

3 Planejamento da Operação Energética de Médio Prazo

3.1. Características Gerais

O planejamento da operação energética de médio prazo do sistema elétrico brasileiro é realizado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) objetivando o atendimento da demanda de energia elétrica de maneira otimizada, minimizando-se o custo total de operação.

Pelas características do sistema hidrotérmico brasileiro, principalmente, a questão da dependência temporal das decisões, esse planejamento de médio prazo da operação tem um horizonte de 5 anos. Após este período, são realizados estudos de planejamento da expansão do sistema pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) buscando-se a garantia do suprimento futuro ao mercado de energia com menor custo/benefício para o sistema e de acordo com as políticas energéticas do Ministério de Minas e Energia (MME).

O problema do planejamento da operação para um sistema predominantemente hidroelétrico tem como principal desafio a incerteza das afluições.

Os reservatórios possuem uma capacidade limitada de armazenamento de água para conversão em energia elétrica. Ou seja, caso haja uma afluição superior a capacidade de turbinamento das usinas com reservatórios que se encontram em seus volumes máximos, parte dessa vazão afluenta será vertida desperdiçando-se um recurso gratuito que poderia ter contribuído para a diminuição do custo de operação.

Na situação oposta, em que as usinas com reservatórios encontram-se com seus armazenamentos bastante reduzidos, caso haja uma afluição desfavorável de forma que não seja possível manter um turbinamento e uma vazão defluente satisfatória para geração nas usinas a jusante, poderia haver um déficit no suprimento de energia elétrica dado que apenas com as usinas térmicas e as de fontes alternativas não seria possível atender integralmente o mercado.

A Figura 3.1 exemplifica o processo de decisão de utilização dos reservatórios com as possíveis consequências operativas.

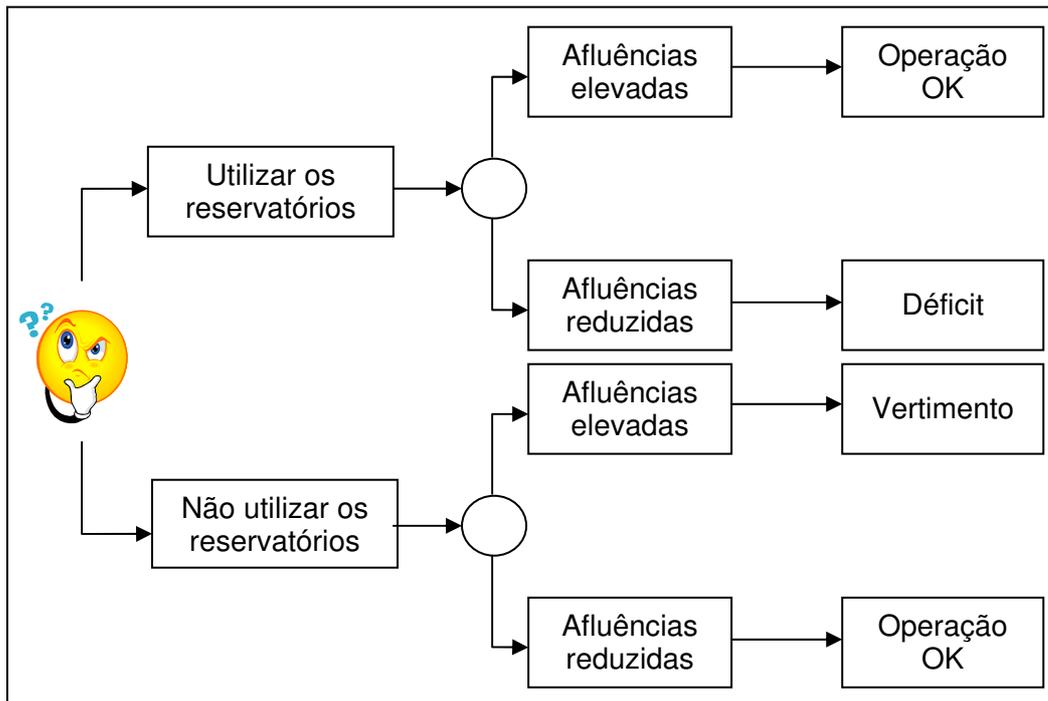


Figura 3.1 – Tomada de decisão e possíveis consequências operativas

Através da Figura 3.1, observa-se a dependência temporal das decisões para operação do sistema.

