

A expansão de longo prazo do sistema elétrico brasileiro: uma análise com o modelo PSE*

OCTÁVIO A. F. TOURINHO**

Este artigo analisa as tendências de evolução de longo prazo do sistema elétrico brasileiro, com o auxílio de um modelo de planejamento (PSE) que permite calcular a estratégia de mínimo custo para a expansão de oferta requerida por um cenário de demanda de energia fornecido exogenamente. O modelo é regionalizado, dinâmico, e leva em conta explicitamente o caráter estocástico da geração hidrelétrica. A técnica de solução empregada é a programação não-linear, que permite representar convenientemente a exaustão progressiva dos aproveitamentos mais favoráveis nas várias bacias. As interligações inter-regionais, através de linhas de transmissão de grande capacidade, são também consideradas. A descrição dos resultados do cenário básico e a análise de sensibilidade ilustram como e quando se faria o recurso ao potencial hidrelétrico da região Norte, esclarecem o papel da geração nuclear e a carvão na oferta de energia nas próximas décadas e situam a questão da transmissão maciça de energia a longa distância no rol das opções tecnológicas do setor.

1 — Introdução

A expansão do sistema elétrico brasileiro vem consumindo aproximadamente seis a sete bilhões de dólares anuais para investimentos em aumento de capacidade, o que corresponde a cerca de 15% da formação bruta de capital no país [cf. Eletrobrás (1982a, pp. 58-60)]. Como a depreciação no setor é muito pequena relativamente aos outros setores, a participação dos investimentos elétricos no investimento líquido total é ainda mais significativa. Estes volumes, e os impactos indiretos que eles têm sobre a indústria de construção civil e de equipamentos, fazem do planejamento da expansão da capacidade no setor uma questão de grande interesse para a política econômica do governo. O fato de o setor ser controlado integral-

* Este artigo é uma versão ampliada de um trabalho anterior [cf. Tourinho (1982)]. Agradeço a Luiz Paulo Rosenberg o incentivo inicial e o apoio posterior para construir o modelo, assim como a Sancho Berenguer, que me sugeriu uma modificação na formulação original. Roberto Appelfeld e José Augusto Pestana Maciel ajudaram com a coleta e adaptação dos dados e com o processamento dos cenários. Ana Isabel C. M. Alvarenga ajudou a programar a integração da normal multivariada da Seção 3 e Vagner Ardeco assistiu na edição final do texto.

** Do Instituto de Pesquisas do IPEA.

mente pelo Estado justifica o enfoque de planejamento setorial para análise destas decisões de investimento.

A evolução do custo marginal real da energia elétrica no país pode, no longo prazo, ter conseqüências importantes para a política energética atual,¹ assim como para a escolha tecnológica nos outros setores, pois afetará o preço da eletricidade relativamente a outros bens e aos fatores de produção.

O planejamento da expansão do setor elétrico no Brasil é feito pelo Ministério das Minas e Energia, através da Eletrobrás, levando em conta não apenas os critérios econômicos, mas também os institucionais e políticos, e concentrando-se no médio prazo (10 a 15 anos). Neste contexto, surge o interesse em estender o horizonte de tempo do planejamento e em aplicar exclusivamente os critérios de eficiência econômica à análise das seguintes questões: onde concentrar o desenvolvimento do potencial hidrelétrico?; qual pode ser o papel da geração nuclear e a carvão na expansão da oferta de energia elétrica?; quanto será o custo da energia elétrica no início do próximo século? Naturalmente, uma análise destas perguntas não pode, nem deve, ser conduzida com o detalhe apropriado ao planejamento da expansão a nível das usinas específicas, de modo que os resultados que serão obtidos são apenas indicativos das grandes tendências de evolução do sistema.

Para atender aos requisitos acima, foi desenvolvido um modelo do sistema elétrico (PSE) que permite calcular a estratégia de mínimo custo para a expansão necessária no sentido de atender a um cenário de demanda de energia fornecido exogenamente. O modelo é regionalizado, dinâmico, e leva em conta explicitamente o caráter estocástico da geração hidrelétrica. A técnica de solução empregada é a programação não-linear, que permite representar convenientemente a exaustão progressiva dos aproveitamentos mais favoráveis nas várias bacias. As interligações inter-regionais, através de linhas de transmissão de grande capacidade, são também consideradas.

Modelos com objetivos similares a estes também foram desenvolvidos pelo grupo Eletrobrás, dentre os quais merece destaque o DESELP [cf. Albuquerque, Trinkenreich, Pinheiro e Wanderley (1981)]. Ele procura levar em conta a energia secundária dos projetos fazendo o despacho de potência a dois patamares, em vez de empregar uma representação explícita do aspecto estocástico da geração, como aqui. Além disto, o DESELP é um modelo linear, representa o acréscimo de custos de investimentos com uma curva em degraus e tem, em conseqüência, um porte muito maior do que o PSE. Na versão do modelo aqui apresentada procuramos utilizar dados de custo,² similares aos de uma versão recente do DESELP [cf. Eletrobrás (s.d.)], para facilitar eventuais comparações.

¹ Por exemplo, a economicidade, no futuro, da utilização intensiva da eletrotermia depende do custo do aumento de capacidade.

² Os outros dados, especialmente o cenário de demanda, são diferentes.

O plano deste artigo é o seguinte: a Seção 2 faz a descrição da formulação matemática do modelo, a Seção 3 descreve a base de dados utilizada, a Seção 4 contém a discussão dos resultados e a Seção 5 resume as principais conclusões.

2 — Descrição do modelo

Apresentamos a seguir a formulação de um modelo de planejamento da expansão do sistema de suprimento de energia elétrica. O seu objetivo é minimizar o custo total para satisfazer os requisitos de energia dos vários centros consumidores regionais, em cada um dos vários períodos futuros considerados.

Como é dirigido à análise das questões de longo prazo, o modelo não trata do atendimento aos requisitos de potência. As características do sistema elétrico nacional são tais que a principal restrição é a energética, pois há atualmente uma folga substancial no balanço de potência, fruto dos critérios e políticas de motorização das usinas adotadas no passado [cf. Eletrobrás (1982a, pp. 6-7)].³

O sistema elétrico é modelado dividindo o país em um conjunto de regiões, com um centro consumidor associado a cada uma, e considera-se que toda a demanda da região é concentrada nele. Toda a oferta de energia, seja de origem hidrelétrica ou térmica, é também concentrada no centro regional, calculando os custos das várias fontes numa base CIF. Como em algumas regiões a oferta excede a demanda e em outras ocorre o reverso, o excedente (*deficit*) é exportado (importado) para (de) outros centros regionais através de linhas de transmissão.

Como a disponibilidade de energia em um sistema hidrelétrico varia de acordo com a precipitação, o balanço de fluxos no modelo descrito acima é feito para uma série de situações diferentes que refletem as diferenças regionais de disponibilidade de água. As situações de maior escassez determinarão a expansão de capacidade necessária para atender às demandas. As assimetrias regionais na disponibilidade de energia também afetarão o planejamento da transmissão e a avaliação dos benefícios da geração térmica. Na função objetivo do modelo estas diferentes configurações são avaliadas utilizando-se um conceito de custo esperado, associando-se uma probabilidade a cada uma delas.

Esta formulação enfatiza três aspectos principais do problema de planejamento do setor: a exaustão dos potenciais hidrelétricos mais próximos aos centros consumidores, a possibilidade de transportar energia a grandes

³ A necessidade de considerar o balanço de potência é contornada incluindo-se no custo das usinas o custo da motorização adicional necessária para atingir um fator de potência predeterminado.

distâncias e o caráter estocástico da energia hidrelétrica. A metodologia utilizada para tratar estes aspectos é discutida com detalhe nas próximas seções, na descrição do modelo.

Os períodos de planejamento são plurianuais, contendo um número δ de anos. O primeiro período, que começa no primeiro ano para o qual existe flexibilidade de decisão, é caracterizado pelo valor unitário para o superescrito t . O número total de períodos considerados é θ e a taxa de juros é R .

Como se sabe, em modelos dinâmicos como este é sempre conveniente a especificação de condições terminais que visem reduzir as distorções causadas nos últimos períodos pelo corte abrupto no horizonte de planejamento. No que se segue, isto é feito multiplicando o investimento em cada período (t) por fatores de correção denominados ξ^{Ht} , ξ_k^{Tt} e ξ^{Mt} , respectivamente para hidrelétricas, térmicas do tipo k e linhas de transmissão. A diferença que existe entre eles é devida à diferença na vida útil dos equipamentos envolvidos.

² Para calcular o fator para cada tipo de investimento, ele é anualizado de acordo com sua vida e, depois, toma-se o conjunto de "prestações" de recuperação de capital que ocorrem antes do horizonte de planejamento. Chamando de $\rho(\tau)$ o fator de recuperação de capital em τ anos, ⁴ isto equivale a multiplicar o investimento no período t por $\frac{\rho^{(v)}}{\rho[\delta(\theta-t) + \delta/2]}$, onde v é a vida do investimento considerado. Este procedimento pressupõe que a vida dos novos investimentos excede o horizonte de planejamento, o que é consistente com o fato de não tratarmos do problema de desativação de equipamentos. A fórmula admite também que o investimento se dá no meio de cada período de planejamento.

A seguir discutimos como os investimentos e custos operacionais, incorridos no atendimento ao cenário de demanda fornecido exogenamente, são incorporados ao modelo.

2.1 — Energia hídrica

Neste modelo, os aproveitamentos serão caracterizados por um parâmetro que especifica a energia média que pode ser gerada ao longo dos vários anos que compõem o período crítico do sistema. Este período configura-se pela repetição das piores condições hidrológicas já registradas, e a geração

⁴ O fator de recuperação de capital (ρ) pode ser calculado através da fórmula $\rho = \frac{R(1+R)^\tau}{(1+R)^\tau - 1}$, onde R é a taxa de juros e τ a vida do investimento em anos.

neste caso é denominada energia *firme* anual do aproveitamento.⁵ Quando ele incorpora um reservatório (como, por exemplo, o de Furnas) que vai regularizar a vazão em outras usinas e eventualmente aumentar a energia firme delas, este crédito é computado em favor do aproveitamento regularizador. Tal acréscimo ocorre se a regularização evita que se verta água no período das cheias, caso seu fluxo seja superior à capacidade das turbinas da usina.

Se somarmos a energia firme de todos os aproveitamentos, podemos definir uma variável que mede o nível de aproveitamento do potencial hidrelétrico em cada uma das regiões do modelo. Para uma região arbitrária i ($i = 1, \dots, q$), a capacidade aproveitada antes do primeiro período será denominada \hat{H}_i (exógena), enquanto que H_i^t representará o aproveitamento entre o período inicial e o período t . Como o potencial aproveitado não pode ser reduzido de um período para outro, o seguinte conjunto de restrições deve ser respeitado:

$$H_i^t \geq H_i^{t-1} \quad \forall i, \quad \forall t \geq 2 \quad (1)$$

Além disto, devemos também considerar que existe um limite físico para o potencial aproveitável em cada região, que será denotado \tilde{H}_i , o que dá origem às seguintes restrições:

$$H_i^0 \leq \tilde{H}_i \quad \forall i \quad (2)$$

Considerando a expansão do aproveitamento até o período t , o investimento total necessário para elevar em H_i^t a capacidade inicial instalada será uma função $I_i^H(\cdot)$ deste incremento total de capacidade.⁶

Implícita nesta função de investimento está a hipótese de que ela tenha sido construída respeitando a ordenação mais econômica das usinas em cada bacia, isto é, em ordem crescente de custo por kWh de energia firme gerada. Portanto, ela será convexa devido à exaustão progressiva das localizações favoráveis nas bacias hidrográficas, pois o investimento médio por kWh cresce com o aumento do potencial aproveitado. O Gráfico 1 a seguir mostra o aspecto desta função.

