

CAPÍTULO 2

PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E FORMAÇÃO DO PREÇO SPOT EM UM MERCADO COMPETITIVO DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo apresenta um resumo dos principais conceitos relacionados ao planejamento da operação e a formação de preço em um mercado competitivo de energia elétrica. O bom entendimento desses conceitos é fundamental para a avaliação das estratégias de oferta de preços nos mercados de energia elétrica.

É no planejamento da operação que se define que geradores deverão ser efetivamente despachados ao longo do horizonte de planejamento. O objetivo principal é atender a demanda ao menor custo total possível. O preço spot é definido pelo custo da fonte (termelétrica, hidrelétrica, ou o déficit) marginal em cada período do contabilização.

O problema de planejamento da operação pode ser modelado como um problema de otimização. Neste capítulo são apresentadas as modelagens para sistemas exclusivamente termelétricos e para sistemas hidrotérmicos.

2.2 PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E FORMAÇÃO DO PREÇO EM UM SISTEMA TERMELÉTRICO

O principal objetivo do planejamento da operação é a definição de quais unidades geradoras e que montantes de energia cada um destes geradores deve produzir, de modo a suprir a demanda ao menor custo total possível. Para a tomada desta decisão é necessário que o operador do sistema receba as ofertas de preço de cada uma das unidades geradoras do sistema.

Assumindo que cada gerador termelétrico oferta um único preço para toda a sua capacidade disponível, o problema planejamento da operação de um sistema termelétrico pode ser representado matematicamente da seguinte forma [27]-[28]:

$$z = \text{Minimizar} \sum_{i=1}^{NT} p_i \cdot G_i + c_{\text{def}} \cdot \text{Def}$$

Sujeito a

$$\sum_{i=1}^{NT} G_i + \text{Def} = D \quad (2.1)$$

$$G_i^{\min} \leq G_i \leq G_i^{\max} \quad i = 1, \dots, NT$$

onde:

- z custo total de operação
- NT número de unidades termelétricas no sistema
- p_i preço ofertado pela i -ésima unidade termelétrica
- G_i despacho da i -ésima unidade termelétrica
- c_{def} custo de déficit do sistema
- Def déficit de energia no sistema
- D carga a ser atendida no sistema
- G_i^{\min} geração mínima da i -ésima unidade termelétrica
- G_i^{\max} geração máxima da i -ésima unidade termelétrica

A primeira restrição do problema acima indica que a soma do despacho de todas as unidades geradoras deve ser igual à demanda menos o déficit de energia no sistema. Já a segunda restrição indica que o despacho deve ser tal que não haja violação no limites mínimo nem máximo de cada uma das unidades geradoras.

Nota-se que na formulação acima existe uma variável associada ao déficit de energia. Esta variável deve existir, pois pode haver situações adversas onde é impossível o atendimento à demanda (capacidade disponível de geração menor que a demanda).

O Problema (2.1) é resolvido através de técnicas de programação linear. O preço spot será dado pela variável dual (Multiplicador de Lagrange) associada à restrição de atendimento a demanda, ou seja, o preço spot será igual a preço ofertado pela fonte marginal do sistema, i.e., pelo preço da fonte que seria despachada para atender um acréscimo infinitesimal na demanda.

Na realidade o Problema (2.1) deve ser resolvido para cada período de contabilização no horizonte de planejamento. Na maioria dos mercados de energia elétrica, os geradores fazem ofertas para cada hora do dia seguinte, ou seja, o Problema (2.1) é resolvido para cada hora do dia seguinte.

Uma característica importante de um sistema gerador termelétrico é o fato de que uma decisão de despacho tomada hoje, em princípio não afeta a operação do sistema no futuro, ou seja, as decisões operativas são desacopladas no tempo. Entretanto, deve-se ressaltar que algum acoplamento temporal é introduzido no curto prazo quando são consideradas variáveis como tempo de partida, restrições de tomada de carga, etc.

2.3 PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO EM UM SISTEMA HIDROTÉRMICO

Conforme já mencionado, o objetivo do planejamento da operação é definir uma política de operação (despacho das unidades geradoras) de modo suprir a demanda, minimizando o custo total de operação do sistema. O custo de operação de cada unidade geradora é função do combustível por ela utilizado para a produção de energia. Em um sistema hidrotérmico, as usinas hidráulicas utilizam a água como combustível para produção de energia. Em princípio, poderíamos pensar então que o custo de operação de usinas hidrelétricas é nulo, pois não há nenhum desembolso para “comprar” a água que está armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas.

