



INTRODUÇÃO AO PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

T. M. Pereira^{1*}, L. P. Moura¹, A. J. P. Rosentino Jr.²

¹FEEC – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação – Universidade Estadual de Campinas

²ICTE – Instituto de Ciências Tecnológicas e Exatas – Universidade Federal do Triângulo Mineiro

Resumo - Este trabalho apresenta os princípios de funcionamento dos sistemas hidrotérmicos, expondo uma descrição das características de funcionamento das usinas hidroelétricas (UHE) e termoelétricas (UTE), bem como uma breve apresentação do modelo matemático utilizado para representação das UHE. Ademais, ao final é apresentado um esquema do planejamento da operação, no qual são descritas as etapas necessárias para solução do problema de otimização do despacho.

Palavras-Chave – Operação de reservatórios, sistemas hidrotérmicos, usinas hidroelétricas.

INTRODUCTION TO PRINCIPLE OF WORKINGS OF HYDRO-THERMAL SYSTEMS

Abstract - This work presents the principles of working of hydrothermal systems, describing the hydroelectric and thermoelectric power plant characteristics, as well as a brief presentation of the mathematical model used to represent hydroelectric plants. In addition, at the end is presented a scheme of the planning of operation, which describes the main steps in the optimal dispatch problem.

Keywords - Hydroelectric plants, hydrothermal systems, reservoirs operation.

I. INTRODUÇÃO

O Brasil é um país dotado de diversas bacias hidrográficas, possuindo grande quantidade de recursos hídricos e com várias possibilidades de aproveitamento. Nesse contexto, destaca-se a produção de energia elétrica através de quedas d'água.

Segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), para o primeiro trimestre de 2018 aproximadamente 63,6% do total da energia produzida no Brasil provém de usinas hidroelétricas (UHE), 27,7% de usinas termoelétricas (UTE) e apenas 8,7% de usinas

eólicas/fotovoltaicas [1]. Obviamente, esses dados variam de acordo com as estações do ano devido ao fato de que em períodos chuvosos as UHE tendem a produzir maior quantidade de energia. Contudo, deve-se destacar que no Brasil as UHE assumem um papel predominante, visto que essas são responsáveis pela maior parcela de geração de energia independentemente da estação do ano. Tal característica é sempre desejável em qualquer sistema elétrico devido ao baixo custo de produção das UHE, além do fato desta ser uma fonte de energia renovável e não poluente. As UTE, por sua vez, atuam com a função de complementar a geração que não pode ser suprida pelas UHE, tem maior custo de geração e são poluentes [2].

No que diz respeito à operação de um sistema hidrotérmico, o objetivo principal é a determinação de uma agenda de geração para cada usina existente, visando reduzir os custos operacionais para o período de tempo analisado. Contudo, a disponibilidade limitada de água nos reservatórios das usinas hidroelétricas torna o problema da operação extremamente complexo, visto que as decisões de uso da água em um determinado período de tempo afetam a disponibilidade de energia em períodos de tempo futuros. Além disso, o planejamento da operação deve lidar com incertezas atreladas às aflúências, visto que a previsão de ocorrência de chuvas não pode ser realizada com precisão para longos períodos de tempo [3], [4].

Nessas circunstâncias, este trabalho apresenta uma introdução aos princípios que regem a operação e o planejamento de sistemas hidrotérmicos. A fim de que se possa elucidar certos conceitos, é apresentado um breve estudo das características e do funcionamento das UHE e UTE, focando no modelo matemático utilizado para representação das UHE. Ademais, ao final é apresentado um esquema das etapas necessárias para solução do problema de otimização do despacho de grandes sistemas hidrotérmicos, como é o caso do Brasil.

