{j=1}^{J} \pi_{2,t+1,s,j} \qquad \text{(V.30)}$$

Isso significa que na *i*-ésima iteração, na seqüência *s*, portanto a partir do estado $ARM^i_{t,s}$ o problema tem um custo de operação médio esperado $\omega^i_{t+1,s}$, sendo que este custo varia com o armazenamento em torno de $ARM_{1,t,s}$ e $ARM_{2,t,s}$ de acordo com os "valores da água" $\pi^i_{1,t+1,s}$ e $\pi^i_{2,t+1,s}$.

Esta informação, de como α_{t+1} varia com $ARM_{1,t}$ e $ARM_{2,t}$ é transposta ao estágio anterior *t* como uma restrição adicional ou "corte de Benders" ao problema (V.18):

$$\alpha_{t+1} + \pi^i_{1,t+1,s}\, ARM_{1,t} + \pi^i_{2,t+1,s}\, ARM_{2,t} \geq \omega^i_{t+1,s} + \pi^i_{1,t+1,s}\, ARM^i_{1,t,s} + \pi^i_{2,t+1,s} ARM^i_{2,t,s} \qquad \text{(V.31)}$$

onde $ARM_{1,t}$ e $ARM_{2,t}$ são os estados a serem determinados pela solução do problema ao qual esta restrição será aplicada e $ARM^i_{1,t,s}$ e $ARM^i_{2,t,s}$ são os estados nos quais esta restrição foi calculada.

Vale salientar que, apesar de cada restrição ser construída a partir de uma determinada seqüência *s*, no estágio *(t+1)*, ela é aplicável a qualquer seqüência no estágio *t*. Por isso é grande a quantidade de informação transmitida a cada estágio anterior em apenas uma iteração, o que vem acelerar a convergência do algoritmo em poucas iterações.

Dispõe-se, portanto, de um método capaz de formular analiticamente a Programação Dinâmica Estocástica para a determinação de estratégias para subsistemas interligados. Com isso, está superada a "maldição da dimensionalidade". A formulação de PDED utilizada neste trabalho, ainda assim, deixou de considerar algumas características passíveis de modelagem a subsistemas equivalentes, como afluências dependentes de eventos anteriores (que podem passar a ser representadas através da utilização adequada dos custos marginais de estágio futuro), variação da produtibilidade em função da altura de queda (que pode ser modelada, já que a PDED é válida também para problemas não lineares convexos) e configuração dinâmica no tempo (que pode ser representada, bastando considerar a variação dos custos marginais de acordo com a variação da produtibilidade no tempo). Nestas condições, a aplicação desta formulação ao sistema interligado brasileiro, que é vista a seguir, tem por objetivo avalizar a continuidade de desenvolvimentos com este método, a caminho de incorporá-lo de forma consistente ao planejamento da operação energética.

CAPÍTULO VI

APLICAÇÃO DA PDED AO SISTEMA BRASILEIRO

VI.1 - DESCRIÇÃO DO CASO ESTUDADO

Neste trabalho, o modelo de otimização por PDED foi utilizado para dois subsistemas equivalentes. Foram feitas simulações da operação energética para 200 séries sintéticas de energias afluentes, ao longo de 5 anos. Seu desempenho, no entanto, pode ser melhor avaliado se comparado a outras alternativas. Assim, os mesmos dados foram fornecidos ao modelo de trocas e geração térmica utilizado no Plano de Operação para 1992 do GCOI. Além de evidenciar as vantagens da PDED em relação às técnicas atuais, buscou-se também avaliar o afastamento da solução ótima deste problema estocástico em relação àquela ideal que seria obtida com o prévio conhecimento (impossível) de todas as 200 séries sintéticas geradas.

Os dados utilizados para estes estudos correspondem ao sistema interligado das regiões Sudeste e Sul do Brasil, englobando a região Centro-Oeste. A configuração adotada e os demais dados são baseados no Plano de Operação para 1992, com algumas alterações que, sem comprometer sua estrutura básica, foram adotadas de forma a tornar interessantes para análise os resultados das aplicações realizadas neste trabalho. Os valores considerados são vistos a seguir.

- *Subsistemas:*

Para que seja possível dividir o sistema interligado das regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste em apenas dois subsistemas equivalentes, denominados Sudeste e Sul, são agrupadas em um mesmo subsistema usinas com forte interligação entre si e ao centros consumidores e pertencentes a bacias cuja pequena diversidade hidrológica permita considerar a operação de seus volumes em paralelo.

Entre os subsistemas Sudeste e Sul, por sua vez, há interligação elétrica, desde que respeitados os limites máximos, que constam na Tabela 6. Observa-se entretanto que o subsistema Sul não tem condições de atingir o limite de fornecimento, por limitações de potência. A usina de Itaipu, apesar de estar geograficamente situada no estado do Paraná, é representada no subsistema Sudeste, por estar hidraulicamente a jusante das usinas desta região, ainda que esteja eletricamente ligada a ambas, o que é contemplado no intercâmbio de energia do Sudeste para o Sul.

	Sudeste	*Sul*
Constituição	Sudeste, Goiás, DF e Mato Grosso	Sul e Mato Grosso do Sul
Intercâmbio: (Receb. máximo)	3200 $\overline{MW}$	3200 $\overline{MW}$
Potência máxima	28000 MW	4900 MW
Mercado	20000 $\overline{MW}$	4700 $\overline{MW}$
Pequenas usinas	300 $\overline{MW}$	200 $\overline{MW}$

Tabela 6. Subsistemas equivalentes Sudeste e Sul. Valores considerados nas aplicações deste trabalho.

- Usinas Térmicas

Foram considerados 4 grupos de usinas térmicas por subsistema, de acordo com o custo de geração, e a geração mínima foi considerada nula. Não foram previstas interrupções por manutenção. A Tabela 7 contém os valores utilizados.

	Sudeste	*Sul*
Térmica 1	Angra (nuclear) 8 US$/MWh 420 $\overline{MW}$	Presidente Médici (carvão) 14 US$/MWh 318 $\overline{MW}$
Térmica 2	Santa Cruz (óleo) 38 US$/MWh 455 $\overline{MW}$	J.Lacerda + Figueira (carvão) 20 US$/MWh 354 $\overline{MW}$
Térmica 3	Piratininga + Igarapé (óleo) 44 US$/MWh 460 $\overline{MW}$	Charqueadas + S.Jerônimo (carvão) 40 US$/MWh 64 $\overline{MW}$
Térmica 4	S.Gonç.+R.Silv.+Carioba (óleo) 70 US$/MWh 70 $\overline{MW}$	Alegrete + Nutepa (óleo) 60 US$/MWh 73 $\overline{MW}$

Tabela 7. Combustível, custo de geração e valor máximo de geração das usinas térmicas consideradas no estudo.