Na verdade, na operação energética de um sistema hidrotérmico existe uma relação entre a decisão tomada em um estágio qualquer e sua consequência futura. Se no presente for gasto água em excesso e se não chover o suficiente para repor a água dos reservatórios, no futuro o custo de operação do sistema pode vir a ser altíssimo, pois o atendimento a carga terá de ser feito através do uso de geração térmica cara, ou porque pode até ser necessário realizar um racionamento de energia. Por outro lado, utilizando geração térmica em excesso no presente de modo a economizar a água dos reservatórios, se um período de muita chuva vier a ocorrer, pode ser necessário verter água dos reservatórios no futuro, resultando em um desperdício de energia. A Figura 2.1 apresenta as consequências do processo de decisão de operação de um sistema hidrotérmico, ilustrando o acoplamento temporal entre as decisões.

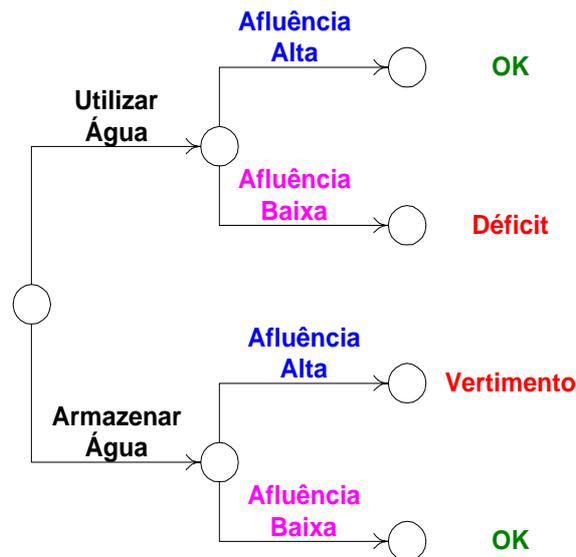


Figura 2.1 – Acoplamento Temporal em Sistemas Hidrotérmicos

Além de acoplado no tempo, um problema de operação energética de um sistema hidrotérmico é também estocástico, já que não existe certeza a respeito das afluências futuras no momento em que a decisão operativa é tomada.

Na tomada de decisão da operação de um sistema hidrotérmico deve-se comparar o benefício imediato do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento [27]. O benefício do uso imediato da água pode ser representado através de uma função chamada Função de Custo Imediato (FCI), enquanto que o benefício de armazená-la no presente para o seu uso futuro pode ser representado através de uma Função de Custo Futuro (FCF). A palavra futuro aqui não significa apenas “um estágio depois”, e sim todos os estágios futuros até o horizonte de planejamento. Estas duas funções estão ilustradas na Figura 2.2.

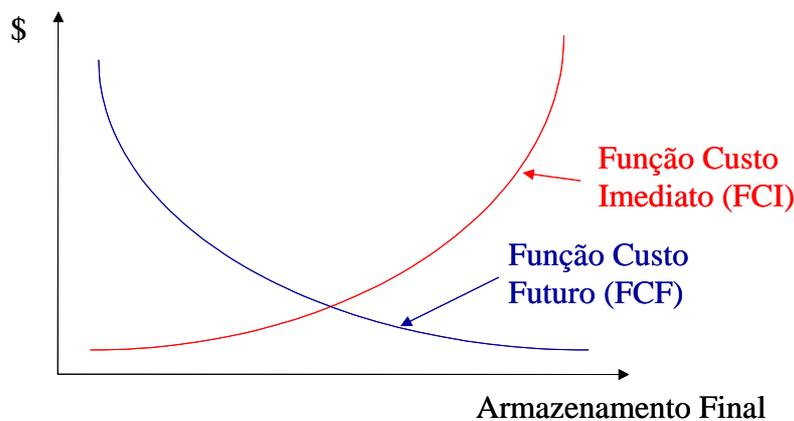


Figura 2.2 – Função de Custo Imediato e Função de Custo Futuro

O eixo x do gráfico apresentado na figura anterior representa o volume final armazenado no reservatório de uma usina hidráulica, e o eixo y representa o valor da função de custo futuro ou custo imediato expresso em unidades monetárias.

