

4 Premissas quanto aos Modelos de Despacho de Geração, Formação do Preço da Energia e Comercialização de Energia

4.1. Introdução

A remuneração de uma geradora depende do modelo de despacho de geração e formação do preço da energia, e do modelo de comercialização de energia adotados no país onde é realizado o investimento. Com isso, neste capítulo são apresentadas as premissas adotadas nesta tese com relação a estes modelos. Cabe ressaltar que tanto o modelo de despacho de geração e formação do preço da energia quanto o modelo de comercialização de energia aqui adotados, são os atualmente em funcionamento no Brasil.

O modelo de despacho de geração e formação do preço da energia é focado no item 4.2. São apresentadas as características do modelo de despacho de geração adotado como premissa nesta tese, sua formulação matemática, e como a partir do despacho é obtido o valor econômico (preço) da energia. No item 4.3 são apresentadas as premissas quanto ao modelo de comercialização de energia, destacando as possíveis estratégias de comercialização que poderiam ser adotadas por uma geradora. Neste mesmo item é deduzida a expressão que modela a remuneração líquida da geradora, utilizada nos modelos de otimização de portfólio de contratos de energia propostos nesta tese.

4.2. Premissas quanto ao Modelo de Despacho de Geração e Formação do Preço da Energia

Basicamente, existem duas vertentes quanto aos modelos de despacho de geração e formação do preço da energia: *Loose Pool* e *Tight Pool* [45].

No modelo *Loose Pool*, os geradores ofertam as quantidades de energia e respectivos preços pelos quais estão dispostos a gerá-la. Com base nestas ofertas, é montada a curva de oferta de energia do sistema. Por outro lado, os consumidores fazem propostas de preços para diversos patamares de consumo, a partir das quais é montada a curva de demanda de energia do sistema. A interseção das curvas de oferta e de demanda do sistema define o preço da energia e os geradores a serem despachados, que são aqueles cujos preços ofertados são menores ou iguais ao preço da energia. Entre os países que adotam o *Loose Pool*, pode-se citar Itália [46], Colômbia [47] e Inglaterra¹ [48].

Já no modelo *Tight Pool* existe uma entidade (operador independente do sistema) que define o despacho de geração de forma centralizada. O objetivo é minimizar o custo de operação do sistema. O preço da energia é definido com base no custo marginal de operação, que reflete o acréscimo no custo de operação do sistema devido ao aumento marginal da demanda. Exemplos de países de adotam o *Tight Pool* são o Brasil e Chile [47].

Neste trabalho assume-se que o modelo de despacho de geração e formação do preço da energia é o *Tight Pool*. Assume-se também que o sistema energético é de predominância hidráulica, o que faz com que o problema de despacho energético seja bastante complexo. Detalhes a respeito do planejamento da operação energética de um sistema hidrotérmico, assim como do processo de formação do preço da energia em um modelo *Tight Pool* são apresentados a seguir.

¹ A Inglaterra passou a adotar o *Loose Pool* a partir de março de 2001. Antes desta data, era adotado o modelo *Tight Pool*.

4.2.1. Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos em um Modelo *Tight Pool*

O objetivo do planejamento da operação energética é definir uma política de operação (despacho das unidades geradoras) de modo suprir a carga, minimizando o custo de operação do sistema [45,49,50]. O custo de operação de cada unidade geradora é função do combustível por ela utilizado para a produção de energia. Usinas térmicas possuem um custo explícito de operação, dado pelo custo do combustível utilizado (gás natural, carvão, óleo etc.). Usinas hidrelétricas utilizam a água para a produção de energia. A princípio poder-se-ia pensar que o custo de operação de usinas hidrelétricas é nulo, pois não há nenhum desembolso para “comprar” a água que está armazenada nos reservatórios.

Suponha então que deseja-se definir o despacho horário de um sistema fictício composto por apenas duas usinas, uma térmica e uma hidráulica. A usina térmica pode fornecer no máximo 10 MWh, a um custo de operação de 1\$/MWh. A usina hidráulica possui em seu reservatório um volume de água que possibilita o fornecimento de apenas 20 MWh. Se realmente o custo de operação da usina hidrelétrica for nulo, e se for assumido que a carga a ser suprida é de 20 MWh, o despacho de mínimo custo resultante seria:

Tabela 4.1 – Despacho Resultante na Primeira Hora

	Despacho (MWh)	Custo de Operação (\$)
Usina Hidráulica	20	0
Usina Térmica	0	0
Déficit de Energia	0	0

Note que a água “grátis” foi utilizada para atender a carga, resultando no menor custo de operação para o sistema. Entretanto, toda a água do reservatório foi gasta na operação do sistema. Suponha então que na próxima hora a mesma carga de 20 MWh deva continuar a ser atendida, e que nenhuma chuva ocorreu de modo a repor a água “grátis” do reservatório. Como não há mais água para o despacho da usina hidráulica, esta carga teria que ser atendida através da usina térmica. Entretanto a térmica só pode

fornecer 10 MWh, logo parte da carga teria que ser cortada, havendo déficit de energia no sistema. O sumário da operação do sistema é apresentado na Tabela 4.2, supondo-se custo de déficit de 500 \$/MWh.

