

Águas Doce no Brasil

CAPITAL ECOLÓGICO, USO E CONSERVAÇÃO



Organização e Coordenação Científica
Aldo da C. Rebouças
Benedito Braga
José Galizia Tundisi

© by autores

Todos os direitos desta edição reservados

Academia Brasileira de Ciências
Instituto de Estudos Avançados da USP

Coordenação editorial
Raimundo Gadelha

Coordenação executiva
Inês Iwashita (IEA/USP)

Capa
Denise Bitencourt

Projeto gráfico
Denise Bitencourt
Raimundo Gadelha

Fotolitos
Binhos Fotolito

Impressão:
Hamburg Gráfica

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
(Câmara Brasileira do Livro, SP, Brasil)

Águas Doces no Brasil: capital ecológico, uso e conservação /
organização e coordenação científica Aldo da Cunha
Rebouças, Benedito Braga, José Galizia Tundisi.
São Paulo: Escrituras Editora, 1999.

1. Água doce. 2. Água Doce - Ecologia
I. Rebouças, Aldo da Cunha. II. Braga, Benedito.
III. Tundisi, José Galizia

99-1672

CDD - 869.9100981

Índices para catálogo sistemático:

1. Brasil: Águas Doces: Recursos aquáticos: Economia 333.9100981

Organização



Instituto de Estudos Avançados

Patrocínio



Academia
Brasileira
de Ciências

Instituto de Estudos Avançados da USP
Academia Brasileira de Ciências

*Águas Doces
no Brasil*

Organizadores
Aldo da Cunha Rebouças
Benedito Braga
José Galizia Tundisi


escrituras
São Paulo - 1999

Hidreletricidade

*Jerson Kelman
Mario Veiga F. Pereira
Tristão A. Araripe Neto
Paulo R. de Holanda Sales*

Introdução

Até quase o final da Idade Média, a população européia ainda realizava laboriosas tarefas; por exemplo, moagem de grãos ou corte de madeira, a partir do esforço humano ou animal. No século XIII difundiu-se o uso das rodas d'água, que atingiu seu ápice no século XVIII, quando, só na Inglaterra, havia mais de 10.000 unidades (Gulliver e Arndt, 1991). A potência de uma roda de água era de 0,1 MW, cerca de 1.000 vezes menor do que uma típica turbina de usina hidrelétrica nos dias de hoje. A roda de água foi o primeiro engenho capaz de realizar trabalho a partir da queda de água, transformando energia hidráulica em energia mecânica. No final do século XIX, a roda de água começou a ser substituída pelo conjunto turbina-gerador, que transforma energia hidráulica em energia elétrica. Como a eletricidade pode ser transportada por fios condutores, passou a ser possível desfrutar o benefício produzido por uma queda de água em outros locais, além de junto à própria queda d'água. No destino final, a eletricidade pode ser transformada em outras formas de energia, inclusive mecânica. A transmissão de energia elétrica por grandes distâncias tornou-se técnica e economicamente viável no início do século XX, causando grande desenvolvimento de usinas hidrelétricas, inclusive no Brasil.

As usinas hidrelétricas aproveitam a diferença de energia potencial existente entre o nível de água de

montante e o de jusante. Quando a água cai do nível mais elevado para o menos elevado, dentro de um tubo, esta energia potencial é transformada em energia cinética e de pressão, que por sua vez faz girar a turbina e, junto com ela, o gerador. O giro do gerador produz energia elétrica, que é proporcional ao produto da vazão turbinada pela altura da queda de água. Por esta razão, rios caudalosos, como o Amazonas, mas sem queda d'água, ou rios com grande queda, mas com vazão intermitente, não são vocacionados para aproveitamento hidrelétrico.

Rios de montanha são caracterizados por pequena vazão e grande declividade. Em condições naturais a energia potencial vai sendo dissipada em calor, pelo atrito, à medida que a água escoar. Para evitar este desperdício, empreende-se obras de engenharia para concentrar a diferença de nível de diversas cachoeiras e corredeiras numa única queda, tipicamente da maneira descrita na seqüência. À montante destas cachoeiras e corredeiras, o rio é desviado através de um túnel quase horizontal, usualmente escavado em rocha, até o ponto em que o escoamento alimenta um conduto forçado, quase vertical, que termina no conjunto turbina-gerador. À jusante deste ponto, o escoamento prossegue por um túnel de restituição, novamente quase horizontal, até que o escoamento desviado encontre novamente seu leito original, ou o leito de algum outro rio (no caso de transposição), algumas centenas de metros abaixo do ponto de desvio (Figura 1).

No Brasil, são poucas as usinas hidrelétricas deste tipo, uma vez que a maior parte dos aproveitamentos é localizada no planalto ou na planície, quando os rios são caracterizados por grande vazão e pequena declividade. Nestes casos, a queda é criada pela construção de uma barragem, freqüentemente uma obra de grande envergadura (Figura 2). O rio barrado fica "empilhado" atrás da barragem, criando a desejada queda e também o reservatório de regularização. Uma tomada de água e condutos forçados levam a água do reservatório até a casa de força, situada num nível mais baixo. Na casa de força se localizam os grupos turbina-gerador e o canal de fuga, através do qual a água é reconduzida ao rio ou a um outro curso d'água.

A vazão à jusante da barragem passa a variar menos depois da construção da barragem do que variava antes da construção, porque o reservatório tende a encher em época de cheias, às vezes evitando inundações, e a esvaziar em época de estiagem, às vezes evitando racionamentos. Por isto é chamado de "reservatório de regularização". Como a flutuação de vazão em condições naturais raramente coincide com a flutuação da necessidade de uso da água, inclusive para produção de energia elétrica, a

regularização do rio, em geral, é extremamente benéfica. Se o reservatório de regularização estiver cheio, e se a vazão afluyente for maior do que a máxima vazão capaz de ser conduzida pelas turbinas, configura-se uma sobra de água, que deve ser escoada através dos vertedores (Figura 3). Existem no Brasil 31 reservatórios construídos pelo Setor Elétrico com volume útil superior a 1 bilhão de metros cúbicos. O Anexo 1 apresenta uma relação dos principais reservatórios.

O Brasil, e poucos outros países, como Canadá, Suécia e Noruega, têm a sorte de possuir numerosos rios com potencial de aproveitamento hidrelétrico. Por esta razão, o parque hidrelétrico brasileiro é um dos maiores do mundo, em termos absolutos e relativos: enquanto em termos mundiais as usinas hidrelétricas são responsáveis pela produção de cerca de 25% da energia elétrica, no Brasil esta cifra tem atingido nos últimos anos 97%. O restante é produzido principalmente por usinas termoelétricas, cujas turbinas são acionadas pela queima de combustíveis fósseis ou físséis (usina nuclear é um tipo de usina térmica). Existem usinas que não são nem hidrelétricas nem termoelétricas, por serem acionadas pela energia eólica ou diretamente pela

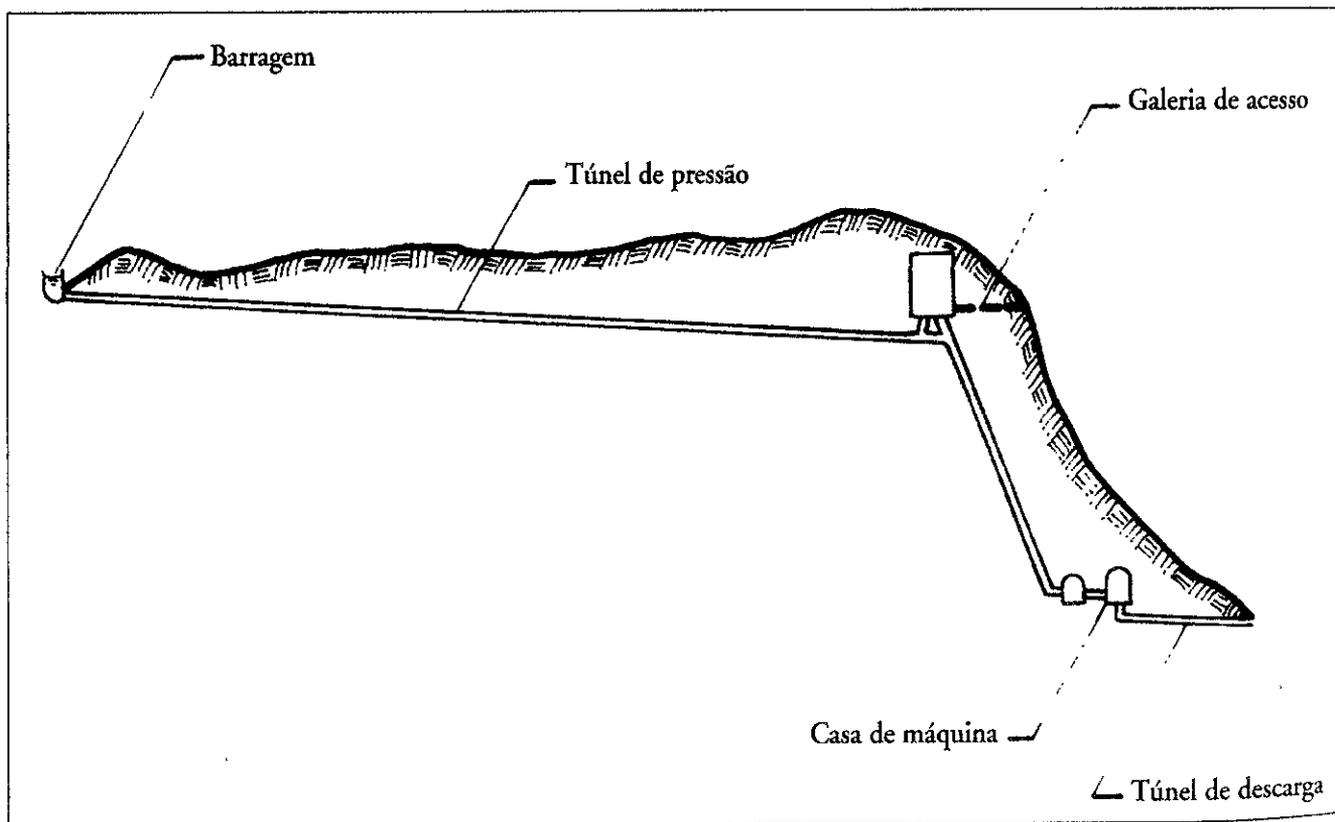


Figura 1 - Típico aproveitamento hidrelétrico em rio de montanha. FONTE: GCOI

energia solar. Em termos quantitativos, no entanto, estas usinas "alternativas" contribuem com uma porcentagem insignificante do total de energia elétrica produzida, no mundo e no Brasil.

A energia produzida nas usinas hidrelétricas é renovável graças ao ciclo hidrológico: a água de chuva escoam superficialmente ou subsuperficialmente em direção ao mar, ao mesmo tempo em que vai sendo evaporada. O escoamento descendente é acionado pela gravidade, ao passo que a evaporação ascendente, que dá origem às nuvens e às futuras precipitações, é acionada pela energia solar. Já a energia produzida nas usinas termoeletricas é não renovável. Isto é, depende de reservas minerais que são definitivamente deplecionadas pelo uso.

As usinas hidrelétricas não necessitam de combustível porque são "movidas" a água. Por esta razão, o custo de operação e de manutenção de uma usina hidrelétrica é sempre bem inferior ao de uma termoeletrica de mesmo porte. Ocorre o inverso com relação ao custo de implantação: as usinas termoeletricas podem ser instaladas em curto prazo, praticamente em qualquer lugar, de preferência perto dos

centros consumidores de eletricidade, com baixo custo de obras civis¹ e de sistema de transmissão. Já as usinas hidrelétricas, só podem ser instaladas junto aos rios, nos locais onde a conjugação de vazão e queda for favorável, em prazo longo (10-8 anos), em geral com alto custo de obras civis e de sistemas de transmissão. A escolha entre as duas alternativas – usina hidrelétrica ou termoeletrica – tem sido feita comparando-se o valor presente do fluxo financeiro de gastos de investimento e de operação. Adotando-se uma perspectiva histórica, a opção hidrelétrica tem prevalecido largamente no Brasil, bem como em todos os países que possuem este recurso natural. No entanto, adotando-se uma perspectiva que privilegie fatos recentes, observa-se uma tendência favorável à construção de usinas termoeletricas. Pode-se alinhar algumas razões para esta tendência:

- como os locais adequados para construção de hidrelétricas são limitados, cada novo aproveitamento hidrelétrico tende a ser menos atraente que os que o antecederam;
- o custo de produção de energia por turbina a gás natural de ciclo combinado tem diminuído, devido a avanços tecnológicos e maior disponibilidade de gás natural;

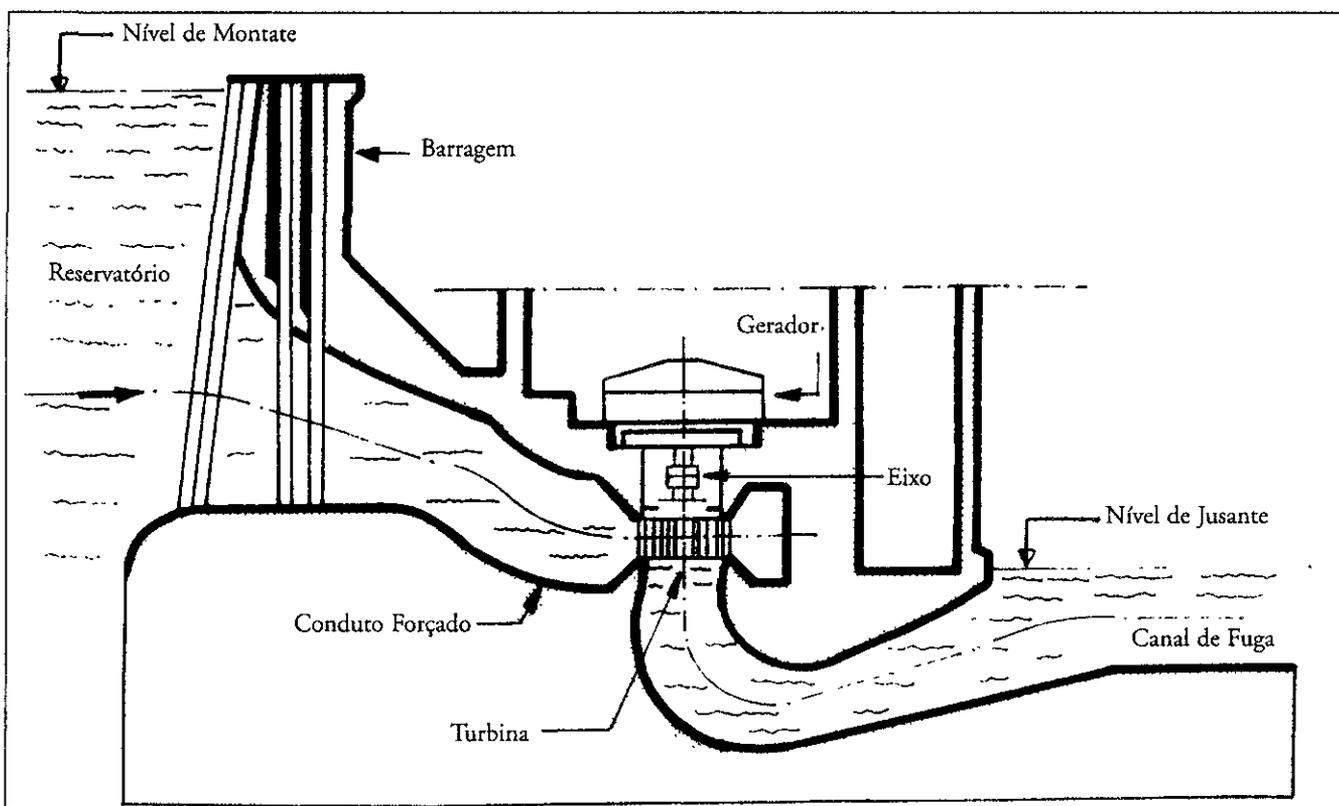


Figura 2 - Típico aproveitamento hidrelétrico em rio de planalto - FONTE: GCOI

¹ Usina nuclear, por razão de segurança, é exceção.

sendo 53.696 MW (94%) em usinas hidrelétricas e 3.721 MW (6%) em usinas termelétricas. O Anexo 2 apresenta a lista das usinas. A contribuição percentual das usinas hidrelétricas para geração de energia (97%) é maior do que o percentual da potência instalada (94%), porque as usinas termoelétricas não são acionadas quando os reservatórios

estão cheios. A Figura 4 mostra a localização das usinas com capacidade superior a 30MW e a Figura 5 apresenta a mesma informação, em forma esquemática.

Novas usinas hidrelétricas podem ser construídas em cerca de 1.000 locais já inventariados, isto é, ava-



Figura 4 - Localização das usinas - FONTE: GCOI

- o setor privado tende a preferir projetos de curto período de implantação;
- a construção de novas usinas hidrelétricas continua sujeita a pesadas restrições ambientais;

A restrição ambiental resulta dos inegáveis malefícios causados pela implantação de uma usina hidrelétrica, quase todos de caráter local, tais como reassentamento de populações ou deflorestamento, para implantação da barragem e do reservatório. A partir dos anos 80, estes prejuízos têm despertado vigorosa ação política de comunidades locais, que se sentem prejudicadas, e de ambientalistas. Por outro lado, os setores beneficiados, por serem de difícil mobilização, em geral não se manifestam. Trata-se do universo de consumidores, localizados por vezes a milhares de quilômetros da usina, que sofreriam racionamentos de eletricidade, caso não fossem construídas novas usinas. Naturalmente, estas novas usinas poderiam ser termoeletricas. Na configuração política dos anos 90 a alternativa termoeletrica causa restrições ambientais menos intensas do que a alternativa hidrelétrica, pelo menos no Brasil. Entretanto, é possível antecipar uma mudança nesta tendência, quando os impactos ambientais das termoeletricas ficarem mais conhecidos.

Energia elétrica no Brasil

A energia elétrica é o serviço público de mais amplo alcance social no país, atendendo a cerca de 92% dos domicílios. Há dois grandes sistemas interligados por linhas de transmissão, um integrado pelas empresas concessionárias das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, e o outro por concessionárias da Região Nordeste e parte da Região Norte. Além disto, há um conjunto de mais de 350 sistemas isolados, em sua maioria de pequeno porte e localizados na Região Norte (Amazônia).

Em 1997 as usinas hidrelétricas dos sistemas interligados produziram 225,76 TWh que, adicionados a 84,91 TWh produzidos pela Usina Binacional de Itaipu, totalizam 310,67 TWh (97% do total) para atendimento ao mercado nacional. A geração térmica complementar foi de 10,20 TWh (3% do total) (GCOI, 1997). A produção dos sistemas isolados foi de apenas 6,57 TWh, a maior parte (50%) gerada por térmicas movidas a óleo diesel. Esta produção total, incluindo a geração de Itaipu destinada ao mercado nacional, é comparável à da Itália e corresponde a mais de quatro vezes a da Argentina. A capacidade de geração instalada do sistema interligados era em 1997, de 57.417 MW

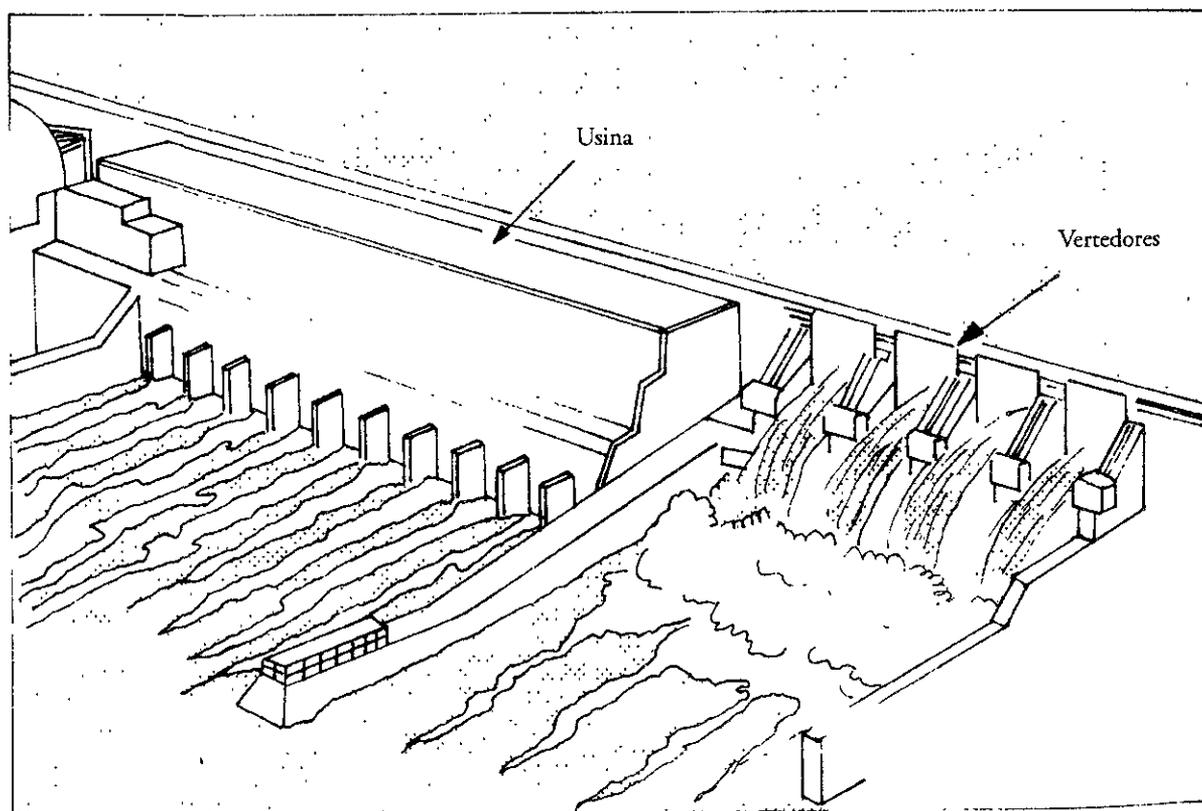


Figura 3 - Vertedores - FONTE: GCOI

sendo 53.696 MW (94%) em usinas hidrelétricas e 3.721 MW (6%) em usinas termelétricas. O Anexo 2 apresenta a lista das usinas. A contribuição percentual das usinas hidrelétricas para geração de energia (97%) é maior do que o percentual da potência instalada (94%), porque as usinas termoeletricas não são acionadas quando os reservatórios

estão cheios. A Figura 4 mostra a localização das usinas com capacidade superior a 30MW e a Figura 5 apresenta a mesma informação, em forma esquemática.