II. USINAS HIDROELÉTRICAS

As UHE consistem em um complexo sistema de engenharia, as quais são utilizadas para realizar a conversão de energia potencial hidráulica em energia elétrica. Em se tratando de UHE, a energia potencial hidráulica é obtida pelo armazenamento da água em reservatórios ou lagos,

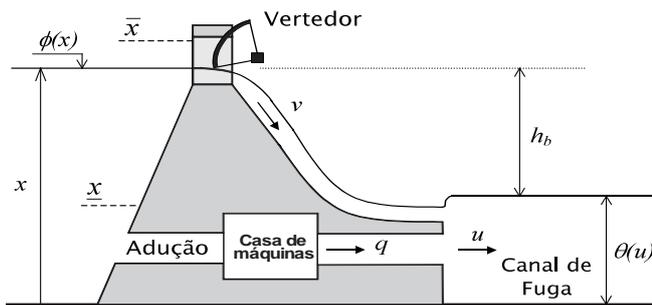
* thassio_matias@hotmail.com

armazenamento que é feito através da construção de barragens que têm por objetivo reter a água existente no fluxo de um rio.

A Figura 1 ilustra uma UHE e seu reservatório. Conforme pode ser observado, a água armazenada no reservatório é guiada sob pressão pelo canal adutor até a casa de máquinas, onde estão alocadas as turbinas. A energia cinética e a energia de pressão dinâmica resultante do movimento da água pelo conduto são transferidas para as pás (ou lâminas) das turbinas, onde é convertida em energia cinética de rotação. As turbinas, por sua vez, estão conectadas aos geradores, que quando postos em movimento contínuo convertem a energia cinética em energia elétrica. Após passar pelas turbinas, a água segue pelo conduto retornando ao manancial hídrico da usina, o qual recebe o nome de canal de fuga.

As usinas hidroelétricas devem estar preparadas para suportar períodos de grandes cheias, onde a vazão turbinada pela usina não é suficiente para escoar toda a água que chega no reservatório. Conforme pode ser observado na Figura 1 os vertedouros consistem em canais localizados no topo da barragem, que são utilizados somente quando o nível do reservatório se torna muito elevado. Nesse caso, o volume excedente é conduzido pelos vertedouros até o canal de fuga do reservatório, sendo que este volume não é utilizado para produção de energia.

Figura 1: Esquema básico de uma usina hidroelétrica.



Abaixo é apresentado uma descrição das variáveis envolvidas no modelo matemático da usina. Essas variáveis são apresentadas na Figura 1, sendo que as principais serão discutidas com maior detalhamento nas seções subsequentes:

- x : Volume armazenado no reservatório, em hm^3 ;
- $\phi(x)$: Cota de montante do reservatório, em m;
- \bar{x} : Volume máximo operativo do reservatório, em hm^3 ;
- \underline{x} : Volume mínimo operativo do reservatório, em hm^3 ;
- v : Vazão descarregada pelo vertedouro, em m^3/s ;
- q : Vazão turbinada, em m^3/s ;
- u : Vazão descarregada pela usina (defluência), em m^3/s ;
- $\theta(u)$: Cota de jusante do canal de fuga, expresso em função da defluência, em m;
- h_b : Altura de queda bruta, em m.

A. Reservatórios

Os reservatórios de UHE podem ser classificados em dois tipos: de acumulação ou de compensação. Os reservatórios de acumulação são os que possuem grande capacidade de armazenamento de água, e consequentemente acarretam no alagamento de uma grande área, de acordo com o tamanho da barragem e do relevo da região. As usinas que utilizam reservatórios de acumulação são chamadas de usinas de

reservatório, e têm a possibilidade de guardar ou turbinar mais água em momentos oportunos, conforme as necessidades de atendimento da carga.

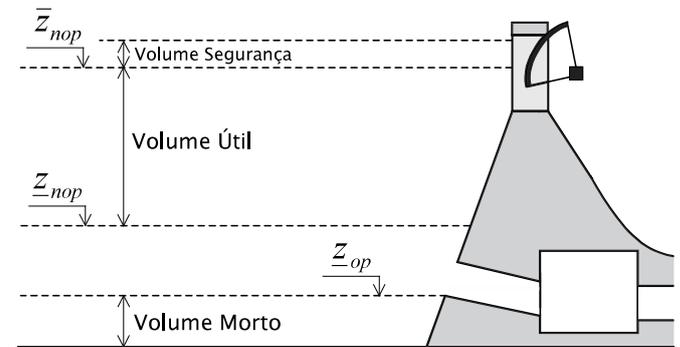
Os reservatórios de compensação armazenam apenas uma pequena quantidade de água, necessária para gerar pressão no conduto e produzir o movimento das turbinas. As usinas que utilizam reservatórios de compensação são chamadas de usinas a fio d'água. Esse tipo de usina não possui a capacidade de regulação da vazão dos rios, e operam turbinando todo o volume afluente.