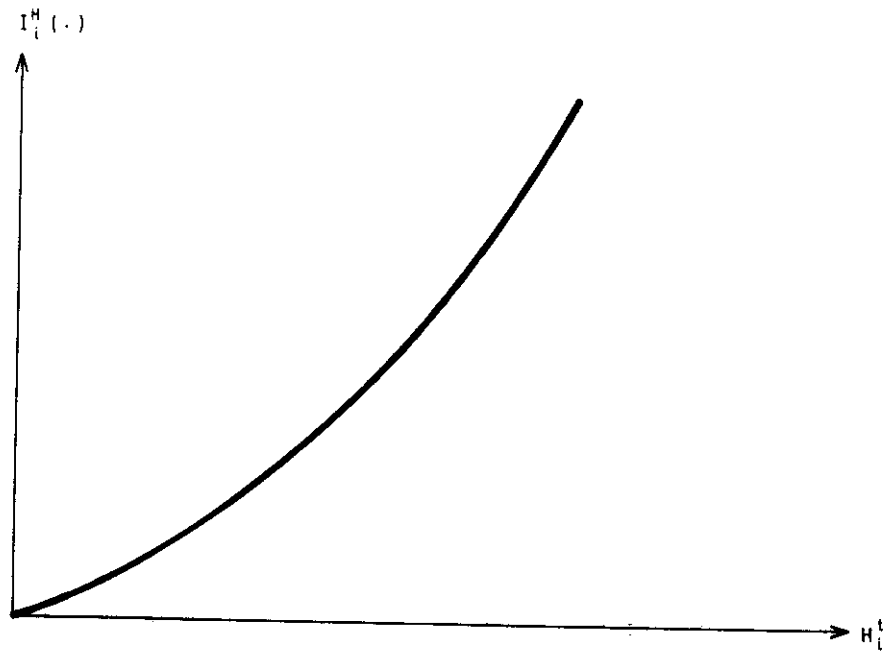
O investimento corrigido em geração hídrica (denominado ψ_i^t) no período t pode, então, ser obtido da variação no investimento cumulativo, agregada para todas as regiões:

$$\psi_i^t = \xi^{ht} \sum_{i=1}^q [I_i^H(H_i^t) - I_i^H(H_i^{t-1})] \quad \forall t \geq 2 \quad (3)$$

⁵ Pode ser medido em MWh ($\overline{\text{MWh}}$), que é a quantidade de energia gerada por 1 MW de potência se operado continuamente durante um ano. É, portanto, igual a 8.760×10^6 kWh.

⁶ A margem de segurança implícita na utilização deste dado pode ser facilmente alterada nas análises de sensibilidade, tomando um múltiplo de H_i^t como parâmetro de planejamento, para atendimento da demanda.

Gráfico 1



Esta formulação difere da usual⁷ por não possuir variáveis de decisão para projetos específicos, ignorando as indivisibilidades que ocorrem na construção de hidrelétricas. Assim, a função de investimentos, que é na realidade descontínua, em forma de degraus, é aproximada por outra contínua, com derivada contínua. Embora incorreta para planejamento de obras no curto prazo, quando as indivisibilidades são de fundamental importância, não se espera que esta aproximação produza distorções significativas nas estimativas dos custos médio e marginal, no longo prazo, por duas razões principais: as usinas a construir representarão, cada vez mais, frações menores do mercado total, pois os aproveitamentos de grande porte vão escasseando à medida que o mercado cresce; e os dados disponíveis para algumas bacias são ainda bastante preliminares e incertos, sendo que a utilização, nestes casos, de uma curva ajustada possivelmente não introduz distorções adicionais.

⁷ Para um apanhado bastante completo dos principais modelos descritos na literatura, ver Anderson (1972).

O emprego de apenas uma variável para caracterizar a capacidade de geração hídrica na região tem a virtude de reduzir drasticamente o número de variáveis e viabilizar a introdução de variáveis estocásticas no modelo, como veremos adiante.

2.2 — Energia térmica (carvão e nuclear)

Consideremos que existem vários tipos de usinas térmicas, entre nucleares, carvão, óleo, etc., sendo a capacidade anual de geração térmica de usinas do tipo k ($k = 1, \dots, n$), instaladas na região i e existentes no primeiro período de planejamento, denominada \hat{T}_{ik} . O incremento na capacidade anual de geração térmica do tipo k na região i ocorrido no período t será designado como T_{ik}^t .

Uma vez que a capacidade não pode ser reduzida de um período para outro, temos o seguinte conjunto de restrições:

$$T_{ik}^t \geq 0 \quad \forall i, k, t \quad (4)$$

Vamos também supor que existe um limite superior para a capacidade de geração dos vários tipos de térmicas, em função de limitações na disponibilidade de combustível (por exemplo, tamanho das reservas de carvão) e da velocidade com que a indústria nacional pode construir as usinas (como no caso das nucleares):

$$\sum_{i=1}^q T_{ik}^t \leq \tilde{T}_k^t \quad \forall k, \forall t \quad (5)$$

Consideraremos ainda que o investimento necessário para aumentar a geração térmica anual em usinas do tipo k — $I_k^T(\cdot)$ — não depende da região onde o aumento da capacidade ocorre, e é proporcional a este incremento de acordo com um fator V_k , desprezando indivisibilidades e efeitos de escala.

O investimento corrigido em geração térmica efetuado no período t (denominado ψ_2^t) pode ser obtido do incremento no investimento total, agregado para todos os tipos de térmicas:

$$\psi_2^t = \sum_{k=1}^n \xi_k^{T^t} V_k (\sum_{i=1}^q T_{ik}^t) \quad (6)$$

2.3 — Transmissão

A energia gerada pode ser consumida na própria região ou pode ser transmitida. Seja \hat{Y}_{ij} a capacidade anual de transmissão entre i e j ($i = 1, \dots, q$ e $j = i + 1, \dots, q$) existente no sistema no período inicial, e seja Y_{ij}^t o

incremento na capacidade anual de transmissão entre i e j ocorrido no período t . Será suposto que o investimento necessário para concretizar um aumento de capacidade é proporcional, de acordo com um fator L_{ij} , à magnitude do incremento. Implícita nesta formulação está a hipótese de que expansões de capacidade de transmissão fazem-se segundo retornos constantes de escala, sendo desprezadas economias de escala que possivelmente existam. O investimento total no período t pode ser obtido agregando os investimentos para todas as linhas:

$$\psi_3^t = \xi^{\mu t} \sum_{i=1}^q \sum_{j=i+1}^q L_{ij} Y_{ij}^t \quad (7)$$

2.4 — Atendimento aos requisitos de energia

O caráter estocástico da disponibilidade de energia hídrica será explicitamente considerado para que seja possível levar em conta o benefício, em termos de energia firme adicional, da geração térmica e da transmissão de energia entre regiões.

A distribuição estocástica da energia disponível para geração hidrelétrica em um aproveitamento hidrelétrico é função da vazão do rio naquele local. Quando há um reservatório associado à usina, ou a montante no rio, este fluxo é função das regras de operação para liberação do volume de água estocado e da capacidade de armazenamento. A situação fica ainda mais complexa quando há outras usinas em outros rios da bacia hidrográfica, pois a operação delas acaba afetando a vazão do rio no local. Assim, uma determinação precisa da energia firme de uma usina tem que ser feita com auxílio de modelos de simulação que permitam avaliar o comportamento do sistema quando submetido a séries sintéticas de vazões.

Estas dificuldades não devem, entretanto, obscurecer o fato principal de que a disponibilidade de energia depende fundamentalmente da precipitação pluviométrica. Os reservatórios menores apenas transferem energia de uma estação para outra, enquanto os maiores permitem algum grau de regularização plurianual. Como o modelo aqui proposto é de longo prazo, e a duração dos períodos considerados é suficientemente grande para que o armazenamento de água possa ser visto como um fenômeno *intra-período*, a disponibilidade de energia pode ser caracterizada por um *estado* de hidraulicidade. Um exemplo desta caracterização é a definição de três estados possíveis: precipitação baixa, média ou alta, em uma dada região. Este tipo de enfoque equivale a uma discretização de uma função de densidade de probabilidades de hidraulicidade que é efetivamente contínua. Naturalmente, a aproximação será tão melhor quanto mais fina for a malha, ou seja, quanto maior o número de estados considerados.

Como temos várias regiões no modelo, devemos estender o conceito de estado para se referir a uma *combinação* de situações do tipo descrito acima, cada uma ocorrendo em uma região distinta. O espaço de estados estende-se dramaticamente, pois o número de combinações possível é uma

função fatorial. A cada um deles devemos associar uma probabilidade de ocorrência, que corresponde a um volume sob a densidade contínua multi-dimensional. Formalmente, os estados de hidraulicidade são caracterizados no modelo por parâmetros que permitem calcular a disponibilidade de energia em cada região, caso ele ocorra. O conjunto dos estados deve também varrer o universo de possibilidades de precipitação.

Como a precipitação em algumas regiões é muito correlacionada com outras, como veremos posteriormente, introduzimos um artifício para reduzir um pouco a dimensionalidade do espaço de estados. Definimos o conceito abstrato de *hidrorregião*, que nada mais é do que uma agregação das regiões originais, representada pelo conjunto de índices das regiões que a integram (J_r). A energia disponível na região $i \in J_r$ no estado s pode ser expressa como um múltiplo M_r^s da energia firme instalada até aquele momento, ficando então o estado s caracterizado pela tupla (M_1^s, \dots, M_n^s) e por uma probabilidade p^s de ocorrência.

O fato de considerarmos vários estados para a hidraulicidade exige que definamos variáveis que caracterizam a energia efetivamente transmitida entre as regiões, nos vários estados. Assim, seja X_{ij}^{ts} a energia transmitida anualmente "de" i "para" j no período t , no estado s . Naturalmente, a restrição de capacidade de transmissão deve ser satisfeita:

$$X_{ij}^{ts} \leq \hat{Y}_{ij} + \sum_{\tau=1}^t Y_{ij}^{\tau} \quad \forall s, t, i, j \quad (8)$$

É necessário também considerar que o nível de operação das térmicas vai depender do estado de hidraulicidade, pois um excedente de energia hídrica permite sua redução naquele período. Definindo U_{ik}^{ts} como a energia gerada anualmente no período t e no estado s pelas térmicas do tipo k instaladas na região i , devemos garantir que ela é sempre inferior à capacidade instalada respectiva:

$$U_{ik}^{ts} \leq \hat{T}_{ik} + \sum_{\tau=1}^t T_{ik}^{\tau} \quad \forall s, t, i, k \quad (9)$$

Finalmente, devemos garantir que a demanda em cada região é atendida pela soma das energias hídrica e térmica geradas na mesma com a energia líquida transmitida "de" outras regiões, subtraída da energia transmitida "para" outras regiões:

$$M_r^s (\hat{H}_i + H_i^t) + \sum_{k=1}^n U_{ik}^{ts} + \sum_{j=1}^n (1 - P_{ij}) X_{ji}^{ts} - \sum_{j=1}^n X_{ij}^{ts} \geq Q_i^t \quad \forall r, t, s, i \in J_r \quad (10)$$

Na expressão acima, as perdas de transmissão entre i e j são uma proporção P_{ij} da energia transmitida e debitadas à região importadora.

Nas equações acima, a hidraulicidade é caracterizada, a cada período, pelo estado naquele período apenas, independentemente do estado nos períodos anteriores. Isto significa que esta formulação não permite que se considere diretamente a possibilidade de correlação serial de estados entre períodos. Esta simplificação é tão mais forte quanto menor a duração dos períodos em anos, mas parece razoável para os períodos longos empregados nesta versão do modelo. A modelagem destas dependências entre os períodos na forma de uma cadeia de Markov trazia complicações que desejamos evitar no momento.⁸

Uma das vantagens de especificar um modelo estocástico é permitir que se analisem critérios e estratégias de atendimento menos rígidos que os usualmente empregados pela Eletrobrás, que especificam que a demanda deve ser atendida mesmo na hipótese de repetição da pior seqüência hidrológica já registrada no passado. Isto pode ser feito eliminando do rol de vetores de hidraulicidade a serem considerados aqueles que correspondem à ocorrência da situação crítica em várias regiões simultaneamente.

Como a probabilidade de ocorrência da situação crítica é baixa, faz sentido imaginar que a estratégia ótima de atendimento pudesse envolver unidades de baixo custo de investimento e alto custo operacional, para minimizar o custo *esperado*. Este tipo de *trade-off* pode ser facilmente avaliado em um modelo estocástico como o especificado acima, pois o nível de operação das usinas é uma variável endógena. Na formulação determinística usual, o custo médio da energia gerada das usinas térmicas é calculado exogenamente assumindo um determinado fator de capacidade, o que pode subestimar o valor desta alternativa em períodos de hidrologia crítica.

Uma extensão trivial da formulação estocástica apresentada em (10) é fazer com que o nível de demanda seja aleatório e também dependente do estado, que passaria a ter uma interpretação mais ampla. Do ponto de vista prático, entretanto, isto aumentaria a dimensão do espaço de estados e tornaria a solução deste modelo substancialmente mais dispendiosa, ficando, portanto, para ser implementada em outra oportunidade.

