

3

Energia Hidrelétrica

A energia hidrelétrica é a obtenção de energia elétrica através do aproveitamento do potencial hidráulico de um rio. O seu potencial está relacionado com a força da gravidade, que por definição, depende do volume de água (massa) e da altura da queda. O processo de conversão é dado a partir da energia potencial gravitacional da água, que movimenta as turbinas na passagem do fluxo de massa, produzindo energia mecânica. Por fim, o gerador transforma a energia mecânica em energia elétrica. Então, a princípio, a produção de energia hidrelétrica deve considerar fatores como a vazão do rio, os desníveis do relevo, que podem ser naturais ou criados artificialmente, a altura desses desníveis e a localização.

Normalmente as usinas hidrelétricas exigem altos investimentos, que envolvem tanto a construção e os equipamentos, quanto o desvio do rio, a formação do reservatório e a instalação do sistema de transmissão. Além disso, outras decisões impactam diretamente no custo e na produtividade da usina: potência ou capacidade instalada, tipo de turbina empregada, tipo de barragem e tamanho do reservatório. Todas as variáveis são interdependentes. Assim, a altura da queda d'água e a vazão dependem do local de construção, que determina a dimensão do sistema de transmissão, a partir da distância entre a usina e os centros de consumo. Por sua vez, o potencial hidráulico do rio somado ao tipo de turbina, barragem e reservatório determinam a capacidade instalada da usina, [3].

As usinas localizadas na cabeceira dos rios, em locais com altas quedas d'água, podem operar com reservatórios de acumulação, que permitem a concentração de grande quantidade de água e funcionam como estoques a serem utilizados em períodos de estiagem. Além disso, como o aproveitamento hidráulico se dá em vários pontos ao longo do curso do rio, as usinas situadas a montante podem controlar o fluxo de água e integrar as operações do conjunto de usinas. As usinas, que não possuem reservatório de acumulação, geram energia de acordo com o

fluxo de água do rio, com mínimo ou nenhum acúmulo do recurso hídrico, conhecidas como usinas a fio d'água.

3.1

No Mundo

A energia hidrelétrica representa 15-20% de toda a eletricidade gerada no mundo. Entre os maiores produtores estão: China, Canadá, Brasil e EUA, que juntos totalizam quase 50% da geração mundial.

Na lista dos maiores produtores, a China ocupa a primeira posição, contribuindo com 21% do total mundial de energia hidrelétrica. Novamente, a China aparece como líder na produção de energia renovável – como visto na Seção 2.6.1, a China também tem a maior capacidade eólica instalada no mundo. O grande desenvolvimento do setor elétrico chinês afirma a necessidade de aumentar a oferta de energia. Em 2010, o país aumentou seu consumo em 11% em relação a 2009, e foi o maior consumo de energia registrado no mundo. O consumo de carvão, gás natural e petróleo foram os que sofreram maior acréscimo, levando a China a liderar em outra categoria, como maior emissor de dióxido de carbono no mundo, [4].

O Canadá está entre os maiores produtores mundiais de energia hidrelétrica, contribuindo com aproximadamente 13% do total mundial. Essa energia representa 59% da sua geração. Atualmente, o Canadá é líder no aproveitamento da potência instalada, apresentando o maior fator de capacidade hidrelétrico, [6].

Os EUA têm uma produção final de energia menor que a produção do Brasil, apesar da sua capacidade instalada ser superior. Isso significa que o seu aproveitamento hidrelétrico, ou fator de capacidade, é menor. As participações do Brasil e EUA, na produção global de energia hidrelétrica, são 11% e 8%, respectivamente. Para ilustrar a classificação desses países por fator de capacidade, segundo dados de 2009, o Canadá apresentou um fator de capacidade médio de 59%, seguido pelo Brasil (56%), EUA (42%) e China (37%), [4].

A participação média das fontes renováveis (hidráulica, eólica, etanol, biomassa, entre outras) na matriz energética⁷ mundial é de apenas 14%, [27]. Para fins comparativos, a participação de fontes renováveis na matriz energética brasileira é três vezes maior que a média mundial. O Brasil foi considerado o país com a matriz energética mais limpa e renovável do mundo. *“Devido ao potencial de exportação de petróleo e à estabilidade de suas instituições, o país será cada vez mais cotejado pelas maiores economias mundiais como um parceiro estratégico para suprimento energético”*, observa Mauricio Tolmasquim, presidente da EPE.