O volume de água armazenado no reservatório de uma UHE pode ser classificado em três tipos: volume morto, volume útil e volume de segurança. Esse esquema é apresentado na Figura 2. O volume morto corresponde ao volume que não pode ser utilizado para geração de energia, visto que está armazenado abaixo da cota mínima operativa (\underline{Z}_{op}) e consequentemente não é capaz de entrar no canal de adução.

O volume útil corresponde ao volume armazenado no reservatório que pode ser efetivamente utilizado para geração de energia. Este encontra-se entre a cota máxima normal (\bar{Z}_{nop}) operativa e a cota mínima normal operativa (\underline{Z}_{nop}). A cota mínima normal operativa é tomada considerando-se restrições hidráulicas para entrada de água no sistema de adução, visando evitar a formação de vórtices.

O volume de segurança tem o objetivo de reservar uma faixa de segurança para operação do reservatório no período de grandes cheias. Sendo assim, este corresponde a um volume vazio, que só é utilizado quando ocorrem afluições muito maiores que a média anual.

Figura 2: Classificação do volume armazenado no reservatório de usinas hidroelétricas.

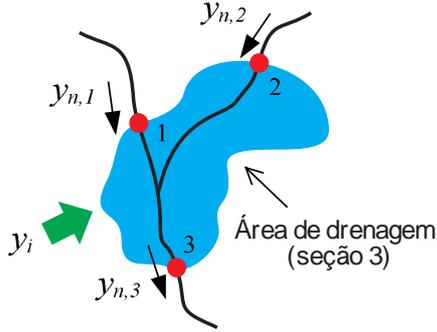


B. Vazão afluente

A vazão afluente é definida como o volume de água que chega no reservatório de uma usina. Esta vazão pode ser dividida em dois tipos: vazão natural e vazão incremental. A vazão natural é a vazão que chega no reservatório diretamente pelo fluxo dos rios ou nascentes, enquanto que a vazão incremental ocorre devido a drenagem das águas pluviais. Nesse caso, quanto maior a área de drenagem de um reservatório maior sua vazão incremental.

A Figura 3 exemplifica e define as vazões naturais e incrementais. Como pode ser observado, a vazão natural da seção 3 é composta pela soma das vazões naturais das seções 1 e 2, adicionada à vazão incremental criada pela área de drenagem da seção 3.

Figura 3: Esquema de representação das vazões naturais e incrementais.



C. Cota de montante, cota de jusante e altura de queda

A cota de montante (ϕ) representa o nível de água existente acima da barragem, conforme apresentado na Figura 1. Este parâmetro é expresso como função do volume armazenado no reservatório, onde normalmente utiliza-se polinômios para representar essa função. A obtenção do polinômio é feita a partir de estudos topográficos da região alagada, que determinam o volume alagado para diferentes posições do nível d'água no reservatório. De posse dos dados que relacionam volume e o nível d'água, os polinômios podem ser determinados através de métodos de regressão numérica. No Brasil costuma-se utilizar polinômios de quarto grau para representar a cota de montante em função do volume [2].

Assim como a cota de montante, a cota de jusante também é representada por polinômios. Contudo, esta não é expressa em função do volume do canal de fuga, mas sim da defluência da usina.