- Dados sobre a simulação

O período simulado foi de 5 anos, partindo de janeiro de 1992 com a configuração de usinas hidroelétricas correspondente a esta data segundo o Plano de Operação para 1992. Por uma questão de simplificação, não foram consideradas neste estudo expansões no parque gerador, tampouco volume de espera para controle de cheias. Os valores de partida foram arbitrados em 50% do armazenamento máximo para ambos os subsistemas. O cálculo de estratégias (custos futuros de operação) em sentido inverso exigiu um período suplementar de 4 anos para atender ao requisito de estabilização dos custos futuros, conforme o exposto no ítem III.2.

Todos os parâmetros estatísticos utilizados neste estudo foram estimados a partir de valores históricos de vazões para todas as usinas representadas, disponíveis de 1931 a 1988.

- Configuração de usinas hidroelétricas

As usinas hidroelétricas constantes da configuração adotada podem ser vistas na Tabela 8. Correspondem às usinas existentes em 31/12/91, de acordo com o Plano de Operação para 1992. Pode ser vista também a produtibilidade individual de cada aproveitamento, calculada para a altura média equivalente, bem como o armazenamento máximo daquelas usinas que possuem reservatório de acumulação. Outros dados encontram-se na Tabela 2 e Figura 12.

Usina	*Arm.máx.* *MWmês*	*Produtib.* *MW/(m³/s)*	*Usina*	*Arm.máx.* *MWmês*	*Produtib.* *MW/(m³/s)*
Subsistema Sudeste			Capivara	3083	0.3515
Camargos	1398	0.1788	Paraibuna	3397	0.6339
Itutinga		0.2446	Santa Branca	459	0.2293
Furnas	33035	0.7465	Jaguari	903	0.4700
Masc. de Moraes	4087	0.3134	Funil	581	0.5300
Estreito		0.5624	Nilo Peçanha		1.6780
Jaguara		0.4044	Fontes		2.6725
Volta Grande		0.2473	Lajes	507	0.0
Porto Colômbia		0.2034	Pereira Passos		0.3177
Caconde	823	0.7717	Ilha dos Pombos		0.2612
Euclides da Cunha		0.7463	Salto Grande		0.7729
A.S.Oliveira		0.2068	Mascarenhas		0.1851
Marimbondo	5138	0.4640	Três Marias	2324	0.4001
Água Vermelha	4137	0.4572	Billings	2928	0.0
Emborcação	19975	1.0282	Henry Borden		5.6536
Itumbiara	14999	0.6417	Itaipu		1.0650
Cachoeira Dourada		0.2697	Ilha Solteira	5617	0.3846
São Simão	4752	0.6083	Subsistema Sul		
Barra Bonita	2578	0.1581	Foz do Areia	3740	1.0865
A.S.Lima		0.1881	Salto Santiago	2343	0.8556
Ibitinga		0.1872	Salto Osório		0.6428
Promissão	1707	0.2010	Passo Fundo	1181	2.2118
Nova Avanhandava		0.2605	Ernestina	180	0.0
Jupiá		0.1982	Passo Real	2542	0.3386
A.A.Laydner	2960	0.2808	Jacuí		0.8277
Xavantes	2520	0.6128	Itaúba		0.8253
L.N.Garcez		0.1501	Capivari-Cachoeira	385	6.4939

Tabela 8. Armazenamento máximo e produtibilidade equivalente das usinas hidroelétricas consideradas no estudo.

- Custo de déficit

A penalização por não atendimento do mercado é traduzida por um custo implícito de déficit, que é determinado pelo Grupo Coordenador para o Planejamento do Sistema (GCPS). Nas aplicações deste trabalho adotou-se o custo de 500 US$/MWh.

- Fator de desconto

Como no Plano de Operação para 1992, considerou-se a aplicação de uma taxa de juros de 10% ao ano, chegando-se a um fator de desconto mensal de 0,8% que foi aplicado para depreciação de dispêndios realizados no futuro.

As 200 séries sintéticas de afluências utilizadas foram as mesmas para todas as análises deste trabalho, e foram geradas aleatoriamente de forma independente a partir da distribuição log-normal obtida do histórico de afluências. Sua utilização se deu de forma direta, sem considerar a correção de acordo com a energia armazenada.

VI.2 - O CASO DETERMINÍSTICO. OPERAÇÃO IDEAL

A determinação de estratégias para a solução de problemas que envolvam variáveis aleatórias, como é o caso da operação de subsistemas equivalentes de natureza predominamtemente hidráulica, fornece um custo total de operação nestas condições. Tem-se desenvolvido, através dos anos, métodos que buscam baixar este custo, chegando até à otimização, como é o caso da PDED. Em termos relativos, a diferença entre cada uma das soluções pode ser melhor quantificada a partir de uma pergunta: qual seria este custo se, numa abstração, todo o futuro fosse conhecido?

Para isto, todas as 200 séries de afluências de 9 anos foram supostas previamente conhecidas e, daí, otimizadas individualmente. O método utilizado foi a Programação Dinâmica Dual. Por ser este um problema determinístico, no processo iterativo "direto-inverso" o *limite inferior* (custo esperado futuro) e o *limite superior* (custo efetivo) tendem a se igualar após um certo número de iterações. De forma aproximada, utilizou-se como critério de convergência uma diferença máxima de 8% entre os limites encontrados. Em média, foram feitas 13 iterações, ilustradas na Figura 24. Para os 9 anos, a média dos limites superiores ficou em US$ 875 milhões enquanto a média dos limites inferiores ficou em US$ 806 milhões. Tomando-se os primeiros 5 anos, que é o horizonte de estudo, o custo de operação médio foi de 564 milhões de dólares.

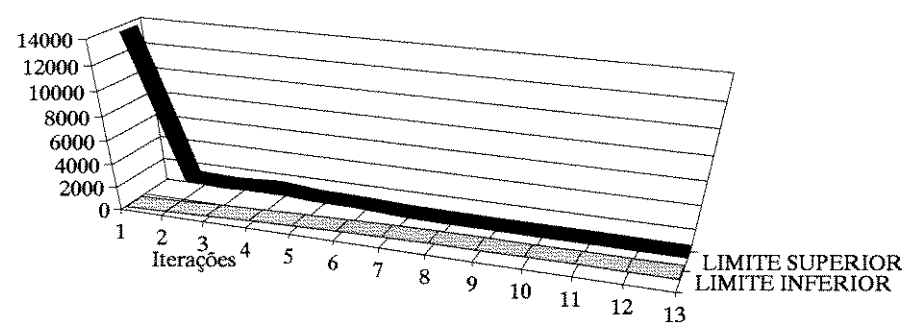


Figura 24. O caso determinístico - processo iterativo da PDD.