3.2

No Brasil

Atualmente, as usinas hidrelétricas nacionais são responsáveis por 76% de toda a eletricidade gerada no país. No passado, esse percentual já ultrapassou 90%. Embora ainda seja uma participação bastante significativa, a redução foi uma consequência da diversificação da matriz energética, em vista da necessidade de aumentar a segurança do abastecimento; e da dificuldade de ampliar os empreendimentos hidráulicos que apresentaram restrições financeiras, socioeconômicas ou ambientais.

O planejamento do setor energético brasileiro precisa formular políticas e diretrizes de energia necessárias ao crescimento da economia, e assegurar o suprimento de insumos energéticos, além de decidir sobre sua política de importação e exportação. Para isso, depende da avaliação da matriz energética do país, Figura 3-1. No Brasil, o percentual de participação das fontes renováveis (hidráulica, eólica, etanol, biomassa, entre outras) na matriz energética somou 44,8% em 2010, com expectativa de aumento nos próximos anos.

⁷A matriz energética representa a quantidade de recursos naturais disponíveis, que podem ser transformados em energia, de um país ou região.

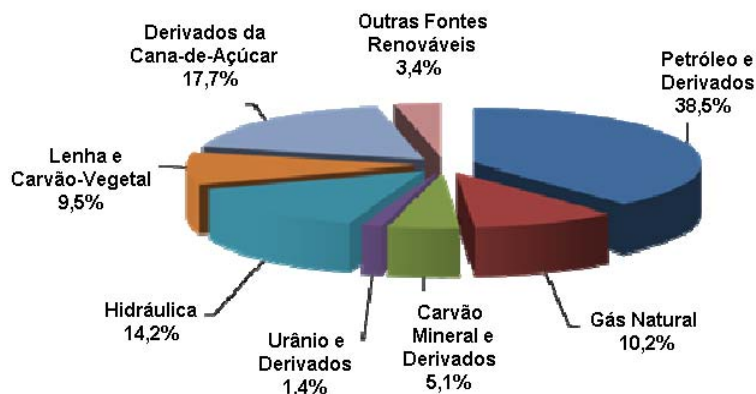


Figura 3-1 – Matriz energética do Brasil.

Fonte: EPE, 2010.

Segundo estudo desenvolvido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em 2010, a previsão é de uma leve queda na participação das hidrelétricas de 76% para 67%, nos próximos 10 anos. Porém essa redução será compensada pelo aumento da geração proveniente de outras fontes alternativas, com destaque para geração eólica, que vai aumentar de 1% para 7%. Com isso, a participação das fontes renováveis será de 83% de toda a produção de eletricidade no Brasil, [18].

3.2.1

Planejamento do Setor Elétrico

Atualmente, a geração de energia elétrica brasileira é composta, basicamente, pela produção de usinas hidrelétricas em larga escala, com alguma participação de usinas termoeletricas. O planejamento da operação energética ótima envolve desde minimizar os custos de operação, prevenir e minimizar os riscos de déficits de energia, até a determinação final da quantidade a ser gerada (despacho) pelas usinas hidrelétricas e termoeletricas, [7].

O custo dos combustíveis de uma usina termoeletrica é mais elevado, porém a utilização de todo o recurso hídrico, embora seja a solução mais econômica, compromete a formação dos reservatórios, e o abastecimento fica exposto às condições naturais de vazão. Por outro lado, manter os reservatórios com nível máximo de armazenamento, significa maior confiabilidade de abastecimento, porém maior despacho das usinas termoeletricas e maior custo de operação.

A comercialização e a precificação da energia dependem das estratégias de otimização empregadas pelo setor elétrico. O despacho ótimo, hidráulico e térmico, para cada subsistema⁸, é calculado com base nas informações de condições hidrológicas, demanda de energia, preços de combustível, custo de déficit, entrada de novas usinas e disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão. Em seguida são obtidos os custos marginais de operação para o período, para cada patamar de produção e para cada subsistema.

