

2. Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos

2.1 Considerações Iniciais e Caracterização do SIN

O gerenciamento integrado dos recursos hídricos tem sido amplamente discutido em todas as esferas políticas, sociais e econômicas. No que tange à geração de energia, o Brasil possui cerca de 80% de seu potencial composto por usinas hidrelétricas, o que justifica os altos níveis de investimentos e pesquisas a fim de garantir e melhorar todo o sistema de produção energética. A Tabela 2.1 mostra a estrutura de capacidade instalada do SIN, de acordo com (ONS, 2012) e dados referentes a 31/12/2010.

Tabela 2.1 - Estrutura de Capacidade Instalada do SIN

Fonte geradora	Potência instalada (MW)	Participação
Hidro Nacional	69,677.6	72.4%
Hidro Itaipu	7,000.0	7.3%
Térmica convencional	16,131.4	16.8%
Termonuclear	2,007.0	2.1%
Eólica	586.1	0.6%
Biomassa	113.2	0.1%
Outros	686.6	0.7%
Total	96,201.9	100.0%

No SIN, as usinas termelétricas são usadas como complemento às hidrelétricas. Estas, por terem o custo de produção inferior, são prioritariamente empregadas no abastecimento do mercado, enquanto que as termelétricas geram energia em períodos nos quais a geração hidrelétrica não é suficiente ou mesmo quando decisões estratégicas são tomadas.

Pode-se perceber que, em sistemas hidrotérmicos, em função do volume finito dos reservatórios aliado à incerteza dos regimes de chuva, cria-se uma relação entre a decisão operativa em um determinado estágio e as consequências

futuras desta decisão (PENNA, 2009). Em outras palavras, a decisão operativa entre o uso de térmicas e hidrelétricas é o fator fundamental na determinação do preço da energia e na garantia de fornecimento da mesma. Imaginando-se uma situação em que, no estágio presente, toda a água disponível nos reservatórios seja utilizada a "custo zero" e as afluições em períodos futuros sejam baixas. Neste caso, nos estágios futuros as usinas térmicas serão despachadas, podendo ser necessário a utilização de recursos térmicos extremamente caros ou, até mesmo, a interrupção do fornecimento de energia. A situação inversa ocorre quando, por exemplo, a água disponível nos reservatórios não for utilizada no presente e as afluições futuras forem abundantes, poderá haver vertimento no sistema, caracterizando um desperdício de energia e aumento desnecessário do custo de operação. A Figura 2.1, adaptada da fonte (ONS, 2012), ilustra, de forma esquemática, as possíveis decisões operativas e suas implicações.

Dada a descrição anterior, pode-se caracterizar os sistemas de geração hidrotérmica da seguinte forma (TERRY, et al., 1986):

(i) *Acoplamento temporal*: as decisões operativas do presente têm consequências futuras. A solução ótima é obtida minimizando-se o custo presente do uso da água mais o custo futuro de seu armazenamento;

(ii) *Estocasticidade*: incerteza associada ao regime de chuvas e consequentemente às afluições futuras no momento da escolha da fonte geradora;

(iii) *Acoplamento espacial*: diferentemente do que ocorre com as usinas térmicas, as hidrelétricas são afetadas pela disposição espacial em que se encontram ao longo dos rios, grande parte dessas dispostas em cascata. Portanto, a operação de usinas a montante afeta diretamente as usinas a jusante, já que as afluições destas dependem do deplecionamento daquelas.