Novas usinas hidrelétricas podem ser construídas em cerca de 1.000 locais já inventariados, isto é, ava-



Figura 4 - Localização das usinas - FONTE: GCOI

Principais Usinas com Capacidade Superior a 30 MW – 1997/2001

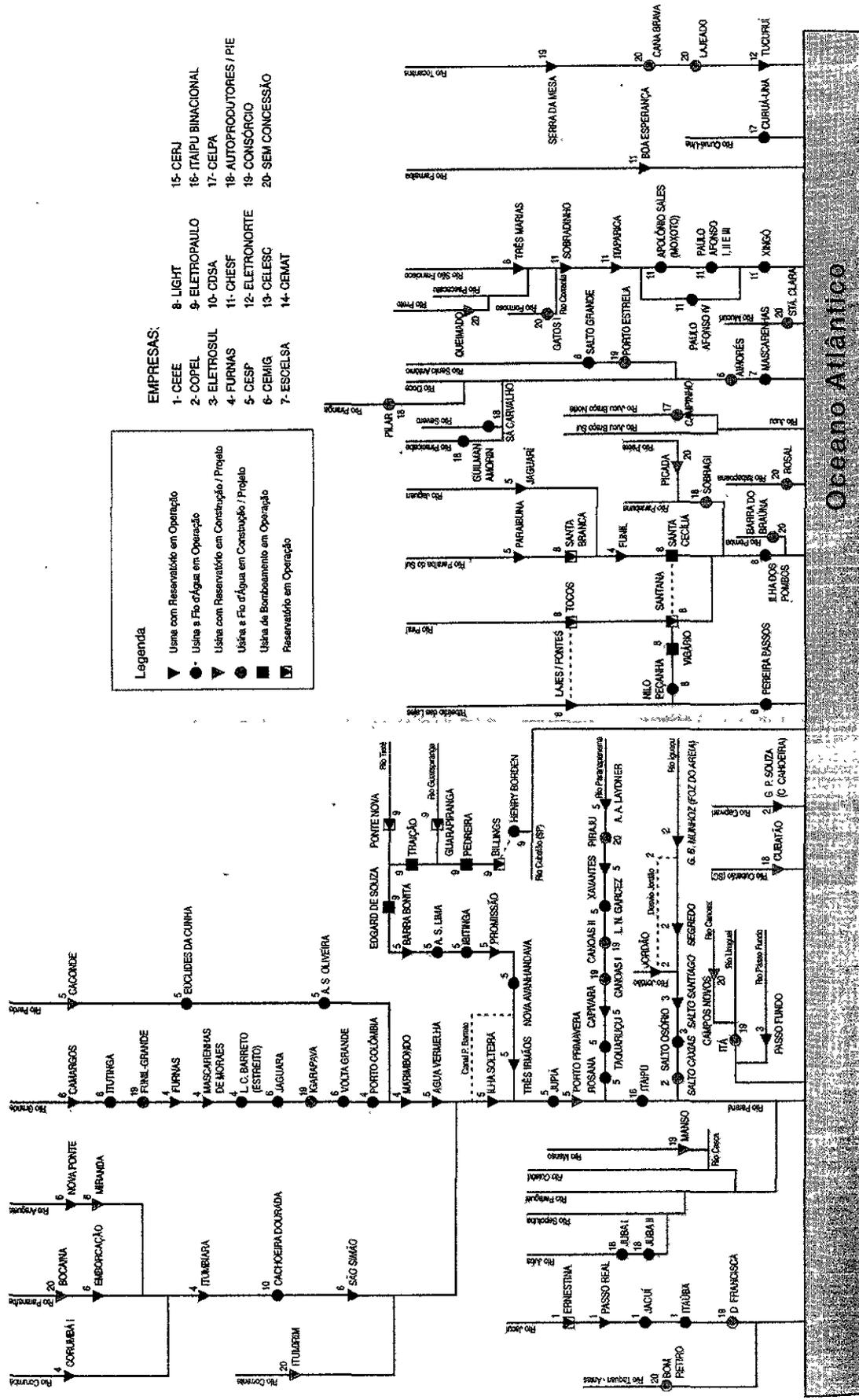


Figura 5 - Representação topológica da localização das usinas - FONTE: GCOI

liados com base em pesquisa de campo, perfazendo um total de 107.325 MW. Os aproveitamentos inventariados podem ser classificados de quatro maneiras, com respeito ao avanço do correspondente projeto: a) apenas inventariado; b) com estudo de viabilidade; c) com projeto básico; d) em construção. Existe ainda um potencial adicional, estimado em 98.264 MW, identificado através de estudos em escritório, focados em cerca de 3.000 trechos de rios. Muitos aproveitamentos são individualmente identificados no mapa, mas a correspondente estimativa do potencial hidrelétrico não é lastreada em estudos de campo, ao contrário do que ocorre com um aproveitamento inventariado. Portanto, o potencial hidrelétrico brasileiro é de 53.696 MW (em operação, sistemas interligados, 1997) + 817 MW (em operação, sistemas independentes, 1997) + 107.325 MW (inventariado) + 98.264 MW (estimado) = 260.102 MW, dos quais apenas 21% já foram explorados. As Figuras 6 e 7 apresentam a divisão deste potencial, diferenciado por estado de conhecimento e por bacia hidrográfica (Eletrobrás, 1998).

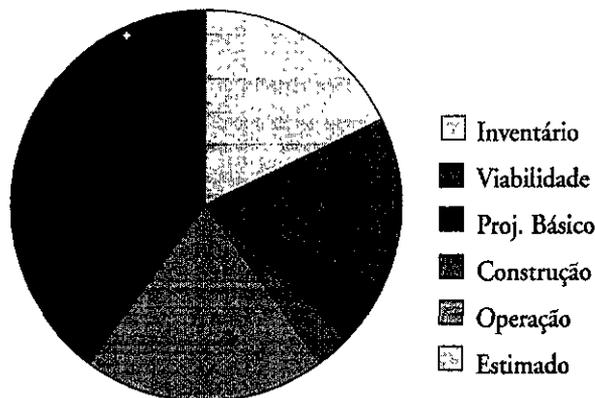


Figura 6 - Potencial hidrelétrico. Estado de desenvolvimento

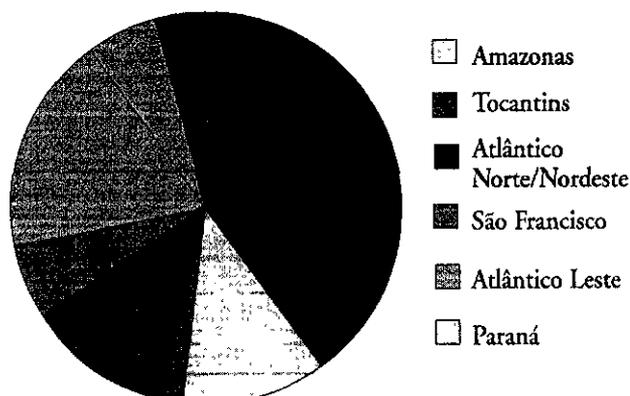


Figura 7 - Potencial hidrelétrico. Bacias hidrográficas.

A opção pelo desenvolvimento do sistema gerador brasileiro, com base na utilização do vasto potencial hidrelétrico do país, determinou algumas características do sistema. As usinas hidrelétricas são construídas onde existem condições de desníveis e aflúncias que permitam o melhor aproveitamento dos cursos d'água, na maioria das vezes em locais distantes dos principais centros de carga. Em função disto, para atender ao mercado consumidor foi necessário desenvolver um complexo sistema de transmissão, atualmente com mais de 62.000 Km de linhas de transmissão com tensões iguais ou superiores a 230 kV (Figura 8).

A iniciativa privada foi a principal responsável pela produção, transmissão e distribuição de energia elétrica, para atendimento das principais cidades do Brasil, até o final dos anos 40. Cidades de menor porte eram atendidas por empresas municipais ou estaduais. Não havia ligação elétrica entre os diferentes sistemas, que operavam de forma isolada. A partir dos anos 50, ocorreu notável salto no processo de urbanização e de industrialização, induzindo significativo crescimento da demanda por energia elétrica e, por conseqüência, crescimento da necessidade de investimentos no setor. Na época a iniciativa privada, na maior parte constituída por capital estrangeiro, abdicou de realizar esta tarefa, em parte devido ao temor pelas conseqüências econômicas que poderiam advir da onda de nacionalismo que então empolgava o país, em parte devido à indisponibilidade de capital para investimentos na América Latina, já que o principal fluxo de investimentos direcionava-se para a Europa, que passava pela reconstrução do pós-guerra. O Governo Federal e alguns governos estaduais chamaram a si a tarefa, constituindo diversas empresas. Importantes empresas estaduais, CEMIG (1952), COPEL (1955) e CESP (1966) formaram-se através de processos de fusão de pequenas e médias empresas. As primeiras empresas federais formaram-se em torno de aproveitamentos hidrelétricos específicos, a CHESF (1948), no Rio São Francisco, e FURNAS (1957), no Rio Grande. Em 1961, o Governo Federal criou a ELETROBRÁS, para ser o principal agente financiador e conduzir o processo de reengenharia para produção e distribuição de energia elétrica em escala nacional. Iniciou-se uma fase de grandes investimentos, na construção de usinas e de troncos de transmissão. Com o aumento do grau de interligação entre sistemas elétricos, as empresas geradoras e distribuidoras da região Sudeste e Sul



Figura 8 - Sistema de transmissão - FONTE: GCOI

tomaram a iniciativa de criar o Comitê Coordenador para Operação Interligada – GCOI. Posteriormente, a ação do GCOI foi disciplinada por força de legislação, que atribuiu à ELETROBRÁS a condução do comitê executivo. Ainda nos anos 70 implantou-se dentro do GCOI o comitê para operação interligada do sistema Norte-Nordeste, formado pelas empresas geradoras federais CHESF e ELETRONORTE, e pelas empresas distribuidoras da região. Por intermédio do GCOI, passaram-se a fazer, de modo sistemático, estudos conjuntos referentes à operação dos reservatórios, dos sistemas de transmissão, dos sistemas de telecomunicações e referentes à manutenção coordenada das principais instalações.

Ao longo de quatro décadas, estas empresas estatais construíram um setor elétrico forte, capaz e competente. Processo semelhante ocorreu em outros setores da economia, como por exemplo no setor petrolífero e no siderúrgico. Se de um lado o “estado empresário” foi em geral bem sucedido, do outro lado o que se viu foi a deterioração da qualidade de inúmeros serviços relacionados a atividades típicas de estado, tais como educação, saúde e segurança. Passadas quatro décadas, com o aparente

controle do processo inflacionário, as projeções são de crescimento da demanda de energia elétrica, o que naturalmente significa grandes investimentos. Só que agora, ao contrário da década de 50, a capacidade de investimento do setor público está quase esgotada, e o que resta deve ser direcionado prioritariamente para as atividades típicas de estado. Coincidentemente, o capital privado em escala mundial procura investimentos seguros, como é o caso do setor elétrico. Esta conjugação resultou no processo, presentemente em curso, de privatização do setor elétrico. O processo de privatização visa também à competição no segmento de geração de energia, já que este não constitui um monopólio natural, ao contrário do que ocorre nos segmentos de transmissão e de distribuição.

O monopólio natural ocorre sempre que for mais econômico prestar o serviço através de uma única empresa, do que por diversas empresas competidoras. Por exemplo, não seria econômico duplicar ou triplicar a rede de dutos e fios que correm ao longo das ruas, apenas para dar ao consumidor a opção de escolha. Serviços públicos com características de monopólio natural, como é o caso da transmissão e distribuição de energia elétrica, são em

geral prestados por empresas concessionárias, públicas ou privadas. Tratando-se de um monopólio, cabe ao poder público, que é concedente do serviço, incluir no contrato de concessão os mecanismos regulatórios destinados a evitar abusos da concessionária, seja em termos de tarifas, seja em termos da qualidade do serviço prestado. Por outro lado, o contrato de concessão protege a concessionária da competição predatória, assegurando-lhe estabilidade na prestação do serviço. Mecanismos regulatórios devem ser aplicados a quaisquer empresas concessionárias de serviços públicos, públicas ou privadas, para contrabalançar a ausência de competição. Verifica-se que em países em que as concessionárias são empresas públicas, às vezes a própria empresa acaba por viabilizar a avaliação do serviço, por exemplo através da cessão de funcionários para o órgão regulador. Se esta simbiose é indesejável quando a empresa concessionária é pública, torna-se inaceitável quando a empresa concessionária é privada. Por esta razão, a Lei 9.427/96 criou uma nova agência de regulamentação para o setor, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

A privatização de um serviço público resulta quase sempre na descentralização das decisões, o que é, em geral, benéfico. Entretanto, para os segmentos de geração e de transmissão do setor elétrico brasileiro, esta descentralização não é necessariamente benéfica, ao contrário do que ocorre na maior parte dos outros países, em que a preponderância é de usinas termoeletricas. Para entender a diferença, vamos examinar as conseqüências da privatização na situação em que ocorre predominância da termoeletricidade. Neste caso, a escolha da localização e dimensionamento de novas usinas termoeletricas a serem construídas, bem como a operação das existentes é feita, após privatização, de forma totalmente descentralizada pelas empresas privadas, que por sua conta e risco tenham interesse em atender às flutuações da demanda. Os proprietários das usinas termoeletricas faturam de acordo com a produção que consigam imprimir às suas "fábricas de energia", à semelhança dos demais setores industriais. Desta maneira, a indústria de energia elétrica passa a ser regulada pela mão invisível do mercado, em ambiente competitivo, e não por uma administração central.

Ao contrário, num sistema predominantemente hidrelétrico, como o brasileiro, a localização e dimensionamento das novas usinas hidrelétricas a serem construídas, bem como a operação das existentes, deve continuar a ser feita após privatização,

de forma coordenada. Qualquer orientação em contrário conduziria a uma situação de uso perdulário do recurso natural. Isto porque as usinas hidrelétricas não podem ser construídas em qualquer lugar, como ocorre com as termoeletricas, e sim nos trechos dos rios que apresentem satisfatórias condições hidrológicas, topográficas e geotécnicas. Nos locais apropriados, elas não podem ser subdimensionadas, sob pena de subutilizar definitivamente um recurso que pertence à Nação, nem podem ser superdimensionadas, sob pena de se tornarem anti-econômicas. Como diversas usinas são localizadas seqüencialmente ao longo dos rios, que vão se juntando para formar a bacia hidrográfica, a operação dos reservatórios, isto é, a variação da quantidade de água estocada, modifica a disponibilidade de água para as usinas situadas rio abaixo. A operação dos reservatórios afeta também o abastecimento de água e a diluição de efluentes de cidades e/ou indústrias, a irrigação, a navegação, o controle de enchentes e a recreação. Por estas razões, o planejamento da construção de novas usinas hidrelétricas e a operação das existentes devem ser feitas de modo coordenado, em nível de bacia hidrográfica, contemplando os usos competitivos da água. No que diz respeito a controle de enchentes, o setor elétrico reserva "volumes de espera" em seus reservatórios, para amortecer os picos de cheia há muitos anos. Quanto aos demais usos, é de se esperar que a implantação dos instrumentos previstos na Lei 9433/97 venha criar novos mecanismos de articulação, destacando-se a instituição de comitês de bacia, com atribuições legais bastante abrangentes.

Ao contrário dos demais setores usuários de recursos hídricos, o setor elétrico deve planejar e operar seus reservatórios e usinas levando em consideração as interligações elétricas entre usinas pertencentes a diferentes bacias hidrográficas (Figura 9). Isto é, a coordenação deve ser também feita em nível de sistema elétrico, ultrapassando os limites da bacia hidrográfica. Isto porque as estiagens não ocorrem simultaneamente em todas as bacias e quando falta água numa bacia, as outras podem suprir a falha. Portanto, uma usina conectada ao sistema interligado é bem mais útil, em termos de capacidade de atendimento ao mercado, do que uma que atue isoladamente. Por esta razão, ao contrário do que ocorre num sistema termoeletrico, a remuneração de uma usina hidrelétrica não pode ser feita com base na energia que ela produza e sim com base em algum "fator de participação" na produção agregada do sistema hidrelétrico como um todo.

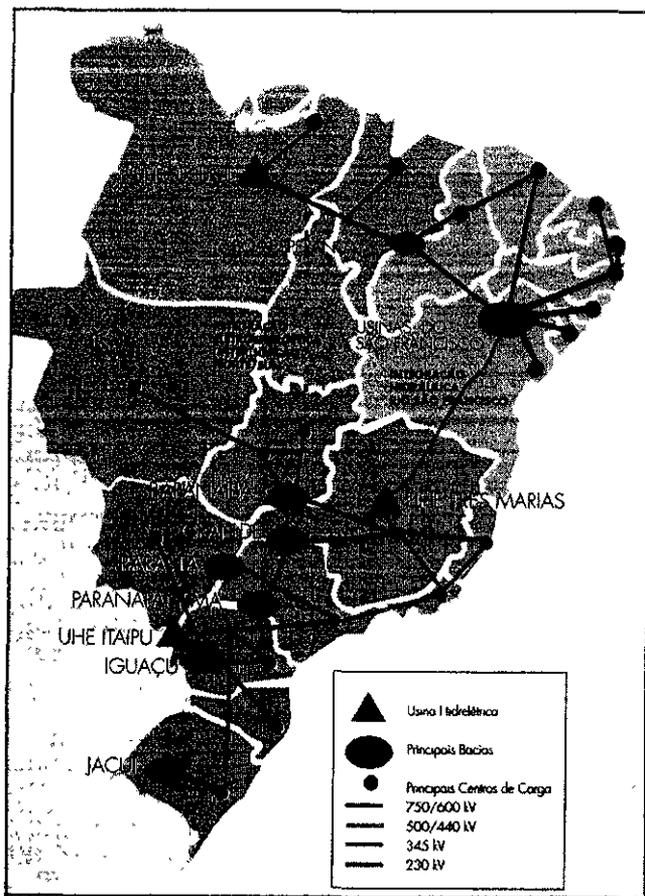


Figura 9 - Integração eletroenergética - FONTE: GCOI

Usinas hidrelétricas

Para uma melhor compreensão do funcionamento de um sistema de usinas hidrelétricas, convém descrever inicialmente as principais características de uma usina/reservatório e, na seqüência, como estas características condicionam a operação de um conjunto de usinas.

Potência e energia

Conforme anteriormente mencionado, a barragem cria diferença de nível entre o espelho de água do reservatório (montante) e o canal de fuga (jusante). Ela forma um reservatório onde a água, constantemente renovada, é captada para a produção de energia elétrica. Um metro cúbico de água pesa 1.000 Kgf. Quando, a cada segundo cai um metro de água de uma altura de 1 metro, produz-se a potência teórica de $[1.000 \text{ Kgf}] \times [1\text{s}]^{-1} [1\text{m}] = 9.8 \text{ KW}$. Se em cada conjunto turbina-gerador passa a vazão q , "caindo" de uma altura h , produz-se a potência real igual a

$$P = 9,8 v q h \quad (1)$$

onde
 $P =$ potência (KW)

$v =$ rendimento do conjunto turbina-gerador; varia com q e com h ; valor típico: 0,85

$q =$ vazão passando pela turbina (m^3/s)

$h =$ queda líquida (m)

Substituindo v por seu valor típico tem-se

$$P \sim 8,3 q h \quad (2)$$

A queda líquida h é igual a: (nível energético à montante da tomada d'água, que praticamente coincide com o nível de água do reservatório onde se localiza a tomada d'água) - (nível energético à jusante da turbina, que não coincide com o nível do canal de fuga, porque a velocidade de escoamento não pode ser desprezada) - (perdas hidráulicas, por atrito, no escoamento entre a seção da tomada d'água e a seção localizada a jusante da turbina, no canal de fuga). Isto é,

$$h = C_m - C_j - v_j^2/2g - h_p \quad (3)$$

onde

$C_m =$ cota do nível de água à montante (m)

$C_j =$ cota do nível de água à jusante (m)

$v_j =$ velocidade do escoamento no canal de fuga (m/s)

$h_p =$ perdas de carga nos órgãos de adução: grades, válvulas, conduto forçado... (m)

Se a cada hora a vazão turbinada e a queda livre não variam significativamente, a energia produzida em T horas é dada por

$$E_T \approx 8,3 \sum_{t=1}^T q_t h_t \quad (4)$$

onde

$E =$ energia gerada em t horas (KWh)

$q_t =$ vazão turbinada na hora t (m^3/s)

$h_t =$ queda líquida na hora t (m)

A cota do nível de água à montante depende do estoque de água no reservatório. A relação entre estas duas grandezas é dada pela curva cota X volume, que traduz a característica topográfica da área inundada pela construção da barragem. Esta curva é usualmente calculada antes da construção da barragem, a partir do levantamento topográfico da área a ser alagada.