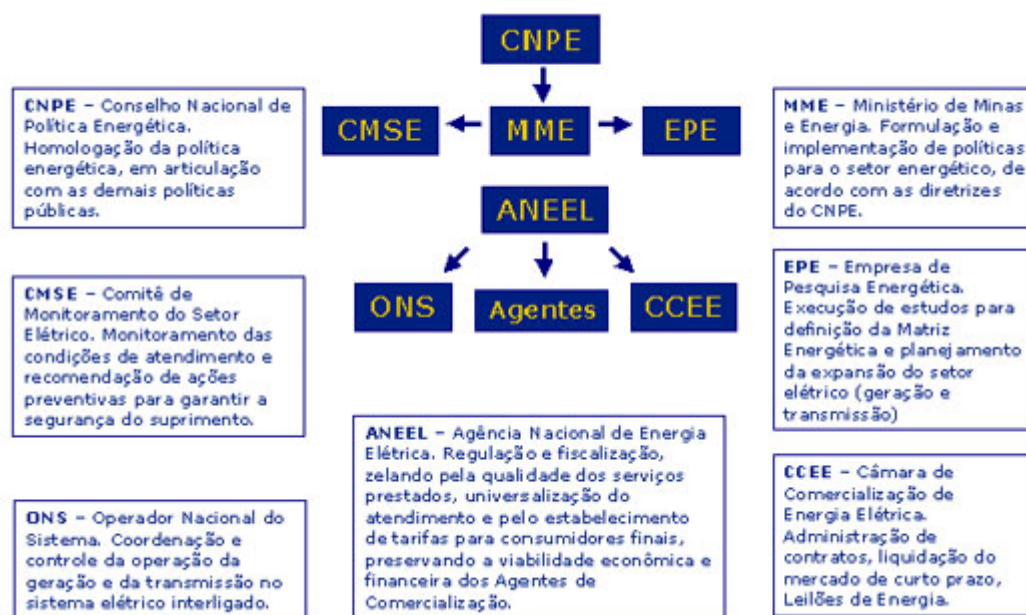


Figura 3-2 – Instituições do setor elétrico do Brasil.

Fonte: COPEL, 2008.

3.3

Literatura de Modelos de Previsão

O comportamento da vazão de um rio, não sofre alterações bruscas em curtos períodos de tempo, como as oscilações do vento, porém não é constante durante o ano. Em uma estação chuvosa, o volume de água é maior, o que caracteriza um comportamento sazonal, típico de variáveis climáticas. Os reservatórios de acumulação são construídos com a finalidade de minimizar os problemas causados pela redução de potência em períodos de seca. O planejamento da

⁸O Sistema Interligado Nacional (SIN) é um sistema de coordenação e controle da produção e transmissão de energia elétrica do Brasil, dividido em quatro subsistemas interconectados: Sul, Sudeste, Nordeste e Norte.

operação de curto e de longo prazo depende de boas previsões que auxiliem a utilização adequada do reservatório, o cálculo do despacho hidráulico e térmico, assim como o processo de precificação.

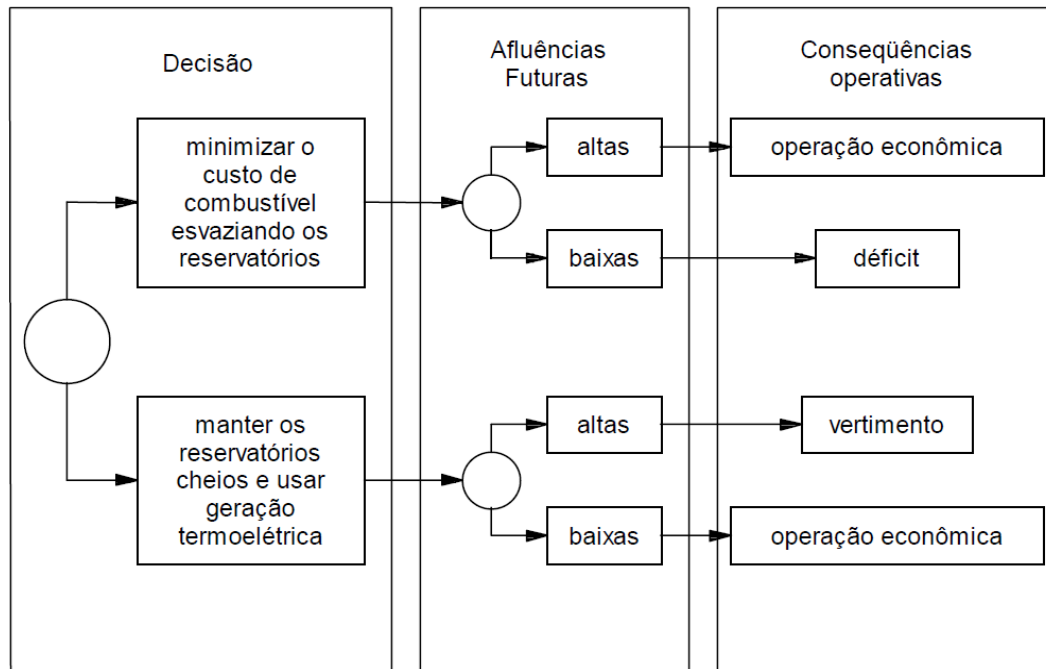


Figura 3-3 – Processo de decisão de despacho hidrotérmicos.