Caso a opção pelo uso indiscriminado da energia armazenada nos reservatórios se concretize no presente, o custo imediato da operação seria nulo ou muito baixo. No entanto, no decorrer do tempo, com o esvaziamento dos reservatórios, a operação passaria a ser constituída por um elevado despacho térmico frequente, incluindo as usinas termoelétricas com maiores valores de custo associado à geração, além da possibilidade de ocorrências de não suprimento de energia ao mercado, incorrendo em um custo econômico-social para o país, elevando, dessa forma, o custo futuro da operação.

De maneira análoga, a opção pela não utilização, ou utilização mínima dos reservatórios no momento presente, mesmo proporcionando um baixo custo futuro da operação devido a um elevado armazenamento nos reservatórios, implicaria em um custo imediato de operação excessivamente alto devido ao despacho de usinas térmicas com Custos Variáveis Unitários (CVU) elevados.

Dessa forma, o objetivo do planejamento da operação do sistema considerado, atualmente, no modelo vigente, é minimizar o custo total da operação, sendo este custo formado pelo custo imediato mais o custo futuro.

A Figura 3.2 apresenta as funções de custo presente, custo futuro e custo total de operação.

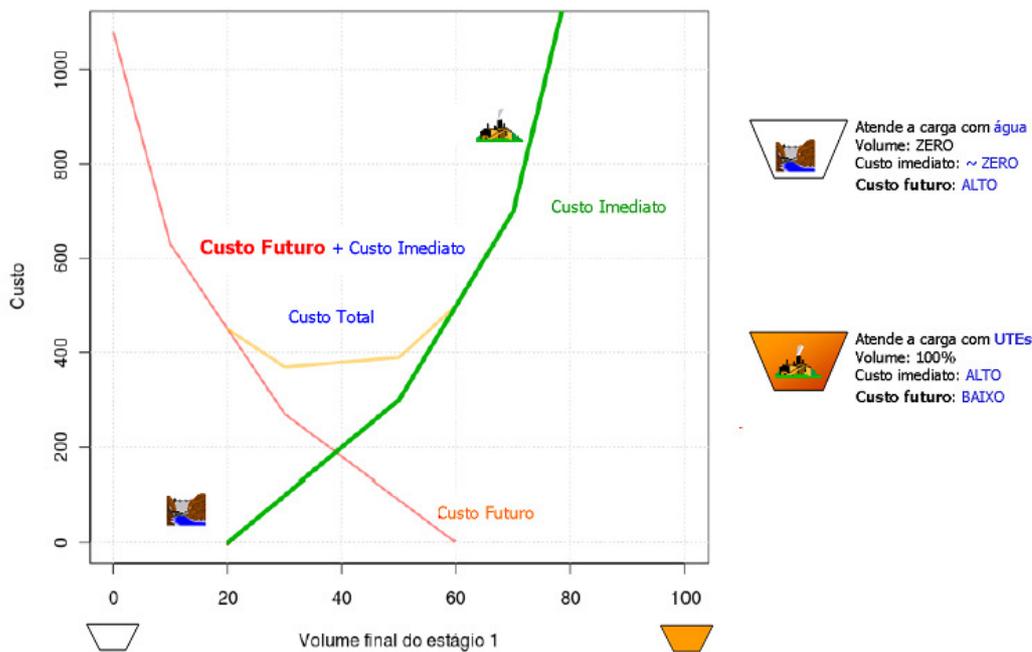


Figura 3.2 – Funções de custo imediato, custo futuro e custo total de operação

A função de custo total (FCT) está expressa na Equação 3-1 pela soma da função de custo imediato (FCI) com a função de custo futuro (FCF)

$$FCT = FCI + FCF \tag{3-1}$$

A derivada da função de custo futuro representa o valor da água no momento presente, que varia de acordo com o armazenamento atual. Quanto menos água estocada nos reservatórios, mais valiosa será a utilização deste recurso de forma que uma eventual opção pela utilização da geração térmica pode ser mais vantajosa em termos de custo total.

3.2. Formulação do Problema

Atualmente, o modelo utilizado no planejamento da operação energética de médio prazo é o modelo NEWAVE desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL).

Este modelo utiliza a técnica de programação dinâmica dual estocástica (PDDE) [2] para a otimização do problema de planejamento da operação

energética. A metodologia adotada utiliza a Decomposição de Benders [3] e a geração de aflúências através de um modelo auto-regressivo periódico [4] em que as aflúências anteriores a cada reservatório são variáveis de estado.