Como é de se esperar, a função de custo imediato aumenta com o volume final armazenado nos reservatórios. Isto ocorre porque a decisão de economizar água no presente está relacionada a um maior gasto com geração térmica no atendimento a carga. Deste modo, a função de custo imediato está associada ao gasto com geração térmica no estágio atual. Por outro lado, a função de custo futuro diminui com o volume final armazenado nos reservatórios, porque a decisão de economizar água no presente está relacionada a um menor uso de geração térmica no futuro. Logo, a função de custo futuro está associada ao valor esperado do gasto com geração térmica no futuro para o atendimento a demanda.

O uso ótimo da água armazenada nos reservatórios é aquele que minimiza a soma do custo de geração térmica no presente com o valor esperado do custo de geração térmica até o fim do horizonte de planejamento. Note que este é o ponto de mínimo da curva formada pela soma da função de custo imediato com a função de custo futuro, conforme apresentado na Figura 2.3.

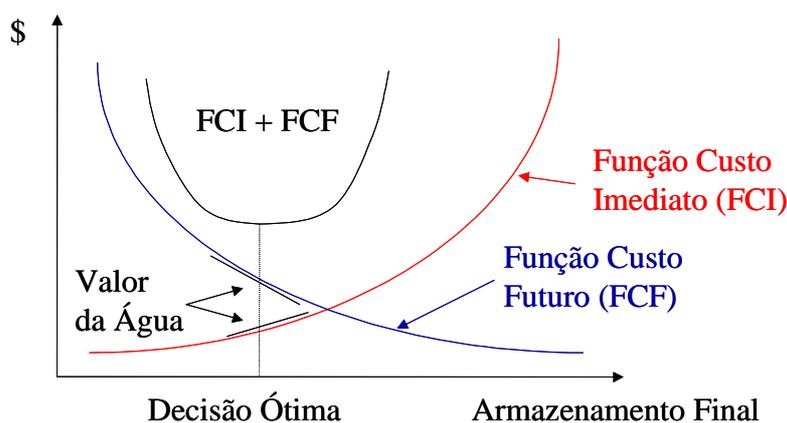


Figura 2.3 – Decisão Ótima para o Uso da Água

Observe também que este ponto é aquele onde as derivadas da função de custo futuro e da função de custo imediato, em relação ao volume final armazenado nos reservatórios, se igualam em módulo. Matematicamente:

$$\frac{\partial(\text{FCI} + \text{FCF})}{\partial V} = \frac{\partial \text{FCI}}{\partial V} + \frac{\partial \text{FCF}}{\partial V} = 0 \Rightarrow \frac{\partial \text{FCI}}{\partial V} = -\frac{\partial \text{FCF}}{\partial V}$$

As derivadas $(\partial \text{FCI} / \partial V)$ e $(-\partial \text{FCF} / \partial V)$ são conhecidos como valores da água. Logo, ao contrário do exposto no início desta seção, a água armazenada nos reservatórios não tem custo nulo, e sim possui um valor relacionado ao custo de oportunidade de economizarmos água hoje para a usarmos no futuro.

2.4 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

De forma simplificada o problema de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos pode ser modelado através do seguinte problema de programação linear [28]:

$$z = \text{Minimizar} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NT} p_i \cdot G_i^t + c_{\text{def}} \cdot \text{Def}^t$$

Sujeito a (2.2)

$$\sum_{j=1}^{NH} \rho_j \cdot u_j^t + \sum_{i=1}^{NT} G_i^t + \text{Def}^t = D^t \quad t = 1, \dots, T$$

$$V_j^{t+1} = V_j^t - u_j^t - s_j^t + a_j^t + \sum_{m \in U(j)} (u_m^t + s_m^t) \quad j = 1, \dots, NH \quad t = 1, \dots, T$$

$$V_j^{\min} \leq V_j^t \leq V_j^{\max} \quad j = 1, \dots, NH \quad t = 1, \dots, T$$

$$u_j^{\min} \leq u_j^t \leq u_j^{\max} \quad j = 1, \dots, NH \quad t = 1, \dots, T$$

$$G_i^{\min} \leq G_i^t \leq G_i^{\max} \quad i = 1, \dots, NT \quad t = 1, \dots, T$$

onde:

- z custo total de operação
- T horizonte de estudo da operação
- NT números de usinas termelétricas no sistema
- NH número de usinas hidrelétricas no sistema
- p_i preço da i -ésima usina termelétrica do sistema (poderia-se utilizar também o custo variável de operação)