As Figuras 25a, 25b e 25c mostram, para uma série mediana de energias afluentes, a evolução do armazenamento nos 5 anos do horizonte do planejamento plurianual, os intercâmbios e os custos mensais de operação decorrentes de geração térmica. A geração térmica neste caso é definida partir de um processo de otimização determinística, portanto é o menor

valor possível para que o sistema não sofra déficit de energia no decorrer dos 9 anos que foram percorridos inversamente.

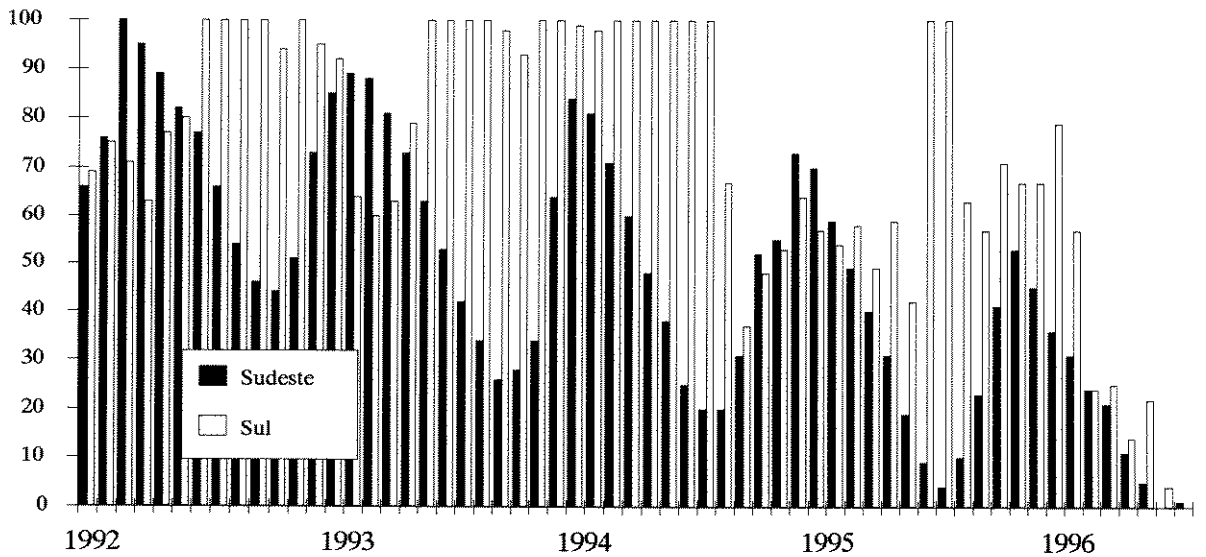


Figura 25a. Evolução da energia armazenada (%) para o caso determinístico com uma série mediana.

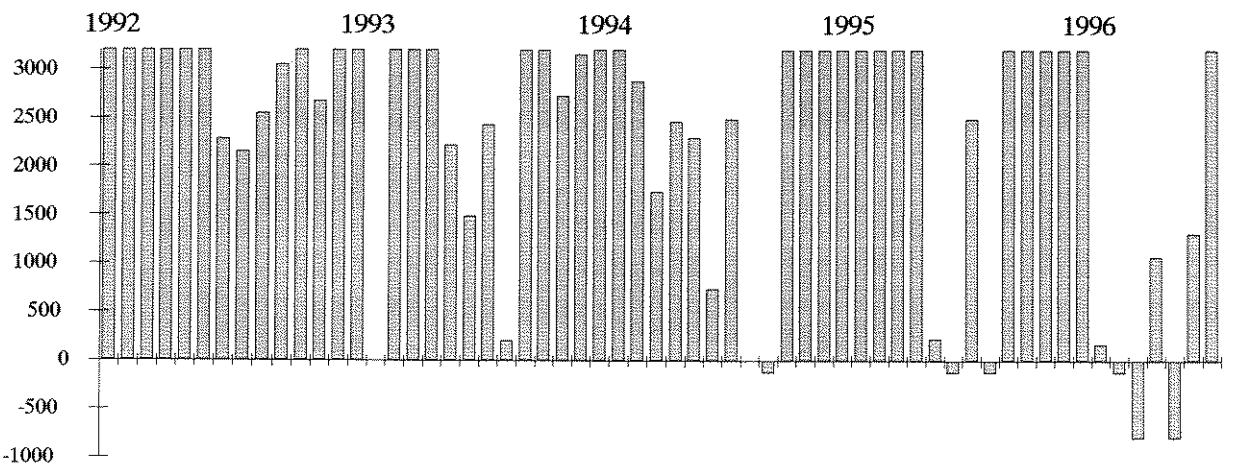


Figura 25b. Intercâmbios mensais do Sudeste para o Sul ($\overline{MW}$) para o caso determinístico com uma série mediana.

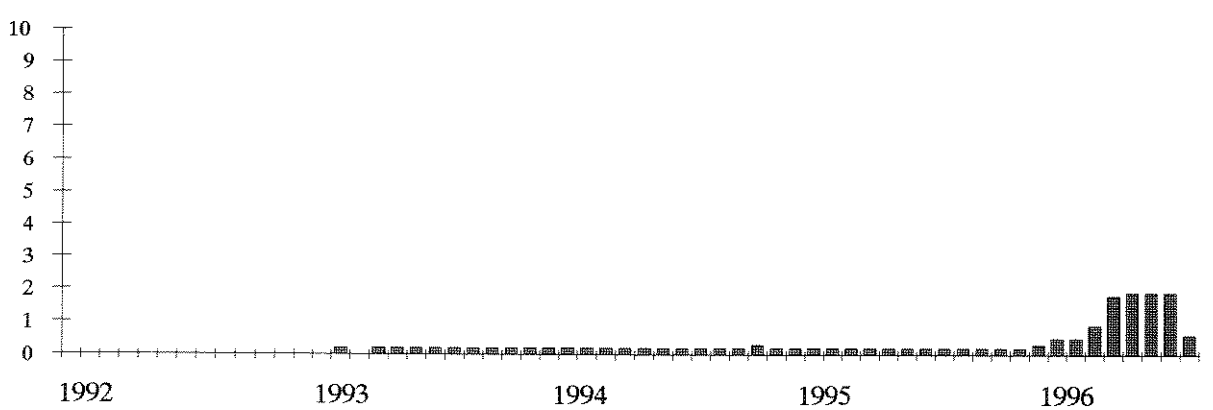


Figura 25c. Custos mensais de operação em milhões de dólares, para o caso determinístico com uma série mediana.

A freqüência relativa de ocorrência de déficit, conforme mostra a Tabela 9, teve seu maior índice em 1996. Note-se que os déficit ocorridos neste caso, em que se supôs conhecido o futuro, são aqueles inevitáveis, em função de baixas afluências.

Subsistema	*1992*	*1993*	*1994*	*1995*	*1996*
Sudeste	0,0	0,0	0,0	0,5	1,5
Sul	0,0	0,0	0,5	1,5	1,5

Tabela 9. Freqüência relativa de ocorrência de déficit (%). Caso determinístico.