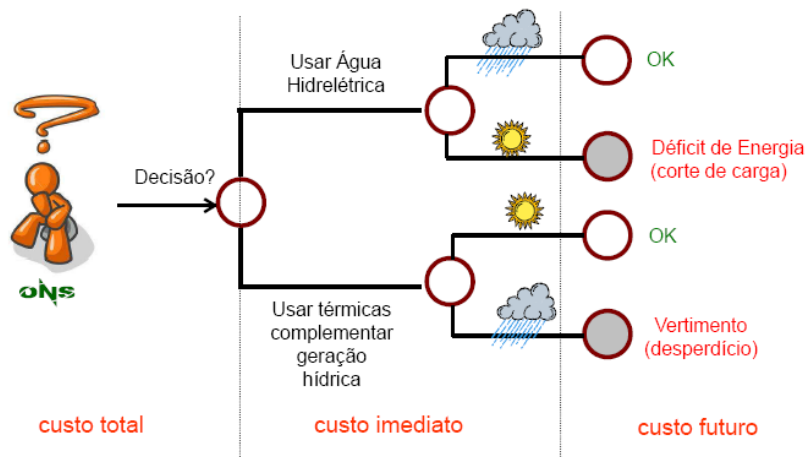


Figura 2.1 - Decisões Operativas e Possíveis Consequências

É importante ressaltar que o foco deste trabalho está no item (ii), referente à estocasticidade associada ao planejamento da operação energética de médio prazo, com a conseqüente geração de cenários hidrológicos por meio de simulações.

2.2 Critério de Otimização em Sistemas Hidrotérmicos

Como foi observado anteriormente, a decisão operativa da fonte geradora faz com que o valor esperado do custo total de operação seja composto pelo custo imediato mais o valor esperado do custo futuro, que são formados pelo custo das térmicas mais o chamado “custo de déficit”, que reflete as perdas econômicas que a falta de energia representa para o país. Dessa forma, a operação equilibrada do sistema envolverá um compromisso entre deplecionar (usar água) e não deplecionar (despachar térmicas) os reservatórios. A variável de decisão é o volume de água armazenado no fim do período da operação (volume final).

Na Figura 2.2, é possível observar as curvas que representam os custos total, imediato e futuro. No gráfico, adaptado de (PENNA, 2009), apresenta, no eixo das abscissas, o volume final armazenado nos reservatórios das usinas hidrelétricas do sistema, e o eixo das ordenadas, os valores da Função de Custo Futuro (FCF) e Função de Custo Imediato (FCI), expressos em unidades monetárias. Se a opção do planejador for utilizar muita água no estágio atual, o armazenamento no final do período será baixo, gerando baixo custo imediato. Por sua vez, o custo futuro será elevado, dado que a chance de utilização das usinas térmicas cresce. Ainda,

caso a opção seja o despacho das térmicas no presente, o custo imediato será elevado, enquanto o futuro será reduzido. Percebe-se que a função objetivo do problema é a minimização do valor esperado do custo total da operação, determinando a combinação ótima do uso de usinas hidroelétricas e térmicas em cada um dos períodos do horizonte de planejamento.

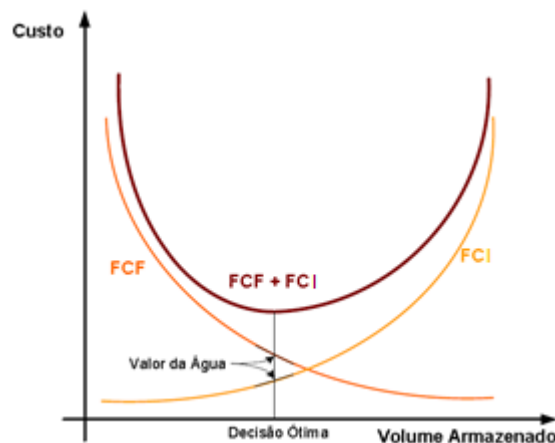


Figura 2.2 - Otimização da Decisão de Operação

Como é mostrado na Figura 2.2, o ponto de mínimo custo global também corresponde ao ponto onde as derivadas da FCI e da FCF com relação ao armazenamento (V) se igualam em módulo

Em termos de rigor matemático, a FCT é composta pela soma da FCI com FCF. O custo de operação mínimo é obtido quando sua derivada em relação ao Volume Armazenado (V) for nula, ou seja, quando as derivadas do custo imediato e do custo futuro em relação ao volume forem simétricas, como pode ser observado na equação (2.1).