Fonte: Cepel, 2003.

Para a energia hidrelétrica, já bastante difundida e amplamente utilizada no Brasil, há uma extensa literatura sobre modelos de previsão. Os modelos podem ser classificados quanto a sua estrutura como modelos de previsão meteorológica, modelos estatísticos, métodos computacionais, ou modelos mistos. Esses modelos podem ter diferentes objetivos, como prever a vazão, prever a energia hidrelétrica, transformar dados de chuva em vazão, ou prever enchentes e outras anomalias. As principais técnicas aplicadas são análise de séries temporais; inteligência artificial; diversas metodologias de simulação; mineração de dados; pesquisa operacional. Os modelos mistos são resultado da combinação de técnicas meteorológicas, estatísticas, e/ou computacionais.

Os modelos meteorológicos abrangem conceitos de climatologia como, pressão atmosférica, temperatura do oceano, propagações climáticas, entre outras características físicas para realizar previsões meteorológicas. Em geral, realizam previsões de precipitação antes de estabelecer a previsão da vazão do rio. Mas

existem também os modelos hidrológicos⁹, voltados para a hidrologia física de bacias hidrográficas, que realizam interações entre o clima e a hidrologia física. Esses modelos permitem avaliar o impacto de mudanças climáticas sobre os recursos hídricos. Os sistemas de previsão de tempo e clima têm apresentado grande evolução na sua capacidade de previsão para subáreas cada vez menores – como já comentado, esses modelos buscam incorporar características específicas e obter melhores estimativas, [19].

O modelo meteorológico de previsão local ETA (1996), desenvolvido na Iugoslávia, é utilizado pelo ONS (Operador Nacional de Sistema) e realiza previsões de precipitação para bacias hidrográficas de cada subsistema. É um modelo de curto prazo que resulta em previsões diárias da precipitação acumulada em 24 horas. Sua área de cobertura engloba a maior parte da América do Sul e oceanos adjacentes.

A maior parte dos modelos estatísticos de previsão está baseada em dados passados da própria série histórica, que tentam extrair informações sobre o comportamento e capturar os efeitos sazonais do ciclo hidrológico. Além disso, os modelos de previsão para séries de vazão possuem horizontes de previsão de dias, meses e até anos a frente, dependendo do objetivo da modelagem.

Com o intuito de promover metodologias alternativas e realizar vários experimentos, sem o custo da aquisição, o estudo – “Comparação de métodos de previsão de vazões naturais afluentes a aproveitamentos hidroelétricos”, realizado por L. Guilhon, V. Rocha e J. Moreira, [22] – reuniu 41 propostas recebidas de diversos centros de pesquisa, e selecionou 6 metodologias que apresentaram melhores resultados, a partir de aplicações práticas comparáveis. Os modelos selecionados realizaram previsões para vazão média diária, com horizonte de até 12 dias a frente, e utilizaram informações de precipitação. Esse agrupamento de metodologias introduz um breve resumo do que já foi desenvolvido.

⁹Para maiores detalhes sobre modelos hidrológicos e aplicação da ciência, ver [47], [48].

O modelo MLP (Modelo Multi-Layer Perceptron), desenvolvido pela PUC-Rio, utiliza Redes Neurais para previsão da vazão da bacia do rio Iguaçu. O modelo MRD (Modelo de Regressão Dinâmica), também desenvolvido pela PUC-Rio, utiliza técnicas estatísticas de regressão dinâmica, para as bacias dos rios Paranaíba e Paraná. O modelo MFR (Modelo Fuzzy Recorrente), desenvolvido pela UFF em conjunto com a UFRJ, é um modelo misto que combina técnicas de mineração de dados, com o uso de Cubo OLAP, e Lógica Fuzzy recorrente.