A cota do nível de água à jusante depende em geral da vazão que estiver escoando pelo canal de fuga: quanto maior a vazão, mais alto estará o nível de água. A relação entre estas duas grandezas é dada

pela curva chave do canal de fuga. Esta curva é usualmente determinada experimentalmente, a partir de medições simultâneas de vazão e de nível. Em alguns casos o canal de fuga é "afogado" pelo remanso do reservatório da próxima usina, situada à jusante, quando então o nível do canal de fuga passa a depender também do nível do reservatório da usina de jusante.

Observe-se que o aumento de q pode implicar em diminuição de h devido a: i) aumento de C_j ; ii) diminuição de C_m (em reservatórios com volume pequeno, quando comparado a q); iii) aumento de $v_j^2/2g$; iv) aumento de h_p (as perdas de carga por atrito são em geral proporcionais ao quadrado da velocidade de escoamento). Apesar disto, o aumento de q em geral, resulta em aumento do produto qh , do qual depende a potência P (Equação 2).

A vazão turbinada q depende da posição de válvulas ou de palhetas que controlam o fluxo para o interior das turbinas. Na posição de abertura total ocorre o fluxo máximo, que é proporcional à raiz quadrada de h . Tipicamente, só é possível operar com abertura total quando h é pequeno, por exemplo, devido a reduzido estoque de água no reservatório. Aumentando h , chega-se a uma situação em que a potência produzida com abertura total já se iguala à potência máxima do gerador. A partir daí, para valores maiores de h , o "engolimento da turbina" tem de ser limitado pelo fechamento parcial das válvulas, para que não se ultrapasse a potência do gerador.

Balço hídrico nos reservatórios

Como ilustrado na Figura 10, a equação de balanço hídrico relaciona os armazenamentos inicial e final com os volumes de entrada e saída de cada reservatório, ao longo do estágio t . Entende-se como estágio t ao intervalo de tempo entre t e $t+\Delta t$, onde Δt corresponde à discretização adotada (hora, dia, mês ou ano). O volume final no estágio t (início do estágio $t+1$) é igual ao volume inicial menos os volumes de saída (turbinamento e vertimento) mais os volumes de entrada (vazões laterais mais os volumes de saída das usinas à montante).

O balanço hídrico é formulado como:

$$V_{t+1}(i) = v_t(i) - u_t(i) - s_t(i) - e_t(i) + a_t(i) + \sum_{m \in M(i)} [u_t(m) + s_t(m)] \quad (5)$$

$$v_{t+1}(i) = \max\{ v_{\min}(i), \min\{ v_{\max}(i), v_{t+1}(i) \} \} \quad (6)$$

$$s_t(i) = \max\{ 0, V_{t+1}(i) - v_{t+1}(i) \} \quad (7)$$

$$q_t(i) = \max\{ 0, V_{t+1}(i) - v_{t+1}(i) + u_t(i) \} / \Delta t \quad (8)$$

onde:

i = indexa os reservatórios ao longo de um rio

$V_{t+1}(i)$ = variável auxiliar

$v_{t+1}(i)$ = armazenamento final do reservatório i no estágio t (início do estágio $t+1$)

$v_t(i)$ = armazenamento inicial da usina i no estágio t

$v_{\min}(i)$ = armazenamento mínimo do reservatório i

$v_{\max}(i)$ = armazenamento máximo do reservatório i

$a_t(i)$ = afluência lateral à usina i no estágio t

$s_t(i)$ = volume vertido no estágio t

$e_t(i)$ = volume evaporado no estágio t

$u_t(i)$ = volume meta para turbinamento no estágio t ($q_t(i) = u_t(i)/\Delta t$)

$q_t(i)$ = vazão média efetivamente turbinada no intervalo $(t, t + \Delta t)$

$h_t(i)$ = altura líquida média no intervalo $(t, t + \Delta t)$

Δt = intervalo de tempo considerado, mês por exemplo

$M(i)$ = conjunto de usinas/reservatórios localizados imediatamente a montante de i

$U(i)$ = usina i + conjunto de todas as usinas/reservatórios localizados a montante de i

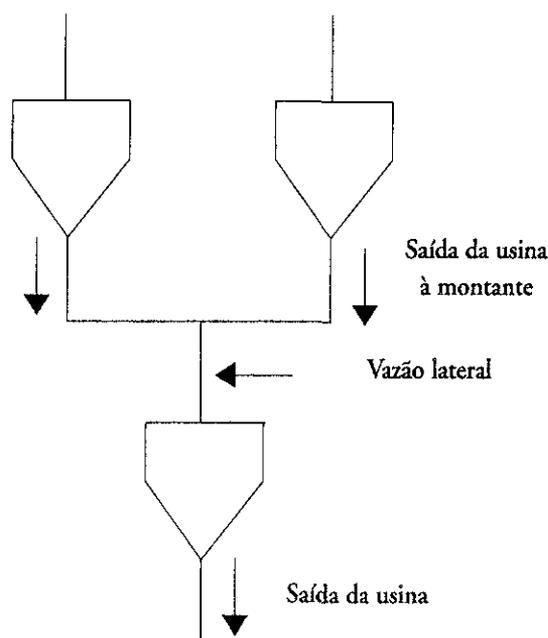


Fig. 10 - Balço hídrico

O volume evaporado no estágio t , $e_t(i)$ é o produto da taxa de evaporação pela superfície do reservatório, que por sua vez depende do estoque de água ao início e ao final do intervalo Δt , respectivamente $v_t(i)$ e $v_{t+1}(i)$. A taxa de evaporação depende das condições climáticas. A relação entre estoque de água e espelho de água é dada pela curva cota X área, calculada de forma semelhante ao procedimento descrito para a curva cota X volume. Analogamente, a queda líquida no estágio t , $h_t(i)$ depende do estoque de água ao início e ao final do intervalo Δt , respectivamente $v_t(i)$ e $v_{t+1}(i)$.

A diferença $v_{\text{útil}}(i) = v_{\text{max}}(i) - v_{\text{min}}(i)$ é chamada de "volume útil". O volume máximo $v_{\text{max}}(i)$ corresponde ao máximo volume operativo, e não ao máximo volume fisicamente possível de ser armazenado no reservatório. Excepcionalmente, quando a aplicação da equação de balanço hídrico resultar numa vazão vertida $s_t(i)\Delta t$ maior do que a capacidade do vertedor, admite-se que $v_{t+1}(i)$ fique entre $v_{\text{max}}(i)$ e o volume máximo maximorum (Figura 11).

Energia garantida

A produção energética da usina depende de duas seqüências temporais: a de aflúências e a de volumes-meta-de-turbinamento, ambas referentes à própria usina e para todas que lhe ficam à montante. Os volumes-meta-de-turbinamento são limitados superiormente pela capacidade de engolimento do

conjunto turbina-gerador. Assim, a produção energética depende de $[a_t(i), t=1, 2, \dots; j \in U(i)]$ e $[u_t(j), t=1, 2, \dots; j \in U(i)]$. Em geral, tem-se interesse na produção energética futura e se faz $t=0$ coincidir com a situação presente. Na impossibilidade de se conhecer as vazões futuras, adota-se freqüentemente a hipótese de que o registro de vazões observadas no passado, a chamada série histórica, dá uma idéia razoável do que pode ocorrer no futuro. Por exemplo, suponha que haja interesse em calcular a "energia firme da usina isolada", definida como a máxima demanda energética que a usina poderia atender sem falhas, na hipótese de que: i) não haja usinas/reservatórios a montante; ii) a série histórica de aflúências se repita. Por conveniência de notação, seja a série histórica de aflúências dada por $[a_{t,h}(i), t=1, 2, \dots; j \in U(i)]$. Neste caso, a incógnita E_f é o valor da função objetivo, dada por,

$$\max E_f$$

sujeito a, para qualquer t ,

$$V_{t+1}(i) = v_t(i) - E_f / h_t(i) - s_t(i) - e_t(i) + \sum_{j \in U(i)} a_{t,h}(j) \quad (9)$$

$$V_{t+1}(i) \geq 0 \quad (10)$$

$$v_{t+1}(i) = \min\{ v_{\text{max}}(i), v_{t+1}(i) \} \quad (11)$$

$$s_t(i) = \max\{ 0, v_{t+1}(i) - v_{\text{max}}(i) \} \quad (12)$$

A Figura 11 mostra a evolução do armazenamento com o tempo. Observa-se que nos intervalos $(t0, t2)$ e $(t3, t6)$ teria sido possível atender a uma demanda energética superior a E_f . Isto é, o

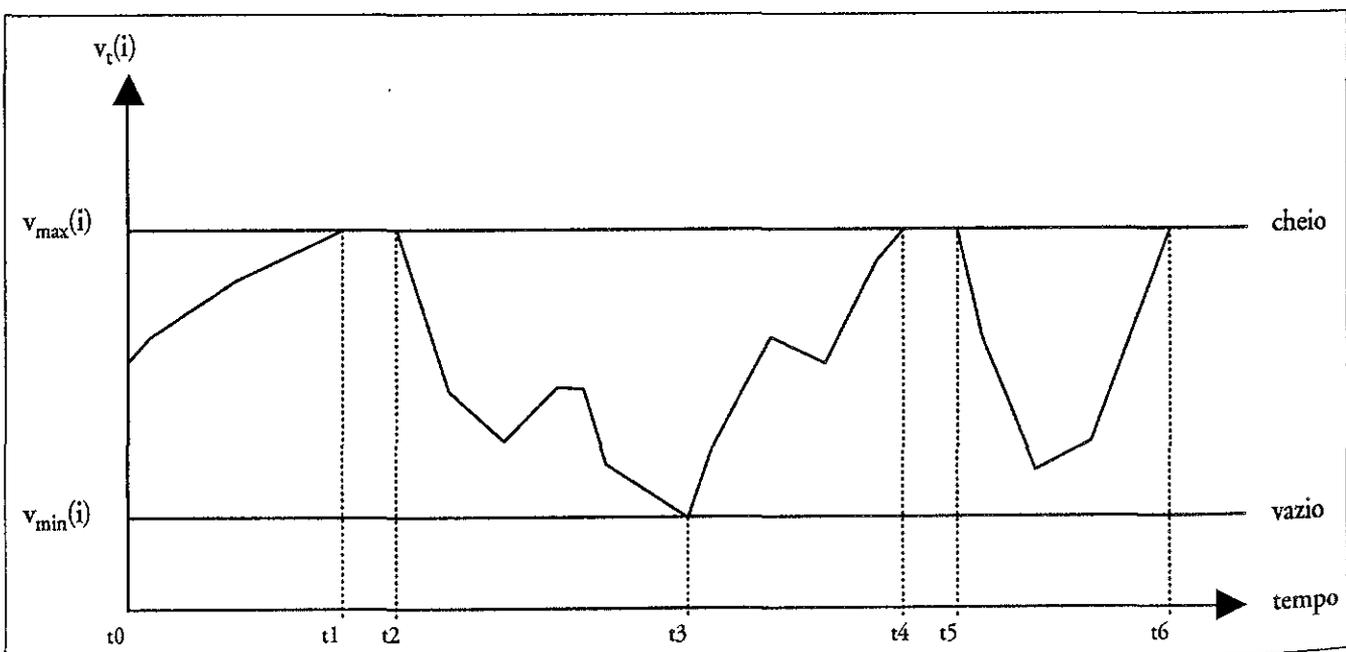


Figura 11 - Evolução do armazenamento do reservatório i .

incremento de 1 KWh na demanda energética em qualquer estágio t pertencente a estes intervalos só resultaria em diminuição de vertimento (o reservatório verte nos intervalos (t_1, t_2) , (t_4, t_5) , e a partir de t_6). Por outro lado, o incremento de 1 KWh na demanda energética em qualquer estágio t pertencente ao intervalo (t_2, t_3) resultaria em 1KWh de racionamento. Por esta razão, diz-se que o período (t_2, t_3) é o período crítico para a usina i .

Apesar de fornecerem subsídios bastantes úteis, os estudos com séries históricas apresentam algumas limitações. A principal é a impossibilidade de se saber a probabilidade de que ocorra no futuro imediato uma situação pior do que as registradas no passado. Por exemplo, seria importante saber qual a probabilidade⁽²⁾ de que no próximo ano não seja possível atender à demanda E_f por efeito de alguma estiagem particularmente severa. Uma maneira mais eficiente de utilizar a informação hidrológica disponível é imaginar que a série histórica é apenas uma das possíveis realizações de um processo estocástico. Isto é, pode-se imaginar que a natureza "sorteou" a série histórica segundo algum conjunto de leis probabilísticas. Um novo sorteio resultaria em outra série, diferente da histórica, mas igualmente provável. Este tema é tratado em detalhes em diversos livros, como por exemplo, Loucks et alii (1981), e Kelman (1987). Neste contexto, tudo o que se precisa saber é que é possível, a partir do ajuste de um modelo estocástico à série histórica, produzir muitos cenários, todos com igual probabilidade de ocorrência, para as afluências futuras. A Figura 12 ilustra o conceito para o caso em que se trabalhe com apenas três cenários. Na realidade, em estudos reais trabalha-se com centenas e às vezes milhares de cenários.

Pode-se substituir o conceito de "energia firme" pelo de "energia garantida de 95%", E_{95} , através do uso de cenários futuros de afluências. Neste caso, a demanda energética, mantida fixa no tempo, é calculada para que a probabilidade anual de *déficit* seja igual a 5%. Isto é, em 95% dos anos seria possível atender uma demanda igual a E_{95} e em apenas 5% dos anos seria necessário implementar algum tipo de racionamento. Naturalmente, a escolha do nível de confiabilidade é bastante arbitrária. Poderia ter sido, por exemplo, 99% 90% ou 85%. É fácil perceber que quanto maior o nível de confiabilidade, menor a energia garantida correspondente. Isto é, $E_{99} < E_{95} < E_{90} < E_{85}$. Quando se utiliza cenário futuros de afluências, ocorrem diversos "períodos secos", cujo conceito é análogo ao de período crítico. Isto é, ao longo de um período seco o incremento da demanda energética em 1 KWh ocasiona aumento do *déficit*, no mesmo instante ou em algum momento no futuro, de 1KWh.

O que se disse para uma usina hidrelétrica pode ser generalizado para um sistema composto por um conjunto de hidrelétricas, bastando que se repita o raciocínio para o reservatório "equivalente". Trata-se de um artifício matemático utilizado para representar a energia potencial da água estocada no conjunto de reservatórios das usinas hidrelétricas em um único reservatório, dito "equivalente", que "armazena" MWh, em vez de m^3 (Terry et alii, 1986). Para cada estágio t , o vetor de vazões afluentes às usinas é agregado num escalar que representa a hipotética energia afluente ao reservatório equivalente.

Os períodos secos (ou o período crítico) do reservatório equivalente não coincidem necessariamente com os correspondentes períodos secos (ou períodos

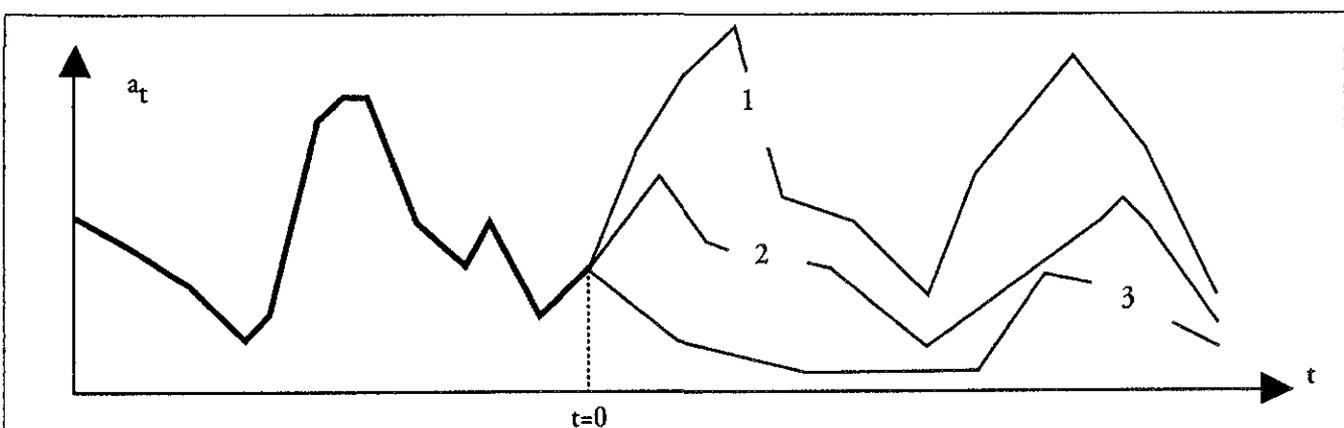


Figura 12 - Cenários de afluências futuras

(2) Esta probabilidade é chamada de "risco de *déficit*".

críticos) de cada reservatório de usina i . Por esta razão, a contribuição de cada usina ao sistema não coincide necessariamente com a sua energia firme (ou garantida) isolada. Observa-se que a geração efetuada pela usina i fora dos períodos secos (ou fora do período crítico) do reservatório equivalente nada vale, já que a disponibilidade de energia, olhando-se o sistema gerador como um todo, suplanta a demanda. Assim, uma maneira de avaliar a contribuição de cada usina à capacidade de produção do sistema hidrelétrico consiste em só se contabilizar a geração de energia que ocorre nos períodos secos (ou no período crítico). Entretanto, segundo esta abordagem, a avaliação da contribuição de um "reservatório puro", definido como um reservatório sem usina, seria nula. Esta não parece ser uma avaliação razoável, uma vez que a entrada de um novo reservatório, ainda que desprovido de usina, sempre aumenta a energia garantida (ou firme) do sistema, por efeito da melhor regularização das afluições às usinas situadas à jusante. Como a avaliação da contribuição de cada componente do sistema, reservatório ou usina, pode ter rebatimento nos contratos em que se repartem os benefícios advindos da geração de energia pelo sistema, convém avaliar a contribuição de cada usina ou reservatório i à capacidade de gerar energia do sistema pelo acréscimo de energia garantida (ou de firme) que o novo componente causa ao sistema, por ocasião de seu ingresso. Para o conjunto de usinas/reservatórios já existentes, pode-se adotar a metodologia que se segue. Seja $E_{95,i}$ a energia garantida do sistema formado por todas as usinas hidrelétricas, com exceção da usina i . Tem-se que $\alpha = E_{95} - E_{95,i}$ é uma medida do acréscimo de energia garantida que a i -ésima usina traz ao sistema. É também chamada de "energia garantida de última adição, para um nível de confiabilidade de 95%".

Como, $\sum \alpha(i) \neq E_{95}$, pode-se repartir a energia garantida total do sistema em parcelas $\beta(i)$, definidas por:

$$\beta(i) = \frac{\alpha(i)}{\sum_j \alpha(j)} E_{95} \quad (13)$$

Num sistema predominantemente hidrelétrico, mas com participação de usinas termelétricas, a contribuição destas últimas para a energia total do sistema não coincide com a energia de origem térmica que seria possível gerar continuamente, descontadas as situações de indisponibilidade, progra-

madas ou forçadas. Ao contrário, também o acionamento das termelétricas depende do balanço hídrico nos reservatórios e, conseqüentemente, a contribuição das termelétricas também deveria ser calculada pela Equação 13. Em outras palavras, a contribuição de uma usina termelétrica à energia garantida de um sistema é inferior à sua capacidade máxima de produção de energia. Isto porque, não se conhecendo as afluições futuras, uma usina termelétrica só virá a ser despachada a plena capacidade após haver transcorrido parte do período crítico. Isto é, uma usina termelétrica só será acionada quando os reservatórios já tiverem sido parcialmente deplecionados, quando então haverá suficientes indícios de um possível racionamento futuro.

Interrupções no suprimento de energia têm duas possíveis origens:

- 1) insuficiência de potência – este tipo de interrupção usualmente ocorre devido a falhas aleatórias no equipamento de geração ou de transmissão; não pode ser previsto e usualmente é de curta duração, da ordem de minutos ou, no máximo, de horas;
- 2) racionamento de energia – este tipo de interrupção ocorre por causa da falta de água nos reservatórios; pode ser previsto com meses de antecedência e tipicamente dura alguns meses.

Em sistemas predominantemente termelétricos, só existe o tipo (1) de interrupção de suprimento e, conseqüentemente, a maior preocupação reside em assegurar que a probabilidade de interrupção de suprimento de energia na hora de ponta ("loss of load probability") seja baixa. Ao contrário, em sistemas predominantemente hidrelétricos a preocupação principal é com a interrupção de tipo (2). Tem-se adotado no Brasil o nível de confiabilidade anual de 95%. Entretanto, em conseqüência da severa crise financeira dos últimos anos, os investimentos em geração foram reduzidos, dos necessários US\$ 6 bilhões por ano para cerca de US\$ 2 bilhões por ano. Conseqüentemente, em 1997 muitas usinas estavam com a construção interrompida e a confiabilidade anual de racionamento para o futuro imediato é superior a 5%, como se vê na Figura 13.

Operação do sistema

Sob o ponto de vista energético, operar um sistema de usinas hidrelétricas significa decidir, ao início

de cada estágio, qual é o volume meta de turbinamento, $u_t(i)$. Antes de tratar deste problema, apresentam-se as principais características da operação de um sistema termoeletrico. Embora não se aplique ao caso brasileiro, o exame do caso termoeletrico serve para pontuar as principais diferenças que devem existir entre o arranjo institucional do setor elétrico brasileiro, e arranjos institucionais da maioria dos demais países, de base térmica.