$$\frac{\partial FCT}{\partial V} = \frac{\partial (FCI + FCF)}{\partial V} = \frac{\partial FCI}{\partial V} + \frac{\partial FCF}{\partial V} = 0 \Rightarrow \frac{\partial FCI}{\partial V} = -\frac{\partial FCF}{\partial V} \quad (2.1)$$

O valor da água é resultado do cálculo da política ótima de operação e representa o valor da geração térmica mais o déficit no fornecimento. A partir desta parametrização, é possível representar uma usina hidrelétrica como uma "térmica" cujo custo de operação é o valor da água. Todavia, este valor não pode ser determinado isoladamente, pois a operação do sistema ocorre de maneira

conjunta. Assim, o cálculo isolado da política de usinas não resulta na operação ótima do sistema. Portanto, para obtenção dos ganhos operativos máximos de um sistema hidrotérmico interligado, é necessário determinar a política de operação e operar o sistema de maneira integrada, isto é, otimizando conjuntamente a operação de todos os subsistemas, com o objetivo de minimizar o custo total de operação.

Finalmente, em face do exposto, pode-se perceber que o planejamento da operação do SIN trata-se de um problema de grande porte, sobretudo em função de fatores como restrições de utilização das usinas térmicas, não linearidades das funções de produção das usinas hidráulicas, incertezas quanto às afluências, somado ao número de aproveitamentos e estágios considerados. Sua solução requer que o problema seja decomposto em uma cadeia de modelos acoplados que considerem horizontes de longo prazo (probabilidade de armazenamento futuro de energia, valor futuro esperado de geração térmica etc.), médio prazo (contratos anuais para reserva na ponta etc.) e curto prazo (controle de fluxo, despacho horário etc.). Deste modo, deve-se equilibrar, por meio de uma cadeia de modelos, a representação da estocasticidade das afluências e das não linearidades do problema através de graus de detalhamento diferenciados e sob diferentes horizontes de estudo (MACEIRA, et al., 2002).

Na próxima seção é apresentada a cadeia de modelos adotada pelo SEB e a caracterização do modelo de representação em reservatórios equivalentes, utilizados no planejamento de médio prazo pelo modelo NEWAVE, objeto de estudo deste trabalho.

2.3 Cadeia de Modelos e a Representação em Reservatórios Equivalentes

Conforme foi descrito nas seções anteriores, o planejamento da operação energética do Brasil é complexo e bastante peculiar. O grande porte do sistema associado à complexidade da modelagem elétrica e à incerteza inerente à fonte de geração caracteriza a dificuldade presente no planejamento. Diversas áreas do conhecimento são empregadas no problema, como otimização, processos estocásticos, estatística multivariada, além da consideração das restrições de natureza energética e elétrica.

No contexto de otimização, estão disponíveis na literatura uma série de técnicas passíveis de serem empregadas em sistemas hidrotérmicos, utilizando programação linear, não linear e dinâmica. Em (NI, et al., 1999), um tratamento utilizando programação inteira mista e algoritmos de fluxo em rede não linear é empregado para a otimização de reservatórios em cascata. A programação dinâmica também é vastamente tratada na literatura, como no trabalho de (YAKOWITZ, 1982). Em (MARCATO, 2002), uma representação híbrida, onde parte do sistema é representado através de reservatórios equivalentes de energia e outra representada a usinas individualizadas é tratada por meio de Programação Dinâmica. Em (SOUZA, et al., 2012), foi proposta a metodologia de Programação Dinâmica Estocástica baseada em Fechos Convexos no contexto brasileiro. Uma série de outros trabalhos estão disponíveis, como em (PINTO & PEREIRA, 1983), (PEREIRA, 1985), (da SILVA & FINARDI, 2001), (BRANDI, 2011) e (RAMOS, 2011).