Dentre os modelos físicos, foram selecionados: o modelo SMAP aplicado pelo LACTEC/PR; o modelo SMAP-MEL desenvolvido pela Fundação Centro Tecnológico de Hidráulica da USP, e o modelo MGB-IPH, desenvolvido pela Rhama Consultoria Ambiental Ltda. Os dois últimos são modelos mistos. O modelo SMAP-MEL é uma combinação do modelo físico SMAP e da utilização de técnicas estatísticas multivariadas, e o modelo MGB-IPH consiste em corrigir as previsões meteorológicas do modelo físico com técnicas estatísticas.

Outro modelo encontrado na literatura é o modelo Prev, desenvolvido pelo Instituto de Pesquisas Hidráulicas da UFRGS, aplica o método de diferenças na previsão de vazão. O modelo recebe dados de vazão em tempo real, e prevê a diferença entre a vazão no tempo t e a vazão n passos à frente, com base no histórico de diferenças calculadas no intervalo $[t-n; t]$. Os coeficientes são ajustados por mínimos quadrados, [43].

No Brasil, os modelos utilizados pelo ONS são os mais conhecidos, os principais¹⁰ são: NEWAVE (Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes Interligados), DECOMP (Modelo de Determinação da Coordenação da Operação de Médio Prazo) e DESSEM (Modelo de Determinação da Coordenação da Operação de Curto Prazo), desenvolvidos pelo Cepel. A definição de uma estratégia ótima para a operação do sistema elétrico é responsabilidade do ONS, que divide este processo em três etapas: planejamento de longo, médio e curto prazo.

¹⁰O funcionamento da cadeia de modelos necessita de vários modelos auxiliares com função de fornecer os dados necessários aos modelos principais, como previsão de carga, cronograma de manutenção das usinas, entre outros.

O modelo NEWAVE gera cenários sintéticos de vazão com horizonte de até cinco anos, a partir de dados mensais. Em seguida, calcula o despacho ótimo e simula a operação para distintos cenários de vazão, falhas e variações da demanda. Esta etapa define as metas ótimas de despacho hidráulico e térmico de longo prazo, para cada subsistema, [10]. O modelo DECOMP gera cenários sintéticos de vazão com horizonte de 2-6 meses a frente, a partir de dados semanais. Em seguida, incorpora ao seu processo de otimização, além dos cenários sintéticos de vazão, informações do NEWAVE, características específicas e restrições da operação do sistema elétrico, das usinas hidrelétricas e das usinas termoeletricas. Esta etapa define as metas ótimas semanais de despacho hidráulico e térmico de médio prazo, para cada usina, [8]. O modelo DESSEM determina o despacho ótimo através de um modelo matemático de otimização, que minimiza o custo presente e o custo futuro, cuja função é fornecida pelo modelo DECOMP, com horizonte de até 14 dias e possibilidade de discretização em intervalos de até meia-hora. Esta etapa refina as metas de despacho anteriores para definir a programação diária de geração de cada usina, sujeita às condições operacionais da rede elétrica, [9].