Tabela 4.2 – Despacho Resultante na Segunda Hora

	Despacho (MWh)	Custo de Operação (\$)
Usina Hidráulica	0	0
Usina Térmica	10	$10 * 1 = 10$
Déficit	10	$10 * 500 = 5000$

A operação do sistema foi feita com custo zero na primeira hora e custo 5010 \$ na segunda hora, resultando em um custo total de operação ao longo das duas horas de 5010 \$.

Na Tabela 4.3 é apresentada uma estratégia de operação alternativa, na qual não seria necessário cortar carga no sistema.

Tabela 4.3 – Estratégia Alternativa de Operação

	Operação - Hora 1 (MWh)	Operação – Hora 2 (MWh)
Usina Hidráulica	10	10
Usina Térmica	10	10
Déficit	0	0

O custo de operação total ao longo das duas horas da estratégia alternativa apresentada na Tabela 4.3 é igual a 20 \$ (10 \$ na hora 1 e 10 \$ na hora 2), bem mais barata do que a estratégia de operação inicial.

Com o exemplo apresentado verifica-se que no planejamento da operação energética de um sistema hidrotérmico existe uma relação entre a decisão tomada em

um estágio¹ e sua consequência futura. Se no presente for gasto água em excesso e as afluições não forem suficientes 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 que ser feito através do uso de geração térmica, ou porque pode até ser necessário cortar carga devido à falta de capacidade de geração no sistema. Por outro lado, utilizando geração térmica em excesso no presente de modo a economizar a água dos reservatórios e um período de condição hidrológica favorável vier a ocorrer, no futuro pode ser necessário verter água dos reservatórios, o que representa um desperdício de energia. Diz-se então que o problema de planejamento da operação energética de um sistema hidrotérmico é acoplado no tempo. A Figura 4.1 ilustra as consequências do processo de decisão de operação energética de um sistema hidrotérmico.

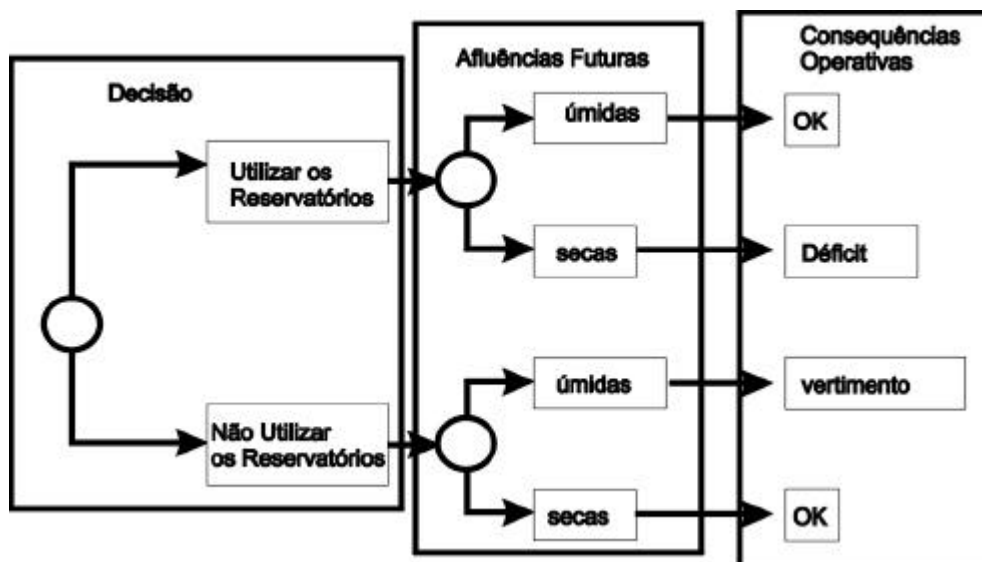


Figura 4.1 – Consequências Operativas de um Sistema Hidrotérmico

Além de acoplado no tempo, o problema de planejamento da operação energética de um sistema hidrotérmico é também estocástico, já que não existe certeza a respeito das afluições 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. O benefício do uso imediato da água pode ser representado através

¹ No exemplo apresentado o estágio equivale a uma hora, porém poderia ser uma semana, um mês etc.