VI.3 -OPERAÇÃO A EQUICUSTO COM ESTRATÉGIAS ISOLADAS.

O método atualmente empregado na determinação de estratégias para o planejamento da operação, conforme descrito no capítulo IV, consiste em se calcular os valores marginais do custo futuro esperado de operação para cada estado por Programação Dinâmica Estocástica isoladamente para cada subsistema, supondo um intercâmbio de energia fixado a partir de iterações "cálculo de estratégias-simulação". As simulações utilizam estes valores marginais no sentido de tentar igualá-los através de trocas de energia entre subsistemas e entre fontes de geração térmica e hidráulica.

Para se conhecer o custo da operação obtido com este método para as mesmas 200 séries de energia afluente consideradas, utilizou-se o modelo PDE-BACUS, em 3 iterações. O vetor de estados de armazenamento foi dividido em 50 intervalos em ambos os subsistemas, e na determinação dos custos futuros foram utilizados 5 valores de energias afluentes equiprováveis da mesma distribuição utilizada para a geração das 200 séries. Como resultado, obteve-se um custo médio de US$ 1247 milhões para o qüinqüênio.

A freqüência relativa de déficit pode ser vista na Tabela 10, onde se verifica uma ocorrência pouco superior ao caso determinístico.

Subsistema	*1992*	*1993*	*1994*	*1995*	*1996*
Sudeste	0,0	0,0	1,0	1,5	2,0
Sul	0,0	0,0	0,5	1,5	1,5

Tabela 10. Freqüência relativa de ocorrência de déficit (%) - Estratégias isoladas.

As Figuras 26a, 26b e 26c mostram a evolução da energia armazenada, o intercâmbio e o custo mensal de geração térmica para a mesma série analisada no caso determinístico.

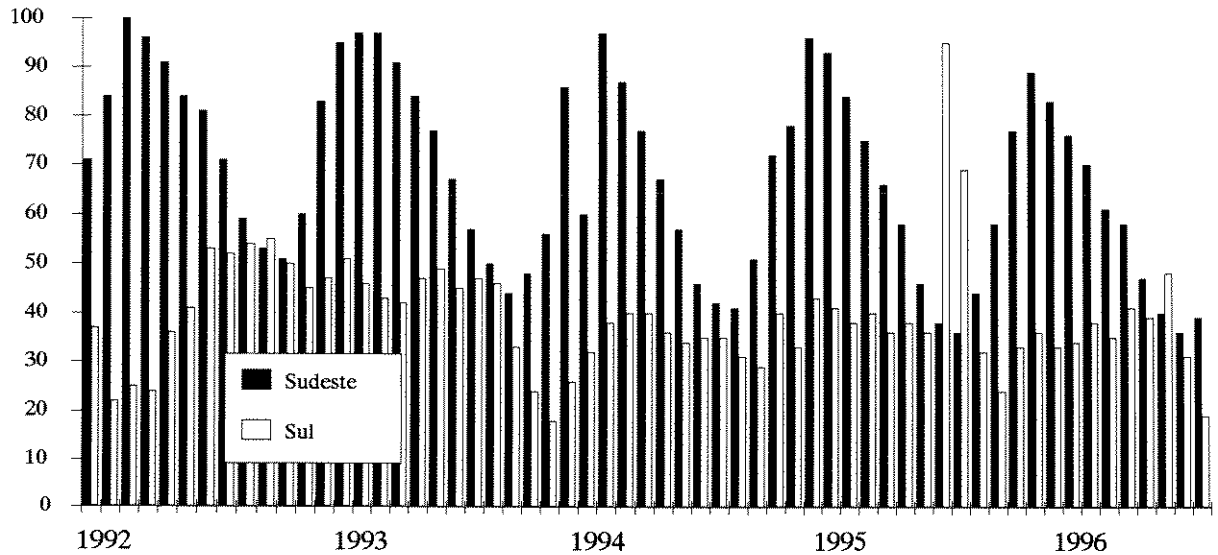


Figura 26a. Evolução da energia armazenada (%) para o caso a equicusto com estratégias isoladas - série mediana.

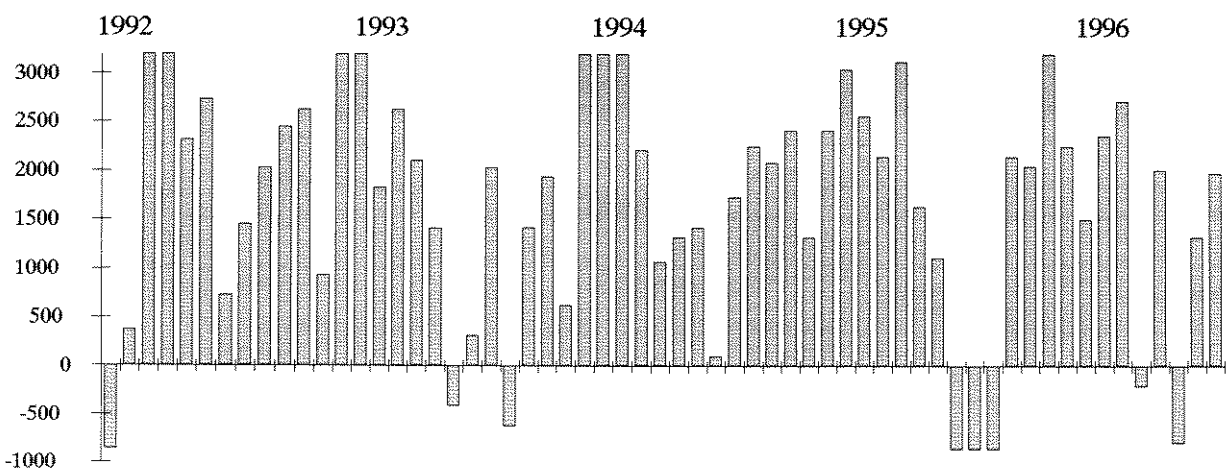


Figura 26b. Intercâmbios mensais do Sudeste para o Sul ($\overline{MW}$), caso a equicusto c/estratégias isoladas-série mediana