Uma outra característica da formulação do problema é a representação em reservatórios equivalentes de energia das hidroelétricas componentes de um mesmo subsistema do Sistema Interligado Nacional (SIN). Desta forma, na modelagem adotada, cada subsistema possui um único reservatório equivalente de energia onde parte da energia afluyente pode ser armazenada, utilizada para geração ou vertida. Essa energia afluyente aos reservatórios é chamada de energia controlável. A parcela de evaporação pela lâmina d'água dos reservatórios também é considerada, assim como a geração proveniente das usinas a fio d'água, ou seja, sem capacidade de regularização das vazões.

No caso dessas usinas em que não há capacidade de armazenamento, toda a energia afluyente é convertida em energia elétrica ou em vertimento não turbinável, caso o engolimento máximo dessas usinas seja alcançado, não sendo possível a passagem de toda a vazão afluyente pelas turbinas dessas usinas.

A Figura 3.3, a seguir, apresenta um diagrama esquemático com as variáveis componentes de um sistema equivalente de energia.

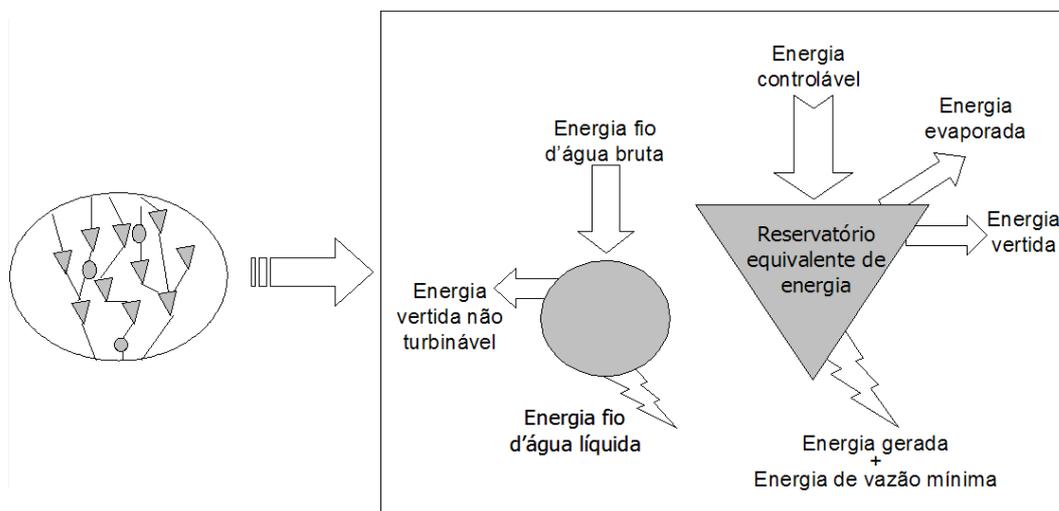


Figura 3.3 – Sistema equivalente de energia

A energia de vazão mínima é composta pela energia das restrições de vazões mínimas que devem ser defluídas dos reservatórios do sistema.

3.2.1. Função Objetivo

O objetivo do problema de otimização do planejamento da operação energética do sistema é o atendimento da demanda a um mínimo custo total de operação sujeito a determinadas restrições do sistema.

Os custos associados à operação do sistema são representados através dos custos associados à geração térmica, ao não suprimento de energia indicando os impactos econômicos para a sociedade de acordo com a profundidade do corte de carga e às penalidades associadas a algumas variáveis que se tem como objetivo minimizá-las como, por exemplo, o vertimento, o intercâmbio, a falta de energia para o cumprimento da meta de energia de desvio de água para atendimento de outros usos, entre outras.

A função objetivo em um estágio t é apresentada na Equação 3-3.

$$z_t = \text{Min} \left\{ E \left[\sum_{i=1}^{NSIS} \left[\sum_{j=1}^{NPM} \left[\left(\sum_{k=1}^{TCLSIS_i} \varphi_{T_{i,k}} \cdot g_{T_{i,k,j,t}} + \sum_{l=1}^{NPDF} \varphi_{D_{i,l}} \cdot def_{i,j,l,t} \right) Nh_t \cdot DurPat_{j,t} \right] \right] + \sum_{m=1}^{NPEN} \varphi_m \cdot ME_{i,m,t} \cdot Nh_t \right] + \frac{1}{(1 + \beta)} \alpha_{t+1} \right\} \quad (3-2)$$

onde:

α_{t+1} : Custo futuro [R\$];