Operação de sistema termoeletrico

A “mão invisível do mercado” funciona num sistema termoeletrico da maneira que se segue. A cada intervalo de tempo, que pode ser por exemplo uma hora ou um dia, cada produtor (gerador) oferece ao mercado o preço unitário para energia pelo qual aceita vender e a quantidade de energia que é capaz de produzir. Os produtores são ordenados de acordo com os preços unitários.

Por conveniência de notação, define-se como produtor número 1 aquele que tiver oferecido o menor preço unitário; produtor número 2 aquele que tiver oferecido o segundo menor preço; e assim sucessivamente, até o último produtor, de número n , que tiver oferecido o maior preço unitário. Para o usuário de número i , sejam $a(i)$ o preço unitário de oferta (\$/MWh), $b(i)$ a capacidade de produção (MWh) e $c(i)$ o custo unitário de produção (\$/MWh). Por convenção, sejam $a(n+1)$ e $c(n+1)$ iguais ao custo unitário do *déficit* e $b(n+1)$ infinito. Para a demanda d (MWh), tem-se:

$$0 \leq d - \sum_{i=1}^{m-1} b(i) \leq b(m) \quad (14)$$

A incógnita na inequação acima é m , que define qual o produtor que fica na “margem”. A regra de despacho é muito simples: se $i < m$ o i -ésimo produtor será despachado na sua capacidade máxima $b(i)$. Por outro lado, se $i > m$ o i -ésimo produtor não será despachado, por ter preço unitário superior ao da margem. O produtor da margem, isto é o m -ésimo produtor, produzirá uma quantidade de energia igual a

$$d - \sum_{i=1}^{m-1} b(i)$$

Cada produtor i despachado receberá não o preço unitário que havia ofertado $a(i)$, e sim o “preço unitário marginal” $a(m)$. Isto é, a receita bruta do produtor i despachado ($i < m$) será $a(m) \cdot b(i)$ e a receita líquida será $[a(m) - c(i)] \cdot b(i)$. Naturalmente, a receita bruta do produtor i não despachado ($i > m$) será nula. A hipótese básica deste arranjo é de que cada produtor i decide sobre $a(i)$ e $b(i)$ sem conhecimento sobre as decisões dos demais produtores. Isto é, sem conhecimento de qualquer par $[a(k), b(k)]$, para $k \neq i$.

Pode-se provar que sob as condições do chamado “mercado perfeito”, a estratégia ótima de cada pro-

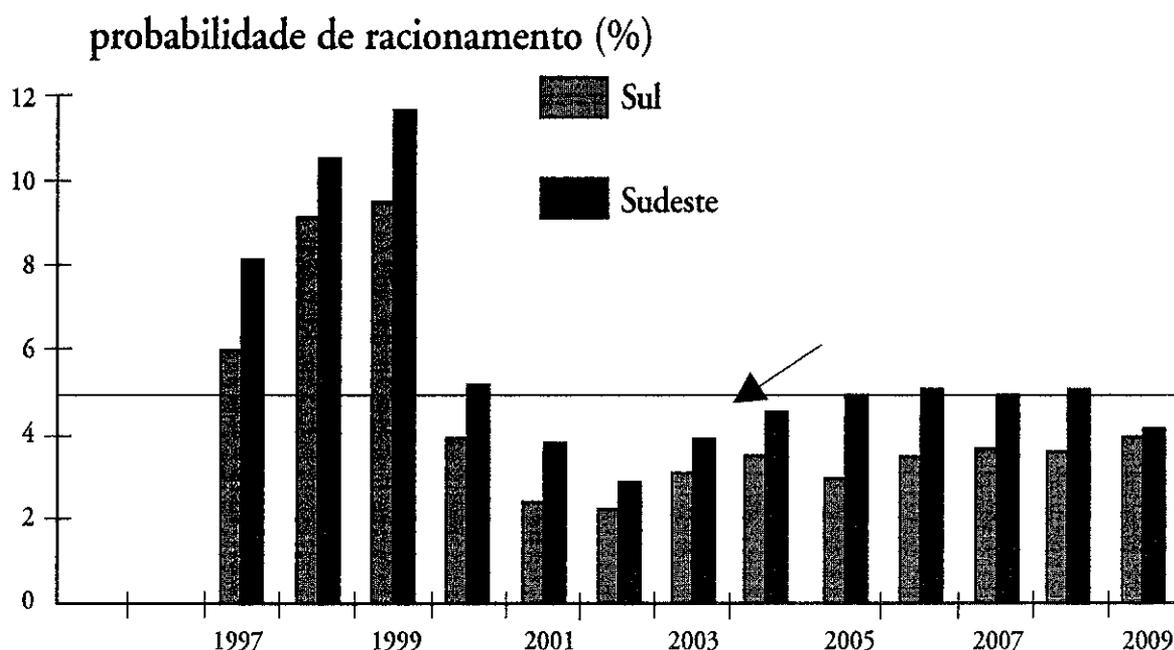


Figura 13 – Probabilidade anual de racionamento energético (avaliação de 1997)

dutor i é fazer o preço unitário de oferta $a(i)$ exatamente igual ao custo unitário de produção $c(i)$. Intuitivamente, é simples perceber a racionalidade desta decisão: se o produtor i decidisse por um valor para $a(i)$ inferior ao custo $c(i)$, correria o risco de prejuízo, caso ao final da ordenação dos produtores resultasse $i < m$ (i -ésimo produtor é despachado) e $a(m) < c(i)$. Por outro lado, se o produtor decidisse por um valor para $a(i)$ superior ao custo $c(i)$, correria o risco de deixar de lucrar, caso ao final da ordenação dos produtores resultasse $i > m$ (i -ésimo produtor não é despachado) e $a(m) > c(i)$. Sob o ponto de vista dos consumidores, este mecanismo de definição de preços é atraente, porque – sob a hipótese do mercado perfeito – os consumidores pagariam o mínimo custo capaz de assegurar a sustentabilidade do processo produtivo, inclusive com crescimento de demanda.

Em mercados imperfeitos pode haver a tendência dos produtores ofertarem preços unitários superiores aos respectivos custos; isto é, fazerem $a(i) > c(i)$. Esta tendência poderia ser parcialmente corrigida, em defesa dos consumidores, adotando-se um procedimento do tipo leilão, em que os produtores disputariam melhores posições na fila através da oferta de menores preços unitários.

O problema operativo térmico é resolvido colocando as usinas em ordem crescente de custo de produção de um MWh adicional (custo incremental) e ajustando a entrada ou saída destas usinas às variações da demanda. Embora existam fatores adicionais que tornam este problema mais complexo (perdas de energia, limitações nas linhas de transmissão, custos de partida, limites na taxa de variação da produção energética etc.), o problema de operação térmica possui as seguintes características básicas:

- é desacoplado no tempo, isto é, uma decisão operativa hoje não afeta o custo operativo da próxima semana;
- as unidades têm um custo direto de operação, isto é, o custo operativo de uma unidade depende somente de seu próprio nível de geração, e não da produção das outras unidades;
- o despacho econômico não depende do custo de racionamento (supondo, naturalmente, que este custo excede o da térmica mais cara). Como consequência, o risco de interrupção de suprimento de um sistema térmico depende somente da

capacidade total das térmicas disponíveis, e não da política operativa.

Estas características influenciaram os mecanismos propostos de privatização e descentralização operativa nos países industrializados, quase todos de base térmica. É mostrado a seguir que a predominância hídrica do sistema brasileiro e a existência de grandes reservatórios faz com que sua operação tenha características bastante diferentes.

Operação de sistema hidrotérmico³

Restrições operativas na operação de reservatórios

A decisão de quanto deve ser o turbinamento de cada usina hidrelétrica é tomada pela conjunção de dois modelos matemáticos: um que representa o comportamento do sistema físico e, outro, que representa o processo natural das afluições fluviais ao sistema. A solução obtida com os modelos matemáticos é aplicada ao sistema físico. A Figura 14 apresenta um diagrama deste processo.

O modelo matemático de representação do comportamento do sistema físico pode ser um modelo de simulação ou de otimização. Em geral, o modelo de simulação é empregado no contexto de um estudo de Monte Carlo onde, por exemplo, se deseja averiguar o efeito de uma regra de operação alternativa para um sistema de recursos hídricos existente para o qual são conhecidos tanto a capacidade de acumulação dos reservatórios como as demandas do sistema. Nesta situação, para uma mesma seqüência de afluições são obtidas seqüências de defluências distintas, uma para a regra existente e outra para a regra alternativa. Com estas duas séries de defluências é possível eleger uma ou mais variáveis de desempenho, que pode ser, por exemplo, a vazão média desviada para um projeto de irrigação. A realização deste exercício para um grande número de possíveis seqüências de afluições propiciará a obtenção da distribuição estimada de probabilidades das variáveis de desempenho. Uma análise estatística das variáveis de desempenho permitirá aferir se há ganho ou não com a adoção da regra de operação alternativa. Quando, contudo, há o desejo de identificar uma estratégia de operação ótima para atender um objetivo específico, por exemplo, maximizar a produção de energia elétrica, o ideal é que se identifique as regras operativas pelo uso de um modelo de otimização.

³ Esta seção reproduz trechos de Vieira (1997) e Pereira (1998).

As decisões de operação para um sistema de reservatórios são sequenciais no tempo e dependem do comportamento aleatório das vazões e das demandas. As decisões de operação, essencialmente o volume de água a ser liberado, devem levar em conta um conjunto de restrições, que podem ser classificadas em dois grupos. Inicialmente, as restrições decorrentes de limitações físicas do sistema devem ser consideradas. São restrições do tipo, “o volume armazenado não pode ser maior que a capacidade do reservatório”. Já o segundo grupo de restrições são aquelas decorrentes de uma situação conjuntural. São exemplos de restrições conjunturais as restrições de defluências máximas, que visam proteger populações ribeirinhas de inundações, bem como restrições de defluências mínimas, que visam propiciar uma diluição ambientalmente aceitável de poluentes. Estas restrições são conjunturais no sentido de que o atendimento a elas é condicionado à existência de uma conjuntura favorável, ou seja, há o desejo do operador do sistema de atender a estas restrições, embora nem sempre isto seja possível. Por exemplo, em situações de cheias de grande porte pode ser fisicamente impossível reter no reservatório

o volume excedente, que permita a manutenção das vazões defluentes abaixo de uma descarga que não provoque danos à jusante.

Analogamente, a meta de vazão mínima para atender o objetivo de diluição de poluentes pode também ser inviável ante um evento natural de seca na bacia, que supere a capacidade de regularização propiciada pelos reservatórios. Muitas vezes, é economicamente vantajoso para a operação de um sistema de recursos hídricos a eliminação destas restrições. No primeiro caso, pela relocação da população ribeirinha ou algum outro tipo de intervenção estrutural, como a construção de diques e, no segundo caso, pela promoção do saneamento básico da bacia.

A cada intervalo de discretização temporal, qualquer decisão de operação a ser considerada por um modelo de otimização/simulação de um sistema de múltiplos reservatórios deve estar livre de violações de restrições físicas. Seja então Ω_1 o conjunto de decisões “fisicamente possíveis”. A maioria dos modelos de otimização tenta evitar a escolha de decisões que sejam consideradas inadequadas, embora pertencentes ao conjunto Ω_1 , porque elas leva-

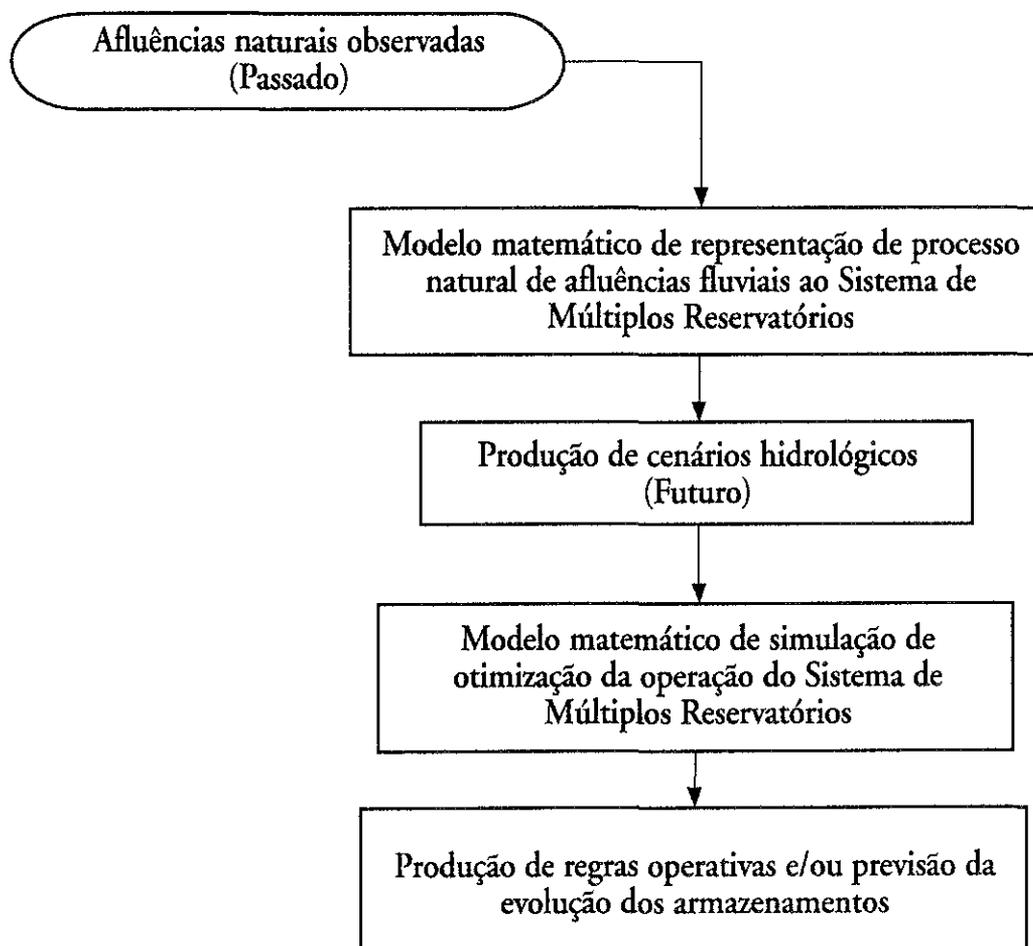


Figura 14 - Determinação de regras operativas para um sistema hidrotérmico

riam a violações de restrições conjunturais. Usualmente isto é conseguido impondo-se penalidades a serem acrescentadas à função objetivo todas as vezes em que estas violações ocorrem. Esta abordagem tem a desvantagem de misturar, na função objetivo, alguns termos que têm um significado econômico exato (por exemplo, custos operacionais e/ou renda de vendas de água/energia) com outros termos que não têm significado econômico preciso, porque eles estão relacionados com a escolha arbitrária das penalidades. Muito freqüentemente, esta desvantagem leva à regras operacionais insensatas. Uma alternativa é diminuir o conjunto decisório através da eliminação das decisões que resultem em qualquer violação das restrições conjunturais, no intervalo de discretização de tempo considerado. O conjunto resultante, Ω_2 , está contido em Ω_1 ($\Omega_2 \subset \Omega_1$) e, em geral, é relativamente simples de ser determinado.

Mais difícil é diminuir o conjunto de determinações viáveis, a fim de eliminar aquelas que levam a violações das decisões conjunturais nos intervalos de discretização temporal futuros. Seja, Ω_3 ($\Omega_3 \subset \Omega_2 \subset \Omega_1$) este conjunto. Se Ω_3 não for um conjunto vazio, dever-se-ia selecionar a melhor decisão entre aquelas que pertencem a ele. Melhor em algum sentido econômico, como por exemplo, o valor da energia produzida pelos aproveitamentos hidrelétricos e/ou o valor das colheitas produzidas nas áreas de irrigação. Esta função objetivo é freqüentemente não-linear, como é o caso da produção de energia nas usinas hidrelétricas, que é proporcional ao produto de duas variáveis decisórias, a vazão turbinada e a altura de queda (função do armazenamento, que é também uma variável decisória).

Custo imediato X custo futuro

A característica mais evidente de um sistema composto por usinas hidrelétricas e termoelétricas é poder utilizar a energia "grátis" que está armazenada nos reservatórios para atender à demanda, evitando, desta maneira, gastos de combustível com as unidades térmicas. Entretanto, a disponibilidade de energia hidrelétrica está limitada pela capacidade de armazenamento nos reservatórios. Isto introduz uma dependência entre a decisão operativa de hoje e os custos operativos no futuro.

Em outras palavras, se deplecionamos hoje as reservas de energia hidrelétrica, com o objetivo de minimizar os custos térmicos, e ocorre uma seca severa no futuro, pode haver um racionamento de custo elevado. Se, por outro lado, preservamos as reservas de energia hidrelétrica através de um uso

mais intenso de geração térmica, e as aflúncias futuras são elevadas, pode ocorrer um vertimento nos reservatórios do sistema, o que representa um desperdício de energia e, conseqüentemente, um aumento no custo operativo. Esta situação está ilustrada na Figura 15.

Portanto, em contraste com os sistemas puramente térmicos, cuja operação é desacoplada no tempo, a operação de um sistema hidrotérmico é um problema acoplado no tempo, isto é, uma decisão operativa hoje afeta o custo operativo futuro.

Como será visto na Figura 15, o operador de um sistema hidrotérmico deve comparar o benefício imediato do uso da água ao benefício futuro de seu armazenamento. Este problema está ilustrado de maneira mais precisa na Figura 16.

A função de custo imediato – fci – mede os custos de geração térmica no estágio t . Observa-se que o custo imediato aumenta à medida que diminui a energia hidro disponível no estágio, isto é, à medida que aumenta o volume armazenado final. Por sua vez, a função de custo futuro – fcf – está associada ao custo esperado de geração térmica e racionamento do final do estágio t (início de $t+1$), até o término do período de estudo. Esta função diminui à medida que aumenta o volume armazenado final, pois haverá mais energia hidro disponível no futuro. Em termos conceituais, a curva de fcf seria calculada através de simulações operativas do sistema para cada nível de armazenamento no final da etapa t . Como ilustrado na Figura 17, as simulações são realizadas de maneira probabilística, isto é, usando um grande número de cenários hidrológicos.

Na prática, as funções de custo futuro podem ser calculadas por um procedimento recursivo - programação dinâmica estocástica (Kelman 1987, Terry et alii 1986).

O uso ótimo da água armazenada corresponde ao ponto que minimiza a soma dos custos imediato e futuro. Como é mostrado na Figura 18, o ponto de mínimo custo global também corresponde ao ponto onde as derivadas da função de custo imediato e da função de custo futuro com relação ao armazenamento se igualam. Estas derivadas são conhecidas como valores da água.

Em contraste com o caso térmico, onde as usinas têm um custo operativo direto, as hidrelétricas têm um valor indireto, associado à oportunidade de economizar combustível deslocando uma térmica hoje ou no futuro. O uso ótimo da água é

obtido quando se equilibram os valores imediato e futuro da água.

O problema de despacho hidrotérmico (sistema composto por termoeletricas e hidrelétricas) para o estágio t é formulado como:

$$z_t = \text{Min } d - \sum_{j=1}^J c_j \times g_t(j) + fcf(v_{t+1}) T \quad (15)$$

Sujeito às seguintes restrições operativas:

- balanço hídrico, dado pelas Equações (5) a (8) (16)

- limites na geração térmica: $g_t(j) \leq g^-(j)$ para $j=1, \dots, j$ (17)

- atendimento à demanda:

$$\sum_{i=1}^I nh_t(i)q_t(i) + \sum_{j=1}^J c_j g_{tj} = d_t \quad (18)$$

onde

z_t valor presente do custo de operação, no estágio t

c_j custo unitário da j -ésima termoeletrica (\$/MWh)

g_{tj} quantidade de energia gerada pela j -ésima termoeletrica, no estágio t (MWh)

$g^-(j)$ máxima geração da j -ésima termoeletrica, no estágio t (MWh)

v_{t+1} vetor com armazenamentos em todos os reservatórios ao fim do estágio t (m³)

j índice de termoeletrica

J número de termoeletricas

$h_t(i)$ queda líquida da i -ésima hidrelétrica, no estágio t (m)

$q_t(i)$ vazão média turbinada durante o estágio t (m³/s)

n equação 1

i índice de hidrelétrica

I número de hidrelétricas

d_t demanda energética ao longo do estágio t (MWh)

Assume-se a existência de uma "térmica" com capacidade infinita e com custo unitário de geração igual ao custo do racionamento, suposto maior do que o custo da térmica mais cara. Em outras palavras, o cálculo da função objetivo e das decisões operativas ótimas depende do custo de racionamento,

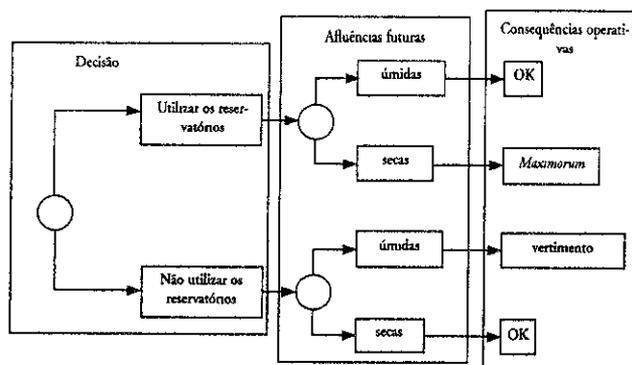


Figura 15 - Processo de decisão para sistemas hidrotérmicos

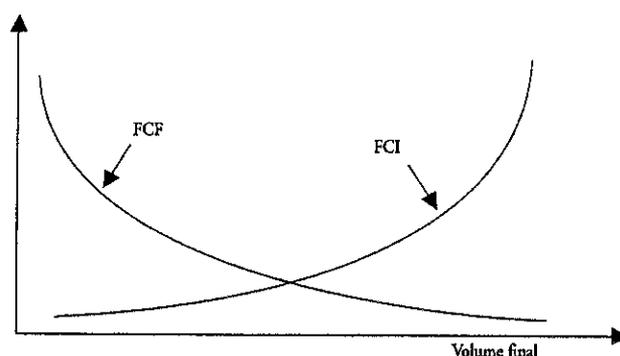


Figura 16 -- Funções de custo imediato e futuro x Armazenamento

muito embora este custo afete os consumidores e não as empresas geradoras. Desta forma, a minimização da função objetivo resulta em solução de mínimo custo para a sociedade como um todo, e não especificamente para as empresas de energia elétrica.