De posse da cota de montante e da cota de jusante pode-se obter a altura de queda bruta (h_b) e a altura de queda líquida (h_l):

$$h_b = \phi(x) - \theta(u) \quad (1)$$

$$h_l = \phi(x) - \theta(u) - pc \quad (2)$$

Devido ao atrito entre a água e as paredes do canal de adução, parte da energia potencial hidráulica é perdida. Essa perda é modelada como uma redução na altura de queda bruta (perda de carga (pc)), definindo a altura de queda líquida. A perda de carga pode ser modelada de três maneiras distintas: como uma porcentagem da altura de queda bruta, um valor constante ou em função da turbinagem (q) da usina. Sendo assim, a altura de queda líquida difere-se da altura de queda bruta apenas pelo fato de considerar as perdas existentes no canal de adução.

D. Potência máxima, engolimento máximo e rendimento da unidade geradora

A potência máxima de uma unidade geradora é definida como a maior potência ativa que pode ser produzida para uma determinada altura de queda líquida, levando-se em conta as limitações da turbina e do gerador; enquanto o engolimento máximo de uma unidade geradora é definido como a vazão turbinada que, numa dada altura líquida, produz a potência máxima da unidade [5].

As Figuras 4 e 5 apresentam a relação existente entre a potência máxima e o engolimento máximo com a altura de queda líquida (para uma unidade geradora). Conforme pode ser observado, para cada altura de queda líquida (h_l) a unidade geradora é capaz de produzir uma potência máxima (\bar{p}) às custas de um engolimento máximo (\bar{q}).

Conforme pode ser observado nas figuras, a função que representa a produção de potência máxima, bem como a função de engolimento máximo possui duas regiões com comportamentos distintos, sendo que o ponto divisor entre as duas regiões é dado pela altura de queda líquida efetiva (h_{ef}).

A operação da unidade geradora para alturas de queda líquida inferiores a queda líquida efetiva faz com que a produção de potência elétrica fique limitada pela turbina. Ou seja, o gerador é capaz de produzir uma potência maior, mas isso não ocorre porque a água que flui pelos condutos não fornece potência mecânica suficiente para que os geradores forneçam sua potência efetiva. Por outro lado, na operação da unidade geradora para alturas de queda líquida superiores à altura de queda efetiva, a turbinagem é capaz de produzir potências mecânicas maiores do que as que o gerador é capaz de suportar em seu eixo. Nesse caso, para que não ocorra danos ao gerador a turbina tem seus distribuidores parcialmente fechados, fazendo com que o engolimento máximo seja reduzido. Esse fato explica o lado descendente da curva de engolimento máximo por altura de queda líquida.

Figura 4: Curva da potência elétrica gerada em função da altura de queda líquida do reservatório.

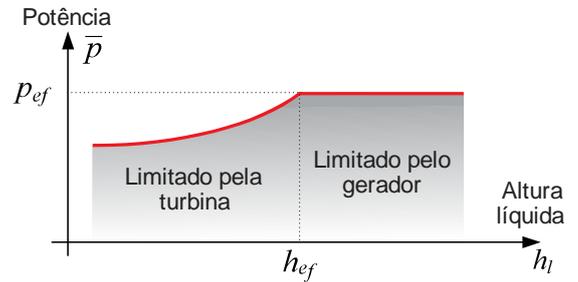
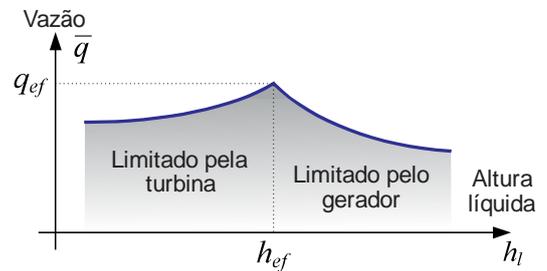


Figura 5: Curva da vazão turbinada na usina em função da altura de queda líquida do reservatório.



A partir da análise das figuras 4 e 5, pode-se observar que para o caso onde a altura de queda líquida superior à altura de queda efetiva, a unidade geradora é capaz de produzir sua potência efetiva fazendo com que seja necessária uma menor turbinagem (engolimento) para produção da potência efetiva, já que o gerador não pode receber toda a potência disponível caso o engolimento for maior. Essa análise sugere que as usinas hidroelétricas devem sempre buscar operar com o

reservatório no estado mais cheio possível, já que o engolimento necessário para produção da potência efetiva é menor quanto maior for a altura de queda líquida.