2.5 — Operação, manutenção e custo de combustível

Os custos operacionais das térmicas podem ser divididos em duas parcelas: uma "fixa", proporcional à capacidade de geração já instalada, e outra "variável", proporcional ao valor esperado da quantidade de energia gerada. Definindo F_{ik} como o custo operacional anual por unidade de capacidade de geração e E_{ik}^t como o custo operacional anual por unidade de energia gerada (incluindo combustível e manutenção), podemos escre-

⁸ Em dados anuais, há correlação serial significativa.

ver uma expressão para o custo operacional *esperado* de geração das térmicas do tipo k instaladas na região i , durante o período t (denominado ψ):

$$\psi_i^t = \delta \sum_{k=1}^n \sum_{i=1}^a \left[E_{ik}^t \sum_{s=1}^m (U_{ik}^{ts} p^s) + F_{ik} \left(\hat{T}_{ik} + \sum_{\tau=1}^t T_{ik}^\tau \right) \right] \quad (11)$$

Os custos operacionais das hidrelétricas são considerados proporcionais à capacidade de geração já instalada na bacia, de acordo com um fator G_i . A despesa total no período t (denominada ψ_5^t) será:

$$\psi_5^t = \delta \sum_{i=1}^q G_i (H_i^t + \hat{H}_i) \quad (12)$$

2.6 — Função objetivo

Podemos agora formular o problema de otimização que deve ser resolvido para definir a expansão ótima do sistema para atender trajetórias de demanda Q_i^t nas várias regiões, para evoluções alternativas dos preços dos combustíveis, que estão embutidos em E_{ik}^t . A função objetivo a ser minimizada (Z), que é não-linear, é a soma dos valores descontados para cada período dos custos de recuperação do capital investido (que chamamos de investimento corrigido) com os custos operacionais:

$$Z = \sum_{t=1}^{\theta} (1+r)^{-t} (\delta^{-1}) + \delta^{2t} \left(\sum_{z=1}^5 \psi_z^t \right) \quad (13)$$

onde os fatores ψ_z^t ($z = 1, \dots, 5$) são dados pelas equações (3), (6), (7), (11) e (12), respectivamente, e as variáveis de decisão são $H_i^t, Y_{ij}^t, T_{ik}^t, X_{ij}^{ts}$ e U_{ik}^{ts} , para quaisquer i, j, k, t e s . A minimização é sujeita às restrições usuais de não-negatividade, além dos conjuntos de equações (1), (2), (4), (5), (8), (9) e (10).

Está implícito nesta formulação que os investimentos realizam-se no meio do período no qual se dá o aumento de capacidade. Os custos são também contabilizados no meio do período a que eles se referem.

2.7 — Programa de desembolsos e restrições de capital

A soma dos investimentos atribuídos ao período t é a soma dos custos *totais* das obras que terminaram naquele período. Como a construção pode englobar vários períodos, o cálculo do desembolso efetivo no período t exige que se leve em consideração o padrão de desembolso ao longo do tempo

para os vários tipos de obras. Assim, denominando d_1^ϕ , d_2^ϕ e d_3^ϕ a proporção do desembolso total realizada no ϕ -ésimo período ($\phi = 1, \dots, \Phi_z$) de construção de hidrelétricas, térmicas e linhas de transmissão, respectivamente, temos que o desembolso no período t é:

$$\sum_{z=1}^3 \sum_{\Phi=1}^{\Phi_z} d_z^\phi \psi_z^{t+\Phi_z-\phi} \quad \forall t \quad (14)$$

Esta expressão permite introduzir, se necessário, uma restrição de capital na otimização, fazendo com que o desembolso seja inferior a um valor D^t , o máximo permitido no período t .

3 — Os dados

Em problemas de planejamento como este, normalmente a parte mais simples é a especificação e programação do modelo, pois muitas vezes a obtenção de dados completos e confiáveis é a tarefa mais difícil. Este modelo não foi uma exceção a este padrão. Os dados de investimento unitário mencionados acima são em muitos casos deficientes e de acesso restrito. Os cenários de demanda são de construção difícil em uma época de variações substanciais nos preços e no nível de atividade, como vem ocorrendo nos últimos anos. Apesar destas dificuldades, o modelo foi implementado e permitiu conclusões robustas com relação às incertezas dos parâmetros, como veremos adiante.

O modelo foi implementado para um horizonte de 42 anos, a partir de 1986, dividido em sete períodos de seis anos cada, sendo que os dois últimos períodos visam apenas evitar que as condições terminais possam afetar o período de interesse. Os resultados são reportados adiante para cinco datas (anos), correspondentes, respectivamente, ao ano inicial e aos anos finais dos quatro períodos: 1992, 1998, 2004 e 2010.

O horizonte de planejamento descrito acima é extenso, pela necessidade de captar o efeito de decisões de investimento que têm prazo de maturação muito longo e pelo desejo de avaliar o impacto sobre a indústria de construção de políticas alternativas de expansão do parque gerador.

A taxa de desconto adotada foi de 10% ao ano, consistentemente com outros estudos de planejamento energético feitos no Brasil. A formulação do modelo permite que análises de sensibilidade com relação a este parâmetro sejam conduzidas com facilidade, e a solução do modelo não se mostrou muito sensível ao valor específico adotado. Isto se explica porque as duas principais alternativas de suprimento são intensivas em capital e, portanto, a atratividade relativa de cada uma não se modifica radicalmente

com alteração da taxa. O impacto seria maior se as indivisibilidades na construção de hidrelétricas fossem levadas em consideração,⁹ pois a ociosidade temporária de investimentos nas de maior porte e de mais longo prazo de motorização reduziria sua atratividade frente a usinas menores, quando a taxa de desconto é alta.

Os custos no modelo são calculados em dólares de 1982, por conveniência, e a vida útil dos equipamentos foi considerada como sendo de 50 anos para hidrelétricas, 30 para térmicas e 20 para linhas de transmissão.

3.1 --- A geração hidrelétrica

Discutimos a seguir os vários aspectos associados à geração hidrelétrica: a medição do potencial, sua distribuição regional, os custos, os limites à expansão e a caracterização estocástica.

3.1.1 — A medição do potencial

Nem todo o potencial hidrelétrico brasileiro é conhecido com o mesmo nível de detalhe. A parte já aproveitada é bem definida, mas não é fácil obter estimativas comparáveis dos custos das usinas construídas. Quanto ao resto, tem-se que os aproveitamentos de maior porte no Sudeste são bem conhecidos, mas os de pequeno porte e boa parte dos da Amazônia ainda estão em nível de detalhamento.

O nível de detalhe do conhecimento do potencial de uma bacia depende dos estudos já realizados para avaliá-lo. No Brasil, estes estudos são feitos pela Eletrobrás e suas subsidiárias, e passam por várias etapas à medida que a atratividade econômica dos aproveitamentos vai justificando avaliações mais cuidadosas.¹⁰

O potencial hidrelétrico brasileiro atualmente estimado é de 112,2 GWa, dos quais uma parcela de 29,6 GWa, correspondente a 27,7%, estará aproveitada até 1987. A parcela disponível para expansão após 1987, cujos aproveitamentos estão individualizados, é de 58,6%, sendo 24,4% correspondentes aos já inventariados e 34,2% referentes aos apenas estimados. A precisão das estimativas relativas a um determinado aproveitamento depende do estágio em que se encontra o seu estudo, crescendo à medida que sejam cumpridas as etapas de avaliação em escritório, inventário, viabilidade e projeto. Os 19,8% restantes correspondem ao potencial *remanescente*, estimado sem individualização dos aproveitamentos.

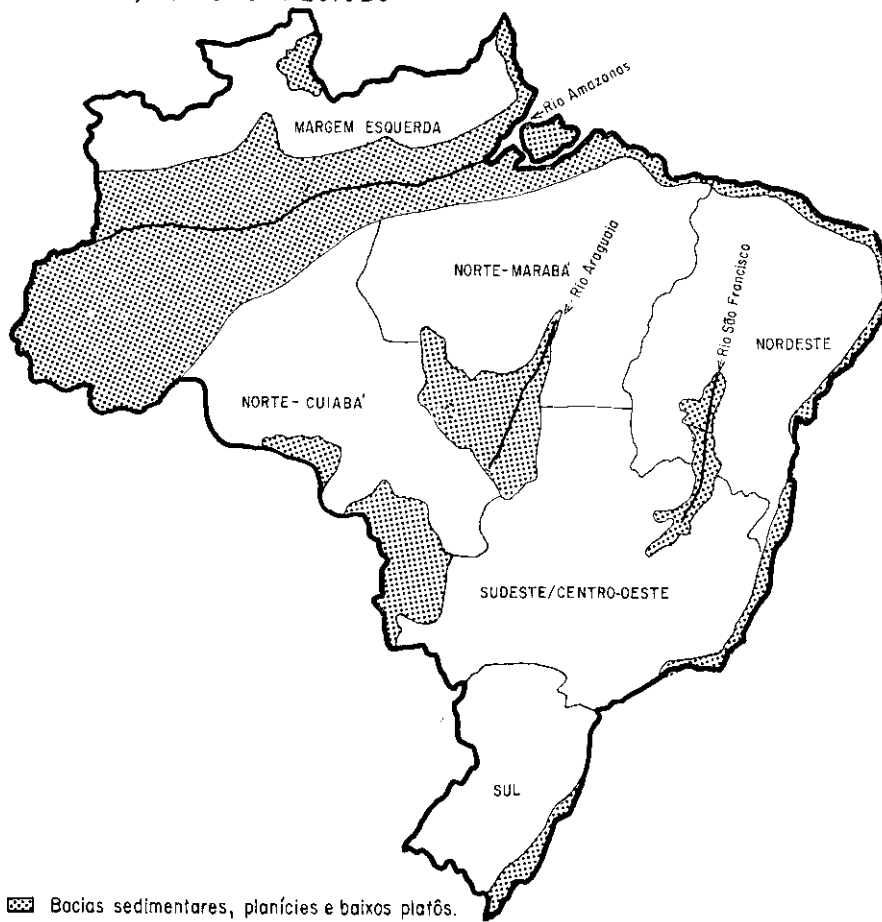
⁹ Como explicado anteriormente, este modelo admite que o potencial aproveitado em cada bacia possa ser variado continuamente.

¹⁰ Uma descrição destas etapas pode ser encontrada em Eletrobrás (1982b).

3.1.2 — A distribuição regional do potencial

Este potencial foi alocado às várias regiões consideradas no modelo, que seguem aproximadamente os limites das bacias hidrográficas e dos principais sistemas interligados de transmissão. Esta divisão em seis regiões, adotada pela Eletrobrás em muitos estudos de planejamento, está representada no Mapa 1. As regiões Sul, Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste coincidem aproximadamente com as regiões geográficas de mesmo nome. A região Norte é desagregada em duas, correspondendo a centros coletores de energia para transmissão ao Sudeste e ao Nordeste. A região Norte-

Mapa 1
LOCALIZAÇÃO DAS REGIÕES



Marabá engloba as bacias do médio e baixo Tocantins, baixo Araguaia, Xingu e Tapajós. A Norte-Cuiabá contém as bacias do Madeira, Juruena e Teles Pires. A última região corresponde às bacias na margem esquerda do rio Amazonas.

Na parte da região amazônica constituída de terrenos sedimentares, o relevo é suave, o que torna impraticável a construção de hidrelétricas. Não foi considerado nenhum aproveitamento na calha principal do rio Amazonas.

A distribuição regional está na Tabela 1, enquanto a localização das regiões é mostrada no Mapa 1.

TABELA 1
Potencial hidrelétrico brasileiro (GW ano)

Regiões	Aproveitado até 1987		Disponível Firme	Total
	Firme	(Médio)		
Sudeste/Centro-Oeste*	20,556	(22,931)	16,6	37,156
Sul**	2,583	(2,473)	15,3	17,883
Norte-Marabá	2,894	(2,899)	25,6	28,494
Nordeste	3,600	(4,102)	4,2	7,8
Norte-Cuiabá	—	—	12,0	12,0
Margem Esquerda	—	—	8,9	8,9
Total	29,633	(32,405)	82,9	112,233

FONTE: Eletrobrás (s.d.).

*Itaipu é incluída na região Sudeste/Centro-Oeste.

**No cálculo da energia firme da região Sul, a Eletrobrás toma por base o período crítico da região Sudeste. Devido à correlação negativa da precipitação nas regiões Sul e Sudeste (ver Tabela 3), a energia média da região Sul é inferior à firme.

A parcela referente ao potencial já aproveitado, correspondente à variável \hat{H}_p , é uma agregação da lista das principais usinas do Apêndice 1. Nesta implementação do modelo, a região Norte-Margem Esquerda não foi incluída porque o foco dele é na expansão do sistema interligado que atende aos grandes centros consumidores. Os aproveitamentos da margem esquerda do Amazonas são, em geral, caros, e a transposição da energia

para a outra margem é difícil, além de dispendiosa. Segundo a Eletrobrás, é mais indicado considerar que a região permaneça isolada no horizonte de estudo.