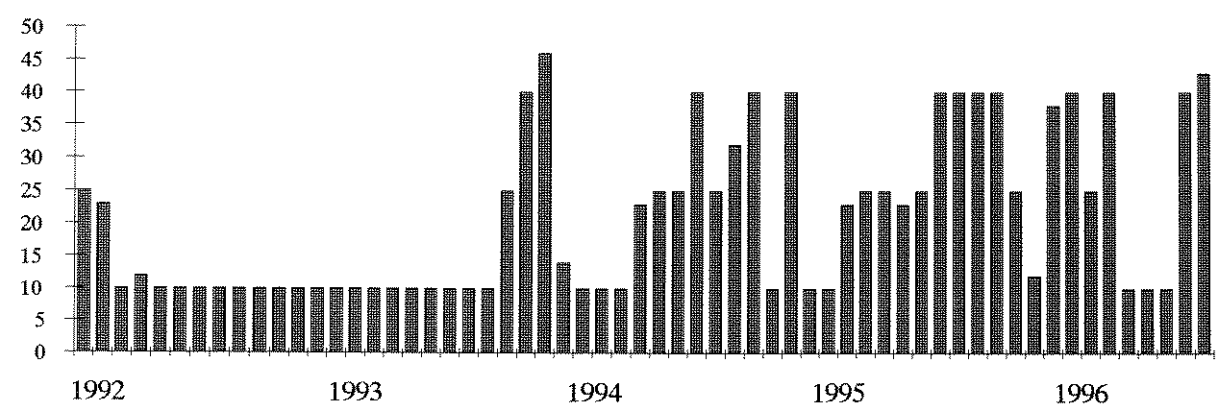


Figura 26c. Custos mensais de operação em milhões de dólares, caso a equicusto c/estratégias isoladas,série mediana.

VI.4 - OTIMIZAÇÃO DA OPERAÇÃO POR PDED

A aplicação da Programação Dinâmica Estocástica Dual seguiu o algoritmo descrito no capítulo V. As recursões diretas foram feitas com as mesmas 200 séries de afluências já utilizadas, para um total de 9 anos. As recursões inversas varreram todas as 200 trajetórias, determinando-se o custo futuro esperado e seus valores marginais em cada estado por meio de 25 pares de energias afluentes, formados pela combinação de 5 valores equiprováveis para cada subsistema.

O número de iterações "direta-inversa" foi determinado pelo critério de estar o limite inferior dentro do intervalo de 95% de confiança do limite superior. Para este problema, chegou-se à convergência em 5 iterações, como mostra a Figura 27, tendo a quinta iteração estabelecido para os 9 anos o limite superior de US$ 1456 milhões e o limite inferior de US$ 1213 milhões, com um desvio padrão do estimador de US$ 124 milhões, constatando-se estar o limite inferior dentro do intervalo de confiança com 95% de probabilidade do limite superior, definido por [1456-1,96x124 ; 1456+1,96x124] = [1212 ; 1700] .

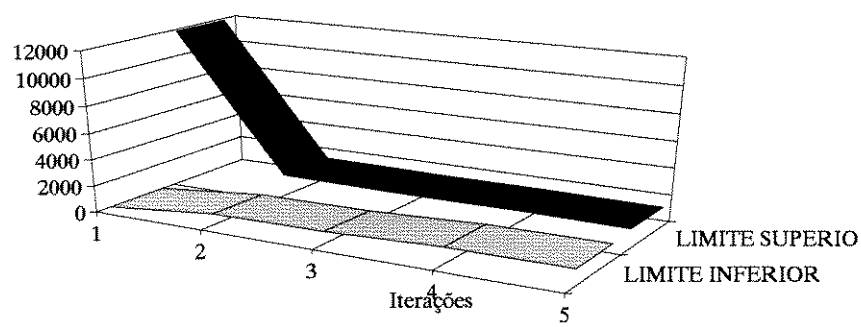


Figura 27. O processo iterativo da PDED.

Durante o processo iterativo, cada conjunto {custo futuro esperado, derivadas parciais do do custo futuro esperado em relação ao armazenamento de cada subsistema}, se não nulo e não repetido, determina uma nova restrição ou "corte" para o mês anterior. Após a quinta iteração, o número de restrições situava-se entre 94 cortes, em janeiro de 1992 (primeiro estágio) a 477, em setembro de 1999.

O número de problemas de programação linear resolvidos em cada iteração foi de (108 estágios) x (200 séries) x [25 pares de afluências (na recursão inversa) + 1 (na recursão direta)] = 561.600. Se elaborada com as mesmas premissas utilizadas nesta aplicação de PDED, a formulação por Programação Dinâmica Estocástica para dois subsistemas envolveria 27.000.000 situações a serem resolvidas por enumeração, enquanto que na PDED a solução é analítica.

Os cortes definidos na quinta iteração foram utilizados em uma recursão direta de 5 anos, que é o horizonte de estudo, e o custo médio encontrado para o qüinqüênio foi de US$ 1024 milhões. Esse resultado é melhor que o obtido pela simulação com estratégias isoladas, cujo custo médio de operação foi US$ 1247 milhões.

As Figuras 28a, 28b e 28c mostram, para a mesma série mediana analisada para os casos determinístico e a equicusto, a evolução do armazenamento, o intercâmbio e o custo de operação. O custo de operação para esta série é decorrente apenas de geração térmica, visto que em nenhum dos casos esta série teve déficit de energia. A simples comparação da evolução destas

variáveis com os demais casos considerados neste trabalho mostra que as estratégias determinadas pela PDED são as que conduzem a uma operação mais próxima daquela determinada pela otimização determinística.

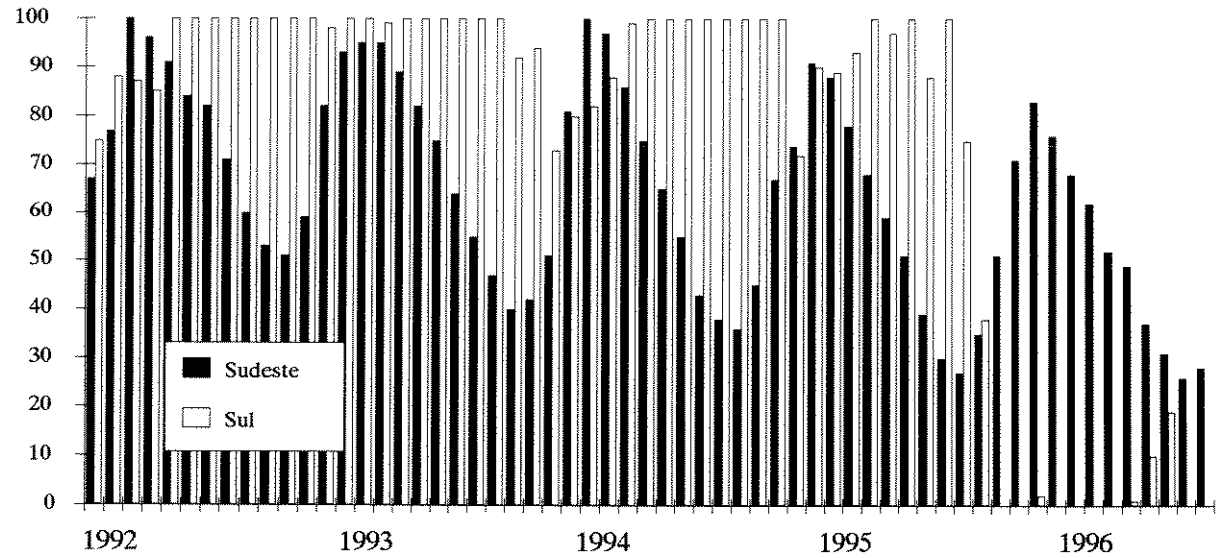


Figura 28a. Evolução da energia armazenada (%) para a otimização por PDED, com uma série mediana.