O problema (15)-(18) pode ser resolvido através de um algoritmo de otimização chamado de programação dinâmica estocástica. Além da decisão operativa ótima, o algoritmo de otimização calcula os preços sombra, associados a cada restrição. Trata-se da derivada parcial da função objetivo com relação ao lado direito de cada restrição. Em particular, o custo marginal de curto prazo, ou preço "spot" do sistema, é o preço sombra associado à restrição de atendimento à demanda (18). Quantifica o aumento o valor presente esperado do custo operacional, presente e futuro, caso a demanda atual aumentasse de 1 KWh. Por sua vez, o valor da água é o preço sombra associado à equação de balanço hídrico (5). Quantifica a diminuição do o valor presente esperado do custo operacional, caso o estoque de água aumentasse de 1m³. A Figura 19 mostrará a variação do custo marginal de curto prazo para o sistema brasileiro, no período de janeiro de 93 a agosto de 1997.

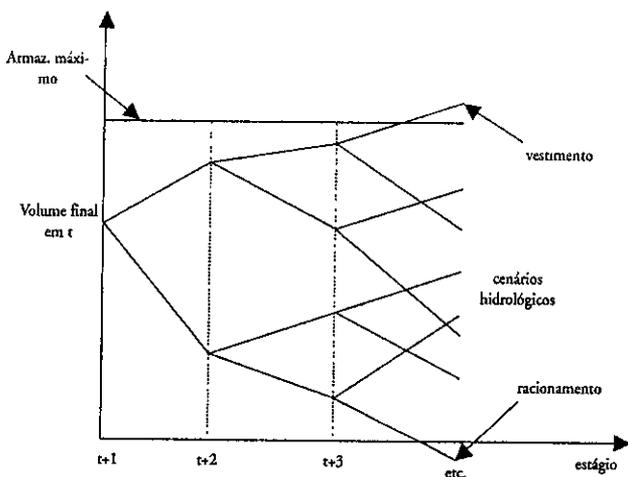


Figura 17 - Cálculo da função de custo futuro.

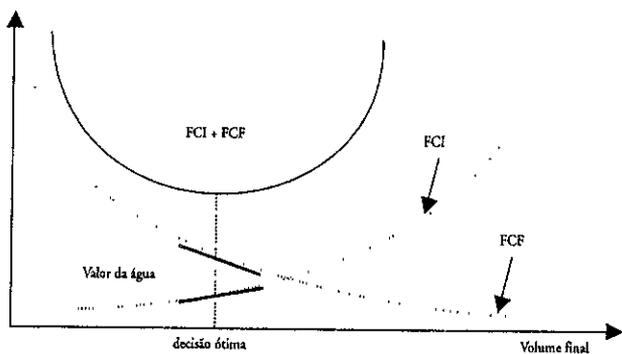


Figura 18 - Uso ótimo da água.

Pode-se observar que o custo marginal de curto prazo manteve-se perto de zero em 36 dos 56 meses e que a mais longa seqüência de meses úmidos durou 21 meses. Esta volatilidade é típica de sistemas predominantemente hidrelétricos. Como uma usina termoelétrica só deve ser despachada quando seu custo operacional for inferior ao custo marginal de curto prazo, observa-se que são longos os intervalos de tempo em que as usinas termoelétricas simplesmente não são despachadas.

Inserção das hidrelétricas na bacia hidrográfica

Outorga e cobrança de direito de uso da água

A outorga de uso de recurso hídrico é um dos mais poderosos instrumentos para a gestão dos recursos hídricos, entre os previstos na Lei 9.433/97. Qualquer proposta de empreendimento hidráulico numa bacia deve ser examinada pelo poder concedente comparando, para cada trecho de

rio, a diferença entre volume outorgável e volume já outorgado. Entretanto, em se tratando de uma nova usina/reservatório hidrelétrico, é necessário que o poder público examine adicionalmente se a nova outorga é aceitável sob a ótica do sistema elétrico interconectado, cuja área de abrangência extrapola a bacia hidrográfica onde se localiza o empreendimento. Em outras palavras, o poder público deverá examinar pedidos de outorga de usinas/reservatórios hidrelétricos avaliando a inserção destes empreendimentos na bacia hidrográfica e no sistema interligado. Portanto, no caso de usina/reservatório do setor elétrico pode-se falar de duas outorgas para utilização de recursos naturais: uma referente ao uso da água e outra referente a exploração de potencial hidráulico.

O proprietário de uma usina hidrelétrica necessita de água para gerar energia, ou para estocar em reservatório para uso futuro. Trata-se de um usuário, que deverá pagar pela correspondente outorga, já que esta lhe dá a garantia de que o poder público não irá permitir que outros usuários venham a se instalar à montante, de forma não sustentável. Isto é, a outorga de direito de uso da água é a garantia que tem o usuário de que, se necessário for, poderá acionar os canais competentes da repressão caso alguém não autorizado decida "secar o rio".

A cobrança pela outorga de direito de uso da água poderá acarretar alguma dúvida por parte do setor elétrico, que já paga compensação financeira a estados e municípios. Entretanto, é preciso não confundir os dois pagamentos. A outorga dá ao proprietário direito de uso da água. Já a compensação financeira visa a tornar atraente, na ótica de governos locais, a instalação de reservatórios e usinas hidrelétricas. A compensação financeira exerce importante papel político, já que o custo ambiental e social associado à construção de uma hidrelétrica é sempre de abrangência local, em contraposição ao correspondente benefício, que é sempre de abrangência regional. Justifica-se o pagamento da compensação financeira por conta de uso cessante da área ocupada pelo reservatório/usina.

Uma usina hidrelétrica pode ser a fio de água ou pode estar associada a um reservatório de regularização. Usina a fio de água é aquela que utiliza a água sem alterar o regime fluvial. Isto é, a mesma água que em condições naturais "despencaria" em alguma queda ou corredeira, é forçada a passar por uma tubulação que a conduz até a turbina, o que permite o aproveitamento da energia, que de outra forma

seria desperdiçada em atrito. O proprietário da usina a fio de água não é um usuário dos trechos de rio à jusante, já que não retira água do rio, nem altera sua qualidade.

Já no caso de usina com reservatório de acumulação, o proprietário da usina é certamente um usuário dos trechos de rio à jusante, tanto em termos quantitativos quanto qualitativos. Tudo se passa como se o proprietário da usina/reservatório comprasse água nos meses de acumulação e vendesse nos meses de depleção. Ao acumular, o proprietário da usina disputa a prioridade de suprimento com todos os demais usuários. Ao deplecionar – e portanto, ao aumentar o deflúvio para jusante – o proprietário da usina pode estar viabilizando o suprimento de usuários que, de outra forma, deixariam de ser atendidos. É possível que a regulamentação da Lei 9.433/97 venha a permitir a implantação de algum mecanismo de compensação que reconheça o valor econômico dos reservatórios. Tal mecanismo funcionaria como estímulo para expansão da capacidade reguladora. Isto é, como reservatórios são em geral enchidos em época de cheia, quando não há “stress” hídrico e a oferta tende a superar a demanda, e deplecionados nas estiagens, quando a disputa pela água é mais acirrada, é razoável supor que investir na construção de reservatórios possa vir a ser um bom negócio. Entretanto, ocorrem perdas físicas neste processo, devido à diferença entre a evaporação do lago formado pelo reservatório e a evapotranspiração que teria ocorrido na mesma área, caso o reservatório não existisse. Naturalmente, o custo destas perdas será absorvido pelo proprietário da usina/reservatório, uma vez que o volume “comprado” seria maior do que o volume “vendido”.

Além disto, a água estocada em reservatórios sofre alterações qualitativas, como por exemplo o acúmulo de algas, que terá efeito sobre a qualidade da água dos trechos de jusante. Neste sentido, embora o proprietário da usina/reservatório não lance qualquer poluente no curso d'água, ainda assim ele é um usuário qualitativo de todos os trechos situados à jusante, devendo este fato influenciar o pagamento pelo direito de uso da água.

Controle de enchentes

Os reservatórios do setor elétrico brasileiro foram planejados e construídos visando unicamente à produção de energia elétrica. Uma das poucas exceções

é o reservatório de Três Marias, no rio São Francisco, que foi concebido para atender múltiplas finalidades (navegação, irrigação e produção de energia elétrica). Na grande maioria dos casos, a consideração do amortecimento de cheias na fase de projeto destes reservatórios visava apenas definir condições de segurança das barragens. Entretanto, a instalação destes grandes reservatórios trouxe considerável regularização das vazões dos rios, modificando a frequência de extravasamentos, por ocasião de fortes chuvas, nos trechos à jusante dos locais de construção das barragens. Antes da construção, extravasamentos freqüentes, às vezes anuais, faziam com que extensas faixas de terra fossem utilizadas apenas precariamente, com cultivos de pequeno valor. Após a construção, os extravasamentos tornaram-se menos freqüentes, o que estimulou a ocupação das várzeas com cultivos de maior valor, e até mesmo com edificações.

O desenvolvimento dos vales à jusante das barragens revestiu de dramaticidade os eventuais extravasamentos fluviais, que anteriormente à construção das barragens eram eventos corriqueiros. O setor elétrico se viu forçado, por pressão social, a operar os reservatórios visando o duplo propósito de gerar energia elétrica e controlar cheias, que são, infelizmente, objetivos conflitantes. Para gerar energia, mantém-se o reservatório o mais cheio possível, de forma a prover água e queda durante futuras estiagens. Para controlar cheias, mantém-se o reservatório o mais vazio possível, para garantir espaço capaz de laminar os grandes picos de descarga.

É difícil achar uma escala comum para comparar objetivos conflitantes. A redução da capacidade de produção de energia hidrelétrica resulta, a curto prazo, num aumento de produção das termoeletricas, e conseqüentemente num aumento do custo operativo. A longo prazo, novas usinas têm de ser construídas mais cedo, o que resulta em custos adicionais de investimento. Alguns prejuízos causados pelas inundações podem estar associados a valores monetários, como por exemplo perda de propriedade, lucros cessantes e desvio de tráfico. Outros prejuízos são de caráter não-monetário, como por exemplo problemas de saúde pública, e limitação aos deslocamentos. Por esta razão, as conseqüências econômicas do controle de enchentes não entram na função objetivo utilizada para operar otimamente o sistema (Equação 15). Em vez disto, adota-se um volume máximo operativo especial para a época chuvosa, $v_{\max;c}(i)$, que deve substituir $v_{\max}(i)$ na

Equação 11. O "volume de espera", destinado a amortecer enchentes corresponde à diferença $v_{espera}(i) = v_{max}(i) - v_{max;c}(i)$. A Figura 20 apresenta os limites operativos para controle de cheias.

O espaço entre o nível máximo *maximorum* e a crista da barragem é reservado para as oscilações causadas pelas ondas. Quando o nível da água estiver entre o nível máximo operativo e o nível máximo *maximorum*, os vertedores deverão estar na abertura máxima, causando eventualmente danos à jusante. Nesta situação crítica, a prioridade é evitar que a barragem transborde, o que em geral resulta em rompimento, com catastróficos efeitos para jusante. Na época de cheias, quando o nível da água estiver entre o nível máximo operativo-cheias e o nível máximo operativo-normal, os vertedores deverão ser operados para limitar a vazão para jusante a um valor máximo, que não cause danos às benfeitorias feitas nas várzeas localizadas à jusante. Esta vazão máxima é chamada de vazão de restrição, q_r . O correspondente volume de espera é calculado de forma tal que seja p a probabilidade de que num ano qualquer a vazão defluente do reservatório ultrapasse a vazão de restrição. Tipicamente $p=0,04$, o que implica que o intervalo de tempo médio (tempo de recorrência) para enchentes na várzea é de 25 anos.

O dimensionamento de volume de espera é um problema matematicamente simétrico ao do cálculo do volume útil de um reservatório destinado exclusivamente à conservação de água. A única diferença reside no intervalo de discretização do tempo adotado em cada caso: uma cheia é um fenômeno rápido, que, dependendo do tamanho da bacia, precisa

ser acompanhado desde o intervalo de minutos até o de alguns dias. Já uma estiagem é um fenômeno lento, que pode ser acompanhado desde o intervalo de uma semana até o de um ano. Para a solução de ambos os problemas, é conveniente que se utilize cenários hidrológicos produzidos por algum modelo estocástico das vazões (Kelman, 1978).

Existem outras medidas de proteção contra inundações, além de manter volumes de espera nos reservatórios, que quando implementadas asseguram o mesmo risco de ocorrência de inundações. Por exemplo, construir diques, retificar trechos de rio e desapropriar áreas a serem inundadas. Em geral, estas medidas alternativas dão condições para que o nível de água junto a uma cidade ou fazenda possa atingir uma cota mais elevada, com o conseqüente aumento da vazão de restrição. Quanto maior for q_r , menor será o volume de espera dos reservatórios situados à montante, para um mesmo risco de inundação. Pode-se conceber duas curvas de custo como função de q_r (Figura 21). Uma crescente com a diferença $(q_r - q_r \text{ atual})$ que representa as despesas efetuadas localmente para admitir uma vazão de restrição maior do que a atual, sem que ocorram danos à área que necessita de proteção. Outra decrescente, que representa as despesas suplementares que deverão ser feitas em escala nacional, ou regional, para compensar o montante de energia elétrica que não será produzido em virtude da exigência de se manter o volume de espera.

Até recentemente, não haviam mecanismos institucionais que permitissem o uso combinado das

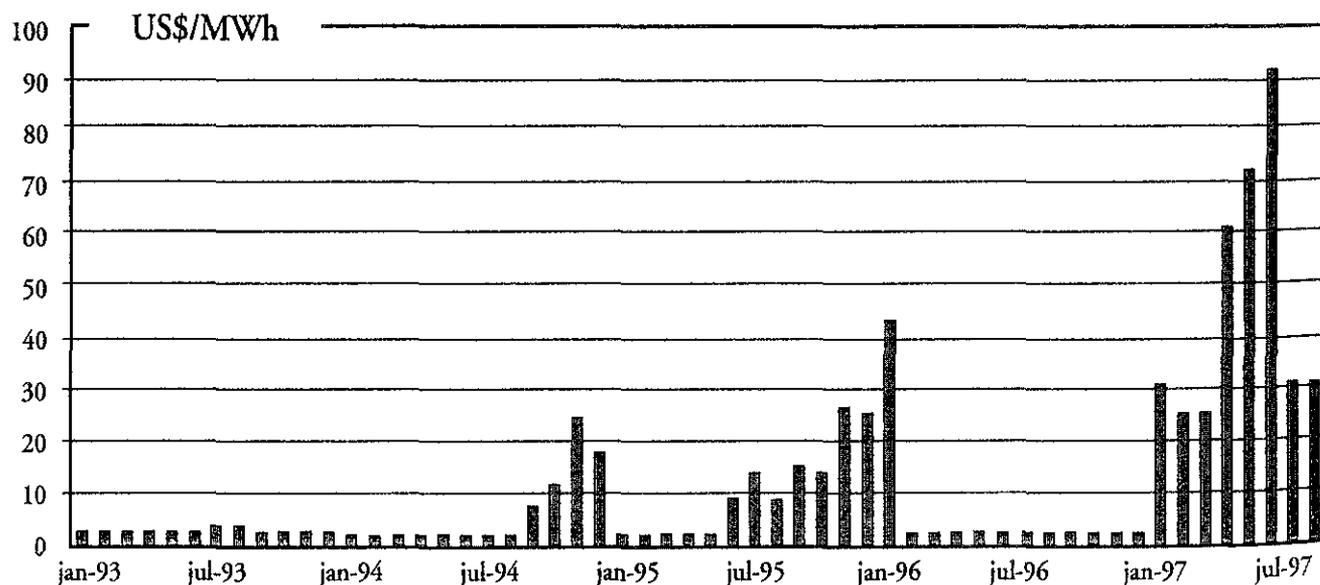


Figura 19 – Variação do custo marginal de curto prazo do sistema brasileiro.

duas alternativas, no sentido de se adotar para q_r o valor que minimize a soma dos dois custos, o local e o nacional. Com o advento da Lei 9.433/97, é de se prever que o setor elétrico deverá levar este tema para discussão com os demais setores usuários dos recursos hídricos, nos respectivos comitês de bacia hidrográfica.

Segurança das barragens

A maior parte das barragens construídas pelo setor elétrico são de terra compactada. Neste tipo de barragem é imperativo que se evite o galgamento da crista da barragem pelo nível de água do reservatório de acumulação. Para isto, é necessário definir hidrógrafas de cheias, piores do que as ocorridas no passado, para que se possa simular a evolução do reservatório de acumulação. Em se tratando de barragem de grande porte, cujo eventual rompimento resultaria em perdas de vidas humanas e também no colapso do sistema hidrelétrico, tem sido senso comum utilizar hidrógrafas de cheia excepcionalmente severas, seja pela maximização de tempestades observadas na região, ou em locais climatologicamente semelhantes, seja pela atribuição de probabilidade ínfima à possibilidade de que num ano qualquer ocorra uma cheia ainda mais severa do que a de projeto. Esta probabilidade é em geral arbitrada em 10.000^{-1} , o que equivale dizer que se adota para projeto de vertedor de obras importantes o tempo de retorno de 10.000 anos (decamilenar). Esta opção numérica é fruto de uma convenção, sem nenhuma relação com qualquer análise econômica do tipo benefício-custo. Mesmo porque tal análise só poderia ser efetuada caso fosse aceito algum método para atribuir valor monetário à vida humana. Na ausência de tal método, a questão do critério de dimensionamento (escolha do tempo de retorno) tem sido evitada em favor de uma atitude de aversão ao risco.

Enquanto o setor elétrico pertencia aos governos, federal, estaduais ou municipais, a questão era eminentemente política, visto que o setor elétrico disputava recursos com outros setores que quando mal amparados também produzem vítimas, como por exemplo o setor de saúde. Com a passagem da responsabilidade pela construção de novas barragens para a iniciativa privada, o critério de dimensionamento das barragens deve passar a ser uma importante questão para avaliação por parte dos entes reguladores.

Um exercício numérico permite avaliar o nível de segurança adotado pelo setor elétrico, no que diz respeito ao dimensionamento de vertedores. A probabilidade de que haja colapso em pelo menos uma barragem de um conjunto de 10 aproveitamentos hidrelétricos independentes, ao longo do horizonte de 50 anos, adotando-se o critério decamilenar, é de $1 - [1 - 10.000^{-1}]^{(10 \times 50)} = 0,05$. Isto é, 5%. Esta probabilidade sobe para 39% quando se adota o critério milenar. Como subdimensionamento de vertedores é responsável por apenas 30% dos casos de rompimento de barragens (Cole & Krisbamurthy, 1979), a probabilidade de algum colapso é na realidade maior, quando se consideram também os aspectos geológicos e estruturais. Ainda assim, parece razoável afirmar que a adoção do critério decamilenar resulta num nível de segurança satisfatório.

Outro aspecto que deve ser considerado refere-se à possibilidade de que cheias artificiais possam ser criadas pela elevação desnecessária do nível do reservatório, de forma tal que as comportas só sejam abertas quando o nível máximo *maximorum* for atingido. Uma operação deste tipo pode resultar de erro humano, falha mecânica no acionamento das comportas, ato de sabotagem ou de guerra. O importante a ressaltar é que, para um nível máximo normal operativo fixo, quanto maior for a vazão de projeto do vertedor, maior será a proteção contra o colapso da barragem por razões naturais e piores serão as conseqüências de uma operação "equivocada" dos vertedores.

Transposição de bacias

No passado, o setor elétrico protagonizou a transposição parcial da vazão entre bacias hidrográficas. Por exemplo, a Light instalou uma estação de bombeamento em Santa Cecília, no rio Paraíba do Sul, capaz de desviar $160 \text{ m}^3/\text{s}$ para a bacia do rio Guandu. Trata-se de $2/3$ da vazão média no ponto de captação. A água é bombeada a uma altura relativamente pequena, suficiente apenas para vencer o divisor de águas. A partir deste ponto começa a escoar em direção ao mar, através de um conjunto de túneis e condutos forçados, gerando no caminho uma quantidade razoável de energia elétrica. Depois de passar pelas usinas hidrelétricas da Light, parte da vazão desviada, cerca de $47 \text{ m}^3/\text{s}$, é captada pela CEDAE, a Companhia de Saneamento do Estado do Rio de Janeiro, para o abastecimento em 1998 de cerca de 8 milhões de habitantes.