A caracterização da modelagem do SEB surge a partir do final da década de 70. Até então, o planejamento e coordenação dos recursos hídricos era realizado por meio de uma curva-guia, baseada na pior seca já ocorrida no histórico de vazões. Em 1979, a partir do trabalho desenvolvido pela Eletrobrás e o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel), foi iniciada a modelagem do problema com base em um modelo de Programação Dinâmica Estocástica (PDE), que, na época, não considerava o intercâmbio entre as regiões do sistema hidrotérmico brasileiro como variável de decisão, uma vez que o país era composto por sistemas isolados de geração. Anos mais tarde, quando houve a ampliação do sistema de transmissão, com a interligação dos sistemas independentes, a PDE não era mais capaz de representar o SIN, em função do chamado "*Mal da Dimensionalidade*", resultante da enumeração exaustiva de todas as possíveis soluções, levando a um alto esforço computacional, tornando a solução do problema inviável (BELLMAN, 1957), (SILVA, 2001).

Dadas as dificuldades apresentadas pela PDE na época, após vários estudos realizados, foi proposta a PDDE, utilizada até os dias de hoje pela cadeia de modelos que realizam o planejamento da operação energética (PEREIRA & PINTO, 1985). A metodologia constrói aproximações lineares da FCF utilizando a técnica de Decomposição de Benders (BENDERS, 1962) e modela a incerteza das afluências através de um modelo autorregressivo periódico, proposto por

(THOMAS & FIERING, 1962) em que as afluições passadas são variáveis de estado.

Por conseguinte, no planejamento da operação energética do SEB, a modelagem é subdividida em diversos subproblemas, e em cada um destes é considerado um horizonte de planejamento específico, assim como a representação da estocasticidade das afluições e das não linearidades do problema com diferentes graus de detalhamento.

Desta forma, o problema é desagregado em horizontes temporais, de acordo com as principais decisões a serem tomadas e o nível de representação do sistema. A Figura 2.3 ilustra o problema e indica que os estudos de médio prazo possuem horizontes de 1 a 5 anos com desagregação mensal. O sistema hidrelétrico é representado de forma agregada, por subsistemas e reservatórios equivalentes, e as variáveis de interesse são: a geração hidrelétrica por subsistema, a geração termelétrica e os intercâmbios energéticos entre os subsistemas. Quanto mais distante é o horizonte de tomada de decisão, maior é a necessidade de consideração das incertezas associadas ao problema e menor é o grau de detalhamento na representação do sistema.

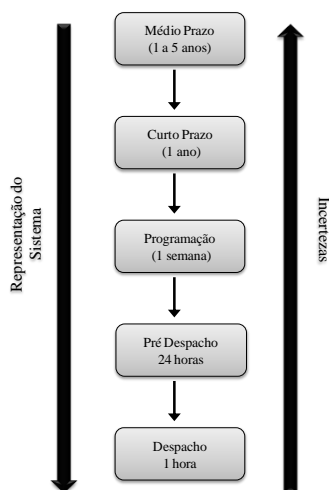


Figura 2.3 - Representação das Incertezas e do Detalhamento dos Sistemas

A seguir, uma descrição de cada um dos subproblemas em função da incerteza associada e ao detalhamento da representação do sistema (MARCATO, 2002) e apresentada.

- ✓ *planejamento da operação de médio prazo:* nesta fase o horizonte de estudo é de cinco anos, discretizado em etapas mensais. Faz-se uma representação detalhada do processo estocástico de vazões afluentes aos reservatórios e as usinas hidrelétricas que compõem cada sistema são representadas de forma agregada (sistemas equivalentes). Além disto, os sistemas podem trocar energia entre si até um limite de intercâmbio. Desta etapa resulta uma função multivariada que define o valor econômico da energia armazenada em função dos níveis de armazenamento e afluência aos meses passados, chamada *função de custo futuro*;

- ✓ *planejamento da operação de curto prazo:* o horizonte, neste caso, é de alguns meses e a incerteza relacionada às afluências aos reservatórios é representada através de uma árvore de vazões. Nesta etapa, as usinas são representadas de forma individualizada. O objetivo é, a partir da função de custo futuro gerada pelo modelo de médio prazo em um estágio que coincide com o final do horizonte do modelo de curto prazo, gerar uma função que retrate o valor econômico da água armazenada nos reservatórios a partir dos níveis de armazenamento dos reservatórios;