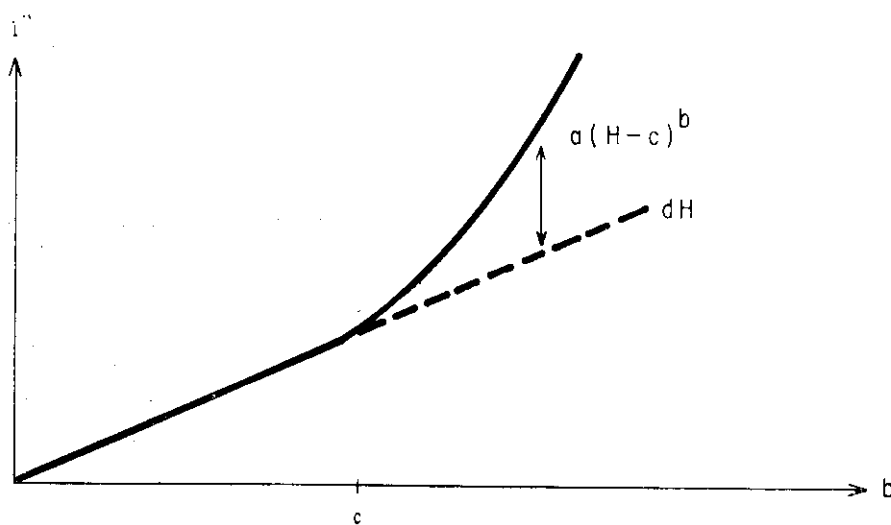
3.1.3 — Os custos

Os investimentos requeridos para desenvolver o potencial hidrelétrico foram representados nesta versão do modelo através de uma curva convexa composta de dois segmentos: um linear e outro estritamente convexo, como representado no Gráfico 2. Isto é explicitado na fórmula abaixo, que expressa o investimento cumulativo (I) no desenvolvimento do potencial de uma das regiões em função do potencial já aproveitado (para cada bacia):

$$I(H) = \begin{cases} dH + a(H - c)^b & H > c \\ dH & H \leq c \end{cases}$$

Esta função tem quatro parâmetros: d é a inclinação do segmento linear, c indica o nível de aproveitamento do potencial até onde a função linear é válida, enquanto a e b são os dois parâmetros da função potência.

Gráfico 2
REPRESENTAÇÃO ESQUEMÁTICA DA CURVA DE INVESTIMENTO



Esta formulação é conveniente por retratar uma tecnologia que tem retornos essencialmente constantes no início do aproveitamento do potencial de uma região, seguido de retornos decrescentes (função potência) com a exploração cumulativa, devido ao aproveitamento progressivo dos locais mais favoráveis.

A formulação proposta acima pode ser aplicada à base de dados dos aproveitamentos individualizados (que montam a mais de 200) com ganhos dramáticos no porte do problema a ser resolvido. Por conveniência, entretanto, a forma analítica do Gráfico 2 foi ajustada a um conjunto de dados que já era uma aproximação em segmentos lineares da curva verdadeira. Os valores de investimento foram derivados de dados de custo marginal obtidos da Eletrobrás (s.d., Apêndice 2), atualizados em junho de 1981 e incluindo juros durante a construção. A Tabela 2 mostra os parâmetros ajustados com uma metodologia de dois estágios: primeiro, determinaram-se os parâmetros da parte linear e, depois, ajustou-se a parte exponencial aos resíduos, com métodos de regressão linear. A última coluna indica o valor máximo de energia para o qual a curva é válida na determinação do investimento (H_i). Este nível máximo é ligeiramente inferior ao potencial fisicamente disponível em cada região, pois parte dele tem custos tão elevados que podem ser ignorados neste estudo.

TABELA 2

Parâmetros da curva de investimento em hidrelétricas

Regiões	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i> *	<i>d</i>	<i>H</i> *
1 - Sudeste/Centro-Oeste	0,0936	2,378	2,0	2,190	15,8
2 - Sul	0,0922	2,076	1,1	1,314	15,4
3 - Norte-Maranhá	0,0763	1,926	7,7	1,314	23,9
4 - Nordeste	0,626	2,177	1,9	1,314	4,1
5 - Norte-Cuiabá	0,190	2,345	5,4	2,190	10,6

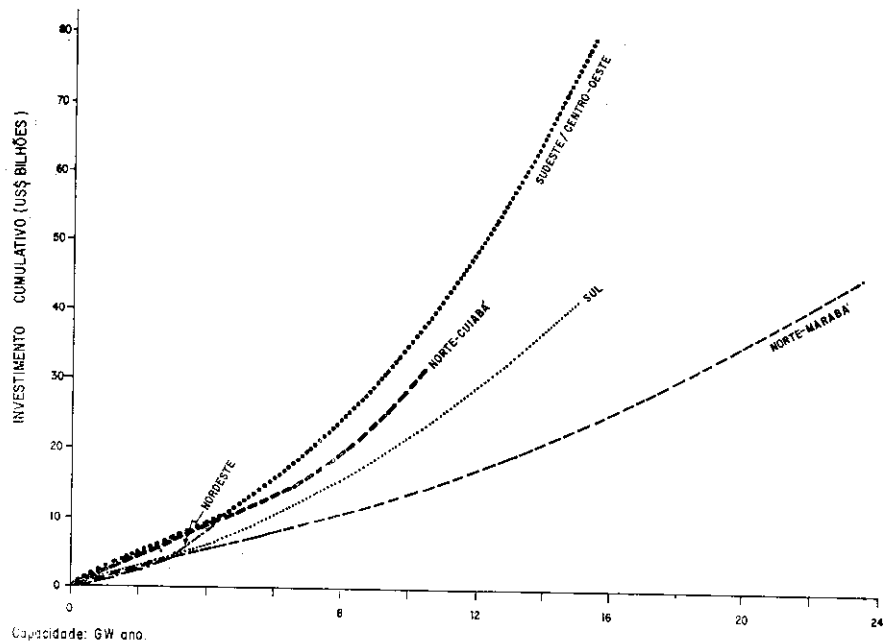
FONTE: Dados básicos do modelo DESELP (Eletrobrás).

*Unidade: GW ano.

A análise da Tabela 2 e do Gráfico 3, que mostra as curvas, evidencia que o investimento *marginal* nas regiões 2, 3 e 4 é inicialmente menor do que nas outras duas. Nota-se também que o segmento linear nas duas regiões do Norte é muito maior que nas outras, o que é consistente com a interpretação de exaustão dada para o segmento exponencial. Denotando-se a parte convexa da curva de investimento por I_c , o grau de convexi-

Gráfico 3

FUNÇÕES DE INVESTIMENTO — HIDRELÉTRICAS



dade pode ser medido pela razão $I_c''/I_c' = (b-1)(H-c)^{-1}$, que indica a velocidade relativa com que os custos marginais vão crescer, uma vez atingida a porção não-linear da curva de investimento (isto é, $H > c$). As curvas mais convexas são as das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Norte-Cuiabá, enquanto a menos convexa é a da região Norte-Marabá.

O custo de operação e manutenção adotado para a geração hidrelétrica foi de US\$ 1/MWh nas regiões Sul, Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste e de US\$ 2/MWh na região Norte.

3.1.4 — Limites à velocidade de expansão

Para o primeiro ano do modelo (1987), a capacidade inicial é suficiente para atender à demanda, de modo que só haverá investimento, nos cenários tratados aqui, para atender à demanda do segundo período (1992). Já existe um plano [cf. Eletrobrás (1982a, pp. 10-1)] definindo um conjunto de usinas previsto para atender a esta expansão da demanda, o qual foi, entretanto, ignorado neste estudo, pois reduziria o horizonte de decisão do modelo apenas à próxima década. Não há, portanto, imposição de limites mínimos de expansão de capacidade nas várias regiões.

A rigor, deveríamos ter limitado a expansão da capacidade desenvolvida na região Norte antes de 1995, devido às restrições físicas associadas aos prazos requeridos para projeto e construção de usinas em locais remotos e pouco conhecidos. Entretanto, como na solução do modelo o nível de aproveitamento naquelas regiões é compatível com a capacidade dos projetos que, caso necessário, poderiam ser implantados até 1992, estas restrições à velocidade de desenvolvimento dos potenciais das regiões não foram incluídas. Elas seriam, entretanto, indispensáveis em um estudo mais detalhado, com períodos de menor duração e representação mais precisa das indivisibilidades implícitas na construção de usinas hidrelétricas.

A solução do modelo deve ser vista, portanto, como uma programação economicamente eficiente da geração, no sentido de não conter expansões de capacidade por motivos institucionais e políticos ou associados à contratação prematura de obras.

3.1.5 — A caracterização estocástica da geração

Conforme exposto na seção anterior, temos que definir estados de hidraulicidade representados por fatores que multiplicam a energia firme da região para fornecer a energia gerada, e a cada um deles deve estar associada uma probabilidade.

A metodologia adotada para obter estes vetores teve três etapas: primeiro, conseguir índices anuais históricos de precipitação para cada uma das regiões do modelo; em seguida, definir para cada região a faixa a que corresponderia cada estado; e, finalmente, calcular as probabilidades.

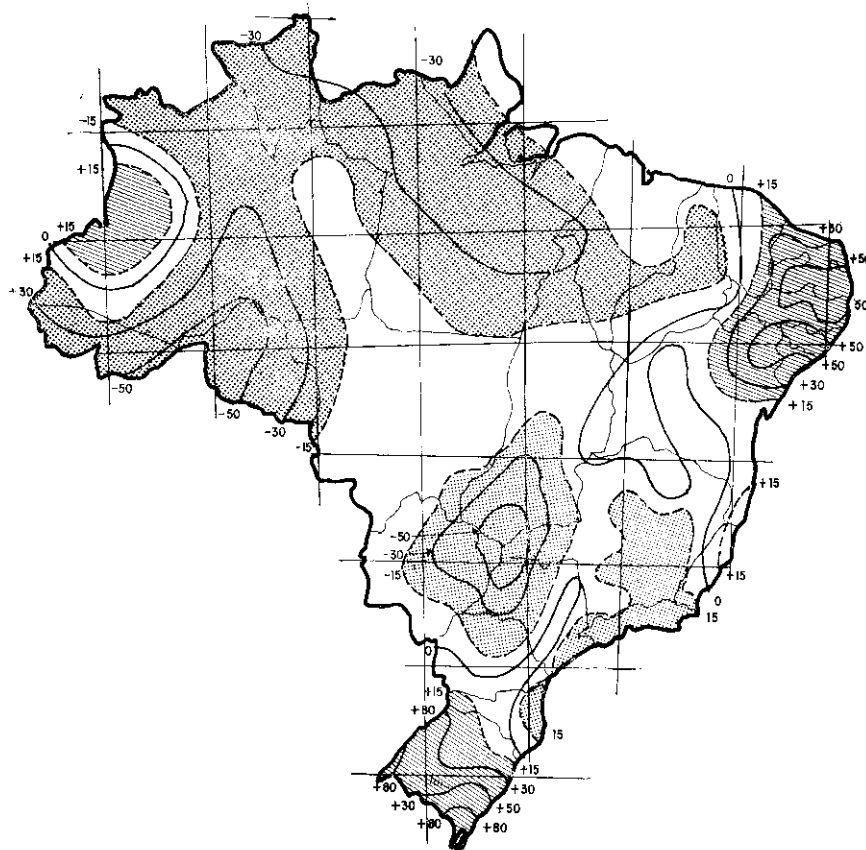
Esta metodologia é considerada precária, pois a utilização dos dados disponíveis exigiu uma série de hipóteses simplificadoras. O objetivo deste levantamento não foi produzir os vetores definitivos, mas se restringiu a uma primeira tentativa de estimar um conjunto consistente de vetores de estado, com as respectivas probabilidades. Sem dúvida, ainda há bastante por fazer.

3.1.5.1 — *Os índices de precipitação*

Para obter os índices de precipitação para as regiões do modelo, utilizamos o estudo de Aldaz (1971), que contém mapas do país com curvas de isoprecipitação para o período 1914/60 similares às apresentadas no Mapa 2. As curvas de nível ligam pontos com igual desvio percentual com relação à precipitação média de longo prazo nos vários locais.

Lembrando que a divisão regional adotada respeita os limites das bacias hidrográficas, foi calculado, para cada ano, um índice de precipitação por região. Para cada mapa, a área entre cada par de curvas de nível foi calculada pela aplicação de um reticulado sobre eles, e a ela foi associado o valor médio do índice relativo às duas curvas. A média ponderada de todos estes índices, utilizando as áreas como pesos, define o índice associado à

CURVAS DE ISOPRECIPITAÇÃO PARA 1914



FONTE: Aldaz (1971).

CBS.: As anomalias de precipitação anual em relação ao longo prazo são rotuladas em percentagem.

região, apresentado no Apêndice 3. Os índices de desvio com relação à média podem ser facilmente transformados nos multiplicadores relativos à energia firme,¹¹ definidos na Subseção 2.4.