- G_i^t despacho da i-ésima usina termelétrica do sistema no estágio t
- c_{def} custo de déficit do sistema
- Def^t déficit de energia no sistema no estágio t
- ρ_j coeficiente de produção (MWh/hm³) da j-ésima usina hidrelétrica do sistema
- u_j^t volume turbinado pela j-ésima usina hidrelétrica do sistema no estágio t
- D^t carga a ser suprida no estágio t
- V_j^t volume armazenado no reservatório da j-ésima usina hidrelétrica no início do estágio t
- V_j^{t+1} volume armazenado no reservatório da j-ésima usina hidrelétrica no final do estágio t (início do estágio t+1)
- s_j^t volume vertido pela j-ésima usina hidrelétrica do sistema no estágio t
- a_j^t afluência incremental que chega a j-ésima usina hidrelétrica do sistema no estágio t
- $m \in U(j)$ conjunto de usinas hidrelétricas a montante da j-ésima usina hidrelétrica do sistema
- V_j^{\min} limite mínimo de armazenamento do reservatório da j-ésima usina hidrelétrica do sistema
- V_j^{\max} limite máximo de armazenamento do reservatório da j-ésima usina hidrelétrica do sistema

u_j^{\min} limite inferior para o volume turbinado pela j-ésima usina hidrelétrica do sistema

u_j^{\max} limite superior para o volume turbinado pela j-ésima usina hidrelétrica do sistema

G_i^{\min} despacho mínimo da i-ésima usina termelétrica do sistema

G_i^{\max} despacho máximo da i-ésima usina termelétrica do sistema

A restrição 1 do Problema (2.2) representa a equação de atendimento à demanda do sistema. Esta deve ser representada para todo horizonte de estudo da operação, ou seja, existem T destas restrições na formulação do problema.

A restrição 2 representa a equação de balanço hídrico de cada uma das usinas hidrelétricas do sistema. Ela indica que o volume final no reservatório de uma dada usina hidrelétrica em um estágio t é igual ao volume inicial neste mesmo estágio, menos o volume turbinado e vertido pela usina no estágio, mais a afluência lateral que chega ao reservatório da usina no estágio, mais o volume que chega ao reservatório da usina devido à decisão de vertimento ou turbinamento das usinas hidrelétricas a montante. Esta restrição deve ser representada para todas as usinas hidrelétricas do sistema, assim como para todo o horizonte de planejamento da operação. Logo, na formulação do problema existem NH * T restrições deste tipo.

A restrição 3 representa os limites mínimo e máximo de armazenamento nos reservatórios das usinas hidrelétricas. Esta restrição também deve ser representada para todas as usinas hidrelétricas do sistema, assim como para todo o horizonte de estudo. Logo, na formulação do problema existem NH * T destas restrições.

A restrição 4 representa os volumes mínimo e máximo de turbinamento das usinas hidrelétricas. Existem NH * T destas restrições na formulação do problema.

Finalmente a restrição 5 representa os limites mínimo e máximo de geração das usinas termelétricas do sistema. Na formulação do problema aparecem $NT * T$ restrições deste tipo.

O horizonte de planejamento da operação a ser adotado (T) depende das características dos reservatórios de cada sistema. Para o Brasil, que é um país com geração predominantemente hidrelétrica, cujos reservatórios possuem grande capacidade de armazenamento e regularização pluri-anual, geralmente utiliza-se um horizonte de 5 anos. Este número se justifica pelo fato de que no sistema brasileiro existem reservatórios que possuem capacidade de regularização de até 5 anos.

Assumindo uma discretização horária, em um horizonte de 5 anos tem-se 43800 horas. Com isso, seria necessário representar na formulação do problema 43800 restrições de balanço hídrico para cada usina hidrelétrica. Para um sistema com 10 usinas hidrelétricas o problema possuiria 438000 restrições de balanço hídrico, isso sem levar em conta as demais restrições do problema.

Outro ponto na formulação do problema que dificulta ainda mais a sua solução é a estocasticidade do problema, já que não é possível prever as afluências futuras com precisão, ainda mais em um horizonte de 5 anos.

Em função do exposto acima, a solução de um problema de planejamento da operação energética para um sistema hidrotérmico é bastante complexa, e o uso de técnicas tradicionais de programação linear para a solução de problemas reais se torna inviável. Desta forma, o problema é decomposto em etapas, as quais utilizam diferentes horizontes de planejamento e discretizações, conforme ilustrado na Figura 2.4.