β : Taxa de desconto mensal [%];

$ME_{i,m,t}$: Montante de energia associado a uma variável m no estágio t incorrendo em um determinado custo por penalização [MWh];

φ_m : Custo associado a uma penalização pela variável m [R\$/MWh];

$NPEN$: Número de variáveis com penalidade associada;

$NPDF$: Número de patamares de déficit;

$def_{i,j,l,t}$: Montante de déficit no subsistema i no patamar de carga j associado ao patamar de déficit l no estágio t [MWh];

Nh_t : Número de horas do estágio t ;

$DurPat_{j,t}$: Duração do patamar j no estágio t [%];

- $\varphi_{D_{i,l}}$: Custo de déficit para o subsistema i associado ao patamar de déficit / [R\$/MWh];
- $TCLSIS_i$: Total de classes térmicas do subsistema i . Cada classe térmica representa um grupo de usinas térmicas que apresentam o mesmo custo de operação;
- $g_{T_{i,k,j,t}}$: Geração térmica da classe térmica k do subsistema i no patamar de carga j no estágio t [MW_{méd}];
- $\varphi_{T_{i,k}}$: Custo de operação associado à classe térmica k do subsistema i [R\$/MWh];
- NPM : Número de patamares de mercado;
- $NSIS$: Número de subsistemas; e
- Z_t : Custo esperado da operação no estágio t [R\$].

3.2.2. Restrições do Problema

3.2.2.1. Atendimento à Demanda

As restrições de atendimento à demanda são construídas a partir do mercado total de energia de cada subsistema e de cada patamar de carga.

A partir desse mercado total é obtida a demanda líquida de energia abatendo-se os valores previstos de geração das usinas não simuladas, o montante de geração térmica mínima e a energia proveniente das usinas submotorizadas em cada estágio t .

A energia das usinas submotorizadas corresponde a energia disponível em cada uma das novas usinas de reservatório, durante o período de motorização e até que seja instalada a sua potência de base. Neste período, há sempre aflúências para operação a plena carga e evita-se a valorização, nestas usinas submotorizadas, dos volumes armazenados nos reservatórios a montante. [6]

Devem ser abatidas, ainda da demanda líquida, a geração proveniente das usinas a fio d'água e a geração obtida com o atendimento dos requisitos de vazão mínima.

$$Ghydr_{i,j,t} + \sum_{k=1}^{TCLIS_i} g_{T_{i,k,j,t}} + \sum_{l=1}^{NPDF} def_{i,j,l,t} + \sum_{m \in I} [RE_{m,i,t} + FE_{m,i,t}] - exc_{i,j,t} = \\ = (DemLiq_{i,t} - (1 - \gamma_i) \cdot EAF_{i,t} - EVmin_{i,t}) \cdot DurPat_{j,t} \quad (3-3)$$

onde:

$Ghydr_{i,j,t}$: Geração hidráulica no subsistema i , no patamar de carga j , no estágio t [MWméd];

I : Conjunto de interligações conectadas ao subsistema i ;

$RE_{m,i,t}$: Recebimento de energia pelo subsistema i através da interligação m no mês t [MWméd];

$FE_{m,i,t}$: Fornecimento de energia do subsistema i através da interligação m no mês t [MWméd];

$exc_{i,j,t}$: Excesso de energia no subsistema i , no patamar de carga j , no estágio t [MWméd];

$DemLiq_{i,t}$: Demanda líquida para o subsistema i , no patamar de carga j , no estágio t , que equivale à demanda bruta ponderada pela profundidade do patamar abatida da geração das usinas não simuladas, da geração térmica mínima e da energia de submotorização [MWméd];

γ_i : Fator de separação da energia afluyente controlável da energia afluyente total do subsistema i ;

$EAF_{i,t}$: Energia afluyente ao subsistema i no estágio t [MWméd];

$EV \min_{i,t}$: Energia de vazão mínima do subsistema i , no estágio t .

3.2.2.2. Balanço Hídrico

O balanço hídrico de cada subsistema em cada estágio é o que define o acoplamento temporal entre a energia armazenada em um instante t e a energia armazenada no instante seguinte $t+1$.

A energia armazenada no instante $t+1$ é obtida a partir é obtida a partir do armazenamento no instante t mais a energia afluyente e subtraindo-se a defluência e as perdas.