¹¹ O multiplicador unitário, correspondente à energia firme, foi associado ao índice histórico de maior desvio negativo com relação à média, com exceção da região Sul, onde o valor associado foi de 0,88.

Como mostra a Tabela 3, a região Sul tem correlação negativa com todas as outras. As regiões Nordeste e Norte-Marabá são bastante correlacionadas, enquanto que a correlação com Norte-Cuiabá é quase nula. O Sudeste tem correlação maior com Norte-Marabá do que com Norte-Cuiabá. Naturalmente, do ponto de vista do planejamento, as regiões com correlações negativas (ou positivas, porém baixas) têm um valor extra correspondente ao prêmio pela sua capacidade de prover seguro contra precipitação adversa.

TABELA 3

Matriz de correlação e valor de médias dos índices de precipitação

	Sul	Sudeste/ Centro- Oeste	Nordeste	Norte- Marabá	Norte- Cuiabá
Sul	1	- 0,19	- 0,42	- 0,50	- 0,13
Sudeste/Centro-Oeste	- 0,19	1	+0,36	+0,44	+0,25
Nordeste	- 0,42	+0,36	1	+0,70	+0,14
Norte-Marabá	- 0,50	+0,44	+0,70	1	+0,47
Norte-Cuiabá	- 0,13	+0,25	+0,14	+0,47	1
Média	1,22	1,29	1,47	1,29	1,31

3.1.5.2 – A definição dos estados e cálculo das probabilidades

Há, literalmente, uma infinidade de maneiras para construir os vetores característicos dos estados e calcular as respectivas probabilidades. Entretanto, seja qual for o caminho escolhido, é necessário atentar para a impossibilidade de computar o modelo caso o número de vetores de estado seja excessivamente grande. Assim, não é conveniente considerar muitas situações diferentes para a disponibilidade de energia hidráulica em cada região. De fato, os estados mais importantes para o planejamento são aqueles em que a precipitação é mínima, pois neles é que as condições de atendimento ficam mais críticas.

Portanto, com um certo grau de arbitrariedade, a precipitação em cada região foi classificada como sendo crítica, média ou alta, correspondendo, respectivamente, a valores do multiplicador nos seguintes intervalos: menor que 1; entre 1 e z ; e maior que z . O valor z representa o máximo da energia hídrica aproveitável, com relação à firme, e é determinado pela capacidade instalada das usinas e pelo grau de regularização dos rios.

No que se segue, ele foi considerado como sendo 1,5, de modo que a energia hidráulica, disponível em determinado ano que exceda em 50% a energia firme, é vertida.

Para calcular a probabilidade associada a cada estado, a estratégia adotada foi admitir que o vetor de multiplicadores é uma variável estocástica com distribuição normal multivariada. Como a correlação entre as regiões Nordeste e Norte-Marabá é grande, elas foram agrupadas em uma única hidrorregião, o que fez com que o número de dimensões do vetor se reduzisse para quatro. Os parâmetros desta distribuição foram estimados para médias bianuais dos multiplicadores, para levar em conta os efeitos de armazenamento interperíodos. A matriz de covariância e o vetor das médias encontradas estão na Tabela 4.

TABELA 4

Matriz de covariância e vetor de médias da distribuição dos vetores de hidraulicidade

	Sul	Sudeste/ Centro-Oeste	Nordeste/ Norte-Marabá	Norte-Cuiabá
Sul	0,0367	0,0003	-0,0118	-0,0025
Sudeste/Centro-Oeste	0,0003	0,0298	0,0168	0,0101
Nordeste/Norte-Marabá	-0,0118	0,0168	0,0259	0,0153
Norte-Cuiabá	-0,0025	0,0101	0,0153	0,0204
Média	1,22	1,28	1,36	1,31

A probabilidade de ocorrência de todas as combinações possíveis dos três estados definidos acima, nas quatro regiões, pode então ser calculada por integração numérica. Dos 81 vetores de estado possíveis, apenas os apresentados na Tabela 5 tiveram probabilidade de ocorrência maior que 1%, e foram incluídos. Os outros foram ignorados nesta versão do modelo e correspondem principalmente a casos de contingência dupla, isto é, situação crítica em mais de uma região, ou combinações de geração máxima em uma região e crítica em outra. Os multiplicadores do estado da média são calculados numericamente para cada região, como médias condicionais à ocorrência dos outros estados nas outras regiões, e variam, portanto, para cada região.

O vetor correspondente à geração média nas quatro regiões tem probabilidade normalizada igual a 63,6%, enquanto os três estados correspondentes à situação crítica em uma região, combinada com geração média nas outras, têm probabilidades de 1,11, 1,55 e 3,52%. Este último corresponde à ocorrência de um período crítico no Sudeste.

TABELA 5

Estados de hidraulicidade considerados no modelo

Estados	Multiplicadores por região*				Probabilidades (%)	
	1	2	3	4	Calculada	Normalizada
34	0,88	1,216	1,388	1,268	1,55	1,64
35	1,197	1,0	1,186	1,216	3,52	2,71
39	0,88	1,321	1,5	1,369	1,11	1,18
66	1,222	1,252	1,317	1,279	60,25	63,58
67	1,242	1,296	1,417	1,5	2,52	2,66
68	1,117	1,359	1,5	1,388	7,92	8,36
69	1,265	1,5	1,407	1,322	3,36	3,55
70	1,5	1,271	1,234	1,277	5,32	5,61
71	1,147	1,367	1,5	1,5	3,50	3,69
73	1,188	1,5	1,5	1,394	3,51	3,70
77	1,183	1,5	1,5	1,5	2,20	2,32
					94,76	100,00

* Correspondência entre valores do multiplicador e os estados definidos no texto:

$$\begin{aligned}
 M_i &\leq 1 : \text{crítico} \\
 1 < M_i &< 1,5 : \text{médio} \\
 M_i &= 1,5 : \text{máximo}
 \end{aligned}$$

3.2 — A geração térmica

Se bem que a participação da geração nuclear e a carvão na oferta de energia elétrica no Brasil seja atualmente pequena, estas fontes devem ser levadas em consideração em um planejamento da oferta de longo prazo. A alternativa hidrelétrica envolverá o aproveitamento de potenciais nas regiões Norte-Marabá e Norte-Cuiabá e pode vir a apresentar custos elevados.

Foram considerados três tipos de térmicas diferentes: nuclear, carvão mineral com mineração a céu aberto e carvão mineral com mineração subterrânea. Um quarto tipo, denominado outras fontes térmicas, cuja utilização só é permitida a partir de 2010, foi incluído para garantir o atendimento após aquela data.

3.2.1 — Custos

Na geração nuclear, o custo de investimento foi admitido como sendo de US\$ 2,172/kW instalado¹² para uma unidade de 1.300 MW do tipo Angra II. Admitiu-se que ela poderia atingir um fator de capacidade de 70%, gerando 0,91 GW ano. Em unidades do modelo, o custo marginal do investimento é, portanto, de US\$ 3,102 bilhões/GW ano.

¹² Valor fornecido pela Nuclebrás para os estudos do Plano 2000.

O custo de combustível utilizado foi de US\$ 9/MWh, correspondente ao custo internacional. Admitiu-se que as fontes não-convencionais venham a ter parâmetros de custo idênticos às nucleares. O custo operacional fixo adotado foi de US\$ 1,1/MWh.

O nível de confiança que se pode associar às estimativas apresentadas para os parâmetros acima é variável. Os custos de investimento nuclear são muito incertos, pois a tecnologia de fabricação dos componentes, e de construção, ainda está sendo transferida, o que sugere custos para as primeiras unidades superiores àqueles que prevalecerão no longo prazo. Por outro lado, a própria nacionalização dos equipamentos traz consigo, via de regra, um aumento de custos. A resultante destas duas tendências é incerta, o que nos levou a adotar o custo da Nuclebrás para Angra II e III como padrão para as outras.

Toda esta análise da geração nuclear pode parecer estéril ao leitor, pois ele pode ter a noção de que o potencial hidrelétrico é tão grande que poderá suprir nossas necessidades para qualquer horizonte razoável. Um dos propósitos deste artigo é chamar a atenção para o fato de que esta é uma visão distorcida do problema de planejamento do suprimento de energia elétrica no longo prazo. De fato, uma parte do potencial hidrelétrico não é economicamente competitiva, e o recurso à geração nuclear será economicamente recomendável na primeira década do próximo século. Esta conclusão é invariante com relação a variações substanciais nos custos das nucleares, como veremos adiante.

Na geração a partir de carvão mineral, admitiu-se um custo de investimento de US\$ 1,660/kW para uma unidade típica de 335 MW, que poderia operar com fator de capacidade de 80%, gerando 0,268 GW ano. Nas unidades do modelo, o custo é, portanto, de US\$ 2,075 bilhões/GW ano.

O custo de combustível admitido foi de US\$ 6/MWh e de US\$ 9/MWh para carvão proveniente de minas a céu aberto e subterrâneas, respectivamente.¹³ Estes custos foram mantidos constantes por todo o horizonte de planejamento nas simulações aqui apresentadas, embora o modelo permitisse que eles fossem variados. O custo operacional fixo foi admitido como igual a US\$ 1,2/MWh.

Para as outras fontes térmicas, adotou-se um valor arbitrariamente alto para o custo de combustível (US\$ 20/MWh) para refletir a incerteza associada, no momento, à sua utilização. O papel destas fontes no modelo é muito mais viabilizar o atendimento das demandas no futuro remoto

¹³ Estes valores admitem um requisito de 3,0 Mcal/kWh, equivalente a uma eficiência térmica de 28,6%, e custo de energia a US\$ 2/Gcal e US\$ 3/Gcal, para carvão a céu aberto e subterrâneo. Estes valores são provavelmente subestimativas do custo marginal da energia de carvão, como pode ser visto em Tourinho, Margulis e Ardeo (1985), mas foram adotados para permitir comparações com um outro trabalho da Eletrobrás (s. d.).

do que estabelecer sua possível competitividade frente a outras fontes. Elas não são utilizadas no horizonte aqui considerado, garantindo apenas a consistência das condições terminais.

3.2.2 — Limites à expansão da capacidade

A geração termelétrica e termonuclear não são fontes tradicionais de energia elétrica no país, o que significa que, caso seja economicamente interessante aumentar sua utilização, esta expansão deve ser gradual. Isto permitiria uma progressiva absorção da tecnologia pela indústria nacional e a criação de capacidade de fabricação dos equipamentos especiais cuja nacionalização é vantajosa. Além disso, uma expansão excessivamente rápida da geração térmica pode ter impactos negativos de alto custo social sobre a indústria de construção de hidrelétricas.

Como uma análise detalhada dos limites superiores à expansão da capacidade de geração térmica foge ao escopo deste trabalho, adotamos, em linhas gerais, os cronogramas mais recentes para o programa nuclear e de carvão, defasados de modo a incorporar o impacto que a crise recente teria sobre a data mais próxima em que as unidades poderiam ser instaladas. Isto é mostrado na Tabela 6, que indica quantos módulos poderiam ser instalados a cada período, para cada um dos quatro tipos de térmicas considerados. Ela também mostra a capacidade instalada inicial (em 1987) e permite calcular a capacidade máxima de geração térmica nos vários anos do horizonte. Embora os valores apresentados na tabela se refiram aos acréscimos por período, o limite no modelo é a capacidade *cumulativa* máxima, de modo que as expansões em cada período podem exceder os valores da tabela.

TABELA 6

Número máximo de módulos de geração térmica instaláveis por período

Tipos	Capacidade inicial (GW ano)	Módulos por período				Total
		1987/92	1993/98	1999/2004	2005/10	
Nuclear	1,0	2	3	3	11	19
Carvão céu aberto (Rio Grande do Sul)	0,4	2	2	3	2	9
Carvão subterrâneo (Santa Catarina)	0,34	1	2	1	—	4
Carvão subterrâneo (Rio Grande do Sul)	—	1	—	—	4	5

NOTA: módulo para { nucleares: 0,910 GW ano;
 { carvão : 0,268 GW ano.

Uma análise mais cuidadosa do escalonamento no tempo das usinas a carvão deveria ser acompanhada de uma avaliação da possibilidade de abrir minas dedicadas à produção de carvão termelétrico ou de obtê-lo como resíduo do beneficiamento de carvão para outros usos. Tal estudo, que poderia ser conduzido, por exemplo, com auxílio do MOCAM [cf. Tourinho, Margulis e Ardeo (1985)], provavelmente permitiria o relaxamento dos limites conservadores da geração a carvão mineral da Tabela 6.

Com relação à capacidade mínima de geração, há alguns projetos em andamento com conclusão prevista para depois do ano inicial, mas sua instalação não foi imposta nesta versão do modelo.

3.3 — Transmissão

A transmissão inter-regional tem um papel muito importante no modelo, pois a estratégia baseada na expansão da geração hidrelétrica exigirá a transferência de grandes blocos de energia da região Norte.