E. Função de produção hidráulica

A função de produção hidráulica é utilizada para se quantificar a capacidade de geração de energia elétrica de uma usina, fato que faz dessa função um dos componentes mais importantes de seu modelo matemático.

A função de produção hidráulica é apresentada na equação (3). A dedução desta equação encontra-se descrita detalhadamente em [2].

$$p(x, u) = k[\phi(x) - \theta(u) - pc]q \quad (3)$$

Onde:

k é a constante conhecida como produtividade específica. Essa constante depende do rendimento médio da usina e normalmente possui valores entre 0,00863 e 0,00923; q é a turbinagem (ou engolimento).

A função de produção apresentada acima determina a potência instantânea (p) que pode ser produzida por uma usina quando o reservatório está armazenando um volume (x), a unidade geradora está turbinando uma vazão (q) e a usina está defluindo uma vazão (u), sendo que essa última pode ser diferente de (q) quando há vertimento.

Considerando que toda a vazão defluente (u) seja turbinada até que o engolimento máximo (\bar{q}) não seja atingido, a análise desta função mostra que para um dado volume x constante, a função de produção é crescente de acordo com o aumento da defluência. Por outro lado, para os casos em que a defluência se torna maior que o engolimento máximo a usina passa a verter, e a potência produzida tende a decrescer devido ao aumento do volume do canal de fuga, reduzindo a altura de queda líquida.

Nessas circunstâncias, conforme já discutido anteriormente, deve-se destacar que as usinas devem buscar operar com o reservatório armazenando o maior volume possível e evitando ao máximo a ocorrência de vertimentos, pois além do fato de que vertimentos representam desperdício de energia, ainda provocam a redução da potência produzida pela usina.

III. USINAS TERMOELÉTRICAS

As UTEs realizam a transformação de energia térmica em energia mecânica, a qual é utilizada para promover a movimentação de uma turbina acoplada a um gerador, produzindo energia elétrica.

As usinas termoelétricas podem ser divididas de acordo com a forma que ocorre a queima do combustível: usinas com turbina a vapor, usinas com turbinas a gás e usinas de combustão direta.

Nas usinas a vapor o combustível é queimado para aquecer uma caldeira. A água aquecida transforma-se em vapor, onde este vapor é colocado sob pressão para produzir o movimento das turbinas, conforme Figura 6.

Nas usinas com turbinas a gás, o movimento da turbina é promovido a partir de uma mistura gasosa entre o ar comprimido e o gás obtido na queima do combustível. O

esquema de funcionamento dessas usinas é apresentado na Figura 7.

Figura 6: Esquema simplificado da usina termoelétrica a vapor.

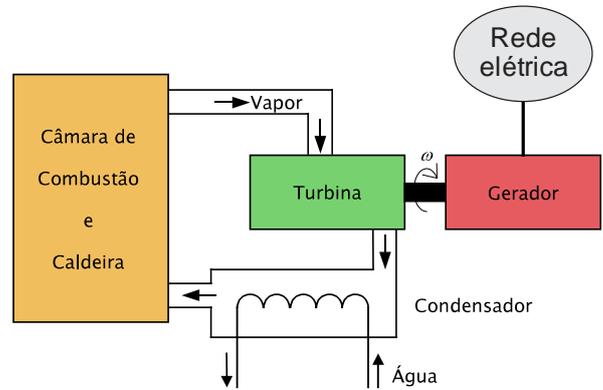
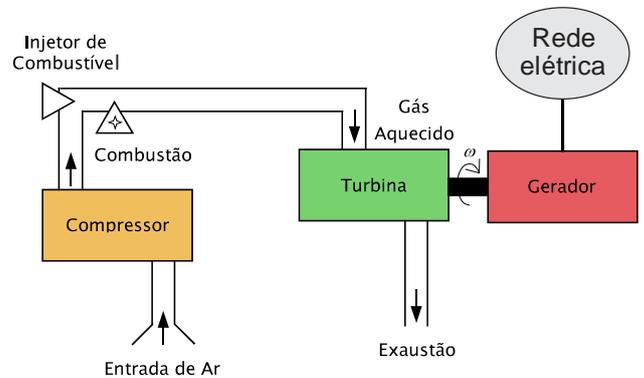


Figura 7: Esquema simplificado de uma usina termoelétrica a gás.