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 fim do horizonte de estudo¹. Estas duas funções estão ilustradas na Figura 4.2. O eixo x do gráfico representa o volume final armazenado nos reservatórios das usinas hidrelétricas do sistema, e o eixo y representa o valor da FCF ou FCI expresso em unidades monetárias.

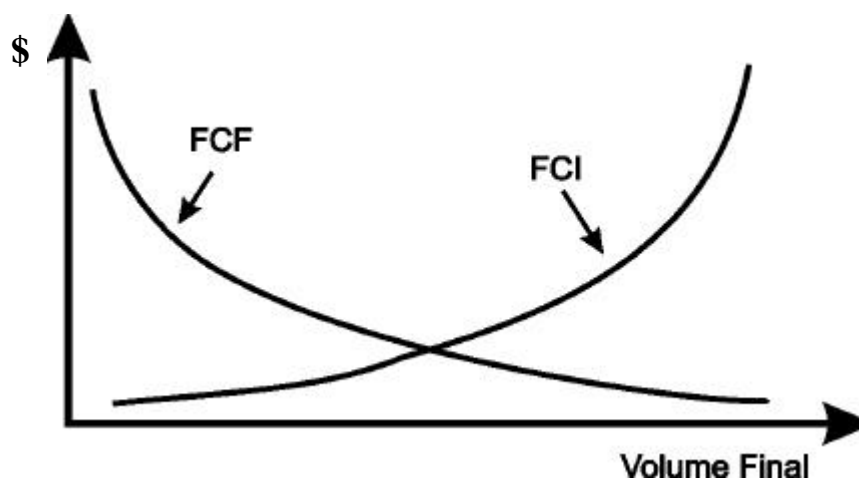


Figura 4.2 – Função de Custo Imediato e Função de Custo Futuro

Como é de se esperar, a FCI 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 estágio atual para o atendimento a carga. Por outro lado, a FCF 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.

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 uso de geração

¹ O horizonte de estudo a ser adotado depende das características dos reservatórios do sistema. Por exemplo, no Brasil, que é um país com reservatórios que possuem capacidade de armazenamento plurianual, utiliza-se um horizonte de 5 anos.

térmica até o fim do horizonte de estudo. Logo este é o ponto de mínimo da curva formada pela soma da FCI com a FCF, conforme apresentado na Figura 4.3.

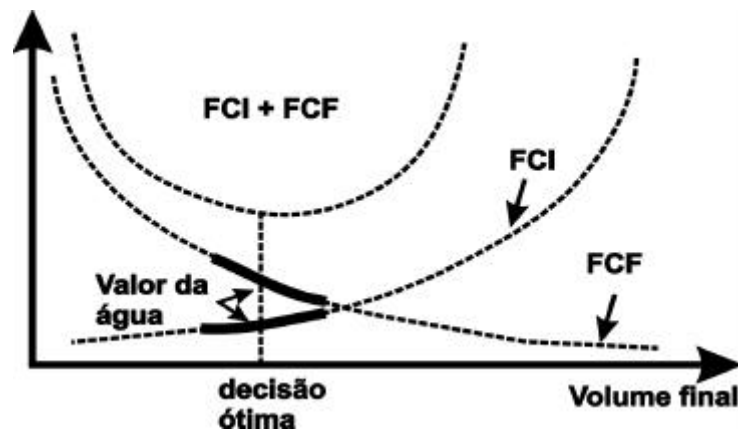


Figura 4.3 – Decisão Ótima para o Uso da Água

Note que este ponto é aquele onde as derivadas da FCF e da FCI 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 conhecidas como valores da água. Logo, ao contrário do exposto anteriormente, a água armazenada nos reservatórios não é “grátis”, e sim possui um valor relacionado ao custo de oportunidade de a economizarmos hoje para seu uso no futuro.

4.2.1.1.

Modelagem Matemática do Problema de Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos

De forma simplificada¹, o problema de planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos poderia ser resolvido através da solução do seguinte problema de programação linear [45,49]:

$$\text{Minimizar } E_a \left[\sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{nt} c_i G_i^t + c_{\text{def}} \text{Def}^t \right] \\ \text{s.a.} \quad (4.1)$$

$$\sum_{j=1}^{nh} \rho_j u_j^t + \sum_{i=1}^{nt} G_i^t + \text{Def}^t = D^t \quad t = 1, \dots, T \quad (a)$$