Presentemente, a possível transposição do rio São Francisco, à jusante do reservatório de Sobradinho, para as regiões semi-áridas do Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba e Pernambuco tem polarizado as opiniões na comunidade técnica vinculada aos recursos hídricos e na sociedade em geral, razão porque se apresenta uma breve discussão sobre o assunto.

O semi-árido Nordestino recebe em média, a cada ano, uma razoável quantidade de chuva. A disponibilidade anual *per capita* nos estados mencionados é de cerca de 2.100 m³, que é muito próximo da disponibilidade *per capita* no Reino Unido. O problema é que esta disponibilidade é apenas média, já que toda a precipitação se concentra em três ou quatro meses do primeiro semestre e varia grandemente de ano para ano. Fosse o semi-árido formado por solos profundos, esta má distribuição de chuva não seria problema tão grande, já que o excesso de água da época chuvosa se infiltraria no solo, sendo liberada gradualmente, fornecendo suprimento gradual para as fontes e para os rios. Ocorre, no entanto, que a maior parte do semi-árido se assenta sobre uma capa cristalina quase impermeável, a pequena profundidade. A pouca quantidade de água que infiltra é rapidamente evaporada e/ou transpirada pela vegetação. O excesso de água escoar superficialmente pelos córregos e rios, acabando por se perder no mar. Esta "abundância" só dura a estação chuvosa. Na estiagem os rios secam.

Secularmente, tem-se combatido a má distribuição de chuva através da construção de centenas de milhares de reservatórios, de todos os tamanhos, que no Nordeste são chamados de açudes. Há quem duvide da eficácia dos açudes no combate às secas. Esta descrença, que é equivocada, tem origem nos seguintes fatos:

- 1) Muitos microaçudes foram construídos sem os necessários cuidados de engenharia, pelas frentes de trabalho mobilizadas, como paliativo social, por ocasião das piores secas. As barragens de terra se dissolvem quando da ocorrência da primeira inundação (vem daí a alcunha de "açudes alka-seltzer") devida à não-construção de estruturas para vertimento, que demandariam obras de concreto e/ou de pedra;
- 2) a maior parte dos açudes é pouco profunda e seca sistematicamente todos os anos por causa da forte evaporação, servindo apenas para armazenar o excesso de água dos meses "molhados" para consumo nos meses "secos" (regularização intra-anual). Entretanto, este tipo de açude raso não consegue guardar água dos anos molhados para consumo nos anos secos (regularização plurianual);
- 3) os açudes "corretamente" dimensionados, isto é, suficientemente profundos para terem capaci-

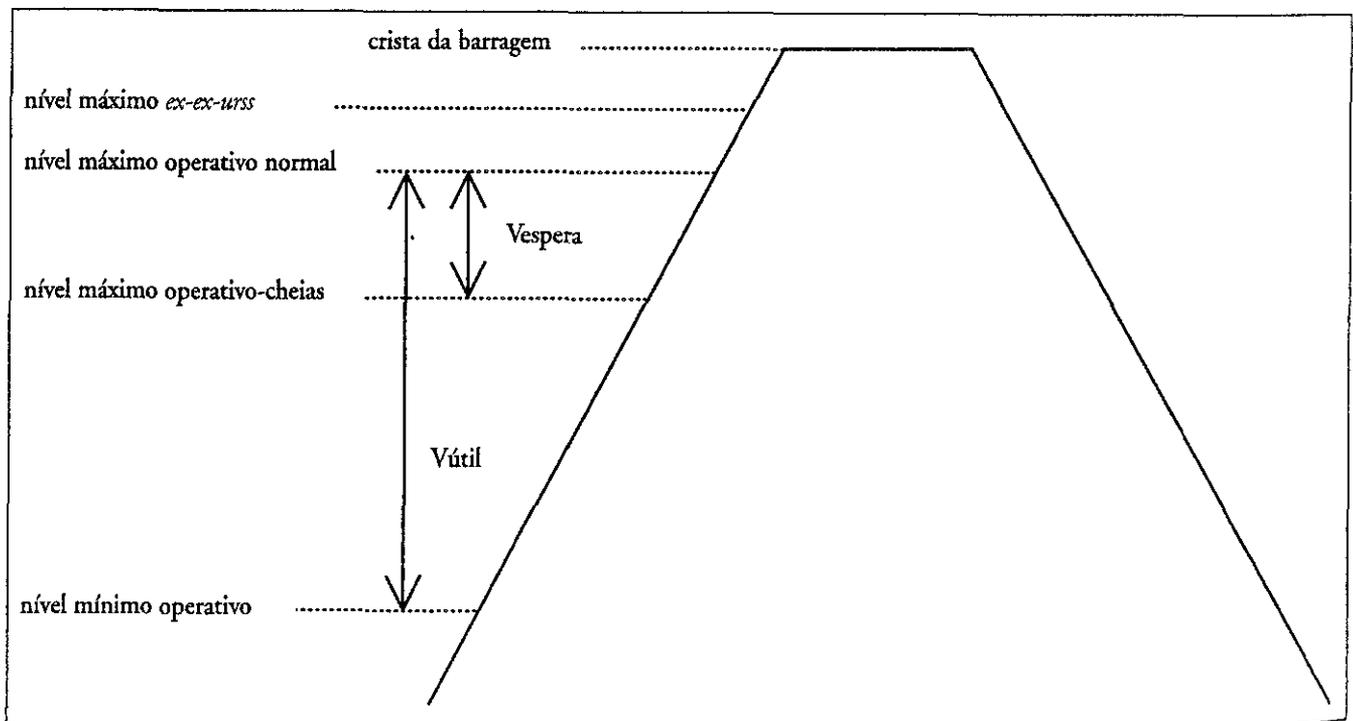


Figura 20 – Limites operativos dos reservatórios.

dade de regularização plurianual, frequentemente poderiam ser melhor operados. Isto porque em muitos destes açudes faltam as obras complementares de adução (canais e condutos), que permitiriam levar a água do açude para os locais onde ela se faz necessária, seja para abastecimento de localidades, seja para irrigação. Além disto, muitos destes açudes têm sido historicamente operados segundo as necessidades de pequenos grupos que se beneficiam do investimento público como se privado fosse.

Muito ainda pode ser feito na própria região semi-árida para melhorar a confiabilidade de suprimento de água e para isto devem contribuir os programas voltados para o reforço do gerenciamento do recurso hídrico na região, tanto no controle da oferta, quanto no controle da demanda. Entretanto, há que se reconhecer que o temor secular pela ocorrência da seca acaba por inibir uma operação mais arrojada dos açudes. Em outras palavras, há uma compreensível resistência ao deplecionamento dos açudes, motivada pelo desejo de salvar água para enfrentar possíveis situações mais aflitivas no futuro. Por causa disto, a perda de água, seja por evaporação seja por vertimento, é maior do que seria desejável. Caso seja feita a

transposição, este temor deixaria de existir, trazendo um ganho sinérgico, devido a futuros deplecionamentos mais arrojados dos açudes. Resta comparar este ganho sinérgico com o custo causado pela transposição, tanto no que diz respeito à instalação e operação do esquema de transposição propriamente dito, quanto ao custo devido à diminuição da disponibilidade hídrica na região doadora. Este último custo tem duas naturezas: i) aumento de custo atendimento da demanda energética; ii) diminuição do potencial de produção agrícola no próprio Vale do São Francisco.

A Lei 9.433/97 sugere o roteiro de como a questão deve ser tratada, tanto do ponto de vista econômico como institucional: o conjunto dos usuários do semi-árido, que seriam beneficiados pela eventual transposição, podem ser representados por um, dois ou três usuários da bacia do São Francisco, dependendo do número final de captações que se adote no projeto de transposição. Assim como os demais usuários da bacia, também estes usuários "agregados" dependerão de outorga do direito de uso da água e estarão sujeitos à respectiva cobrança.

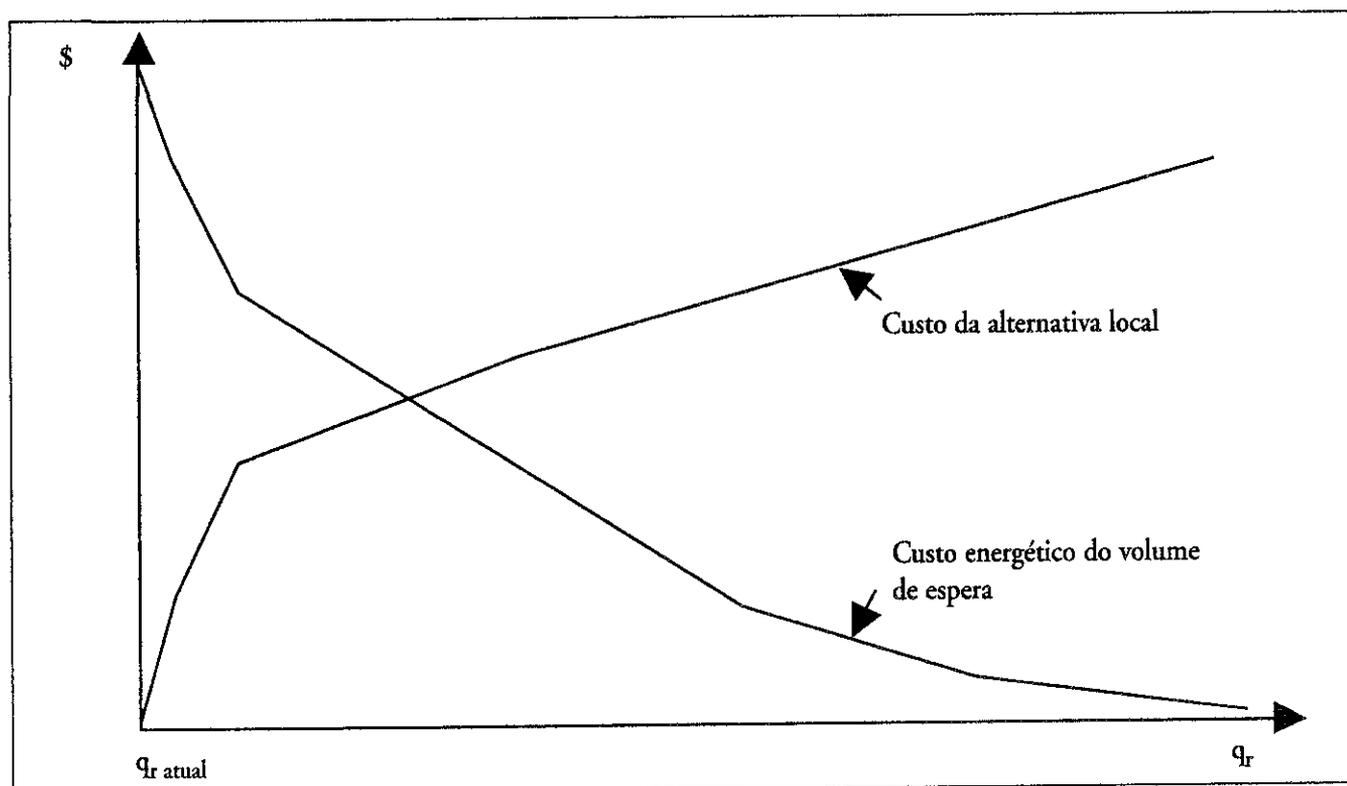


Figura 21 - Custo de controle de cheias como função da vazão de restrição.

Estrutura do setor elétrico

Estrutura Atual⁴

A implementação de políticas nacionais para o setor elétrico brasileiro é responsabilidade do Ministério das Minas e Energia, tendo como órgão regulador a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), criada pela Lei nº 9.427/96. A Eletrobrás atua como agente do Governo Federal nas funções empresariais de cunho institucional e nas funções de coordenação e integração do setor.

O Sistema Eletrobrás é composto pelos ativos de Furnas, Eletrosul, Eletronorte, Chesf e Nuclen, mais 50% de Itaipu. As 4 primeiras empresas foram incluídas no Programa Nacional de Desestatização. O setor elétrico, na configuração de 1996, é composto pela Eletrobrás, pelas suas 6 empresas controladas, por 28 empresas que operam na área de distribuição (3 municipais e 25 privadas) e por 29 empresas que operam nos segmentos de geração, transmissão e distribuição (26 estaduais e 3 privadas). As funções de integração, fundamentais para a eficiência do setor elétrico brasileiro, vêm sendo realizadas em conjunto com as empresas, sob a coordenação da Eletrobrás.

O Grupo de Coordenação de Planejamento do Sistema tem sob a sua responsabilidade a expansão do sistema. Isto é, cabe ao GCPS a decisão quanto à entrada em operação de novas usinas e de troncos de transmissão, em função de previsões de crescimento da demanda por energia elétrica. Esta decisão é o elemento fundamental para a elaboração do cronograma de obras dos novos empreendimentos.

O Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI), tem sob sua responsabilidade os sistemas interligados das regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste, o que abrange quase a totalidade da produção de energia elétrica no Brasil.

Os estudos realizados no âmbito do GCOI levam em conta aspectos técnicos e econômicos com horizontes de influência diferenciados, com prazos variando de cinco anos à frente até o instante efetivo da operação do sistema. Por isso, é usual dividir-se o problema da coordenação da operação em uma seqüência de atividades no tempo, decomposta em quatro grandes blocos (Figura 22):

- planejamento da operação;
- programação da operação;
- supervisão e coordenação da operação em tempo real;
- análise e estatística pós-operativa.

Os dois primeiros blocos representam análises pré-operativas, onde, com diferentes horizontes de estudo, procura-se avaliar as condições futuras de atendimento em função de previsões de consumo de energia elétrica e de uma determinada configuração dos meios de produção e transmissão disponíveis. O planejamento e a programação da operação envolvem a realização de estudos elétricos, em que se enfoca o desempenho dos equipamentos de geração e da rede de transmissão no atendimento ao mercado e de estudos energéticos, nos quais se analisa o gerenciamento dos recursos energéticos disponíveis para esse atendimento.

O terceiro bloco corresponde ao momento real da operação, onde se procura ajustar a operação das usinas à carga, mantendo-se o atendimento elétrico nos níveis de qualidade estabelecidos, respeitando-se as políticas energéticas pré-estabelecidas. Caso seja necessário, são efetuadas reprogramações ao longo do dia.

O quarto bloco é a análise pós-operativa, um poderoso instrumento para a aferição da qualidade da gestão do sistema. Os resultados obtidos em cada bloco servem como dados de entrada para o próximo nível hierárquico na cadeia, e também realimentam o nível de estudo precedente.

A interligação entre sistemas, a implantação de novas interligações internacionais em projetos com os países do Mercosul e o aumento da complexidade da operação devido a expansão do sistema tornam ainda mais necessária essa coordenação, consolidando seus principais resultados:

- otimização da operação dos reservatórios, visando manter reservas energéticas capazes de suportar períodos de baixas afluências;
- minimização dos riscos de *deficits* de suprimento de energia, de forma a evitar racionamentos;
- manutenção de níveis adequados de confiabilidade no atendimento elétrico, visando evitar interrupções de suprimento por problemas na rede elétrica;

⁴ Esta seção é parcialmente reproduzida de Araripe Neto & Sá Junior (1997).

- minimização da geração térmica, utilizando a energia hidráulica disponível em outros pontos do sistema, de modo a diminuir os custos operativos e reduzir os preços da energia elétrica para os consumidores;
- gestão da Conta de Consumo de Combustíveis, de modo a repartir, de forma justa, os ônus e os benefícios da operação interligada;
- definição dos compromissos comerciais entre empresas e dos fluxos financeiros deles decorrentes, de modo a permitir a adequada remuneração dos investimentos realizados;
- minimização dos vertimentos através da operação hidráulica dos aproveitamentos em cascata;
- maximização do uso dos recursos dos aproveitamentos, em tempo real, ajustando a operação às condições hidrológicas, às indisponibilidades de equipamentos de geração e transmissão e à curva de carga.

A exploração coordenada dos recursos hidro e termoelétricos das diversas empresas permite maximizar a disponibilidade e a confiabilidade no atendimento, com minimização dos custos para os consumidores. Uma forma de quantificar os ganhos resultantes da coordenação é comparar a disponibilidade de energia do sistema integrado com a que seria obtida caso não houvesse coordenação, isto é, com cada empresa operando segundo suas próprias regras. No sistema Sudeste/Centro-Oeste, com a configuração de dezembro de 1996, esse ganho é estimado em cerca de 42,9 TWh, que corresponde a 88% da carga da região Sul (GCOI, 1996). Visto sob o enfoque do planejamento da expansão, o fato do sistema operar coordenado permitiu ao longo dos anos postergar investimentos em geração da ordem de 8,3 bilhões de dólares, representando cerca de 7.000 MW de capacidade instalada.

Os benefícios da coordenação também podem ser avaliados pontualmente, através de ações operativas específicas como dimensionamento e utilização de uma reserva de potência compartilhada entre as empresas, capaz de evitar investimentos de 3,7 bilhões de dólares; o gerenciamento de manutenções, maximizando a disponibilidade de unidades para operação; o controle de cheias, que traz benefícios para toda a sociedade ao minimizar danos causados por enchentes; o enchimento de novos reservatórios sem impactar a disponibilidade para atendimento ao mercado e a supervisão e coor-

denação da operação, pela qual a ação coordenada do Centro Nacional de Operação dos Sistemas (CNOS) e os centros operativos das empresas, (COS), asseguram a qualidade do serviço para os consumidores.

A otimização da operação hidrotérmica faz parte dos procedimentos de planejamento da operação energética e suas fases estão representadas na Figura 23.

Nos estudos de planejamento da operação energética de longo prazo são determinadas as estratégias mensais de operação. Seu objetivo é estabelecer, a cada mês do horizonte de estudo de cinco anos à frente, a proporção entre geração termoelétrica e hidrelétrica que deve ser utilizada para o atendimento do mercado de energia, em função do estado do sistema no mês, de modo a minimizar o valor esperado do custo total de operação.

O modelo de otimização empregado é baseado em programação dinâmica estocástica e adota a representação a sistema equivalente como forma de contornar o problema de dimensionalidade causado pelo número de reservatórios do sistema (Terry et alii, 1986). O estado do sistema é representado por uma variável bi-dimensional, que leva em conta a energia armazenada no reservatório equivalente (valor energético agregado da água estocada nos reservatórios do sistema) e a energia afluyente no mês anterior (valor energético agregado das afluições hídricas às usinas do sistema, indicativo da tendência hidrológica atual).

A interconexão entre subsistemas equivalentes é tratada por um procedimento iterativo aproximado. A cada iteração faz-se a otimização de cada subsistema, representado por seu reservatório equivalente, seguido de simulações com diversos cenários hidrológicos. Na fase de simulação, admite-se que haja fluxo de energia do subsistema com valor da água mais baixo para o subsistema com valor da água mais elevado. O valor médio deste fluxo energético, para cada estágio, define correções de demanda energética para ambos os subsistemas, iguais e de sinais trocados, na iteração seguinte. A aplicação desse modelo produz as tabelas mensais de decisão, que representam o valor da água para cada estado do sistema a cada mês. A consulta à essa tabela indica, dados o nível de armazenamento e a tendência hidrológica do sistema, qual o valor econômico das reservas estocadas, que define quais as usinas termoelétricas que devem entrar em operação em regime de produção máxima, isto é, aquelas cujo

custo de operação for inferior ao valor da água do subsistema.

Além de permitirem estimar diversos parâmetros relevantes para o horizonte de estudo pluri-anual, como custos esperados de geração térmica,

valor esperado dos *deficits* de energia, risco, ou seja, probabilidade de ocorrência de *deficits*, calculados através da simulação da operação do sistema para diferentes cenários hidrológicos futuros, as estratégias de operação servem de *input*

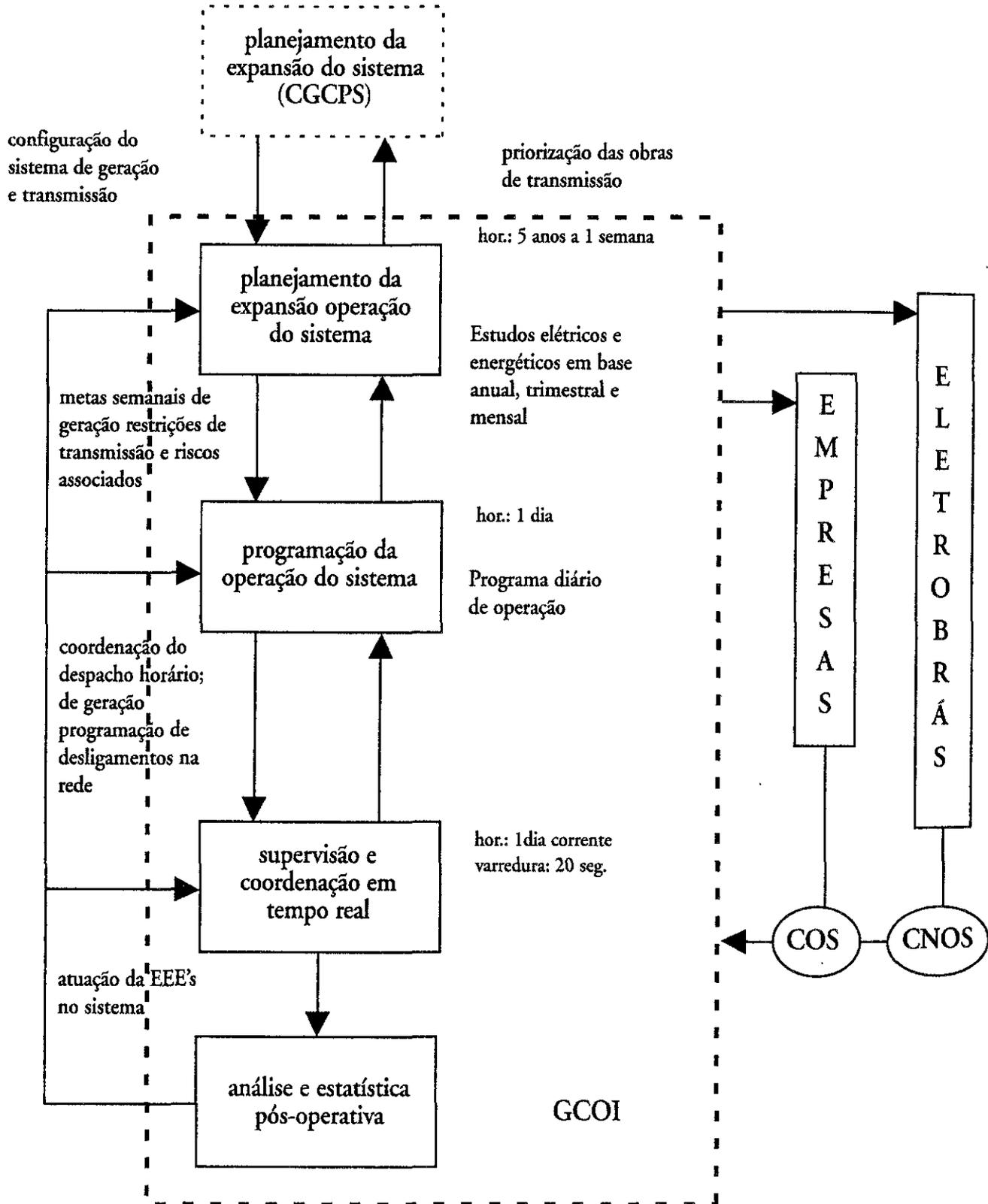


Figura 22 - Cadeia de procedimentos no planejamento da operação eletroenergética.