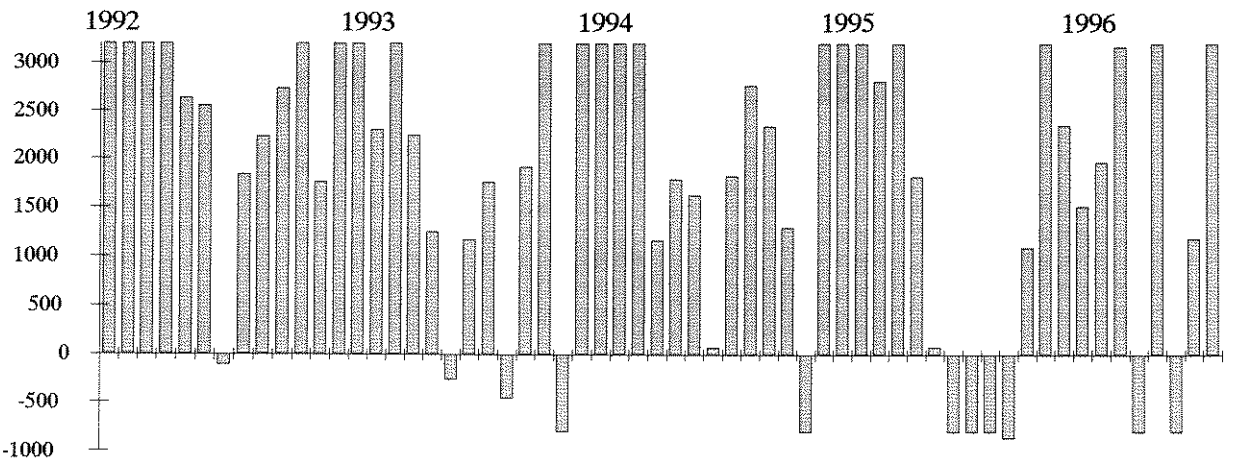


Figura 28b. Intercâmbios mensais do Sudeste para o Sul ($\overline{MW}$), otimização por PDED, série mediana

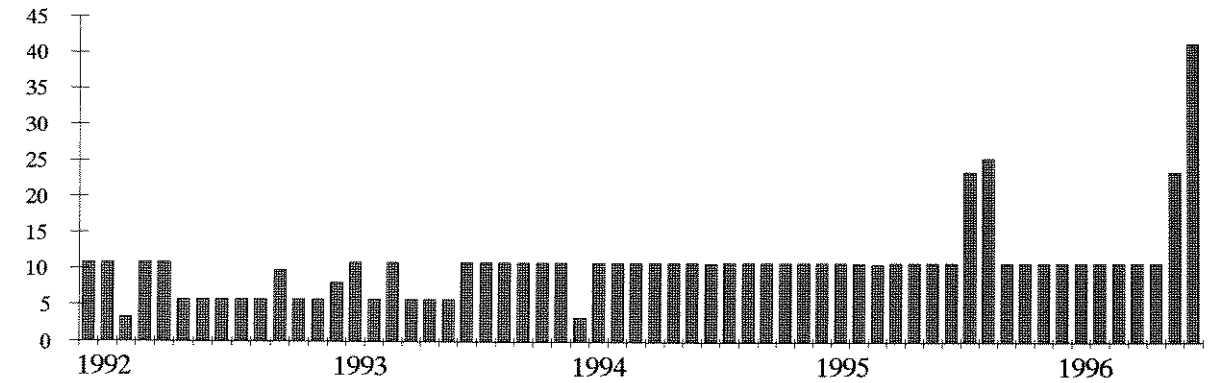


Figura 28c. Custos mensais de operação em milhões de dólares, otimização por PDED, série mediana

A freqüência relativa de déficit na PDED, que pode ser vista na Tabela 11, foi um pouco superior àquela obtida pelas simulações com o modelo de trocas a equicusto, o que não contradiz os propósitos da otimização como formulada, visto que o critério utilizado refere-se ao custo total esperado de operação, do qual o custo do déficit é apenas uma parcela e o risco de déficit não é uma restrição [2].

Subsistema	*1992*	*1993*	*1994*	*1995*	*1996*
Sudeste	0,0	0,0	1,5	2,0	2,5
Sul	0,0	0,0	2,0	3,5	2,5

Tabela 11. Freqüência relativa de ocorrência de déficit (%) - PDED.

VI.5 - ANÁLISE DOS RESULTADOS

Dentro do horizonte de estudo do planejamento energético, que é de 5 anos, podem ser identificados e comparados os principais resultados da utilização de estratégias isoladas calculadas por PDE e da otimização através de PDED, além da otimização determinística sob a hipótese de total conhecimento do futuro.

Todos os estudos foram feitos com os mesmos dados, idênticas séries de energias afluentes e levaram em conta as mesmas premissas e simplificações, sendo as principais: consideração de subsistemas equivalentes, como em II.3; configuração estática por todo o período; produtibilidade constante; ausência de correlação temporal na geração de energias afluentes, mantidas porém suas componentes sazonal e aleatória; ausência de correlação espacial entre as bacias hidrográficas dos subsistemas Sudeste e Sul.

Pode-se afirmar que houve uma redução substancial do custo médio de operação ao se utilizar otimização por PDED, que, como pode ser visto na Figura 29, diminuiu em 33% a diferença entre o custo obtido para o problema estocástico do custo mínimo possível com a hipótese determinística.

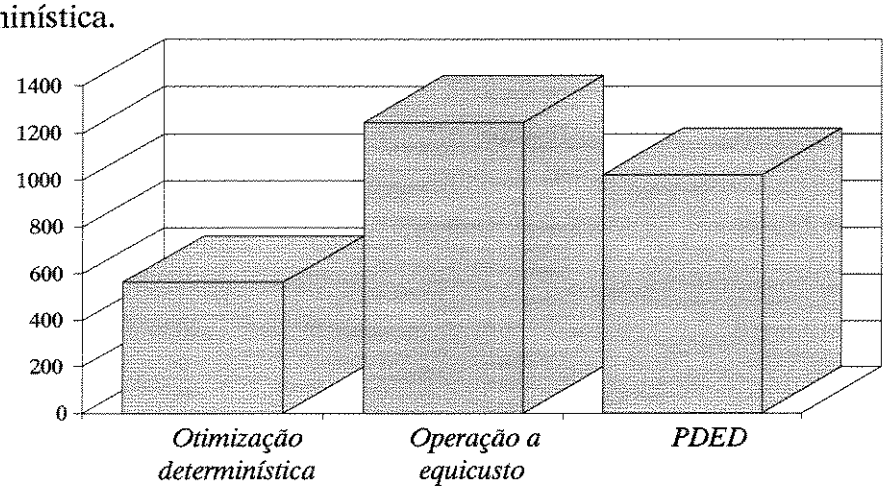


Figura 29. Custos médios de operação, em milhões de dólares, para os 5 anos obtidos em cada caso.