- ✓ *programação diária da operação:* nesta etapa, o horizonte é de apenas alguns dias, discretizados em etapas horárias ou de meia em meia hora. Não é representada a incerteza das vazões. Em contrapartida, o parque hidrotérmico é representado de forma detalhada, levando-se em conta as restrições relativas às máquinas e turbinas, tais como: tomada e alívio de carga, faixas operativas das turbinas, entre outras. A rede de transmissão é representada com precisão. A função de custo futuro gerada pelo modelo de curto prazo no estágio que coincide com o último estágio do modelo de programação diária é utilizada para definir se a meta de geração de cada unidade geradora.

O foco deste trabalho é o planejamento da operação de médio prazo, conforme descrito anteriormente. Neste contexto, para evitar o "Mal da Dimensionalidade" já citado, os reservatórios individualizados do SIN são agregados em quatro "reservatórios (ou sistemas) equivalentes", que são os

subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte. A seguir, uma descrição da cadeia de modelos utilizada pelo SEB.

A representação da estrutura do SIN em reservatórios equivalentes deu origem ao modelo NEWAVE, utilizado atualmente pelo SEB para a determinação de estratégias ótimas de operação em médio prazo (CEPEL, 2001). O NEWAVE é utilizado no horizonte de médio prazo (foco deste trabalho), que se estende até 5 anos à frente com discretização mensal. Para tal, é utilizado o modelo autorregressivo periódico implementado no modelo GEVAZP para geração de cenários hidrológicos (ou de Energia Natural Afluente) e as usinas são representadas de forma agregada em subsistemas interligados por troncos de transmissão. O cálculo da política de operação é baseado na PDDE.

Para o planejamento de curto prazo é empregado o modelo DECOMP. Nesta etapa, há um acoplamento com a etapa anterior através da função de custo futuro (que representa a política ótima do médio prazo) gerada num estágio que seja coincidente com o final do horizonte do modelo de curto prazo. Desta forma, é gerada uma função que retrata o valor econômico da água armazenada nos reservatórios em função dos níveis de armazenamento dos mesmos. Também é empregada a PDDE para o cálculo da política de operação e a representação da incerteza das afluições também utiliza o modelo GEVAZP.

Para o planejamento e programação diária da operação do SIN foi desenvolvido o modelo DESSEM, que trabalha com horizonte de uma a duas semanas, sendo os dois primeiros dias discretizados de trinta em trinta minutos, e os demais dias com discretização horária (PENNA, 2009).

Na Figura 2.4, adaptada de (MACEIRA, et al., 2002), tem-se uma representação simplificada da cadeia de modelos empregados no planejamento e programação da operação. É válido ressaltar que além dos principais modelos citados anteriormente (NEWAVE, DECOMP, DESSEM e GEVAZP), há uma série de outros módulos mais específicos que não são o foco deste texto. A seguir, uma descrição, dos modelos apresentados na Figura 2.4, cuja fonte é (CEPEL, 2012).

- ✓ *GEVAZP*: Geração de Energias Naturais Afluentes (ENA) e Vazões Sintéticas. Este programa seleciona um modelo estocástico capaz de

reproduzir propriedades importantes presentes na série histórica - vazões/energias afluentes.