Foram consideradas cinco linhas de transmissão a longa distância, mostradas na Tabela 7, das quais apenas duas existem atualmente: uma ligando Itaipu a São Paulo e outra de Tucuruí às usinas do São Francisco. As capacidades de ambas foram calculadas admitindo um fator de capacidade de 80%.

TABELA 7

Linhas de transmissão no modelo

Origem	Destino	Capacidade máxima inicial (GW ano)	Investimento (US\$ bilhões/GW ano)
Sul	Sudeste	1,368	0,347
Norte-Marabá	Sudeste	—	0,635
Norte-Marabá	Nordeste	0,88	0,553
Nordeste	Sudeste	—	0,576
Norte-Cuiabá	Sudeste	—	0,635

FONTE: Eletrobrás (s.d.).

Aqui também as indivisibilidades existentes no investimento foram ignoradas, mas seriam importantes em um planejamento mais detalhado. Estes custos se referem a módulos capazes de transmitir cerca de 2 GW ano, que é um valor compatível com a ordem de grandeza encontrada para os volumes transmitidos, na solução.

As perdas em todas as ligações foram admitidas como sendo de 5%, enquanto o custo operacional variável referente às ligações envolvendo a região Norte foi de US\$ 2/MWh e para as outras situou-se em apenas US\$ 1/MWh.

Estes custos de investimento contêm um razoável grau de incerteza, pois os problemas tecnológicos de transmitir altas potências a distâncias da ordem de dois a três mil km são severos. As indicações são no sentido de que eles podem ser contornados com transmissão em extra-alta voltagem em AC (1.000 kV) ou DC (± 600 kV), mas que os detalhes de projeto podem afetar o custo final substancialmente. A experiência com o sistema de transmissão de Itaipu, cujo comprimento é muito menor (da ordem de 900 km), já mostrou que o custo final pode exceder em muito as estimativas iniciais. Além destas incertezas ligadas essencialmente aos custos dos equipamentos, há que considerar também o custo de implantar a linha propriamente dita em regiões inóspitas e com pouca infra-estrutura.

3.4 — Cenário de demanda

O cenário de demanda adotado é bastante próximo daquele proposto pela Eletrobrás (1984) para servir de base à revisão do plano de investimento do setor, feita em conjunto com a SEPLAN, o BID e o BIRD. As diferenças entre a Tabela 8 e os dados do documento se devem à utilização de dados preliminares daquele estudo, que foram posteriormente modificados. As principais variáveis macroeconômicas de referência para aquele cenário elaborado pela Eletrobrás estão na Tabela 9.

TABELA 8

Cenário de demanda de energia elétrica no Brasil
(GW ano)

Regiões	Anos						
	1986	1992	1998	2004	2010	2010 - 1986	2010 ÷ 1986
Sudeste-Centro-Oeste	14,240	21,427	29,932	40,417	51,478	37,238	3,61
Sul	3,380	5,571	8,269	11,466	16,106	12,726	4,76
Norte-Marabá	0,890	2,501	3,430	4,533	6,752	5,862	7,58
Nordeste	2,812	4,460	6,900	9,190	12,838	10,026	4,56
Total	21,322	33,959	48,531	65,606	87,174		

FONTE: Eletrobrás (1984), versão preliminar.

TABELA 9

Taxas médias de crescimento do PIB para cenário alternativo de demanda de energia

Períodos	% ao ano
1985/90	3,4
1990/95	4,3
1995/2000	4,7
2000/05	5,0

FONTE: Eletrobrás (1984).

Na previsão do consumo industrial, a Eletrobrás partiu de uma projeção de tendência, a partir das taxas da Tabela 9, e considerou a reprogramação da entrada em operação de cargas especiais e o programa de eletrotermia. O consumo residencial e rural foi calculado com base em hipóteses sobre o consumo por consumidor e taxa de atendimento compatíveis com a evolução do PIB *per capita* da Tabela 9. A relação do consumo comercial e público com o residencial foi mantida igual à das outras projeções anteriores.

O cenário da tabela apresenta níveis de demanda de energia inferiores em cerca de 23%, no ano 2000, aos do cenário médio do Plano 2000 [cf. Eletrobrás (1982a)]. Trata-se, portanto, de uma redução substancial, causada principalmente pelos valores mais baixos das taxas de referência para expansão do PIB. As taxas do estudo mais recente são mais conservadoras, levando em conta as limitações impostas ao crescimento pela restrição do balanço de pagamentos.

Analisando as diferenças regionais, a demanda no Nordeste e no Sul crescem mais aceleradamente do que no Sudeste/Centro-Oeste, enquanto a demanda na região Norte-Marabá cresce a uma velocidade muito alta devido, principalmente, a grandes cargas industriais. Não foi especificada nenhuma demanda para a região Norte-Guiabá, pois a carga local já está considerada no sistema interligado do Sudeste.

Comparando a demanda nacional, para 1986, de 21,322 GW ano com o potencial aproveitado¹⁴ de 28,429 GW ano, fica evidenciado um excedente nacional de 33%, cuja existência será importante para explicar o comportamento do modelo no primeiro período de projeção, como será discutido na próxima seção.

¹⁴ Obtido subtraindo do potencial aproveitado em 1987 (Apêndice 1) as usinas ainda em construção em 1986.

4 — Resultados

A seguir, analisamos os resultados do modelo para o cenário básico e para a análise de sensibilidade com relação aos custos de geração nuclear. A implementação feita para o modelo teria permitido uma gama muito mais extensa de simulações de alternativas para avaliar sua resposta à variação de outros parâmetros-chave, mas limitações de espaço, custo e tempo não permitem a sua apresentação aqui. A análise da atratividade da alternativa nuclear é, na realidade, apenas um exemplo do tipo de questões que podem ser estudadas com o auxílio do modelo.¹⁵ Outros parâmetros que poderiam ter sido escolhidos para variar são o custo de transmissão a longa distância, a disponibilidade de carvão termelétrico, o nível de segurança no atendimento da demanda de energia e o custo das usinas na região Norte.

4.1 — Análise dos resultados do cenário básico

O modelo aqui apresentado visa essencialmente ao planejamento dos investimentos do setor, de modo que seu principal resultado são os cenários de evolução da capacidade instalada de geração e de transmissão necessária para atender à demanda no cenário básico a um custo mínimo.

4.1.1 — Geração

A parte inferior da Tabela 10 mostra a evolução da capacidade instalada nacional por fonte. A taxa de crescimento da oferta total é inferior à da demanda, devido ao excesso de capacidade inicial já notado anteriormente. As taxas de crescimento mais altas são para geração nuclear, carvão a céu aberto e carvão subterrâneo, nesta ordem, basicamente devido a uma expansão modesta destas fontes em termos absolutos, a partir de uma capacidade inicial muito pequena. A geração hidrelétrica continua sendo a fonte dominante, respondendo por 85% da capacidade no último ano do horizonte.

A geração nuclear fica contida, até o final do século, à capacidade disponível inicialmente,¹⁶ mas tem uma expansão substancial na primeira década do próximo século, com a instalação de sete módulos no Sudeste e dois no Nordeste. Portanto, o modelo parece sugerir que um ritmo de construção próximo daquele contemplado no Programa Nuclear (uma usina a cada um ano e meio) seria apropriado, só que começando apenas em 1998. A instalação de algumas destas usinas no Nordeste já havia sido prevista naquele Programa, de modo que esta recomendação do modelo não constitui uma surpresa.

¹⁵ Detalhes de implementação são discutidos no Apêndice 4.

¹⁶ Convém lembrar que não há limites mínimos para expansão de capacidade nesta versão do modelo.

TABELA 10

Evolução da capacidade instalada de geração no cenário básico
(GW ano)

Regiões	Tipo de geração	Inicial*	Períodos				Taxa anual (%)
			1992	1998	2004	2010	
Sudeste	Total	21,600	21,600	24,959	29,690	31,315	1,2
	Hidrelétrica	20,600	20,600	23,959	26,276	27,457	
	Nuclear	1,000	1,000	1,000	3,412	6,888	
Sul	Total	3,323	5,406	9,638	13,576	17,144	7,0
	Hidrelétrica	2,583	4,666	7,689	9,888	12,920	
	Carvão (céu aberto)	0,400	0,400	1,472	2,276	2,812	
	Carvão (subterrâneo)	0,340	0,340	0,477	1,412	1,112	
Norte-Marabá	Hidrelétrica	2,891	2,891	8,177	16,067	20,199	8,4
Nordeste	Total	3,600	4,087	6,064	6,955	9,475	3,0
	Hidrelétrica	3,600	4,087	6,061	6,955	7,289	
	Nuclear	-	-	-	-	2,186	
Norte-Cuiabá	Hidrelétrica	-	-	-	-	6,017	-
Brasil	Total	31,417	33,987	48,838	66,288	87,180	4,3
	Hidrelétrica	29,677	32,247	45,889	59,188	73,882	3,9
	Nuclear	1,000	1,000	1,000	3,412	9,074	9,9
	Carvão (céu aberto)	0,400	0,400	1,472	2,276	2,812	8,4
	Carvão (subterrâneo)	0,340	0,340	0,477	1,412	1,112	6,1

* Esta coluna indica o potencial já aproveitado no período inicial do modelo, de acordo com o Apêndice 1. Devido a adiamentos recentes no programa de obras, uma parte dele não estará disponível em 1986.

A geração a partir do carvão mineral a céu aberto e subterrâneo se expande à velocidade máxima permitida após 1992, depois de eliminado o excesso de capacidade do período inicial. Devido à natureza crescente do custo marginal hidrelétrico, este fato indica que o carvão mineral é competitivo com a geração hidrelétrica, dada a estrutura e os custos do modelo.

É conveniente, entretanto, destacar que as conclusões acima dependem criticamente da hipótese simplificadora de estabilidade futura do custo marginal do combustível, em termos reais. Esta condição pode não ser atendida, caso a expansão da demanda de carvão energético seja excessivamente rápida (ou lenta), pois a curva de oferta nacional de carvão energético tem inclinação positiva e se desloca para a direita com o passar do tempo, como mostrado em Tourinho, Margulis e Ardeo (1985). O preço-sombra da geração térmica poderá também ser afetado por variações reais no preço do petróleo, que é um substituto do carvão mineral em várias aplicações. Além disso, o preço de mercado do carvão termelétrico pode vir a diferir do custo marginal devido à expansão não-ótima do setor, caso em que a avaliação da viabilidade das termelétricas *per se* pode resultar desfavorável. Urge, portanto, utilizar no planejamento da expansão do sistema elétrico os verdadeiros custos marginais do carvão mineral.

Todas as observações acima indicam a necessidade de investigar mais detalhadamente, a nível do sistema de oferta de carvão mineral, a viabilidade e os custos de utilizar no futuro a geração térmica em nível superior ao considerado aqui.

A questão da estabilidade dos custos reais no futuro e as observações feitas na Seção 3 são cruciais na interpretação dos resultados das simulações, especialmente na comparação da economicidade das diversas fontes. Além do problema do custo de combustível das térmicas, mencionado acima, o custo de investimento pode ser afetado de modo assimétrico pela evolução futura do preço dos insumos. As usinas nucleares e a carvão têm um percentual muito maior de investimento em equipamentos (70%) do que as hidrelétricas (30%), e o reverso é verdade com relação à construção. Na medida em que estes dois componentes evoluam de forma distinta, a relação dos custos totais pode se alterar. Em particular, os preços dos equipamentos devem acompanhar os preços internacionais, enquanto os da construção são presumivelmente muito mais ligados a fatores domésticos.

A Tabela 10 permite também avaliar a evolução regional do aproveitamento do potencial hidrelétrico. A região Norte-Cuiabá só é aproveitada depois de 2004, enquanto que a maior taxa de crescimento da capacidade instalada se verifica na região Norte-Marabá (8,4% ao ano). No Nordeste, o potencial é praticamente todo aproveitado até o princípio do próximo século, e depois tem acréscimos apenas marginais. No Sudeste, a taxa de crescimento da capacidade é muito modesta (1,2% ao ano), ao passo que no Sul o ritmo é apenas inferior ao da região Norte-Marabá.

Todos estes resultados podem ser compreendidos, fazendo referência ao Gráfico 3, quando fica claro que o modelo preferiu, como deveria, as regiões correspondentes aos pontos de menor derivada nas curvas. É interessante destacar que o custo de transmissão a longa distância não foi suficientemente alto para prejudicar a região Norte-Marabá, mas retirou a competitividade do potencial da Norte-Cuiabá com relação ao da região Sudeste. Para visualizar a maneira como o modelo "caminha" sobre as curvas do Gráfico 3, a Tabela 11 mostra qual a percentagem do potencial remanescente em cada região que está aproveitada a cada período.