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

$$V_j^{t, \min} \leq V_j^t \leq V_j^{t, \max} \quad j = 1, \dots, nh ; t = 1, \dots, T \quad (c)$$

$$u_j^{t, \min} \leq u_j^t \leq u_j^{t, \max} \quad j = 1, \dots, nh ; t = 1, \dots, T \quad (d)$$

$$s_j^{t, \min} \leq s_j^t \leq s_j^{t, \max} \quad j = 1, \dots, nh ; t = 1, \dots, T \quad (e)$$

$$G_i^{t, \min} \leq G_i^t \leq G_i^{t, \max} \quad i = 1, \dots, nt ; t = 1, \dots, T \quad (f)$$

onde:

$E_a[\cdot]$ – operador valor esperado (as incertezas estão nas afluências aos reservatórios)

¹ Realmente a representação é bastante simplificada, pois várias características do problema não foram modeladas, entre elas:

- a produção de energia de uma hidrelétrica é uma função não linear do volume armazenado em seu reservatório;
- o custo de operação de uma termelétrica é uma função não linear do seu nível de geração;
- a dinâmica das termelétricas, que após partirem devem continuar em operação por um certo número de horas, e quando desligadas devem permanecer paradas por um certo período (restrições impostas pelos processos de resfriamento e aquecimento das unidades termelétricas).

Estas características fazem com que o problema seja do tipo inteiro-misto e não linear.

Além disso, na formulação apresentada a estocasticidade está somente nas afluências, porém também existem incertezas quanto à carga a ser atendida, cronograma de entrada em operação de novas unidades geradoras, disponibilidade das usinas etc.

T – horizonte do planejamento da operação energética

n_t – números de usinas termelétricas no sistema

n_h – número de usinas hidrelétricas no sistema

c_i - custo de operação da i -ésima usina termelétrica do sistema

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 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 lateral que chega a j -ésima usina hidrelétrica do sistema no estágio t

$U(j)$ - conjunto de usinas hidrelétricas a montante da j -ésima usina hidrelétrica do sistema

$V_j^{t,\min}$ - limite mínimo de armazenamento do reservatório da j -ésima usina hidrelétrica do sistema no estágio t

$V_j^{t,\max}$ - limite máximo de armazenamento do reservatório da j -ésima usina hidrelétrica do sistema no estágio t

$u_j^{t,\min}$ - limite mínimo para o volume turbinado pela j -ésima usina hidrelétrica do sistema no estágio t

$u_j^{t,\max}$ - limite máximo para o volume turbinado pela j -ésima usina hidrelétrica do sistema no estágio t

$s_j^{t,\min}$ - limite mínimo para o volume vertido pela j -ésima usina hidrelétrica do sistema no estágio t

$s_j^{t,\max}$ - limite máximo para o volume vertido pela j -ésima usina hidrelétrica do sistema no estágio t

$G_i^{t,\min}$ - despacho mínimo da i -ésima usina termelétrica do sistema no estágio t

$G_i^{t,\max}$ - despacho máximo da i -ésima usina termelétrica do sistema no estágio t

A função objetivo do problema (4.1) representa a minimização do valor esperado do custo de operação do sistema ao longo de todo o horizonte de planejamento da operação energética. A incerteza do problema está relacionada às afluências futuras aos reservatórios, que não são conhecidas antecipadamente. A restrição (a) representa a equação de atendimento à carga do sistema, e deve ser representada para todo horizonte de planejamento da operação. A restrição (b) 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 e todo o horizonte de planejamento da operação. As restrições (c), (d) e (e) representam os limites mínimo e máximo de armazenamento nos reservatórios das usinas hidrelétricas, e volumes mínimo e máximo de turbinamento e de vertimento destas usinas. Estas restrições também devem ser representadas para todas as usinas hidrelétricas do sistema e todo o horizonte de estudo. Finalmente a restrição (f) representa os limites mínimo e máximo de geração das usinas termelétricas do sistema, e deve ser representada para todas as termelétricas e todo o horizonte de estudo.

O longo horizonte de planejamento da operação e a estocasticidade das afluições fazem com que o problema de planejamento da operação energética de um sistema hidrotérmico seja de grande porte e de difícil solução. Para facilitar a solução do problema, geralmente este é subdividido em etapas (longo prazo, médio prazo e curto prazo). Na análise de longo prazo, a maior ênfase está na representação da estocasticidade das afluições. Para tal são representados um grande número de cenários de afluições futuras aos reservatórios. Além disso, muitas vezes agrupa-se um determinado conjunto de usinas hidrelétricas em reservatórios equivalentes. Na análise de médio prazo as usinas hidrelétricas são representadas individualmente, porém o número de cenários de afluições futuras aos reservatórios é bem menor que aquele utilizado na análise de longo prazo. Na análise de curto prazo a ênfase está na representação detalhada do parque gerador. Desta forma a análise considera em sua formulação a dinâmica das unidades termelétricas, bem como uma representação detalhada das funções de produção das unidades hidrelétricas. Entretanto, as afluições aos reservatórios do sistema são assumidas conhecidas, já que no curto prazo estas podem ser previstas com precisão razoável.