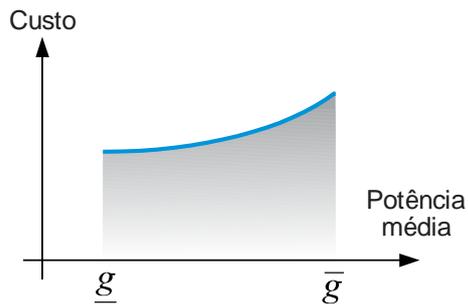


As usinas de combustão direta são as que utilizam a queima de combustível para alimentação de algum tipo de motor a pistão, como por exemplo um motor a diesel, onde este motor é acoplado a um gerador elétrico. Dentre os três tipos apresentados, este é o mais poluente. Contudo, são altamente versáteis pelo fato de terem dimensões reduzidas, além de possibilitarem tomadas de decisões extremamente rápidas para atendimento das variações de carga.

O modelo de um sistema termelétrico deve considerar diversos parâmetros para controle da operação dessas usinas, como restrições de geração mínima e máxima, tempo de ligamento e desligamento de usinas, restrições de rampa de carga, entre outros. Dentre esses parâmetros, destaca-se o custo total de operação.

As usinas termoelétricas possuem elevado custo de operação quando comparadas com usinas hidroelétricas pelo fato de utilizarem combustíveis para geração de energia. O custo total de operação das usinas termoelétricas costuma ser modelado como uma função convexa e crescente com a geração térmica, sendo aproximado por um polinômio de segundo grau. A Figura 8 apresenta a forma típica da função de custo de operação de uma usina termoelétrica, onde o custo de operação é apresentado em função do \overline{MW} (*megawatt médio*). O \overline{MW} é uma unidade de medida de energia, que representa a energia produzida por uma fonte que gera 1 MW de potência em um intervalo de tempo Δt .

Figura 8: Forma típica da função de custo de operação de uma usina termoeletrica.



Pode-se observar pela Figura 8 que o custo de operação aumenta de acordo com o aumento da energia gerada pela térmica. Esse fato sugere que o sistema deve buscar operar com as térmicas gerando a menor quantidade de energia possível, a fim de se reduzir os custos de operação.

IV. ETAPAS DO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO

Uma das grandes dificuldades existentes na operação de sistemas hidrotérmicos consiste em determinar quanta energia deve ser gerada pelas hidroelétricas e quanta energia deve ser gerada pelas termoeletricas. Nessas circunstâncias, destaca-se o estudo do planejamento da operação.

O objetivo do planejamento da operação é determinar uma agenda de geração para cada planta do sistema, minimizando os custos de operação ao longo do período analisado. O custo de operação inclui o custo de combustível das unidades térmicas, compra de energia de sistemas vizinhos e penalidades por não atendimento de cargas.

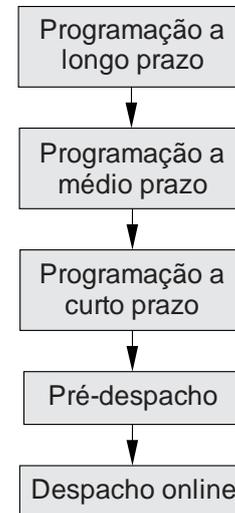
Em um sistema que contém grande quantidade de usinas hidroelétricas, como o sistema brasileiro, o problema de otimização torna-se extremamente complexo. Isso ocorre devido ao limite de disponibilidade de energia hidroelétrica, visto que as decisões de turbinagem em um determinado estágio de tempo afetam a disponibilidade de energia em estágios futuros. Em outras palavras, caso o sistema opte por utilizar grande parte da energia hidroelétrica disponível nos reservatórios e em períodos chuvosos não ocorrer a afluência prevista, pode ser necessário o uso das termoeletricas em grande escala, o que eleva o custo de operação. Por outro lado, caso o sistema opte por economizar energia hidráulica e ocorrer chuvas maiores do que as previstas, isso acarretará em vertimentos, que representam desperdício de energia e, conseqüentemente, elevação do custo de operação.