TABELA 11

Percentual aproveitado do potencial disponível

(Em %)

Regiões	Anos				Potencial aproveitável (GW ano)
	1992	1998	2004	2010	
Sudeste Centro-Oeste	—	21,3	51,2	80,6	15,8
Sul	13,5	33,2	47,4	67,1	15,4
Norte-Marabá	—	22,1	55,1	72,4	23,9
Nordeste	11,9	60,1	81,8	90,0	4,1
Norte-Cuiabá	—	—	—	56,8	10,6

A não ser pela postergação do desenvolvimento da região Norte-Cuiabá, não se nota especialização excessiva do modelo, contrariamente à tendência usual nos modelos de planejamento desse tipo. O aproveitamento relativo do potencial disponível é similar, para as três primeiras regiões, a cada período. Em particular, a região Sudeste não é ignorada, apesar dos custos mais altos, devido à proximidade.

4.1.2 — Transmissão

A Tabela 12 mostra a evolução da capacidade de transmissão, destacando que o grande centro exportador de energia seria a região Norte-Marabá, com um nível da ordem de 11,5 GW ano no início do próximo século, correspondendo a 72% da geração, distribuídos entre Sudeste e Nordeste nas proporções de 1/4 e 3/4, respectivamente.

TABELA 12

Evolução da capacidade de transmissão

(GW ano)

Origem	Destino	Capacidade inicial (1986)	Anos			
			1992	1998	2004	2010
Sul	Sudeste/Centro-Oeste	1,368	1,368	1,368	2,110	2,110
Norte-Marabá	Sudeste/Centro-Oeste	--	--	2,867	9,181	9,907
Norte-Marabá	Nordeste	0,880	0,880	0,880	2,353	3,540
Norte-Cuiabá	Sudeste	--	--	--	--	6,017

A transmissão da região Norte-Cuiabá só aparece no último ano, acompanhando a instalação da geração naquela região. A transmissão do Sul para o Sudeste fica nos mesmos níveis da capacidade inicial até o início do próximo século, quando tem um modesto aumento. No modelo, a transmissão entre Nordeste e Sudeste foi permitida, mas não utilizada.

4.1.3 — Investimentos

A Tabela 13 mostra os investimentos requeridos pelo plano de expansão do sistema aqui apresentado. Nela se destaca o volume substancial de recursos a ser absorvido pelo setor para atender ao cenário de demanda adotado.

A parcela de transmissão inclui apenas aquela referente à longa distância, pois a de curta e média está incluída no custo das usinas. Além dos investimentos em geração e transmissão mostrados na Tabela 13, será

necessário também investir em distribuição um volume de recursos que tem sido no passado cerca de 20% dos investimentos totais no sistema.

Para interpretar corretamente a Tabela 13, é necessário lembrar que o modelo não considera indivisibilidades nem outras limitações à expansão da geração, desenvolvendo o sistema de acordo com o critério estrito de economicidade. Assim, no primeiro período, os investimentos são menores devido ao excesso de capacidade em 1986, já mencionado anteriormente.

TABELA 13

Investimentos no sistema elétrico para o cenário adotado
(Médias anuais, em US\$ milhões)

Subsistemas	Regiões/Tipos	Períodos		
		1993/98	1999/2004	2005/10
Hidrelétricas	Sudeste:Centro-Oeste	1.258	1.160	754
	Sul	921	887	1.536
	Norte-Marabá	1.157	2.038	1.511
	Nordeste	463	400	207
	Norte-Cuiabá	--	--	2.207
	Total	3.799	4.485	6.215
Nucleares		--	1.247	2.928
Carvão		370	602	556
Transmissão*		409	729	823
Total		4.578	7.063	10.522
Custo específico** (US\$ bilhões/GW ano)		0,312	0,414	0,488

* Só transmissão inter-regional; a intra-regional está incluída na geração hidrelétrica.

** Linha anterior dividida pelo acréscimo de demanda no período.

O aumento do custo marginal da energia no período fica patente pelo exame da última linha da Tabela 13, onde se verifica que o volume específico de recursos a ser absorvido pelo setor aumentará 50% entre a década de 90 e a seguinte. O planejamento econômico do país deve também levar em conta o impacto destes aumentos de custos de energia elétrica (que terão reflexo inevitável nas tarifas) nas estruturas de custos dos outros setores.

Outra questão importante, que não pode, entretanto, ser discutida aqui, é como financiar esta expansão: se através do endividamento, transferindo o ônus a gerações futuras (como foi feito recentemente), ou por meio do aumento de tarifas. O volume a ser financiado *duplica* entre o início e o fim do horizonte.

Em termos percentuais, a transmissão inter-regional corresponde em média a 9% dos investimentos totais. Os investimentos na geração nuclear e térmica atingem uma participação de 33% no último período do hori-

zonte, refletindo o desenvolvimento de uma indústria para fabricar estes equipamentos. O valor absoluto dos investimentos anuais em capacidade hidrelétrica cresce, entretanto, a uma taxa de 4% ao ano, devido ao custo crescente dos potenciais a serem desenvolvidos a partir da próxima década, como consequência das funções de custo mostradas anteriormente (Gráfico 3).

4.2 — Análise de sensibilidade com relação ao custo da geração nuclear

O custo de investimento unitário foi incrementado em 10, 30 e 50%, e o seu impacto na solução do modelo pode ser avaliado com o auxílio das Tabelas 14 e 15. Na primeira, vê-se como a geração hidrelétrica substitui a nuclear à medida que o custo da última aumenta. A geração a carvão já se encontrava no seu nível máximo no caso básico, não podendo contribuir, portanto, para a substituição das nucleares. O aumento de 50% no custo é suficiente para, no horizonte do modelo, retirar a economicidade das nucleares frente à expansão hidrelétrica conjugada com a transmissão a longa distância. Um incremento de apenas 10% desloca os três módulos que seriam instalados logo após o ano 2000. Já a Tabela 15 mostra a evolução da capacidade de transmissão e ilustra onde se dá a geração hidrelétrica adicional para cobrir o *deficit* gerado pela retirada das novas nucleares do sistema. Comparando os casos extremos no último período, verifica-se que a transmissão da região Norte-Marabá para o

TABELA 14

Sensibilidade da expansão da geração com relação ao investimento unitário na geração nuclear

(GW ano)

Casos	Tipos de geração*	Anos				
		1986	1992	1998	2004	2010
Padrão	Hidrelétrica	29,677	32,247	45,888	59,188	73,880
	Nuclear	1,0	1,0	1,0	3,412	9,075
10%	Hidrelétrica	29,677	32,247	45,888	61,699	73,977
	Nuclear	1,0	1,0	1,0	1,0	9,001
30%	Hidrelétrica	29,677	32,247	45,888	61,709	80,015
	Nuclear	1,0	1,0	1,0	1,0	3,209
50%	Hidrelétrica	29,677	32,247	45,888	61,709	82,324
	Nuclear	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

*A geração térmica a carvão mineral não é apresentada porque não varia entre as soluções.

TABELA 15

Sensibilidade da expansão da transmissão com relação ao investimento unitário em geração nuclear

(GW ano)

Casos	Linhas		Anos				
	Origem	Destino	1986	1992	1998	2004	2010
Padrão	Sul	Sudeste;Centro-Oeste	1,368	1,368	1,368	2,110	2,110
	Norte-Marabá	Sudeste;Centro-Oeste	---	---	3,867	9,181	9,907
	Norte-Marabá	Nordeste	0,880	0,880	0,880	2,353	3,540
	Norte-Cuiabá	Sudeste;Centro-Oeste	---	---	---	---	6,017
+ 10%	Sul	Sudeste;Centro-Oeste	1,368	1,368	1,368	2,328	2,328
	Norte-Marabá	Sudeste;Centro-Oeste	---	---	3,867	10,412	10,412
	Norte-Marabá	Nordeste	0,880	0,880	0,880	2,272	3,557
	Norte-Cuiabá	Sudeste;Centro-Oeste	---	---	---	0,611	5,810
+ 30%	Sul	Sudeste;Centro-Oeste	1,368	1,368	1,368	3,141	3,141
	Norte-Marabá	Sudeste;Centro-Oeste	---	---	3,867	10,413	11,306
	Norte-Marabá	Nordeste	0,88	0,88	0,88	2,272	5,678
	Norte-Cuiabá	Sudeste;Centro-Oeste	---	---	---	---	6,808
+ 50%	Sul	Sudeste;Centro-Oeste	1,368	1,368	1,368	3,141	3,673
	Norte-Marabá	Sudeste;Centro-Oeste	---	---	3,867	10,411	12,661
	Norte-Marabá	Nordeste	0,88	0,88	0,88	2,272	5,597
	Norte-Cuiabá	Sudeste;Centro-Oeste	---	---	---	---	6,999

Sudeste e para o Nordeste aumenta, respectivamente, em 2,754 GW ano e 2,057 GW ano. A região Sul também contribui, aumentando sua exportação para o Sudeste em 1,562 GW ano. A região Norte-Cuiabá continua sendo desenvolvida apenas no último período, e sua contribuição é essencialmente a mesma em todos os cenários.

5 — Conclusão

Apresentamos um modelo de planejamento regionalizado e dinâmico da expansão do sistema elétrico brasileiro no longo prazo. Ele permite obter a estratégia de mínimo custo para atendimento a um cenário de demanda, que leva em conta a recente redução das taxas de crescimento da economia brasileira.

O modelo é estocástico, no sentido de considerar explicitamente a variabilidade da geração hidrelétrica e as suas implicações para a economicidade da geração térmica e nuclear e para a transmissão inter-regional. A exaustão dos aproveitamentos mais favoráveis em cada região é também modelada explicitamente através de funções não-lineares convexas para o investimento requerido para expansão do potencial.

Na solução de referência, o desenvolvimento do potencial na região Norte-Marabá aparece como a grande alternativa para atendimento à demanda até o ano 2010, contribuindo com um acréscimo de cerca de 17,0 GW ano. As regiões Sul e Sudeste contribuem, cada uma, com sete GW ano de origem hidrelétrica para atender ao acréscimo da demanda entre 1986 e 2010. O potencial da região Norte-Cuiabá só é desenvolvido no último período.

A geração a carvão mineral se expande à velocidade máxima permitida, se bem que sua contribuição seja modesta, por força das restrições impostas exogenamente. Uma das conclusões do modelo é a sugestão de estudar mais detalhadamente a disponibilidade de carvão mineral, para verificar se a utilização desta fonte pode ser aumentada.

No caso básico, a geração nuclear só se expande no próximo século, com um ritmo de um módulo a cada um ano e meio, mas é deslocada quando se aumenta o seu custo de investimento em 30 ou 50%.

A versão do modelo apresentada aqui é muito agregada e simplificada para o planejamento a nível de usina, mas acreditamos que ele represente adequadamente os grandes determinantes do custo e tendências do sistema no futuro, caso a estratégia de mínimo custo seja seguida. Neste sentido, ele indica que o investimento anual do sistema deve duplicar entre 1992 e 2010, o que trará impactos inevitáveis nos custos e nas tarifas.

Muito resta, entretanto, por fazer, especialmente no que se refere ao refinamento dos dados e expansão do leque de análises de sensibilidade. Em particular, fica para outra oportunidade o estudo de como uma alteração do risco de *deficit* afeta o plano de obras e o custo da energia.