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. Estas informações são passadas de uma etapa para a outra através da Função de Custo Futuro, que traduz para o modelo da etapa seguinte o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios.

4.2.1.2.

Modelos Computacionais Utilizados no Planejamento da Operação Energética de Longo, Médio e Curto Prazos no Brasil

Conforme já mencionado, o modelo de despacho de geração adotado nesta tese é o atualmente vigente no Brasil. O objetivo desta seção é fazer uma breve descrição dos modelos computacionais utilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (o operador independente do Brasil) para o planejamento da operação energética de longo, médio e curto prazo. Estes modelos computacionais são o NEWAVE [51,52], o DECOMP [51,53] e o DESSEM [51,54,55], todos desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL.

O modelo NEWAVE é o primeiro da cadeia, e foi desenvolvido para o planejamento da operação energética de longo prazo. Ele define para cada mês do horizonte de planejamento da operação, que é de 5 anos, a alocação ótima dos recursos hídricos e térmicos de forma a minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo de todo o horizonte do planejamento. O parque hidroelétrico é representado de forma agregada, agrupando-se as usinas hidrelétricas em quatro reservatórios equivalentes (N, NE, S e SE/CO). O modelo NEWAVE simula um grande número de séries hidrológicas (afluências aos reservatórios) em paralelo, calculando assim, índices probabilísticos de desempenho do sistema para cada mês da simulação. Dentre os resultados obtidos nos estudos desta etapa estão os totais mensais de geração térmica e hidráulica.

O modelo DECOMP é o próximo da cadeia, e foi desenvolvido para aplicação no horizonte de médio prazo. Seu objetivo é determinar as metas de geração de cada usina de um sistema hidrotérmico, sujeito a afluências estocásticas, de forma a minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo do período de planejamento de um ano, com discretização semanal para o primeiro mês e mensal para os demais meses¹. A incerteza acerca das afluências aos diversos aproveitamentos do sistema é representada através de cenários hidrológicos. Os cenários hidrológicos podem ser representados através de uma árvore de afluências com probabilidades de ocorrência associadas a cada ramo.

O modelo DESSEM é utilizado no planejamento de operação energética de curto prazo. Este modelo trabalha com horizonte de uma a duas semanas, sendo os dois primeiros dias discretizados de 30 minutos em 30 minutos, e os demais dias com discretização horária. A fim de que o despacho fornecido pelo DESSEM esteja bastante próximo do despacho que efetivamente será colocado em prática, o modelo considera em sua formulação a dinâmica das unidades termelétricas, bem como uma representação detalhada das funções de produção das unidades hidrelétricas.

¹ Na prática, o ONS tem rodado o DECOMP com horizonte de apenas dois meses, sendo o primeiro mês determinístico, e o segundo mês estocástico.

Deve-se destacar que existe um acoplamento entre o NEWAVE e o DECOMP, e entre o DECOMP e o DESSEM. Este acoplamento é feito através da Função de Custo Futuro, que traduz para o modelo da etapa seguinte (de mais curto prazo), o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios.

4.2.2. Processo de Formação do Preço da Energia no Modelo *Tight Pool* do Brasil

O valor econômico da energia no modelo *Tight Pool* do Brasil é calculado com base no custo marginal de operação, que reflete o acréscimo no valor esperado do custo de operação do sistema ao longo de todo o horizonte de planejamento da operação devido a um aumento marginal na demanda do sistema [45,56]. Como será mostrado a seguir, matematicamente o custo marginal de operação é dado pela variável dual associada à restrição de atendimento à carga do sistema no problema de planejamento da operação energética.

Considere o problema genérico de programação linear a seguir:

$$\begin{aligned} & \underset{x}{\text{Minimizar}} \quad c^T x \\ \text{s.a.} \quad & Ax = b \\ & x \geq 0 \end{aligned} \tag{4.2}$$

Da teoria de programação linear [57], sabe-se que existe um problema dual associado ao problema (4.2). A formulação deste problema dual é dada por:

$$\begin{aligned} & \underset{\pi}{\text{Maximizar}} \quad \pi^T b \\ \text{s.a.} \quad & A^T \pi \leq c \end{aligned} \tag{4.3}$$

onde π é o vetor de variáveis duais associadas à restrição $Ax = b$ de (4.2).