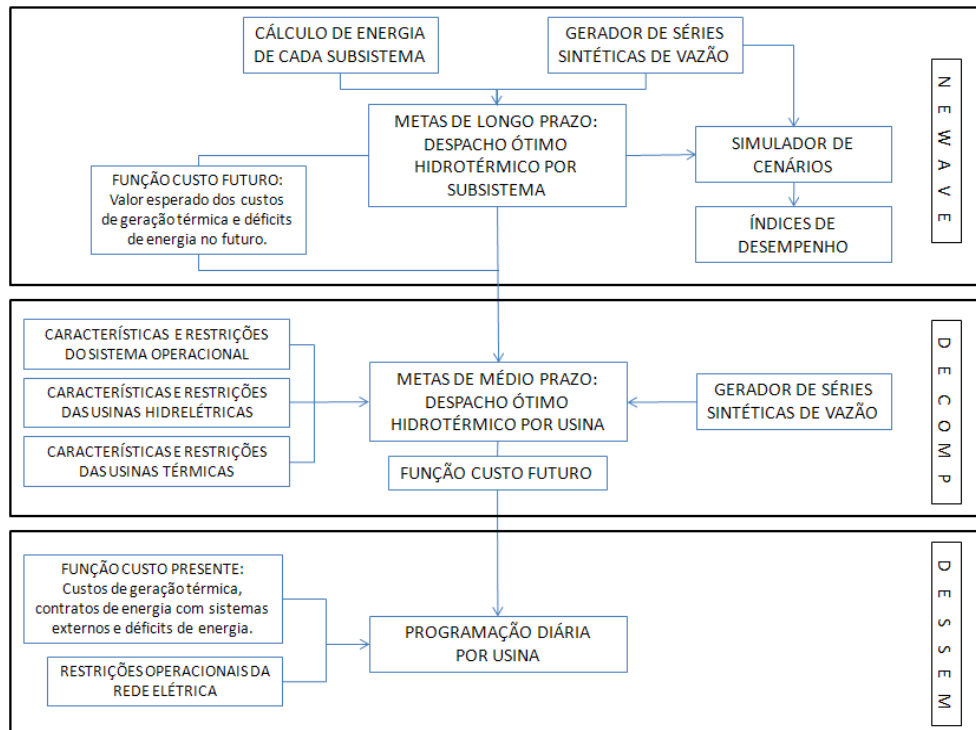


Figura 3-4 – Principais etapas do processo de planejamento.

Fonte: Própria.

Os custos marginais de operação (CMO) fornecidos pelos diversos modelos são utilizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para formar a base do PLD, ou preço de curto prazo ou preço *spot*.

3.3.1

Newave

A cadeia de modelos é composta por diversos modelos matemáticos e programas computacionais com objetivo de dar suporte às decisões do setor elétrico, com destaque para o modelo NEWAVE, que participa da principal etapa de planejamento, da qual os modelos seguintes irão depender. As decisões que se formam nesta etapa estão vinculadas às estratégias de expansão, investimentos para construção de novas usinas e de novas linhas de transmissão, que venham assegurar um suprimento confiável de energia no futuro.

O modelo NEWAVE é composto por quatro módulos de desenvolvimento: (1) módulo de cálculo de energia do subsistema equivalente; (2) módulo gerador de séries sintéticas; (3) módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica; e (4) módulo de simulação da operação (ver Figura 3-4).

3.3.1.1

Módulo1: Cálculo de Energia do Subsistema Equivalente

Este módulo tem o objetivo de quantificar toda a energia produzida no país, para isso, o NEWAVE emprega o conceito de energia equivalente, que representa todas as usinas de um subsistema por um reservatório equivalente de energia. O cálculo dos subsistemas equivalentes de energia não é trivial, e sua formulação deve considerar variáveis que detalham o curso das aflúncias e o aproveitamento das usinas hidrelétricas. Essas variáveis podem ser comuns a todas as usinas, específicas às usinas com reservatório de acumulação, específicas às usinas a fio d'água, ou variáveis informadas externamente (ver Figura 3-5). As últimas, geralmente, estão associadas a novas usinas, em fase de instalação, que ainda não exercem plena função, e induziria a um erro no aproveitamento dos reservatórios a montante.