A existência de múltiplos reservatórios interconectados e a necessidade de que a otimização seja feita para múltiplos períodos de tempo faz com que o problema assuma larga escala. Ademais, programação da operação de sistemas hidrotérmicos leva em consideração um amplo espectro de atividades, abrangendo a otimização do sistema desde o despacho horário até horizontes plurianuais.

A complexidade do problema de otimização faz com que este não possa ser acomodado em um único modelo, gerando a necessidade de que seja modelado em diferentes problemas com diferentes horizontes de planejamento e diferentes níveis de detalhamento para representação do sistema [6], [7]. Esse

esquema é apresentado na Figura 9, sendo que as principais características de cada problema de otimização são apresentadas nas seções subseqüente.

Figura 9: Representação esquemática da cadeia de modelos utilizada para resolução do problema de otimização do despacho.



A. Programação a longo prazo

A programação a longo prazo considera um horizonte de planejamento de aproximadamente cinco anos, sendo que para solução do problema este período é discretizado em semanas ou meses. O intuito da programação a longo prazo é realizar uma análise da evolução plurianual do armazenamento dos reservatórios, a probabilidade de ocorrência de escassez de energia hidráulica em períodos futuros, bem como realizar uma previsão do valor da geração térmica. O objetivo é a redução dos custos da geração termoeletrica.

Como a programação a longo prazo não visa determinar metas de geração para cada usina (seu objetivo é apenas realizar algumas previsões), normalmente utiliza-se um reservatório equivalente para representar toda a energia hidráulica existente no sistema. A obtenção do reservatório equivalente é feita a partir de técnicas de agregação [8]. Ademais, considera-se também a existência de uma única usina termoeletrica, sendo que esta usina representa todas as termoeletricas existentes no sistema. Essas simplificações são necessárias para que se possa obter uma solução para o problema, onde é obtido a geração total hidroelétrica e a geração total termoeletrica.

B. Programação a médio prazo

A partir dos resultados obtidos pela programação a longo prazo, pode-se realizar a programação a médio prazo. O principal intuito da programação a médio prazo é realizar a desagregação da geração total calculada para o reservatório equivalente. A partir dessa desagregação pode-se determinar as metas de geração para cada usina hidroelétrica existente no sistema. O horizonte de planejamento é de no máximo um ano, sendo que esse período é discretizado em semanas.

C. Programação a curto prazo

A programação a curto prazo realiza a decomposição das metas de geração semanais, obtidas na programação a médio

prazo, em metas de geração diárias. O horizonte de planejamento é de uma semana.

A modelagem da programação a curto prazo é muito similar à realizada na programação a médio prazo, sendo que a principal diferença consiste no fato de que na programação a curto prazo é considerado um maior nível de detalhamento nas análises, levando-se em consideração os efeitos de curta duração no controle de reservatórios (como por exemplo o atraso de água entre reservatórios em cascata). Além disso, nesse caso a previsão das aflúncias pode ser realizada com maior probabilidade de acertos, visto que o intervalo de tempo analisado é menor [9].

D. Pré-despacho

O objetivo do pré-despacho é produzir uma agenda de geração horária para cada planta existente no sistema. Nesse caso, a soma da geração horário deve ser igual a geração diária obtida na programação a curto prazo. Além disso, a solução do problema deve respeitar diversas restrições, como por exemplo o limite máximo de geração das usinas, o balanço energético, dentre outros. O pré-despacho pode ser visto como um *link* entre o agendamento da geração e o despacho online do sistema. O horizonte de planejamento é de um dia

E. Despacho online

O objetivo do despacho online de um sistema de potência é minimizar o custo instantâneo de operação atendendo a diversas restrições operativas do sistema, como o fluxo máximo de potência nas linhas, os limites de tensões nas barras. Nesta etapa, o objetivo do problema de otimização não é determinar uma agenda de geração para as usinas, mas sim fazer com que o sistema opere dentro de seus limites operativos com o menor custo possível.