- ✓ *NEWAVE*: Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes. O modelo trata os problemas de planejamento da operação interligada de sistemas hidrotérmicos empregando a técnica de PDDE, o que permite considerar o intercâmbio entre os subsistemas como uma variável de decisão, evita a discretização do espaço de estados, permite o uso de um modelo comum de vazões sintéticas e calcula os custos marginais do sistema.
- ✓ *SUSHI-O*: Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas de Subsistemas Hidrotérmicos Interligados. O SUSHI-O designa um conjunto de sub-rotinas que simula a operação mensal de cada subsistema puramente hidrelétrico. Este modelo reproduz o processo de decisão adotado na prática para se estabelecer quais os turbinamentos e armazenamentos finais de cada usina hidrelétrica, de forma a atender a meta de geração total do subsistema.
- ✓ *CONTROLE DE CHEIAS*: Modelo de programação da operação de controle de cheias.
- ✓ *PREVIVAZ*: Modelo de previsão de vazões.
- ✓ *DECOMP*: Planejamento e Operação de Médio Prazo cujo objetivo é determinar as metas de geração de cada usina de um sistema hidrotérmico sujeito a afluências estocásticas, de forma a atender a demanda e minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo do período de planejamento. O modelo está formulado como um problema de programação linear, representando as características físicas e as restrições operativas das usinas hidroelétricas de forma individualizada.
- ✓ *CONFINT*: Análise de Confiabilidade de Sistemas Interligados.
- ✓ *PREVICAR*: Modelo de previsão de carga.

- ✓ *PREVIVAZ H*: Modelo de previsão de vazões horárias.
- ✓ *DESSEM*: Modelo de Coordenação Hidrotérmica.
- ✓ *CAHORA*: Modelo de previsão de carga horária.
- ✓ *PREDESP*: Modelo de despacho horário de geração com rede de transmissão.

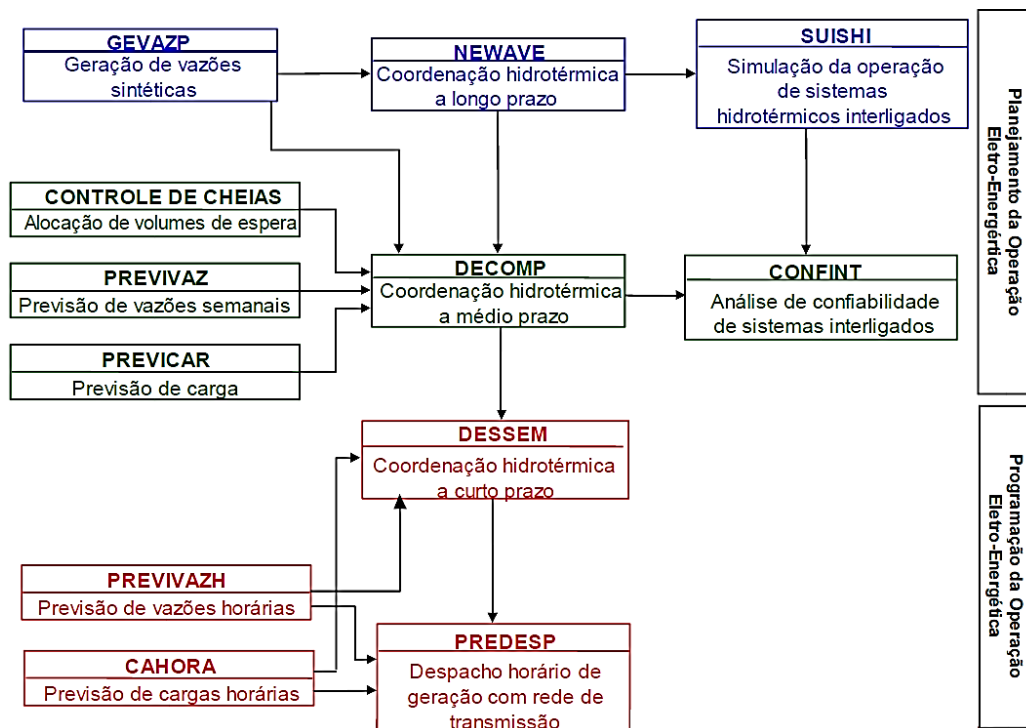


Figura 2.4 - Cadeia de Modelos Computacionais

No próximo capítulo é apresentada a formulação dos modelos de otimização no contexto do planejamento da operação do despacho hidrotérmica no Brasil, com vistas ao entendimento do impacto da estocasticidade associada ao problema, tratado pela PDDE, no qual este trabalho se insere.