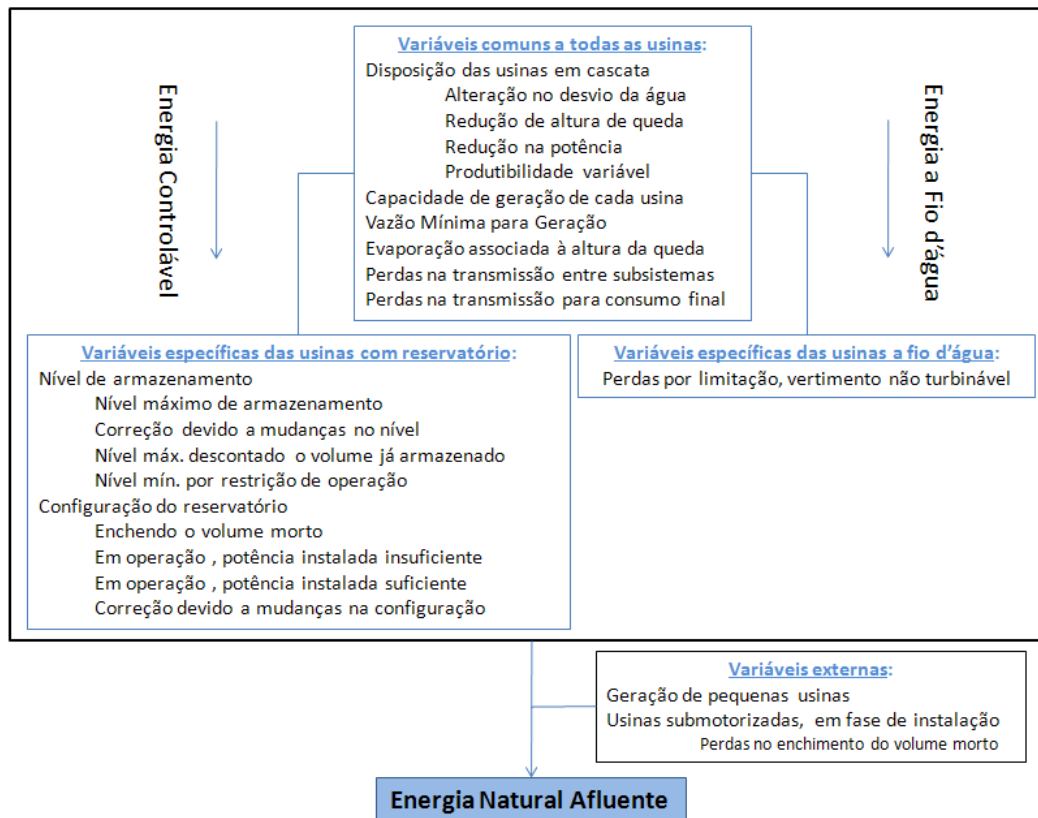


Figura 3-5 – Variáveis para cálculo de energia do subsistema.

Fonte: Própria.

A possibilidade de utilizar o estoque de água de reservatórios durante períodos de estiagem chama-se regularização de vazão. Por isso, as usinas com reservatório, possuem maior controle sobre sua geração, e a soma das energias produzidas por este grupo de usinas é a energia controlável do subsistema equivalente. Analogamente, a energia a fio d'água é obtida pela soma de energias produzidas por usinas a fio d'água. O resultado da soma das energias, controlável e fio d'água de cada subsistema, é a energia natural afluente (ENA) do subsistema equivalente.

3.3.1.2

Módulo2: Gerador de Séries Sintéticas

Análises probabilísticas estão cada vez mais inseridas no planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos, criando a necessidade de desenvolver uma modelagem estocástica capaz de gerar séries sintéticas de vazões, através do mesmo processo gerador que deu origem à série histórica. O conjunto de séries geradas compõe uma amostra de tamanho necessário para estimar índices de risco

com incertezas aceitáveis. Esse módulo utiliza uma generalização do modelo autoregressivo (AR), o modelo autoregressivo periódico PAR(p). Este modelo é caracterizado pela variação dos parâmetros no tempo e é capaz de captar a correlação periódica da série.

3.3.1.2.1

Estrutura do Modelo PAR(p)

Considere a série temporal periódica $\tilde{Z}_t, t = 1, \dots, ns$, onde s representa o número de períodos (o modelo NEWAVE considera $s = 12$), n representa o número de anos. Portanto, o índice de tempo t pode ser reescrito em função do índice de anos $r = 1, \dots, n$ e do índice de meses $m = 1, \dots, s$:

$$t(r, m) = (r - 1) \cdot s + m \quad (3.1)$$

Dessa forma, $\tilde{Z}_{t(r,m)}$ representa a observação da série \tilde{Z}_t no mês m do ano r . Como as médias sazonais da série são dadas por $\mu_m = E[\tilde{Z}_{t(r,m)}]$ e as funções de autocovariância por $\gamma_m(t) = cov[\tilde{Z}_{t(r,m)}, \tilde{Z}_{t(r,m)+j}]$, um processo $\tilde{Z}_{t(r,m)}$ é dito periodicamente estacionário com período s , se para um número qualquer k , tem-se: $\mu_m = \mu_{m+ks}$ e $\gamma_m(t) = \gamma_{m+ks}(t)$, em que $\gamma_m(0) = \sigma_m^2$ é a variância do processo no mês m .

O modelo PAR(p_m), de ordem p_m , é a forma mais utilizada para processos periódicos, onde a ordem escolhida varia de acordo com o mês analisado. Este é definido como:

$$Z_{t(r,m)} = \sum_{i=1}^{p_m} \phi_{i,m} \cdot Z_{t(r,m)-i} + a_{t(r,m)} \quad (3.2)$$

Onde:

$Z_{t(r,m)}$ = série padronizada: $Z_{t(r,m)} = \frac{\tilde{Z}_{t(r,m)} - \mu_m}{\sigma_m}$ e,

$a_{t(r,m)}$ = sequência de ruídos com:

$$E[a_{t(r,m)}] = 0$$

$$E[a_{t(r,m)}, a_{t(r,m)+j}] = \begin{cases} \tau_m^{-1}, & \text{para } j = 0, \\ 0, & \text{para } j \neq 0 \end{cases}$$

Assim escreve-se para cada mês m :

Z_m = vetor de observações de dimensão $n_m \times 1$;

X_m = matriz com as observações regressoras de dimensão $n_m \times p_m$;

Φ_m = vetor de parâmetros autoregressivos de dimensão $p_m \times 1$;

τ_m = parâmetro que representa o inverso da variância do ruído para cada mês m .