Uma propriedade importante de problemas de programação linear é que se x^* é a solução ótima de (4.2) e π^* é a solução ótima de (4.3), então:

$$\pi^{*T} \mathbf{b} = \mathbf{c}^T \mathbf{x}^*$$

Desta forma pode-se ver que:

$$\frac{\partial(\mathbf{c}^T \mathbf{x}^*)}{\partial \mathbf{b}} = \boldsymbol{\pi}^*$$

Cada componente do vetor $\boldsymbol{\pi}^*$ é uma medida da variação do valor ótimo de (4.2) em relação a uma variação infinitesimal do “lado direito” da restrição associada.

Então, reescrevendo o problema de planejamento da operação energética de um sistema hidrotérmico, porém agora representando explicitamente a incerteza acerca das afluições através de cenários hidrológicos (modeladas através de \underline{S} séries sintéticas), tem-se¹:

$$z = \underset{G, \text{Def}, u, s, V}{\text{Minimizar}} E_a \left[\sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{nt} c_i G_i^{t,s} + c_{\text{def}} \text{Def}^{t,s} \right] \quad (4.4)$$

s. a.

$$\sum_{j=1}^{nh} \rho_j u_j^{t,s} + \sum_{i=1}^{nt} G_i^{t,s} + \text{Def}^{t,s} = D^t \quad t = 1, \dots, T ; s = 1, \dots, S$$

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

$$V_j^{t,\min} \leq V_j^{t,s} \leq V_j^{t,\max} \quad j = 1, \dots, nh ; t = 1, \dots, T ; s = 1, \dots, S$$

$$u_j^{t,\min} \leq u_j^{t,s} \leq u_j^{t,\max} \quad j = 1, \dots, nh ; t = 1, \dots, T ; s = 1, \dots, S$$

$$s_j^{t,\min} \leq s_j^{t,s} \leq s_j^{t,\max} \quad j = 1, \dots, nh ; t = 1, \dots, T ; s = 1, \dots, S$$

$$G_i^{t,\min} \leq G_i^{t,s} \leq G_i^{t,\max} \quad i = 1, \dots, nt ; t = 1, \dots, T ; s = 1, \dots, S$$

¹ Note que em relação ao problema (4.1), no problema (4.4) foi adicionado o índice s , associado ao cenário hidrológico, às variáveis do problema. Por exemplo, a variável $G_i^{t,s}$ se refere ao despacho da i -ésima usina termelétrica do sistema no estágio t , associado ao s -ésimo cenário hidrológico.

Existe uma variável dual associada a cada restrição do problema acima, obtidas automaticamente quando da solução do problema. Seja então as variáveis duais π_t^s , $t=1, \dots, T$, $s=1, \dots, S$, associadas às restrições de atendimento a carga. Cada uma destas variáveis mede a sensibilidade do valor esperado do custo de operação do sistema ao longo de todo o horizonte de planejamento da operação em relação à variação infinitesimal da demanda do estágio t , no cenário hidrológico s , ou seja:

$$\left. \frac{\partial z^*}{\partial D^t} \right|_s = \pi_t^s$$

A variável π_t^s representa o custo marginal de operação do estágio t associado ao cenário hidrológico s . Note que com a solução do problema são fornecidos os custos marginais de operação associados a todos os estágios de tempo e cenários hidrológicos. Cada um destes π_t^s são apenas estimativas pontuais, pois não pode-se prever a priori quais serão os futuros custos marginais de operação. Entretanto, após a operação ser verificada, pode-se resolver o problema (4.4) utilizando a afluência verificada do primeiro estágio. Com isso tem-se apenas um cenário de afluência no primeiro estágio. A variável π_t^s associada à restrição de atendimento a demanda associada ao único cenário do primeiro estágio representa o custo marginal de operação do estágio em questão. É com base neste custo marginal de operação que é definido o valor econômico da energia, que recebe a denominação de preço da energia no mercado a vista.

4.3. Premissas quanto ao Modelo de Comercialização de Energia

Com relação ao modelo de comercialização de energia¹, assume-se a existência de um mercado a vista onde é realizada mensalmente a liquidação financeira dos volumes de energia gerados e consumidos. O valor da energia neste mercado a vista é dado pelo preço da energia no mercado a vista, definido com base no custo marginal de operação do sistema. Além da existência do mercado a vista, assume-se também que a energia pode ser comercializada através de contratos bilaterais, negociados diretamente entre geradoras e distribuidoras ou grandes consumidores de energia.

Com isso, uma geradora pode optar por comercializar energia apenas no mercado a vista, ou através de contratos bilaterais. Cabe ressaltar que mesmo que a geradora opte por comercializar energia através de contratos bilaterais, ela estará sujeita também à comercialização no mercado a vista, como será visto adiante.