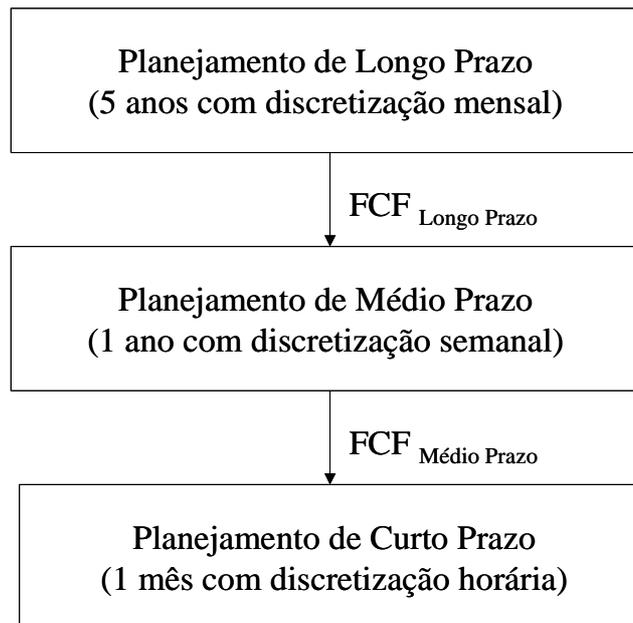


Figura 2.4 – Etapas Típicas do Planejamento da Operação de um Sistema Hidrotérmico

Conforme visto na figura anterior, tipicamente nas etapas do planejamento da operação energética de longo prazo trabalha-se com um horizonte de 5 anos e discretização mensal. No planejamento da operação de médio prazo trabalha-se com horizonte de um ano e discretização semanal. Já no de curto prazo trabalha-se com horizonte apenas de uma semana com discretização horária. Deve-se ressaltar que os resultados obtidos na análise de longo prazo são utilizados como dados de entrada para a análise de médio prazo. Da mesma forma, os resultados de médio prazo são dados de entrada para a análise de curto prazo. O acoplamento entre as etapas é feito através das funções de custo futuro.

Cada uma das etapas de planejamento da operação utiliza um nível de detalhamento do sistema diferente. Entretanto, mesmo após a separação do problema em etapas, a sua solução via técnicas tradicionais de programação linear ainda é muito difícil para problemas reais. Desta forma, sua solução é obtida através de um método chamado de programação dinâmica estocástica [29]-[30], representada a seguir:

$$z^t = \text{Minimizar } \sum_{i=1}^{NT} c_i \cdot G_i^t + c_{\text{def}} \cdot \text{Def}^t + \frac{1}{1+\beta} \text{FCF}(V^{t+1})$$

(2.3)

Sujeito a

$$\sum_{j=1}^{NH} \rho_j \cdot u_j^t + \sum_{i=1}^{NT} G_i^t + \text{Def}^t = D^t$$

$$V_j^{t+1} = V_j^t - u_j^t - s_j^t + a_j^t + \sum_{m \in U(j)} (u_m^t + s_m^t) \quad j = 1, \dots, NH$$

$$V_j^{\min} \leq V_j^t \leq V_j^{\max} \quad j = 1, \dots, NH$$

$$u_j^{\min} \leq u_j^t \leq u_j^{\max} \quad j = 1, \dots, NH$$

$$G_i^{\min} \leq G_i^t \leq G_i^{\max} \quad i = 1, \dots, NT$$

onde $\text{FCF}(V^{t+1})$ é uma aproximação da função de custo futuro vista do estágio t em função do volume final armazenado nos reservatórios no estágio $t+1$. β é a taxa de desconto utilizada para valorar adequadamente os custos no tempo.

Observe que o problema original foi subdividido em vários subproblemas de um estágio. Estes vários subproblemas são acoplados através da função de custo futuro, que é construída iterativamente. O detalhamento deste método é apresentado no Capítulo 3.

2.5 FORMAÇÃO DE PREÇO EM SISTEMA HIDROTÉRMICOS

Em sistemas hidrotérmicos dois esquemas podem ser utilizados para a determinação do despacho e formação do preço spot: o *tight pool* e o *loose pool*.

No *tight pool* o despacho e o preço são definidos centralizadamente pelo operador do sistema, no caso brasileiro o ONS, com base em ferramentas de otimização que resolvem o Problema (2.2). As usinas hidrelétricas não fazem ofertas de preços, fornecendo apenas dados técnicos da planta (disponibilidade, nível de armazenamento, etc.). Como no caso térmico, o preço spot é dado pela variável dual (Multiplicador de Lagrange) associada à restrição de atendimento a demanda, neste caso, da restrição de atendimento à demanda do Problema (2.2), ou seja, o preço spot também é igual ao custo da fonte marginal do sistema. Entretanto, no caso hidrotérmico, o custo da fonte marginal pode ser dado pelo valor da água armazenada no reservatório de uma usina hidrelétrica.