Além disso, a solução por PDED teve custo total inferior à operação a equicusto com estratégias isoladas em 188 séries das 200 que compõe o estudo.

Os custos de operação resultam da seqüência evolutiva da operação do sistema com cada série de energias. Pela evolução da operação para uma série mediana, ilustrada nas Figuras 25, 26 e 28, pode-se verificar que a PDED, por representar melhor os intercâmbios entre os sistemas interligados, tem um desempenho superior.

CAPÍTULO VII

CONCLUSÕES

Este trabalho apresenta uma aplicação da técnica de Programação Dinâmica Estocástica Dual ao problema do planejamento da operação energética no sistema hidrotérmico das regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste, sendo o correspondente sistema interligado destas regiões dividido em dois subsistemas equivalentes. Para se ter uma idéia das dimensões deste estudo, o consumo de energia elétrica nessas regiões brasileiras corresponde a 0,22% de todo o consumo energético do planeta, e a 21% do consumo energético brasileiro, ou 80%, em termos apenas elétricos.

O planejamento energético de médio prazo no Brasil, que trabalha com um horizonte de 5 anos a frente, tem como uma das atribuições a determinação de estratégias de geração térmica e intercâmbio entre subsistemas, o que, em se tratando de um sistema predominantemente hidráulico como é o caso brasileiro, torna-se um problema de grande porte e estocástico. Estas características levaram o sistema a ser agregado em subsistemas equivalentes, de forma a contornar a condição de grande porte e tornar menos complexo o tratamento das energias afluentes como variáveis aleatórias. O modelo adotado para calcular estratégias ótimas foi a Programação Dinâmica Estocástica, concebida para um único sistema equivalente.

À medida em que foram crescendo de importância os intercâmbios entre os subsistemas Sudeste e Sul, bem como Nordeste e Norte, diversos métodos alternativos foram sendo desenvolvidos para contemplar estas interligações, sem pensar na ampliação do algoritmo da Programação Dinâmica Estocástica, cuja característica chamada "maldição da dimensionalidade" é aumentar exponencialmente o número de cálculos com a inclusão de uma nova variável de estado. Nenhum método foi capaz, entretanto, de tornar a resolver o problema do planejamento da operação de maneira ótima. Nem sequer se teve noção de quão afastados estavam seus resultados de uma solução ótima.

O método de Programação Dinâmica Estocástica Dual, concebido em 1987 por Pereira, baseado em "decomposição de Benders", trouxe a possibilidade de se vencer a "maldição da dimensionalidade", tratando o problema da PDE de forma analítica. Em vista disso, a PDED foi utilizada neste trabalho, buscando uma solução ótima para o problema do planejamento da operação dos subsistemas Sudeste e Sul.

Optou-se por utilizar uma configuração estática, bem como produtibilidade constante e energias afluentes geradas de forma independente, sem correlação temporal. Foram utilizadas 200 séries sintéticas de energias afluentes baseadas no histórico de afluências e os resultados da operação por PDED foram comparados à atualmente utilizada técnica de operação a equicusto com estratégias isoladas, utilizada com as mesmas premissas e dados adotados para a PDED.

O custo médio obtido pela PDED para os 5 anos do horizonte de planejamento da operação, US$ 1024 milhões, mostrou-se 20% inferior ao obtido por estratégias isoladas, US$ 1247 milhões. Além disso, os custos com PDED foram inferiores em 188 das 200 séries. Considerando que, mesmo com a hipótese impossível de pleno conhecimento de todo o futuro o custo médio das 200 séries é de US$ 564 milhões, houve uma redução de 33% em relação à diferença entre o custo obtido por estratégias isoladas e este que é o mínimo custo possível.

Conclui-se, portanto, que os ganhos obtidos pela adoção da PDED para a solução do problema do planejamento da operação justificam sua implementação. Estudos devem ser realizados, porém, no sentido de incorporar ao algoritmo as condições não representadas neste trabalho, que são configuração dinâmica no tempo, afluências dependentes de eventos anteriores e variação da produtibilidade em função da altura de queda.

REFERÊNCIAS

[1] **ARARIPE NETO, T.A.; KLIGERMAN,A.S.; NEGRINI,M.; REIS NETO,J.L.**

- A Experiência do GCOI na Coordenação do Planejamento da Operação Energética do Sistema Hidrotérmico Brasileiro - VIII SNPTE - São Paulo (1985)

[2] **ARARIPE NETO, T.A.**

- Determinação de Estratégias de Operação de Subsistemas Interligados Utilizando Programação Dinâmica Estocástica com Restrição de Risco - Tese de Mestrado - COPPE/UFRJ (1983)

[3] **ARVANTIDIS, N.V.; ROSING, J.**

- Composite Representation of a Multireservoir Hydroelectric Power System - IEEE Transactions on Power Apparatus and System - Vol 89, p 319-326 (1970)

[4] **ASIMOV, I.**

- Vida e Energia - Editora Best Seller (1965)

[5] **ASKEW, A.J.**

- Optimum Reservoir Operating Policies and the Imposition of a Reliability Constraint - Water Resources Research - Vol 10 - N° 1 (1974)

[6] **BARRETTO, L.A.L.**

- Otimização Implícita Estocástica para Operação de Reservatório - Tese de Mestrado COPPE/UFRJ (1974)

[7] **BARRETO, L.A.L.; GUERREIRO, P.**

- Modelagem Hidrológica para Estudos de Operação a Longo Prazo de Sistemas Hidroelétricos - Revista Energia Elétrica n° 30 (1975)

[8] **BELLMAN, R. E.**

- Dynamic Programming - Princeton University Press (1957)

[9] **BENDERS, J.F.**

- Solution Methods for Stochastic Dynamic Linear Problems - Systems Optimization Laboratory, Dept. of Operations Research, Stanford University, Report 80-29 (12/1980)

[10] **BRASIL, MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA**

- Balanço Energético Nacional (1989)

[11] **BRITO, S.S. ; CAMOZZATO, I ; ALMEIDA, J.E.B. ; PANTOJA, J.F.A.O.**

- Aplicação da Programaçáo Dinâmica Estocástica na Determinação de Decisões Ótimas de Operação para um Sistema Hidrotérmoelétrico - III SOBRAPO - São Paulo (1970)