Apêndice 1 — Brasil: sistema interligado — usinas hidrelétricas existentes e em andamento

Usina/Bacia	Entrada em operação	Potência (MW)	Unidades	Energia firme (MW/ano)	Energia média (MW/ano)
1 — Região Nordeste		7.644		3.600	4.102
1.1 — Rio Parnaíba					
Boa Esperança	Existente	240	4	119	136
1.2 — Rio São Francisco					
Complexo Paulo Afonso-Moxotó	Existente	4.496	--	2.016	2.241
Sobradinho	Existente	1.050	6	448	550
Itaparica	1986	1.500	6	910	1.045
1.3 — Rio Paraguassu					
Pedra do Cavalo	1987	300	2	78	99
1.4 — Pequenas usinas	Existente	58	--	29	31
2 — Região Sudeste		38.511		20.556	22.931
2.1 — Rio São Francisco					
Três Marias	Existente	396	6	218	268
2.2 — Rio Doce					
Salto Grande	Existente	104	4	78	85
Mascarenhas	Existente	123	3	92	98

Usina/Bacia	Entrada em operação	Potência (MW)	Unidades	Energia firme (MW/ano)	Energia média (MW/ano)
2.3 -- Rio Paraíba					
Paraibuna	Existente	86	2	47	47
Jaguari	Existente	28	2	12	15
Funil	Existente	222	3	104	124
Ilha dos Pombos	Existente	164	5	78	95
Nilo Peçanha	Existente	380	6	354	364
Pontes	Existente	142	5	40	44
Ponte Coberta	Existente	100	2	55	57
2.4 -- Rio Paranaíba					
Cachoeira Dourada	Existente	439	8	338	331
São Simão	Existente	1.680	6	1.181	1.226
Itumbiara	Existente	2.280	6	918	1.001
Emborcação	1982	1.000	4	406	440
2.5 -- Rio Grande					
Camargos	Existente	48	2	19	25
Itutinga	Existente	54	4	25	29
Furnas	Existente	1.312	8	526	671
Peixoto	Existente	478	10	271	329
Estreito	Existente	1.104	6	436	532
Jaguará	Existente	432	4	314	338
Volta Grande	Existente	380	4	204	237
Porto Colômbia	Existente	328	4	182	200
Graminha	Existente	80	2	26	37
Eulides da Cunha	Existente	108	4	45	58
Limoeiro	Existente	32	2	13	17
Marimbondo	Existente	1.488	8	654	817
Água Vermelha	Existente	1.380	6	670	812
2.6 -- Rio Tietê					
Barra Bonita	Existente	140	4	39	53
Bariri	Existente	144	3	46	58
Ibitinga	Existente	132	3	49	61
Promissão	Existente	264	3	79	104
Nova Avanhandava	1982	300	3	106	135
Três Irmãos	1985	640	4	—	—
2.7 -- Rio Paraná					
Ilha Solteira	Existente	3.240	20	1.704	1.998
Jupiá	Existente	1.414	14	811	883
Porto Primavera	1987	1.800	18	876	1.029
Itaipu (100%)	1983	12.600	18	7.881	8.529
2.8 -- Rio Paranapanema					
Jurumirim	Existente	98	2	44	51
Xavantes	Existente	416	4	172	179
L. N. Garcez	Existente	72	4	52	51
Capivara	Existente	640	4	335	340
Rosana	1987	320	4	127	126
Taquaruçu	1987	500	5	201	199
2.9 -- Costeira					
Cubatão	Existente	880	12	457	523
2.10 -- Pequenas usinas	Existente	543	—	271	302
3 -- Região Sul		5.639		2.583	2.473
3.1 -- Costeira					
Capivari-Cachoeira	Existente	252	4	102	110
3.2 -- Rio Iguaçu					
Foz do Arcaá	Existente	1.672	4	525	593
Salto Santiago	Existente	1.333	4	782	731
Salto Osório	Existente	1.050	6	550	510
3.3 -- Rio Uruguai					
Passo Fundo	Existente	220	2	114	90
3.4 -- Rio Jacuí					
Passo Real	Existente	140	2	62	59
Jacuí	Existente	180	6	128	109
Itaúba	Existente	500	4	174	102
3.5 -- Pequenas usinas	Existente	292	—	146	146
4 -- Região Norte		3.960		2.894	2.899
4.1 -- Tocantins					
Tucuruí (1ª fase)	1983	3.960	12	2.894	2.899
Total		55.754		29.633	32.403

FONTE: Eletrobrás (s. d.).

Apêndice 2

A.2.1 — Potencial hidrelétrico disponível após 1985 desmembrado por região

Custo de geração superior ou igual (US\$ bilhões)*	Energia firme acumulada (GW ano)				
	Norte	Nordeste	Sudeste/ Centro-Oeste	Sul	Total
15	7,7	1,9	0	1,1	10,7
20	15,1	2,5	0,1	4,7	22,5
25	27,2	2,9	2,0	7,4	39,5
30	30,3	3,3	4,6	10,4	48,7
35	33,2	3,4	5,7	11,5	53,8
40	34,6	3,5	6,5	12,2	56,8
45	36,6	3,6	7,3	12,9	60,3
50	37,7	3,6	8,8	13,8	63,8
75	40,8	4,1	13,4	15,3	73,7
100	41,8	4,2	14,8	15,9	76,6
150	43,4	4,2	15,8	16,8	80,2
200	44,5	4,2	16,0	16,8	81,5
Acima de 200 sem custos	2,0	—	0,6	0,6	3,2

FONTE: Eletrobrás (s.d.).
*Preços de junho de 1981 (US\$ 1.00 = Cr\$ 89,00).

A.2.2 — Potencial hidrelétrico brasileiro disponível após 1985 na região Norte desmembrado pelos centros coletores

Custo de geração superior ou igual (US\$ bilhões)*	Energia firme acumulada (GW médios)			
	Norte-Isolados	Norte-Cuiabá	Norte-Marabá	Total
15	0	0	7,7	7,7
20	0,9	0	14,2	15,1
25	0,9	5,4	20,9	27,2
30	1,6	6,9	21,8	30,3
35	1,6	8,3	23,5	33,2
40	2,2	8,7	23,7	34,6
45	3,7	9,0	23,9	36,6
50	4,5	9,3	23,9	37,7
75	5,9	10,4	24,5	40,8
100	6,6	10,6	24,6	41,8
150	7,5	10,7	25,2	43,4
200	8,4	10,9	25,2	44,5
Acima de 200 sem custos	0,5	1,1	0,4	2,0

FONTE: Eletrobrás (s.d.).
*Preços de junho de 1981 (US\$ 1.00 = Cr\$ 89,00).

Apêndice 3 — Índices de desvios de precipitação por região no período 1914/60

(Em %)

Anos	Regiões					
	Sul	Sudeste, Centro- Oeste	Nordeste	Margem Esquerda	Norte- Marabá	Norte- Cuiabá
1914	22,73	-17,51	17,21	-26,01	-25,60	-36,20
1915	25,00	-14,00	-37,63	-28,79	-24,42	-24,40
1916	-24,93	30,92	25,17	-24,65	12,07	-23,77
1917	-35,92	-4,42	46,07	15,00	27,51	-15,00
1918	-9,33	-2,40	7,82	-15,00	22,54	23,00
1919	2,27	31,84	-30,48	-15,00	-13,91	23,00
1920	-10,77	25,27	10,99	0	15,00	34,71
1921	-15,97	23,62	33,83	15,00	23,00	26,29
1922	12,93	18,48	6,73	6,72	23,00	31,33
1923	-15,00	17,48	19,49	21,38	24,56	24,25
1924	-29,67	13,81	61,67	23,00	27,01	23,00
1925	25,31	-9,37	-12,07	-24,06	15,00	7,00
1926	-7,00	44,36	36,36	-15,00	37,42	25,63
1927	-24,75	-13,45	-23,20	23,98	16,45	24,52
1928	33,19	6,12	-27,45	15,00	-23,00	0
1929	10,51	12,37	15,75	15,00	24,00	10,38
1930	-4,28	5,54	-33,12	-13,92	-1,67	-7,00
1931	-3,10	6,11	21,42	-7,00	7,00	7,00
1932	26,05	13,92	39,69	-26,79	23,00	0
1933	-25,06	-6,88	8,32	-15,00	-7,00	-7,00
1934	7,00	-33,99	8,04	27,56	14,28	23,00
1935	5,68	22,02	30,77	7,00	15,00	15,00
1936	15,00	-6,00	-12,06	-23,00	-23,00	-1,89
1937	15,00	13,22	14,79	-7,00	-7,00	-7,00
1938	15,00	28,46	26,38	7,00	7,00	7,00
1939	10,98	-29,26	-15,37	-7,00	-10,43	15,00
1940	19,63	5,66	27,43	-27,95	7,00	7,00
1941	38,61	-2,91	-23,54	-26,46	-15,00	0
1942	-15,00	29,17	2,98	15,00	23,45	15,00
1943	-28,39	11,46	-19,02	-15,00	11,67	15,00
1944	-26,81	27,40	10,72	7,00	7,00	-10,04
1945	-40,37	31,86	31,67	23,00	31,11	0
1946	4,18	-18,73	-15,16	7,00	-23,20	-23,00
1947	-1,22	25,63	35,61	-7,00	29,94	0
1948	2,35	-3,60	6,69	15,00	-8,61	7,00
1949	-15,60	-6,27	-7,72	23,00	2,50	-7,00
1950	4,38	-10,41	-23,49	15,00	4,96	-15,00
1951	-11,98	-22,57	-26,27	10,58	-23,82	0
1952	-8,46	2,60	-13,36	-1,34	-7,00	-7,00
1953	-13,49	-18,20	-21,87	7,00	-24,51	4,03
1954	26,58	-24,97	-25,13	0	-23,58	2,42
1955	2,63	0,15	-7,12	7,00	0	-7,00
1956	2,81	26,22	3,80	11,41	8,13	8,11
1957	23,77	9,24	4,04	-15,00	-1,19	7,00
1958	0	-0,45	-40,85	-15,00	25,15	15,00
1959	17,00	-11,37	-14,11	7,00	1,51	7,00
1960	1,89	6,22	11,08	7,00	7,00	0,82

FONTE: IPÊA/INPES.

Apêndice 4 — Alguns aspectos da implementação do modelo

O modelo PSE foi implementado em computador através de dois programas em linguagem PL/1. Um gera a matriz MPS, que é submetida ao programa de otimização não-linear MINOS, enquanto o outro transforma a saída deste último e produz os relatórios.

O gerador matricial é inteiramente flexível, podendo ser utilizado para gerar modelos de porte arbitrário apenas acrescentando os parâmetros que descrevem os novos componentes do sistema. Assim, é muito fácil aumentar o número de períodos, incluir ou excluir regiões, usinas ou linhas de transmissão, assim como estender a descrição da distribuição estocástica da geração. Tudo isto pode ser feito mudando apenas os dados de entrada do gerador, sem necessidade de recompilar o programa. O gerador de relatórios reconhece estas alterações no sistema e se ajusta para produzir as tabelas na dimensão correta.

As análises de sensibilidade descritas no texto exigem apenas alteração do parâmetro correspondente, geração do novo modelo, nova otimização (partindo da solução ótima anterior) e, finalmente, produção dos relatórios.

A obtenção de uma solução ótima a partir da base-padrão (partida fria) leva cerca de cinco minutos de CPU em um IBM 3.381, enquanto que, partindo de uma base avançada, este tempo fica reduzido a dois minutos.

Abstract

This paper analyzes long-term trends in the evolution of the Brazilian electric power sector, using a planning model (PSE) which calculates the minimum-cost strategy for the supply expansion required by an exogenous demand scenario. The model is regionalized, dynamic, and incorporates explicitly the stochastic nature of hydroelectric energy generation. The solution technique is non-linear programming, which allows a convenient representation of the progressive exhaustion of the more favorable locations for the plants in the river basins. The inter-regional transmission of large blocks of energy is also considered. The description of the results of the base-case scenario, and of a set of sensitivity runs, show when and how the hydroelectric potential of the northern region could be used, and clarify the role of nuclear and coal generation, and of large scale transmission, in the set of technological alternatives for the sector in the future.

Bibliografia

ALBUQUERQUE, João Carlos R., TRINKENFICH, Jorge, PINHEIRO, Solange F., e WANDERLEY, Verlane M. *Modelo de análise da expansão a longo*

- prazo do sistema interligado brasileiro – DESELP*. Mimeo. Eletrobrás/DENE, 1981.
- ALDAZ, Luis. *A partial characterization of the rainfall regime of Brazil*. Rio de Janeiro, Departamento Nacional de Meteorologia, 1971.
- ANDERSON, C. Models for determining least-cost investments in electricity supply. *Bell Journal of Economics*, 3 (1), 1972.
- ELETROBRÁS. *Projeto especial VII – potencial hidrelétrico da região amazônica*. Rio de Janeiro, 1979.
- . *Plano de suprimento aos requisitos de energia até o ano 2000*. Brasília, 1982a.
- . *Política e planejamento do setor de energia elétrica no Brasil*. Diretoria de Planejamento e Engenharia, ago. 1982b.
- . *Plano decenal e programa quinquenal de investimentos do setor elétrico com base na previsão de mercado alternativa*. Diretoria de Planejamento e Engenharia, abr. 1984.
- . *Análise da expansão da geração no longo prazo com o modelo DESELP*. Mimeo. Departamento de Geração (Nota Técnica), s. d.
- SCHULMAN, M. *O potencial hidrelétrico do Brasil*. Apresentado no II Simpósio de Energia Elétrica do Hemisfério Ocidental. Rio de Janeiro, 1980.
- TOURINHO, O. A. F. *Um modelo de planejamento de oferta de energia elétrica*. Texto para Discussão do Grupo de Energia, 5. Rio de Janeiro, IPEA/INPES, 1982.
- TOURINHO, O. A. F., MARGULIS, S., e ARDEO, V. L. *O planejamento da oferta de carvão mineral no Brasil: o modelo MOCAM e suas aplicações*. Texto para Discussão do Grupo de Energia, 29. Rio de Janeiro, IPEA/INPES, 1985.

(Originais recebidos em julho de 1985. Revisos em novembro de 1985.)