A seguir são feitas algumas considerações com relação às estratégias de comercialização acima, com o objetivo de se deduzir uma expressão para representar a remuneração líquida de uma geradora, a ser utilizada nas abordagens para otimização de portfólio de contratos de energia propostas neste trabalho.

4.3.1. Comercialização de Energia Exclusivamente no Mercado a Vista

Quando uma geradora opta por comercializar energia exclusivamente no mercado a vista, toda a energia gerada é vendida pelo preço da energia no mercado a vista. Logo a receita da geradora no instante de tempo t é dada pelo volume de energia gerada multiplicado pelo preço da energia no mercado a vista. Como para produzir energia, a geradora tem um gasto que é função de seu custo de operação, sua remuneração líquida no instante de tempo t seria:

¹ O modelo de comercialização aqui adotado como premissa está de acordo com as diretrizes do processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro iniciado em meados da década de 90. Além disso, as Leis 10.847 e 10.848 de 15 de março de 2004 indicam que tal modelo de comercialização também está de acordo com o Ambiente de Contratação Livre do novo processo de reestruturação iniciado em 2003.

$$R_t = (\pi_t - \text{cop})G_t \quad (4.5)$$

onde:

π_t - preço da energia no mercado a vista no instante de tempo t

cop - custo de operação da usina

G_t - despacho de geração no instante de tempo t

Verifica-se que sempre que a geradora não é despachada ($G_t = 0$), sua remuneração líquida é nula. Verifica-se também que mesmo quando ela é despachada ($G_t > 0$), existe uma incerteza muito grande com relação a sua remuneração líquida¹, pois esta depende do preço da energia no mercado a vista, que varia continuamente em função da demanda, volume armazenado nos reservatórios, afluições aos reservatórios etc.

Cabe ressaltar que sistemas com geração de predominância hidráulica com grandes reservatórios, como o assumido como premissa nesta tese, são projetados para assegurar o fornecimento de energia em condições hidrológicas adversas, que não ocorrem com frequência. Com isso, na maioria do tempo há energia armazenada em excesso (água armazenada nos reservatórios), resultando em preços da energia no mercado a vista muito baixos. Por outro lado, quando um período de seca ocorre, os preços da energia no mercado a vista se tornam bastante elevados, podendo alcançar o custo de racionamento do sistema. Como os períodos de baixos preços da energia no mercado a vista ocorrem com frequência, podendo se estender por anos, a remuneração de uma geradora pura e exclusivamente com a venda de energia no

¹ Embora haja incerteza com relação à remuneração líquida, a princípio esta nunca é negativa. O preço da energia no mercado a vista reflete o custo da energia produzida pela unidade geradora mais cara despachada, então, uma condição para que um gerador tenha sido despachado é que o preço da energia no mercado a vista seja maior ou igual a seu custo de operação, o que faz com que a remuneração líquida seja sempre positiva. Tal conclusão não é verdadeira se existir algum grau de inflexibilidade de geração.

mercado a vista seria uma estratégia muito arriscada, pois provavelmente o capital investido não seria recuperado [56].

4.3.2. Comercialização de Energia Via Contratos Bilaterais (e Conseqüentemente também no Mercado a Vista)

Uma forma de reduzir a incerteza com relação à remuneração da geradora é através da comercialização de energia através de contratos bilaterais. Um contrato bilateral de comercialização de energia pode ser caracterizado como um acordo firmado diretamente entre uma geradora e uma distribuidora ou grande consumidor de energia, no qual a geradora se compromete a entregar um certo volume de energia durante um certo período, por um determinado preço [58,59]. O volume de energia, período no qual a energia deve ser entregue e o preço da energia são especificados no momento em que o contrato é firmado. Com isso, durante toda a vigência de um contrato bilateral, a energia é comercializada a um preço fixo preestabelecido entre as partes envolvidas, o que garante um fluxo determinístico de receita para a geradora.

Vale ressaltar que uma geradora estará sempre sujeita a comercialização no mercado a vista, pois este mercado funciona como um mercado de diferenças, onde são negociadas as diferenças dos volumes contratados e gerados ou consumidos. Por exemplo, se uma geradora possui um contrato bilateral no qual se compromete a entregar 1000 MWh, e seus geradores não são despachados pelo operador independente do sistema, esta é obrigada a adquirir os 1000 MWh no mercado a vista, de modo a poder honrar o contrato bilateral. Por outro lado, se ela é despachada em 1500 MWh, os 500 MWh adicionais são vendidos no mercado a vista¹.