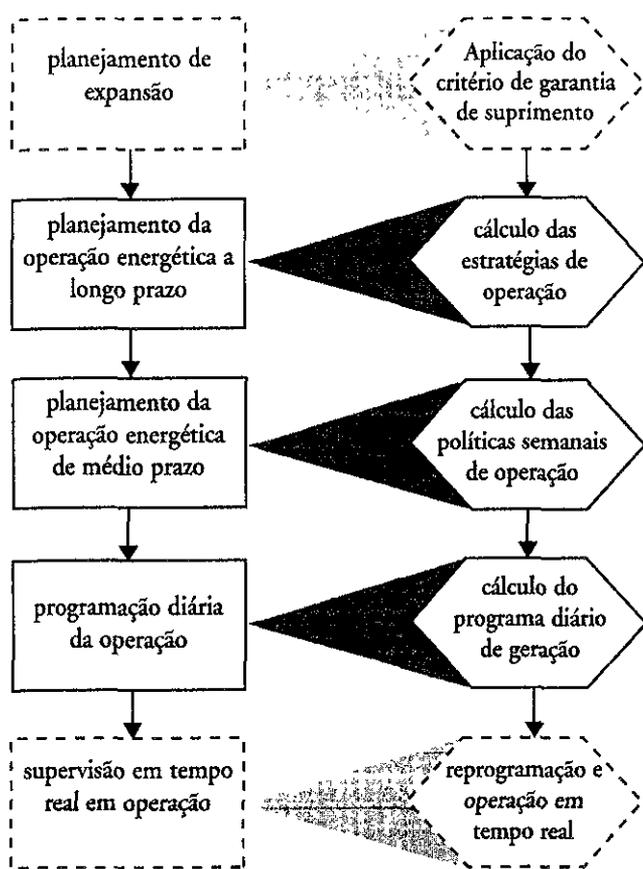


Figura 23 - Fluxo da otimização hidrotérmica na cadeia de procedimentos.

para a próxima etapa da cadeia de procedimentos da coordenação.

Nos estudos de planejamento da operação energética de médio prazo, a cada mês são calculadas as políticas semanais de operação para as cinco próximas semanas. O processo inicia-se por uma simulação a subsistemas equivalentes interligados, em que recursos e requisitos previstos são confrontados. Com base nas tabelas de valor da água dos subsistemas, é definido um intercâmbio mensal de energia que busca igualar os valores da água de fim de mês e/ou minimizar os vertimentos turbináveis nos dois subsistemas, sem violar os limites de transmissão recomendados pelos estudos de planejamento da operação elétrica. Os valores da água de fim de mês servem de base para a definição dos despachos das usinas termelétricas em cada região.

Os valores de geração térmica e intercâmbio são definidos em uma simulação a usinas individualizadas, em base semanal, em função de restrições operativas elétricas ou energéticas. Essa simulação semanal, de base heurística, é realizada de forma interativa com os usuários – representantes das empresas do GCOI – que ajustam parâmetros do sistema às restrições de suas usinas e sistemas de transmissão, visando

maximizar o nível de armazenamento global do sistema. Seus principais resultados formam a Política Semanal de Operação, que inclui:

- geração média semanal das usinas;
- evolução semanal do armazenamento nos principais reservatórios, em % do volume útil;
- disponibilidade de potência hidráulica em períodos de ponta de carga;
- energia vertida turbinável nas usinas.

Caso ocorram ao longo do mês alterações significativas nos parâmetros operativos do sistema, que justifiquem a redefinição das metas e diretrizes para as próximas semanas, estas são revistas pela equipe de planejamento operativo de médio prazo.

As Políticas Semanais de Operação servem de base para as empresas e para as equipes de coordenação do GCOI na elaboração da programação diária da operação. Essa atividade é executada com uma estreita integração entre as equipes de estudos elétricos e energéticos. O papel da coordenação da operação nessa atividade é: receber e organizar as informações submetidas pelas empresas controladoras de área, analisar a consistência dos despachos horários de geração para o dia seguinte, verificando sua adesão às metas e diretrizes ao planejamento de médio prazo, processar estudos de fluxo de carga para verificar a adequação às restrições do sistema de transmissão.

As informações recebidas e analisadas pelas equipes técnicas da coordenação da operação compreendem:

- restrições da rede elétrica que influenciam o despacho de geração;
- relatório do CNOS sobre o despacho implementado no dia anterior, desvios em relação ao programado e suas justificativas, perdas de elementos da geração ou transmissão ocorridas no curto prazo;
- previsão horária de carga, despacho horário de geração térmica e hidro, desligamentos de equipamentos para manutenção e outras restrições operativas informadas pelas empresas.

O trabalho de coordenação da programação diária consiste em verificar se a combinação dos despachos horários submetidos pelas empresas atende a carga do sistema; verificar os limites de transmissão de energia e potência entre empresas; verificar a disponibilidade de reserva de potência

girante para atendimento a crescimentos não previstos da carga; verificar a conformidade dos despachos horários com as previsões de vazões mais atualizadas; coordenar os desligamentos simultâneos de equipamentos; processar estudos de fluxo de carga para identificar pontos de "estressamento" do sistema de transmissão e o atendimento das restrições de transmissão estabelecidas. Os Programas Diários de Operação resultantes desse processo são enviados para o CNOS, onde servem de guia para as atividades de supervisão e coordenação em tempo real da operação.

A reestruturação do setor elétrico

Os fundamentos da reestruturação do setor elétrico brasileiro foram estabelecidos nas Leis nºs 9.897/95 e 9.047/95, que regulamentam o Artigo 175 da Constituição. São eles:

- competição na geração (licitação de novos potenciais hídricos, eliminando a "reserva de mercado" existente);
- livre acesso à transmissão e a definição de uma malha básica cuja expansão está sujeita à licitação;
- direito de escolha dos supridores pelos grandes consumidores;
- tarifas pelo preço (licitado ou de mercado);
- a criação do Produtor Independente de Energia;
- a obrigatoriedade da conclusão dos projetos paralisados.

De acordo com a Medida Provisória 1.531/16, de março de 1998, grande parte das responsabilidades do GCOI serão absorvidas por uma nova entidade, chamada de Operador Independente do Sistema (OIS), que será constituída como uma associação civil, pessoa jurídica de direito privado, com os seguintes objetivos:

- promover a otimização da operação do sistema eletro-energético, visando alcançar o menor custo, observados os padrões técnicos e os critérios de confiabilidade;
- garantir que todos os agentes do setor elétrico tenham acesso à rede de transmissão de forma isonômica;
- incentivar a expansão do sistema a um menor custo, através da sinalização eficiente dos preços de transmissão, com relação à geração e à carga;

- assegurar a expansão do sistema de transmissão a um menor custo.

Serão atribuições do OIS:

- planejar a operação dos sistemas eletro-energéticos interligados;
- programar a operação da geração e da transmissão, operar em tempo real e analisar a pós-operação;
- administrar os serviços de conexão, controle e uso do sistema de transmissão;
- gerir os encargos de transmissão;
- elaborar o planejamento determinativo da transmissão e instruir o processo para autorização ou licitação de novos empreendimentos de transmissão a serem feitos pela ANEEL;
- administrar e normatizar os procedimentos de operação dos sistemas elétricos interligados.

Além destas tarefas, caberá transitoriamente ao OIS a contabilização e a liquidação dos negócios efetuados entre seus associados, referentes a transações com energia elétrica. Os associados do OIS serão entidades juridicamente constituídas, que legalmente tenham concessão, autorização ou permissão para atuar como agente de geração, de transmissão, de distribuição, ou de comercialização de energia elétrica. Haverá um período de transição, em que o GCOI gradualmente passará suas atuais atribuições para o OIS.

A compra e venda de energia por atacado se realizará no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), mediante adesão a um Acordo de Mercado, na forma de contrato privado.

No novo arranjo institucional, espera-se que cada usina hidrelétrica, ou reservatório, receba um "certificado de comercialização", que traduza sua contribuição ao esforço coletivo. O método de cálculo para quantificação deste certificado deverá inspirar-se no conceito de acréscimo de energia garantida que cada componente do sistema hidrelétrico traz ao sistema interligado. Este certificado poderá ser livremente comercializado com empresas distribuidoras de eletricidade e com consumidores livres, sem consideração sobre áreas de concessão. Cada geradora poderá negociar o seu certificado de comercialização, total ou parcialmente, com qualquer empresa compradora. A rede de transmissão ficará em mãos do OIS para assegurar o direito de livre acesso, tanto da geradora quanto do compra-

dor, desde que seja pago o correspondente pedágio (*wheeling*).

A principal vantagem deste arranjo institucional é substituir o procedimento burocrático-contábil na fixação das tarifas de suprimento de energia, que tem sido baseado no conceito de custo histórico, por um mecanismo de mercado. No procedimento burocrático-contábil não há qualquer incentivo para a empresa geradora diminuir seus custos de produção, já que estes são repassados para a tarifa. Por esta razão, o custo final de construção de uma usina hidrelétrica tem sido historicamente superior à correspondente estimativa de custo, realizada na fase de estudo de viabilidade. No novo procedimento, ganhos de eficácia na produção de energia são inteiramente apropriados pela empresa geradora, e a longo prazo, como resultado da competição, são repassados para os consumidores. Além disto, a lei da oferta e procura deverá garantir novos investimentos em geração⁵.

A venda de um certificado de comercialização da empresa geradora A para a empresa consumidora B, por um preço livremente negociado, cria um vínculo comercial entre A e B, mas não necessariamente um vínculo elétrico. Isto porque a energia consumida por B será produzida em qualquer usina, e não necessariamente numa usina pertencente a A. A entidade operadora do sistema continuará exercendo o papel, hoje sob responsabilidade do GCOI, de planejar a operação integrada do sistema, visando a minimização da soma do valor presente esperado do custo de produção de energia com o valor presente esperado do custo de racionamento (Equação 15). Estas duas parcelas correspondem respectivamente a 30% e 70% do custo total.

O cálculo do valor presente esperado do custo de produção é relativamente simples, envolvendo apenas os gastos com combustíveis (usinas térmicas), manutenção, administração e comercialização. Por outro lado, não é possível calcular com precisão o valor presente esperado do custo de racionamento, já que as conseqüências da indisponibilidade de energia afetam diferentemente cada empresa compradora. Este valor arbitrário não apenas condiciona significativamente a maneira como as usinas são despachadas, como condicionará também o cálculo dos certificados de comercialização das empresas geradoras.

Não há diferenças entre os arranjos institucionais do setor elétrico, antigo e novo, no que diz respeito à situação de racionamento: admite-se que todos os consumidores serão cortados linearmente, com exceções lastreadas em considerações sobre custo social, sem consideração por eventuais diferenças de preços unitários. Assim, todos são irmanados na categoria "consumidores da energia garantida de 95%". Melhor seria que cada empresa compradora de energia pudesse escolher o nível de confiabilidade que lhe fosse adequado, para si própria (caso de consumidor livre) ou para seus clientes (caso de distribuidora de eletricidade). Quanto maior fosse o nível de garantia, maior deveria ser o correspondente preço unitário. Isto porque energias com diferentes confiabilidades são produtos distintos. Assim, o comprador que decida comprar energia com confiabilidade de 99% deveria pagar mais por cada unidade de energia do que o comprador que aceite uma confiabilidade de apenas 90%.

Considerações finais

O setor elétrico brasileiro, formado nas últimas décadas quase que exclusivamente por empresas estatais, tem muitas realizações para mostrar. Trata-se de um setor que soube dar tratamento sistêmico à complexa questão de como planejar e operar um conjunto de usinas hidrelétricas, conectadas hidráulica e eletricamente. Por causa das peculiaridades do parque gerador brasileiro, entre as quais destaca-se a existência de grandes reservatórios e a transmissão de energia a grandes distâncias, o setor foi capaz de desenvolver tecnologia própria. Como resultado, conseguiu oferecer ao consumidor de energia elétrica um serviço de qualidade comparável ao existente nos países do "primeiro mundo".

No final do século, o setor passa por transformações, impulsionadas pela descapitalização do setor público, que resultou no processo de privatização das empresas dessa área. O grande desafio é o de estabelecer "regras do jogo" para as empresas privadas que faça com que elas, buscando a maximização do lucro, acabem por adotar as melhores opções de operação e expansão do sistema, sob a ótica do interesse social.

Independentemente da questão patrimonial, a participação das termoelétricas na produção de

5 À medida que a demanda cresça, aumentará a procura dos compradores por certificados de participação, que lhes assegure o acesso ao recurso energético. A subida do preço destes certificados fará com que novos investimentos no aumento da produção se tornem atraentes.

energia elétrica deverá aumentar em consequência da: oposição de motivação ambientalista à construção de novas usinas e reservatórios; recentes avanços tecnológicos das termoeletricas.

A implementação dos princípios de gestão de recursos hídricos adotados na Lei 9.433/97 deverá aumentar a

interação do setor elétrico com os demais setores usuários, no nível da bacia hidrográfica. Neste particular, o desafio para o setor será o de desenvolver metodologia para compatibilizar o planejamento e operação, sob duas óticas não necessariamente coincidentes: a do sistema interligado e a da bacia hidrográfica.

Anexo 1 - Características dos reservatórios

Empresa	Usina	Volume (hm ³)			Cota (m)		Canal de fuga (m)
		Máximo	Mínimo	Útil	Máxima	Mínima	
CELG	Cachoeira Dourada	460	460	0	434,12	434,12	401,10
ESCELSA	Mascarenhas	42	42	0	60,75	60,75	39,00
ELETROPAULO	Billings	1.167	1	1.166	747,65	729,15	728,75
	Guarapiranga	197	1	196	737,77	726,15	720,00
	Henry Borden	1	1	0	728,75	728,75	11,50
CESP	Caconde	555	51	504	855	825	750
	E. da Cunha	14	14	0	665	665	573,50
	A. S. Oliveira	25	25	0	573	573	547,60
	A. Vermelha	11.025	5.856	5.169	383,30	373,30	326,40
	I. Solteira	21.060	8.232	12.828	328	314	281,10
	I. Solt.+T. Irmãos	34.432	25.467	8.965	328	323	281,10
	Barra Bonita	3.135	569	2.566	451,50	439,50	428
	A.S.Lima	544	544	0	427,50	427,50	405
	Ibitinga	985	985	0	404	404	382,50
	Promissão	7.408	5.280	2.128	384	379,70	358,70
	N. Avanhandava	2.700	2.700	0	358	358	328
	Jupiá	3.354	3.354	0	280	280	257
	A. A. Laydner	7.008	3.843	3.165	568	559,70	532,20
	Xavantes	8.795	5.754	3.041	474	465,23	398,70
	L. N. Garcez	45	45	0	384,67	384,67	366,60
	Capivara	10.540	4.816	5.724	334	321	285,20
	Três Irmãos	13.372	9.923	3.449	328	323	280
	Taquarucu	677	677	0	284	284	258,50
	Rosana	1.918	1.918	0	258	258	238
	Paraibuna	4.732	2.096	2.636	714	694,60	626,40
Jaguari	1.236	443	793	623	603,20	557,90	
Canoas I	215	215	0	351	351	333,80	
Canoas II	149	149	0	366	366	351,10	
P. Primavera	20.000	14.400	5.600	259	257	239,20	
LIGHT	Lajes	618	102	516	419,50	397,50	92
	Nilo Peçanha	38	38	0	399	399	86,90
	Pereira Passos	17	17	0	86,50	86,50	48,50
	Santa Branca	439	131	308	622	605	577,20
	I. dos Pombos	5	5	0	139,94	139,94	106,10
CEMIG	Camargos	792	120	672	913	899	886,10
	Itutinga	11	11	0	886	886	857,70
	Jaguara	450	450	0	558,50	558,50	512,60
	Volta Grande	2.244	2.244	0	494,60	494,60	467
	Salto Grande	78	78	0	328	328	255,10
	Três Marias	19.528	4.250	15.278	568,30	545	515,70
	Emborcação	17.190	4.669	12.521	660	615	521,90
	São Simão	12.540	7.000	5.540	401	390,50	328,10
	Nova Ponte	12.792	2.412	10.380	815	775,50	696
	Miranda	1.120	974	146	696	693	625,20
Igarapava	480	480	0	512	512	494,80	
Funil Grande	350	350	0	808	808	768	

Anexo 1 - Características dos reservatórios (cont.)

FURNAS	Furnas	22.950	5.733	17.217	768	750	672,90
	M.de Morais	4.040	1.540	2.500	666,12	653,12	622
	Estreito	1.423	1.423	0	622,50	622,50	557,80
	P. Colômbia	1.524	1.524	0	467,20	467,20	443,40
	Marimbondo	5.887	890	4.997	445,73	445,73	382,80
	Itumbiara	17.027	4.573	12.454	520	495	435,60
	Funil	888	283	605	466,50	444	394,30
	Corumbá I	1.500	470	1.030	595	570	518,90
	Serra da Mesa	54.400	11.150	43.250	460	417,30	334,10
ELN/SE	Manso	7.337	4.386	2.951	287	278	225,10
ITAIPU	Itaipu	29.000	29.000	0	220	220	100
CEEE	Ernestina	259	21	238	489,50	482,50	457,35
	Passo Real	3.646	289	3.357	327	300	279,30
	Jacuí	29	29	0	279,89	279,89	182,37
	Itaúba	620	620	0	184	184	92,70
	D. Francisca	335	335	0	94,50	94,50	52,50
COPEL	G. P. Souza	179	23	156	845	822	90,70
	G. B. Munhoz	5.779	2.562	388	607	602	490
	Segredo	2.950	2.562	388	607	602	490
	J. Mesq. Filho	2	2	0	349,27	349,27	287,57
	Salto Caxias	3.573	3.573	0	325	325	259,10
ELETROSUL	Passo Fundo	1.589	185	1.404	598	584	335,50
	Salto Osório	1.124	1.124	0	397	397	324
	Salto Santiago	6.775	2.662	4.113	506	480,90	397
	Ita	5.100	5.100	0	370	370	265,20
CHESF	Sobradinho	34.116	5.447	28.669	392,50	380,50	362,50
	Itaparica	10.782	7.238	3.544	304	299	251,50
	Moxotó	900	900	0	251,50	251,50	230,30
	Plo. Afonso 123	26	26	0	230,30	230,30	146,10
	Plo. Afonso 4	121	121	0	251,50	251,50	135,80
	Xingó	3.800	3.800	0	138	138	19,50
	B. Esperança	5.085	3.173	1.912	304	298	260
ELETRONORTE	Tucuruí	45.500	13.487	32.013	71,93	51,64	8,60
OUTRAS	Monte Claro	8	3	5	148	138,64	101,2
	Passo do Meio	14	3	11	535	526,40	492
	Sobragi	1	1	0	436,50	436,50	360
	Porto Estrela	89	56	33	255	246	204
	Pilar	265	265	0	527,50	527,50	434
	Rosal	11	11	0	555	555	360,70
	Cana Brava	2.300	2.300	0	333	333	287,60

Anexo 2 – Relação das usinas (FONTE: Diretoria de Planejamento – Eletrobrás)

Empresa / Usina	Tipo	Rio / Estado	Potência (MW)	
			Efetiva	Total
CERJ				
Pequenas Hidros				
Areal	H		2 X 10	20,00
Chave do Vaz	H		1 X 0,7	0,70
Euclidlândia	H		2 X 0,6	1,20
Fagundes	H		2 X 2,4	4,80
Franca Amaral	H		1 X 4,8	4,80
Macabu	H			2 X 2,75
			2 X 6,0	17,50
Piabanha	H		3 X 2,86	8,58
Tombos	H		2 X 0,85	1,70
Venâncio	H		1 X 0,7	0,70
		Subtotal Hidro		59,98
		Total		59,98
CELG				
Pequenas Hidros				
Mambáí	H		1 X 0,35	0,35
Mosquito	H		1 X 0,36	0,36
Rochedo	H		1 X 4	4,00
São Domingos	H		2 X 6	12,00
		Subtotal Hidro		16,71
Pequenas Termo				
Santa Tereza	D		1 X 0,8	0,80
		Subtotal Termo		0,80
		Total		17,51
CDSA				
Cach. Dourada	H	Paranaíba	2 X 17	
			3 X 54	
			3 X 84	
			2 X 105	658,00
		Subtotal Hidro		658,00
		Total		658,00
CEB				
Pequenas Hidros				
Paranoá	H		3 X 8,5	25,50
		Subtotal Hidro		25,50
Pequenas Termos				
Ter. Brasília	O		2 X 5	10,00
		Subtotal Termo		10,00
		Total		35,50