Já no *loose pool*, as usinas hidroelétricas podem ofertar preços por sua energia, como as térmicas. A avaliação da FCF, ou seja, do custo de oportunidade das usinas hidrelétricas associado à decisão de armazenar / gerar é feita individualmente pelos agentes hidrelétricos, e se refletem nas ofertas de preços realizadas por estes. Se um agente hidrelétrico deseja armazenar, oferta um preço alto por sua energia para não ser despachado, e se deseja gerar oferta um preço baixo.

A determinação do preço spot no *loose pool* é realizada resolvendo um problema similar ao Problema (2.1), onde a única diferença é que são incluídas as ofertas realizadas pelas usinas hidrelétricas, e as restrições de turbinamento e armazenamento. Note que aqui o problema é resolvido para um único estágio. Este problema pode ser representado matematicamente da seguinte forma:

$$z = \text{Minimizar} \sum_{i=1}^{NT} p_i \cdot G_i + \sum_{j=1}^{NH} p_j \cdot G_j + c_{\text{def}} \cdot \text{Def}$$

Sujeito a

$$\sum_{i=1}^{NT} G_i + \sum_{j=1}^{NH} G_j + \text{Def} = D$$

$$G_i^{\min} \leq G_i \leq G_i^{\max} \quad i = 1, \dots, NT \quad (2.4)$$

$$V_j^{\min} \leq V_j \leq V_j^{\max} \quad j = 1, \dots, NH$$

$$u_j^{\min} \leq u_j \leq u_j^{\max} \quad j = 1, \dots, NH$$

$$G_j^{\min} \leq G_j \leq G_j^{\max} \quad j = 1, \dots, NH$$

onde:

- z custo total de operação
- NT número de unidades termelétricas no sistema
- NH número de unidades hidrelétricas no sistema
- p_i preço ofertado pela i -ésima unidade termelétrica
- p_j preço ofertado pela j -ésima unidade hidrelétrica
- G_i despacho da i -ésima unidade termelétrica
- G_j despacho da j -ésima unidade hidrelétrica

c_{def}	custo de déficit do sistema
Def	déficit de energia no sistema
D	carga a ser atendida no sistema
u_j	volume turbinado pela j-ésima usina hidrelétrica do sistema
V_j	volume armazenado no reservatório da j-ésima usina hidrelétrica
V_j^{min}	limite mínimo de armazenamento do reservatório da j-ésima usina hidrelétrica do sistema
V_j^{max}	limite máximo de armazenamento do reservatório da j-ésima usina hidrelétrica do sistema
u_j^{min}	limite inferior para o volume turbinado pela j-ésima usina hidrelétrica do sistema
u_j^{max}	limite superior para o volume turbinado pela j-ésima usina hidrelétrica do sistema
G_i^{min}	geração mínima da i-ésima unidade termelétrica
G_i^{max}	geração máxima da i-ésima unidade termelétrica
G_j^{min}	geração mínima da j-ésima unidade hidrelétrica
G_j^{max}	geração máxima da j-ésima unidade hidrelétrica

Como no caso térmico o Problema (2.4) é resolvido através de técnicas de programação linear. O preço spot novamente será dado pela variável dual (Multiplicador de Lagrange) associada à restrição de atendimento a demanda.

A adoção do *tight pool* ou do *loose pool* em um mercado competitivo hidrotérmico esta diretamente associada à participação termelétrica no sistema e à complexidade dos vínculos hidráulicos entre diferentes usinas hidrelétricas. O próximo capítulo detalha a processo de planejamento da operação e formação de

preço no Setor Elétrico Brasileiro.

2.6 CONCLUSÃO

Este capítulo apresentou um resumo dos principais conceitos relacionados ao planejamento da operação e a formação de preço em um mercado competitivo de energia elétrica.

É no planejamento da operação que se define que geradores que deverão ser efetivamente despachados ao longo do horizonte de planejamento. O objetivo principal do planejamento da operação é atender a demanda ao menor custo total possível. O preço spot é definido pelo custo da fonte (termelétrica, hidrelétrica, ou o déficit) marginal em cada período de contabilização.

O problema de planejamento da operação pode ser modelado como um problema de otimização. Neste capítulo foram apresentadas as modelagens para sistemas exclusivamente termelétricos e para sistemas hidrotérmicos, mostrando que o problema hidrotérmico é bastante mais complexo em função do acoplamento temporal.