Seja então G_t o despacho do gerador no instante de tempo t , π_t o preço da energia no mercado a vista no instante de tempo t , x o volume de energia que deve ser entregue no instante de tempo t estabelecido no contrato bilateral, p o preço da

¹ Logo, a comercialização de energia via contratos bilaterais diminui a incerteza com relação à remuneração da geradora, pois garante um fluxo determinístico de receita. Entretanto, não elimina totalmente a incerteza, já que a geradora estará sempre sujeita a comercialização no mercado a vista.

energia definido no contrato e cop o custo de operação da usina. As receitas e despesas da geradora com a comercialização de energia são:

- Receita com a venda de energia via contrato bilateral:

$$\rightarrow p x$$

- Receita (ou despesa) no mercado a vista devido à diferença:

$$\rightarrow \pi_t (G_t - x)$$

- Despesa com a produção de energia:

$$\rightarrow \text{cop} G_t$$

Logo, a remuneração líquida da geradora no instante de tempo t é dada por:

$$R_t = p x + \pi_t (G_t - x) - \text{cop} G_t \quad (4.6)$$

Rearranjando os termos, a expressão acima pode ser reescrita como:

$$R_t = (p - \pi_t) x + (\pi_t - \text{cop}) G_t \quad (4.7)$$

A expressão (4.7) é válida se o gerador e a carga que firmaram o contrato bilateral estão localizados no mesmo submercado¹. Caso isto não seja verdade, a

¹ Submercados são regiões entre as quais se localizam as principais restrições de transmissão do sistema, e dentro das quais as restrições de transmissão podem ser ignoradas na etapa de planejamento da operação de longo e médio prazo. Com isso, os modelos de planejamento da operação de longo e médio prazo trabalham com representação agrupada das barras localizadas em um mesmo submercado (representação por barra única). Existe então uma restrição de atendimento a carga para cada submercado, que além das variáveis apresentadas na seção 4.2.1.1, inclui também variáveis que representam o intercâmbio entre os submercados, o que pode resultar em preços da energia no mercado a vista diferenciados para cada submercado.

variável π_t que aparece na parcela $(p - \pi_t)x$ se refere ao preço da energia no mercado a vista do submercado onde a carga está localizada. Já a variável π_t da parcela $(\pi_t - \text{cop})G_t$ se refere ao preço da energia no mercado a vista do submercado no qual a usina se localiza.

Conforme será visto no capítulo 5, a expressão utilizada para representar a remuneração líquida da geradora nas abordagens para otimização de portfólio de contratos de energia propostas nesta tese, será uma generalização de (4.7) para o caso onde existem vários contratos bilaterais válidos no instante de tempo t .

4.4. Conclusões

Neste capítulo foram apresentadas as premissas relacionadas ao modelo de despacho de geração, de formação do preço da energia e de comercialização de energia adotados nesta tese. As principais conclusões do capítulo são:

- Enquanto que as usinas térmicas possuem um custo explícito de operação, dado pelo custo do combustível utilizado, as usinas hidrelétricas possuem um custo implícito de operação, dado pelo custo de oportunidade de se economizar a água dos reservatórios no presente para seu uso futuro. Com isso, 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.
- Devido ao não conhecimento das afluências futuras aos reservatórios, o problema de planejamento da operação energética de um sistema hidrotérmico se caracteriza como um problema de programação estocástica.
- O longo horizonte de planejamento da operação e a estocasticidade das afluências fazem com que o problema de planejamento da operação energética de um sistema hidrotérmico seja de grande porte e de difícil solução, sendo necessário sua subdivisão em etapas (longo prazo, médio prazo e curto prazo).

- O valor econômico da energia no modelo Tight Pool do Brasil, que é o adotado como premissa nesta tese, é calculado com base no custo marginal de operação, e reflete o acréscimo no valor esperado do custo de operação do sistema ao longo de todo o horizonte de planejamento da operação devido a um aumento marginal na demanda do sistema. O custo marginal de operação é dado pela variável dual associada à restrição de atendimento a demanda.
- Quanto ao modelo de comercialização de energia adotado como premissa nesta tese, a energia gerada pode ser comercializada no mercado a vista e através de contratos bilaterais. Caso a geradora opte por comercializar a energia gerada exclusivamente no mercado a vista, sua remuneração líquida é nula caso ela não seja despachada. Mesmo quando ela é despachada, sua remuneração líquida é muito incerta, pois depende do preço da energia no mercado a vista, que varia continuamente em função da demanda, volume armazenado nos reservatórios, afluências aos reservatórios etc.
- A incerteza com relação à remuneração da geradora pode ser reduzida através da comercialização de energia através de contratos bilaterais, pois estes garantem um fluxo determinístico de receita para a geradora.