Empresa / Usina	Tipo	Rio / Estado	Potência (MW)	
			Efetiva	Total
CEEE				
Passo Real	H	Jacuí	2 X 75,0	150,00
Jacuí	H	Jacuí	6 X 30,0	180,00
Itaúba	H	Jacuí	4 X 125,0	500,00
Pequenas Hidros				
Bugres	H		1 X 11,50	11,50
Canastra	H		2 X 22,00	44,00
Capigui	H		3 X 1,33	3,99
Ernestina	H		1 X 3,80	3,80
Forquilha	H		1 X 1,10	1,10
Guarita	H		1 X 1,70	1,70
Herval	H		2 X 0,60	1,20
Ijuizinho	H		1 X 1,00	1,00
Ivaí	H		1 X 0,70	0,70
P. Inferno	H		1 X 1,10	1,10
S. Rosas	H		1 X 1,40	1,40
Toca	H		2 X 0,55	1,10
		Subtotal		902,59
P. Medice A/B	C		2 X 63,0	
			2 X 160,0	446,00
Pequenas Termo				
S. Jerônimo	C		2 X 4,0	
			1 X 9,0	17,0
Nutepa	O		3 X 8,0	24,00
		Subtotal Termo		487,00
		Total		1.389,59
CELESC				
Pequenas Hidros				
Bracinho	H		2 X 7,5	
			1 X 1,5	16,50
Caveiras	H		1 X 0,5	
			1 X 0,6	
			2 X 1,2	3,50
Cedros	H		2 X 3,7	7,40
Celso Ramos	H		2 X 2,3	4,60
Garcia	H		2 X 4,3	8,60
I. Silveira	H		1 X 2,4	2,40
Palmeiras	H		2 X 8,7	17,40
Pery	H		1 X 1,4	
			2 X 1,5	4,40
Pirai	H		3 X 0,25	0,75
R. Peixe	H		2 X 0,3	0,60
Salto	H		3 X 1,7	
			1 X 2,2	7,30
São Lourenço	H		2 X 0,21	0,42
		Subtotal Hidro		73,87
		Total		73,87

Empresa / Usina	Tipo	Rio / Estado	Potência (MW)	
			Efetiva	Total
CELESC / APE				
Pequenas Hidros				
Tigre	H		1 X 2,0	2,00
Santa Maria	H		1 X 0,6	0,60
		Subtotal Hidro		2,60
		Total		2,60
CELTINS				
Pequenas Hidros				
Lages	H		1 X 2,07	2,07
Corujão	H		1 X 0,73	0,73
Agro Trafo	H		1 X 8,00	8,00
		Subtotal Hidro		10,80
		Total		10,80
CEMAT				
Pequenas Hidros				
A. Araguaia	H		2 X 0,28	
			1 X 0,6	1,16
A. Garcas	H		1 X 0,36	0,36
A. Paraguai	H		1 X 0,88	
			1 X 0,8	1,68
Braco Norte	H		2 X 1,28	
			2 X 1,37	5,30
Casca 2	H		2 X 0,72	
			1 X 2,08	3,52
Casca 3	H		2 X 4	
			1 X 3,9	11,90
Culuene	H		3 X 0,59	1,77
Poxoreo	H		2 X 0,38	0,76
Primavera	H		2 X 1,20	2,40
Torixoreo	H		2 X 1	2,00
		Subtotal Hidro		
Pequenas Termo				
Matupá	D		5 X 0,23	1,15
Pont Lacerda	D		1 X 0,12	
			1 X 0,13	
			1 X 0,15	
			1 X 0,17	
			1 X 0,18	
			1 X 0,23	0,98
		Subtotal Termo		2,13
		Total		32,98

Empresa / Usina	Tipo	Rio / Estado	Potência (MW)	
			Efetiva	Total
CEMAT / APE				
Juba I / II	H		8 X 10,50	84,00
		Subtotal Hidro		84,00
		Total		84,00
CEMIG				
Camargos	H	Grande	2 X 24,0	48,00
Emborcação	H	Paranaíba	4 X 298,0	1.192,00
Itutinga	H	Grande	4 X 13,0	52,00
Jaguará	H	Grande	4 X 106,0	424,00
Nova Ponte	H	Araguari	3 X 170,0	510,00
Salto Grande	H	Santo Antônio	2 X 27,0	
			2 X 24,0	102,00
São Simão	H	Paranaíba	6 X 285,0	1.710,00
Três Marias	H	São Francisco	6 X 66,0	396,00
Volta Grande	H	Grande	4 X 95,0	380,00
Pequenas Hidros				
Anil	H		2 X 1,04	2,08
B. J. Galho	H		1 X 0,36	0,36
Cajuru	H		1 X 7,2	7,20
Dona Rita	H		1 X 1,6	
			1 X 0,81	2,41
Gafanhoto	H		4 X 3,22	12,88
Jacutinga	H		1 X 0,72	0,72
Joasal	H		5 X 1,6	8,00
Machado Min.	H		2 X 0,92	1,84
Marmelos	H		4 X 0,6	
			1 X 1,6	4,00
Martins	H		4 X 1,92	7,70
Paciência	H		3 X 1,36	4,08
Pandeiros	H		3 X 1,4	4,20
Paraúna	H		1 X 1	
			1 X 2,08	
			1 X 1,2	4,28
Peti	H		1 X 5	
			1 X 4,4	9,40
Piau	H		2 X 9,01	18,01
Poco Fundo	H		2 X 2,08	
			1 X 5	9,16
Luiz Dias	H		2 X 0,81	1,62
R. das Pedras	H		2 X 2,32	
			1 X 4,64	9,28
S. Bernardo	H		2 X 1,31	
			1 X 4,2	6,82
S. Marta	H		2 X 0,5	
			1 X 0,48	1,48
S. Morais	H		2 X 1,2	2,39
Sumidouro	H		1 X 2,12	2,12

Empresa / Usina	Tipo	Rio / Estado	Potência (MW)	
			Efetiva	Total
Tronqueiras	H		2 X 1,18	
			1 X 4,27	7,87
Xicão	H		2 X 0,9	1,81
		Subtotal Hidro		4.943,71
Igarapé	O		1 X 131,25	131,52
Pequenas Termo				
Camelinho	E		4 X 0,25	1,00
Formoso	D		2 X 0,18	0,36
		Subtotal Termo		132,61
		Total		5.076,32
CEMIG / APE				
Guilman-amor	H		4 X 35,0	140,00
Sa Carvalho	H		1 X 30,0	30,00
		Subtotal Hidro		170,00
		Total		170,00
COELBA				
Pequenas Hidros				
Alto Fêmeas	H		3 X 3,30	9,90
Correntina	H		2 X 4,50	9,00
		Subtotal Hidro		18,90
Pequenas Termo				
Prado	D		3 X 1,00	3,00
Porto Seguro	D		3 X 2,00	6,00
		Subtotal Termo		9,00
		Total		27,90
ELETRONORTE				
Tucuruí	H	Tocantins	2 X 20,0	
			12 X 350,0	4.240,00
		Subtotal Hidro		4.240,00
		Total		4.240,00

Empresa / Usina	Tipo	Rio / Estado	Potência (MW)	
			Efetiva	Total
CESP				
Caconde	H	Pardo	1 X 41 1 X 39	80,00
E. da Cunha	H	Pardo	4 X 27,0	108,00
A. S. Oliveira	H	Pardo	2 X 16,0	32,00
A. Vermelha	H	Grande	6 X 232,7	1.396,20
I. Solteira	H	Paraná	4 X 176,0 11 X 170,0 5 X 174,0	3.444,00
Barra Bonita	H	Tietê	4 X 35,0	140,00
A. S. Lima	H	Tietê	3 X 48,0	144,00
Ibitinga	H	Tietê	3 X 44,0	132,00
Promissão	H	Tietê	3 X 88,0	264,00
N. Avanhandava	H	Tietê	3 X 115,5	347,40
T. Irmãos	H	Tietê	3 X 161,5	484,50
Jupiá	H	Paraná	3 X 110,8 11 X 101,0	1.443,00
A. A. Laydner	H	Parapanema	2 X 49,0	98,00
Xavantes	H	Parapanema	4 X 104,0	416,00
L. N. Garcez	H	Parapanema	4 X 18,0	72,00
Capivara	H	Parapanema	4 X 160,0	640,00
Taquaru	H	Parapanema	5 X 111,0	555,00
Rosana	H	Parapanema	4 X 93,0	372,00
Jaguari	H	Jaguari	2 X 14,0	28,00
Paraibuna	H	Paraíba do Sul	2 X 43,0	86,00
Pequenas Hidros				
Corumbataí	H		1 X 1,7	1,70
Emas Novas	H		1 X 4,6	4,60
Lobo	H		1 X 2,5	2,50
Mogi Guaçu	H		2 X 3,5	7,00
		Subtotal Hidro		10.298,30
		Total		10.298,30
RGE (CNNDEE)				
Pequenas Hidros				
Andorinhas	H		2 X 0,25	0,50
Guaporé	H		2 X 0,3	0,60
Inglês	H		2 X 0,15	0,30
Picada 48	H		2 X 0,1	0,20
Pirapó	H		2 X 0,3	0,60
Saltinho	H		1 X 0,8	0,80
Touros	H		1 X 0,2	0,20
		Subtotal Hidro		3,20
		Total		3,20

Empresa / Usina	Tipo	Rio / Estado	Potência (MW)	
			Efetiva	Total
CHESF				
Sobradinho	H	São Francisco	6 X 175,0	1.050,00
Itaparica	H	São Francisco	6 X 250,0	1.500,00
Moxotó	H	São Francisco	4 X 100,0	400,00
P. Afonso 123	H	São Francisco	3 X 60,0	
			2 X 70,0	
			1 X 77,0	
			3 X 76,0	
			4 X 200,0	1.425,00
P. Afonso 4	H	São Francisco	6 X 410,0	2.460,00
Xingó	H	São Francisco	6 X 500,0	3.000,00
B. Esperança	H	Paraíba	2 X 49,0	
			2 X 63,5	225,00
Pequenas Hidros				
Araras	H		2 X 2,00	4,00
Curemas	H		2 X 1,76	3,52
Funil	H		3 X 10,00	30,00
Pedra	H		1 X 20,00	20,00
		Subtotal Hidro		10.117,52
Camaçari	O		5 X 58,0	290,00
		Subtotal Termo		290,00
		Total		10.407,52
ELETROSUL				
Slt. Santiago	H	Iguacu	1 X 355,0	
			1 X 355,0	
			1 X 355,0	
			1 X 355,0	1.420,00
			3 X 182,0	
Salto Osório	H	Iguacu	1 X 182,0	
			2 X 175,0	1.078,00
			2 X 110,0	220,00
		Subtotal Hidro		2.718,00
Alegrete	O	Rio Grande do Sul	2 X 33,0	66,00
Charqueadas	C	Rio Grande do Sul	4 X 18,0	72,00
J. Lacerda IV	C	Santa Catarina	1 X 350,0	350,00
J. Lacerda B	C	Santa Catarina	2 X 125,0	250,00
J. Lacerda A	C	Santa Catarina	2 X 50,0	
			2 X 66,0	232,00
		Subtotal Termo		970,00
		Total		3.688,00

Empresa / Usina	Tipo	Rio / Estado	Potência (MW)	
			Efetiva	Total
COPEL				
G. B. Munhoz	H	Iguacu	4 X 419,0	1.676,00
Segredo	H	Iguacu	4 X 315,00	1.260,00
J. M. Filho	H		2 X 28,8	57,60
G. P. Souzas	H	Capivari	4 X 63,0	252,00
Pequenas Hidros				
Apucarantina	H		2 X 2,4 1 X 4,7	9,50
Cavernoso	H		1 X 0,4 1 X 0,8	1,20
Chaminé	H		4 X 4,5	18,00
Chopim I	H		2 X 0,90	1,80
Desv. Jordão	H		1 X 6,50	6,50
Guaricana	H		1 X 18,0 3 X 6,00	36,00
Marumbi	H		4 X 2,40	9,60
Melissa	H		2 X 0,40	0,80
Mourão	H		2 X 2,00 1 X 3,5	7,50
Pitangui	H		3 X 0,13 1 X 0,40	0,79
R. Patos	H		3 X 0,80 2 X 0,10 1 X 0,60	1,60
S. do Vau	H		1 X 0,90	0,90
São Jorge	H		1 X 1,30	2,30
		Subtotal Hidro		3.342,09
Pequenas Termo				
Figueira	C		2 X 10,0	20,00
		Subtotal Termo		20,00
		Total		3.362,09
EMERSUL				
Pequenas Hidros				
Coxim	H		1 X 0,40	0,40
Mimoso	H		1 X 20 1 X 9,5	29,50
São João I	H		1 X 0,40 1 X 0,30	0,70
São João II	H		1 X 0,60	0,60
		Subtotal Hidro		31,20
Pequenas Termo				
Corumbá	D		3 X 1,30	3,90
Coxim	D		3 X 0,70	2,10
		Subtotal Termo		6,00
		Total		37,20

Empresa / Usina	Tipo	Rio / Estado	Potência (MW)	
			Efetiva	Total
CPFL				
Pequenas Hidros				
Americana	H		3 X 11,2	33,60
Buritís	H		1 X 1	1,00
Capão Preto	H		2 X 1,76	
			1 X 2	5,52
Chibarro	H		1 X 0,95	
			1 X 0,85	1,80
Dourados	H		1 X 7,0	7,00
Eloy Chaves	H		1 X 8,8	
			1 X 10	18,80
Esmeril	H		2 X 0,66	
			1 X 0,78	2,10
G. Peixoto	H		2 X 0,72	
			1 X 1	
			1 X 1,76	4,20
Jaguari	H		2 X 4,1	
			1 X 6,2	14,40
Lençóis	H		2 X 0,84	1,68
Pinhal	H		2 X 3,5	7,00
Salto Grande	H		2 X 1,2	
			1 X 1,3	3,70
Santana	H		2 X 2,05	
São Joaquim	H		2 X 0,8	
			2 X 1,8	5,20
Socorro	H		1 X 1	1,00
Três Saltos	H		1 X 0,8	0,80
		Subtotal Hidro		111,90
Pequenas Termo				
Carioba	O		2 X 18,0	36,00
		Subtotal Termo		36,00
		Total		147,90
CPFL / APE				
Pequenas Hidros				
Santa Eliza	H		1 X 5,0	5,00
Vale Rosario	H		1 X 4,0	4,00
		Subtotal Termo		9,00
		Total		9,00

Empresa / Usina	Tipo	Rio / Estado	Potência (MW)	
			Efetiva	Total
ELETROPAULO				
Henry Borden	H	Tietê e Tribut.	1 X 40 1 X 35 4 X 65 2 X 66,2 6 X 70	887,40
Pequenas Hidros Bocaina	H		1 X 0,3 1 X 0,6	0,90
Isabel	H		2 X 1,6	3,20
P. Góes	H		2 X 5,5	11,00
Rasgão	H		1 X 11	22,00
Salesópolis	H		2 X 1	2,00
Sodré	H		3 X 0,2	0,60
		Subtotal Hidro		927,10
Piratin. 3/4	O		2 X 135,0	270,00
Piratin. 1/2	O		2 X 100,0	200,00
		Subtotal Termo		470,00
		Total		1.397,10
ELETROPAULO / APE				
Pequenas Hidros Docas	H		1 X 9,0	9,00
		Subtotal Hidro		9,00
		Total		9,00
ESCELSA				
Mascarenhas Pequenas Hidros Jucu	H	Doce	3 X 41,0 1 X 0,27 1 X 0,35 1 X 0,7 1 X 0,69	123,00 2,01
R. Preto	H		1 X 0,09 1 X 0,1	0,19
Rio Bonito	H		2 X 15,3 1 X 0,3	30,60
		Subtotal Hidro		123,00
		Total		123,00

Empresa / Usina	Tipo	Rio / Estado	Potência (MW)	
			Efetiva	Total
FURNAS				
Furnas	H	Grande	6 X 164,0 2 X 164,0	1,312,00
M. de Moraes	H	Grande	2 X 38 2 X 45 4 X 51 2 X 54	478,00
Estreito	H	Grande	6 X 184,0	1.104,00
P Colômbia	H	Grande	4 X 82,0	328,00
Marimbondo	H	Grande	8 X 186,0	1.488,00
Corumbá I	H	Corumbá	3 X 125,0	375,00
Itumbiara	H	Paranaíba	6 X 380,0	2.280,00
Funil	H	Paraíba do Sul	3 X 74,0	222,00
		Subtotal Hidro		7.587,00
Angra I	N	Rio de Janeiro	1 X 657,0	657,00
St. Cruz	O	Rio de Janeiro	1 X 84,0 1 X 84,0 1 X 220,0 1 X 220,0	608,00
R. Silveira	O	Rio de Janeiro	2 X 16,0	32,00
		Subtotal Termo		1.297,00
		Total		8.884,00
FURNAS / APE				
Muniz Freire	H		3 X 8,5	24,00
		Subtotal Hidro		24,00
		Total		24,00
ITAIPU				
Itaipu	H	Parana	9 X 700,0 9 X 700,0	6.300,00
		Subtotal Hidro		6.300,00
		Total		6.300,00
LIGHT				
I. Pombos	H	Paraíba do Sul	2 X 26,0 1 X 29,0 1 X 39,0 1 X 44,0	164,00
Nilo Peçanha	H	Paraíba-Pirai	2 X 48,0 4 X 71,0	380,00
P. Passos	H	Lajes-Par-Piraí	2 X 50,0	100,00
Fontes A	H	Lajes-Par-Piraí	1 X 44,0	44,00
Fontes BC	H	Lajes-Par-Piraí	2 X 44,0	88,00
		Subtotal Hidro		776,00
		Total		776,00

Bibliografia

- COLE, C.V. & KRISHNAMURTHY, K. Evaluation and Criteria for Spillway Design Flood and Adequacy in Relation to Safety of Dams. In: *International Conference of Large Dams*. India, 1979. p. 853-867.
- ELETROBRÁS. Sistema SIPOT. 1998.
- GRUPO DA COORDENAÇÃO INTERLIGADA. *Relatório de 1996*. Eletrobrás.
- GULLIVER, John S. & ARNDT, Roger E. *Hydropower Engineering Handbook*. McGraw-Hill, 1991.
- KELMAN, Jerson. Modelos Estocásticos no Gerenciamento dos Recursos Hídricos. In: *Modelos para Gerenciamento de Recursos Hídricos*. São Paulo, Nobel/ABRH, 1987.
- _____. *Cheias e Aproveitamentos Hidrelétricos*. RBE, 1987.
- LOUCKS, Daniel P. et alii. *Water Resource System Planning and Analysis*. Prentice-Hall, 1981.
- PEREIRA, Mario V. F. *O Mercado Atacadista de Energia e o Novo Marco Regulatório do Sistema Brasileiro*. 1998. Comunicação pessoal.
- TERRY, L.A. et alii. Coordinating the Energy Generation of the Brazilian National Hydrothermal Electrical Generating Systems, Interfaces. In: *The Institute of Management Sciences*, v. 16, n.1, 1986.
- VIEIRA, Ailton M. *Hidrologia Estocástica e Operação de Reservatórios*. Rio de Janeiro, UFRJ, 1997. Tese D. Sc. Apresentada à COPPE.

Jerson Kelman

kelman@ruralrj.com.br

Engenheiro Civil - Universidade Federal do Rio de Janeiro
MSc em Hidráulica - COPPE/UFRJ
PhD em Hydrology and Water Resources - Colorado State University, EUA
Professor da COPPE/UFRJ.
Consultor do Banco Mundial.
Por mais de 20 anos foi pesquisador do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, CEPEL.
É Consultor do Ministério do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal; do Programa de Saneamento Ambiental do Paraná (PROSAM) e da Espírito Santo Centrais Elétricas S/A (Excelsa).
Foi Diretor de Estudos e Projetos da Superintendência Estadual de Rios e Lagoas, SERLA, onde foi responsável pelo programa "Reconstrução-Rio".
Ex-Presidente da Associação Brasileira de Recursos Hídricos, ABRH.

Linhas de Pesquisa:
Modelagem hidrológica
Otimização de sistemas hidrotérmicos
Drenagem urbana
Gestão de recursos hídricos

**Mario Veiga Ferraz Pereira**

mario92@ibm.net

Engenheiro Eletricista (Sistemas) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro
MSc em Engenharia de Sistemas (Otimização) - COOPE/UFRJ
DSc em Engenharia de Sistemas (Otimização) - COOPE/UFRJ
Consultor na área de planejamento, operação e reestruturação de sistemas elétricos.
Foi Gerente de Projetos do Electric Power Research Institute (EPRI).
Foi professor da PUC/RJ e Coordenador de Projetos do CEPEL/Eletróbrás.

Linhas de Pesquisa:
Expansão e operação de sistemas elétricos em ambientes competitivos
Otimização
Estocástica de grande porte
Gerência de risco