Em suma, tem-se que o planejamento a longo prazo realiza o cálculo da energia hidroelétrica total a ser gerada por todas as usinas existentes no sistema em intervalos de tempo semanais (utilizando conceito de reservatório equivalente). Em seguida, o planejamento a médio prazo realiza o desacoplamento do reservatório equivalente, determinando a energia a ser gerada por cada usina existente no sistema. O passo seguinte consiste em realizar a decomposição das metas de geração semanais, obtidas na programação a médio prazo, em metas de geração diárias. Feito isso, o pré-despacho determina uma agenda de geração horária para cada usina do sistema considerando o horizonte de um dia, onde esses dados devem estar em concordância com os obtidos na programação a curto prazo. A última etapa desse processo consiste no despacho online, que visa realizar o fornecimento de energia aos centros consumidores respeitas as diversas restrições de operação do sistema.

Conforme pode ser observado, cada etapa existente na cadeia de modelos utiliza os resultados provenientes da etapa anterior. Como o problema inicia-se na programação a longo prazo, destaca-se que os resultados obtidos no despacho online são diretamente influenciados pelos resultados obtidos na solução do problema de programação a longo prazo.

V. CONCLUSÕES

Este artigo apresentou uma revisão dos principais conceitos relacionados ao princípio de funcionamento dos sistemas

hidrotérmicos. O estudo de sistemas hidrotérmicos é extremamente extenso e complexo, sendo que este artigo apresenta apenas uma introdução ao assunto.

Inicialmente é realizada uma breve apresentação do princípio de funcionamento de usinas hidroelétricas e termoelétricas, onde pode-se ressaltar os principais conceitos existente no modelo matemático utilizado para representação das usinas hidroelétricas. Posteriormente, é apresentado as etapas necessárias para realização do planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos.

O planejamento da operação visa realizar a otimização da produção de energia, minimizando os custos de operação. Isso pode ser feito através da maximização da produção das usinas hidroelétricas e da redução do uso das termoelétricas, que possuem custo de operação elevado. Contudo, devido a limitação na disponibilidade de energia hidráulica, das incertezas nas aflúncias e da não linearidade das funções utilizadas para representação das usinas, o problema de otimização assume larga escala e não possa ser acomodado em um único modelo. Isso pode ser contornado através da divisão do problema principal e diversos subproblemas, sendo que cada um possui diferentes horizontes de planejamento e diferentes níveis de detalhamento para representação do sistema.

REFERÊNCIAS

- [1] Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, "Relatório trimestral de informações gerais," março de 2018.
- [2] M. A. Cicogna, *Modelo do planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos a usinas individualizadas orientado por objetivos* - Tese de doutorado, FEEC/UNICAMP, Campinas, 1999.
- [3] A. A. F. M. Carneiro, S. Soares e P. S. Bond, "A large scale of application of an optimal deterministic hydrothermal scheduling algorithm," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, pp. 204-211, 1990.
- [4] M. V. F. Pereira e L. M. V. G. Pinto, "Stochastic optimization of a multireservoir hydroelectric system: A decomposition approach," *Water Resources Research*, vol. 21, pp. 779-792, 1985.
- [5] L. A. M. Fortunato et al, *Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica*, EDUFF/Eletróbrás, Rio de Janeiro, 1990.
- [6] M. Pereira e L. M. V. G. Pinto, "Operation planning of large-scale hydroelectrical systems," *8th Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Helsinki, Finland, 1984.
- [7] M. V. F. Pereira, "Optimal scheduling of hydrothermal systems - An overview," *IFAC Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems*, Rio de Janeiro, Brasil, 1985.
- [8] CEPEL/ELETRÓBRAS, "The equivalent system model - general description," CEPEL Technical Report, 1977.
- [9] T. Ohishi, S. Soares e M. F. H. Carvalho, "A short term hydrothermal scheduling approach for dominantly hydro systems," *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 6, pp. 637-643, 1991.