[12] **CAMPELLO,R.E.; COUTINHO, L.H.S.A.**

- Intercâmbio Energético entre Sistemas Elétricos Interligados com Predominância de Usinas Hidráulicas - V SNPTE - Recife (1979)

[13] **CANAMBRA**

- Power Study of South Central Brazil - Vol VII, Apêndices XV, XVI e XVII (1966)

[14] **CARVALHO, M.A.P.; ROSENBLATT, J.**

- Modelo de Simulação a Subsistemas Equivalentes - IV SNPTE - Rio de Janeiro (1977)

[15] **COOK, E.**

- The Flow of Energy in an Industrial Society - Scientific American, 134,225 (1971)

[16] **COTIA, C. B.**

- Redução de Dimensionalidade em Programação Dinâmica Estocástica Aplicada ao Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos - Tese de Mestrado - COPPE/UFRJ (1982)

[17] **DAVIS, R.E.**

- Stochastic Dynamic Programming for Multi-Reservoir Hydro Optimization - Technical Memorandum nº 15 - System Control Inc. - Palo Alto - Califórnia (1972)

[18] **D.C.ION**

- Availability of World Energy Resources - Graham & Trotman Limited (1978)

[19] **DURAN, H.; PUECH,C.; DIAZ,J; SANCHEZ,G.**

- Optimal Operation of Multireservoir Systems Using an Aggregation-Decomposition Approach - Paper 85WM021-1 - IEEE Winter Power Meeting - New York (1985)

[20] **EGELAND,O; NEGGE,J.; KYLLING,E.; NES,J.**

- The Extended Power Pool Model - Operation Planning of a Multi-River and Multi-Reservoir Hydro-dominated Power Production System - SC 32-14 - CIGRE (1982)

[21] **ELETROBRÁS, DPE/DENE**

- MSSSE, Modelo de Simulação a Subsistemas Equivalentes - DPE/DENE (1983)

[22] **ELETROBRÁS, DPE**

- Plano de Suprimento aos Requisitos de Energia Elétrica até o ano 2000 (1981)

[23] **ELETROBRÁS, Memória da Eletricidade**

- Panorama do Setor de Energia Elétrica no Brasil (1988)

[24] **ELETROBRÁS, Memória da Eletricidade**

- Energia e Desenvolvimento no Brasil (1987)

[25] **ELETROBRÁS; SIESE, MME**

- Codificação dos Cursos d'água Brasileiros (1978)

[26] **FORTUNATO,L.A.M.; ARARIPE,T.A.; ALBUQUERQUE,J.C.R.; PEREIRA,M.V.F.**

- Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica - EDUFF/Eletrobrás (1990)

[27] **GCOI, SCEN/GTMC**

- BACUS, Determinação de Intercâmbios de Energia entre Subsistemas Equivalentes pela Equalização dos Valores da Água - Relatório 01/87 (1987)

[28] **GCOI, SCEN/GTPL**

- Plano de Operação para 1992 (1991)

[29] **GCOI**

- Modelos Utilizados para a Programação da Operação de Sistemas Hidrotérmicos - Trabalho preparado para a IX Reunião do Somse/CIER (1978)

[30] **GOLDEMBERG, J.**

- Energia, Suas Fontes e Seus Usos (1983)

[31] **IBGE**

- Sinopse Estatística do Brasil (1971)

[32] **IBGE**

- Sinopse Estatística do Brasil (1981)

[33] **LEDERER,P.; TORRION, Ph.; BOUTTLES,J.P.**

- Overall Control of an Electric Supply and Demand System: A Global Feedback for the French System, 11th IFIP Conference on System Modelling and Optimization, Copenhagen (1983)

[34] **LITTLE, J.D.C.**

- The Use of Storage Water in a Hydroeletric System - J. Operations Res. Soc. Am. - Vol 2, p 187-197 (1955)

[35] **LUENBERGER, D.G.**

- Linear and Nonlinear Programming - Addison-Wesley Pub. Company - Stanford (1984)

[36] **MASSÉ, P.**

- Les Reservoirs et la Regulation de l'Avenir - Hermann - Paris (1946)

[37] **ONU**

- Energy Statistics Yearbook (1987)

[38] **PEREIRA, M.V.F.; PINTO, L.M.V.G.**

- Multi-stage Stochastic Optimization Applied to Energy Planning - Mathematical Programming 52, 359-375 - North-Holland (1991)

[39] **PEREIRA, M.V.F.**

- Optimal Scheduling of Hydrothermal Systems - An Overview - IFAC Eletric Energy Systems - Rio de Janeiro (1985)

[40] **PRONOVOST, R.; BOULVA, J.**

- Long Range Operation Planning of a Hydrothermal System - Modeling and Optimization - Conference of the Electric Canadian Association - Toronto (1978)

[41] **ROSENBLATT, J.**

- Modelo para Cálculo de Regra de Operação Térmica de Subsistemas Interligados Utilizando Programação Dinâmica - V SNPTE - Recife (1979)

[42] **SHERKAT, V.R.; CAMPO, R.; MOSLEHI, K; LO, E.O.**

- Stochastic Long-Term Hydrothermal Optimization for a Multi-Reservoir System - Paper 85WM075-7 - IEEE Winter Power Meeting - New York (1985)

[43] **SILVA, L.F.C.A.**

- Modelo de Intercâmbio a Subsistemas Equivalentes - Tese de Mestrado - COPPE/UFRJ (1981)

[44] **SILVA, L.F.C.A.; SALES, P.R.H.; ARARIPE NETO, T.; TERRY, L.A.; PEREIRA, M.V.F.**

- Coordinating the Energy Generetion of the Brazilian System - Interfaces - The Institute of Management Sciences (1985)

[45] **SOARES, S.**

- Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos - SBA Controle de Automação - Vol 1 - N° 2 - p 122-131 (1987)

[46] **TERRY, L.A. e outros**

- Modelo a Sistema Equivalente - Descrição Geral - Relatório Técnico 1705/80 - CEPEL - RJ (1980)

[47] **TURGEON, A.**

- Optimal Operation of Multi-Reservoir Systems With Stochastic Inflows - Water Resources Research - Vol 16 - N° 2 - p275-283 (1980)

[48] **THE WORLD BANK**

- The Energy Transation in Developing Countries (1983)

[49] **VIEIRA, A.M.**

- A Pesquisa Operacional no Planejamento da Operação Energética do Setor Elétrico Brasileiro - Trabalho para aprovação no Curso de Pesquisa Operacional & Análise Organizacional - COPPE/UFRJ (1991)

[50] **YEH, WILLIAM W-G**

- Reservoir Management and Operation Models: A State-of-the-Art Review - Water Resources Research - Vol 21 - N° 12 , p 1797-1818 (1985)

[51] **YEVJEVICH, V.M.**

- Structural Analysis of Hydrologic Time Series - Hydrology Papers - Colorado State University - Fort Collins (1972)