A defluência é composta pela soma da geração hidráulica mais o vertimento. Enquanto uma parte dessa geração hidráulica é controlável e, portanto, variável de decisão, outra parte é incondicional e se refere à energia das usinas a fio d'água e à energia de vazão mínima das usinas com reservatório.

As perdas são caracterizadas pela parcela de energia que não será utilizada pelo SIN como, por exemplo, a energia evaporada, a energia despendida para o enchimento de volume morto nos reservatórios que ainda não completaram o nível mínimo operativo e a energia desviada para outros usos da água.

A geração hidráulica controlável, a energia de vazão mínima, a energia evaporada e a energia de outros usos da água devem ser ajustadas de acordo com suas respectivas parábolas de correção. Estas parábolas têm a função de corrigir as variáveis em questão de acordo com a energia armazenada no sistema que varia ao longo da simulação.

Desconsiderando-se estes fatores de correção, as restrições de balanço hídrico podem ser expressas conforme Equação 3-5 para cada subsistema i .

$$EA_{i,t+1} + \sum_{j=1}^{NPM} Ghidr_{i,j,t} + evert_{i,t} = EA_{i,t} - (1 - \gamma_i) \cdot EAF_{i,t} - EVmin_{i,t} - EVP_{i,t} - EVM_{i,t} - EDESV_{i,t} \quad (3-4)$$

onde:

$EA_{i,t}$: Energia armazenada no subsistema i , no estágio t [MWméd];

$evert_{i,t}$: Energia vertida no subsistema i , no estágio t [MWméd];

$EVP_{i,t}$: Energia evaporada no subsistema i , no estágio t [MWméd];

$EVM_{i,t}$: Energia utilizada para enchimento de volume morto no subsistema i , no estágio t [MWméd];

$EDESV_{i,t}$: Energia desviada para outros usos da água no subsistema i , no estágio t [MWméd].

3.2.2.3. Função de Custo Futuro

A cada corte de Benders j será acrescentada uma nova restrição ao problema. A Equação 3-6 apresenta uma restrição para um dos cortes. A descrição da forma como os coeficientes de corte utilizados nas restrições de custo futuro são obtidos é discutida em [7], onde a PDDE é abordada de maneira mais detalhada.

$$\alpha_{t+1} \geq w_j + \sum_{i=1}^{NSIS} \left((\pi_V^{j,i})_{t+1} \cdot EA_{i,t+1} + \sum_{p=1}^{NARP} \left((\pi_{EAFp}^{j,i})_{t+1} \cdot EAF_{i,t-p-1} \right) \right) \quad (3-5)$$

onde:

w_j : Termo constante do corte de Benders [R\$];

$(\pi_V^{j,i})_t$: Coeficiente do j -ésimo corte construído no estágio t associado ao armazenamento do subsistema i ;

$(\pi_{EAFp}^{j,i})_t$: Coeficiente do j -ésimo corte construído no estágio t associado à afluência do p -ésimo estágio passado ao subsistema i .

3.2.2.4. Geração Hidráulica Máxima Controlável

Para cada subsistema i e para cada patamar de mercado j a geração hidráulica máxima controlável tem um limite estabelecido pela Equação 3-7. A geração hidráulica máxima é calculada considerando todas as usinas de cada um dos subsistemas, devendo ser ajustada de acordo com sua parábola de correção em função da energia armazenada. De forma a se obter a parcela de energia controlável máxima, deve-se subtrair a energia fio d'água, de vazão mínima e de outros usos da geração hidráulica máxima.

$$Ghidr_{i,j,t} - exc_{i,j,t} \leq (GHmáx_{i,t} - (1 - \gamma_i) \cdot EAF_{i,t} - EVmin_{i,t}) \cdot DurPat_{j,t} \quad (3-6)$$

Onde:

$GHmáx_{i,t}$: Geração hidráulica do subsistema i no estágio t calculada com as potências nominais das usinas [MWméd].

3.2.2.5. Equação de nó de interligação

Por nó de interligação compreende-se os subsistemas que não possuem nem carga nem geração disponível, servindo apenas como interligação entre subsistemas de forma a melhor se representar a modelagem de intercâmbio entre regiões. O nó de Imperatriz é um caso de um nó de interligação considerada no planejamento da operação de médio prazo do SIN.

A Equação 3-8 representa apenas que a soma dos fluxos de energia que chegam em um nó de interligação devem ser iguais à soma do fluxos de energia que saem deste nó.

$$\sum_{m \in I} RE_{m,i,t} - \sum_{m \in I} FE_{m,i,t} = 0 \quad (3-7)$$