As etapas que seguem ao ajuste do modelo são:

- (i) Identificação do modelo: consiste na escolha do número de termos autoregressivos (ordem p_m) para cada mês, com o objetivo de ajustar o modelo mais parcimonioso. Os principais métodos utilizados são: a análise das funções de autocorrelação periódica e autocorrelação parcial periódica, e os critérios AIC e BIC.
- (ii) Estimação dos parâmetros do modelo: consiste na escolha de um método de estimação; o modelo NEWAVE utiliza estimadores obtidos pelo Método dos Momentos.
- (iii) Verificação do modelo: consiste em verificar se as hipóteses assumidas durante as etapas anteriores foram atendidas, através de testes estatísticos. Caso os resultados não sejam satisfatórios, deve-se retornar à primeira etapa para nova especificação do modelo.
- (iv) Geração de séries sintéticas de afluições a partir do modelo $PAR(p_m)$, a cada instante t e mês m , $Z_{t(r,m)}$ é obtido como uma função de valores $Z_{t(r,m)-i}$, $i=1, \dots, p_m$, e de um sorteio de a_t .
- (v) Validação do modelo: consiste em avaliar o desempenho do modelo. O modelo NEWAVE aplica os seguintes critérios: comparação dos momentos gerados com os históricos, verificação do sinal dos coeficientes autoregressivos, aplicação de testes em variáveis aleatórias relevantes, sob a hipótese de que as séries geradas e as séries históricas são amostras provenientes de distribuições idênticas. No caso de variáveis discretas, usa-se o teste de igualdade de duas distribuições multinomiais, e no caso de variáveis contínuas, o teste de Smirnov para duas amostras. Em termos univariados, realiza-se a

comparação entre os índices de desempenho calculados a partir das séries geradas e os índices históricos.

3.3.1.3

Módulo3: Cálculo da Política de Operação Hidrotérmica

Este módulo determina a política de operação mais econômica para os subsistemas equivalentes, através do despacho ótimo hidrotérmico. Com essa finalidade, aplica-se a programação dinâmica dual estocástica, cujo principal objetivo consiste em encontrar o conjunto de decisões que minimize o valor esperado do custo total da operação a cada período. O custo total da operação envolve o custo de combustível das usinas termoelétricas e as penalidades por déficits de energia.

O algoritmo utiliza uma aproximação da função custo, construída de forma recursiva, que considera as incertezas nas afluências futuras e sua estrutura de autocorrelação (*módulo2*), e o cálculo de energias dos subsistemas equivalentes (*módulo1*). O algoritmo também incorpora em seu cálculo, informações que influenciam o resultado da operação hidrotérmica, como dados de reservatórios, demanda de energia, limites na geração térmica, capacidade máxima de geração hidráulica, limites operacionais, limites de intercâmbio de energia entre os subsistemas, limites de armazenamento, entre outras.

Além do despacho hidrelétrico e despacho térmico, são disponibilizados nesta etapa: a ordem de ativação das usinas termoelétricas, definida pela ordem de custo unitário; o custo imediato da operação em função da geração das unidades térmicas; e a função custo futuro para cada período.

3.3.1.4

Módulo4: Simulação da Operação

Neste módulo, as decisões de despacho do período e a função custo futuro (*módulo3*) são simuladas no horizonte de planejamento, para diferentes cenários

de afluições (*módulo*²), incluindo circunstâncias diversas como falhas dos componentes e variações da demanda.

Esta etapa destina-se ao cálculo de índices de desempenho, fundamentais ao planejamento de estratégias de longo prazo, como o risco de déficit, os valores esperados do custo de operação, da energia não suprida, do intercâmbio, da geração hidrelétrica e térmica, e do custo marginal de operação dos subsistemas.

3.4

Complementaridade

No Brasil, como uma parcela expressiva da produção de eletricidade é proveniente das usinas hidrelétricas, existe uma relação de dependência entre a quantidade produzida e a regularidade das chuvas. A insuficiência de precipitação por períodos prolongados pode comprometer o abastecimento do país. Estudos já realizados [1], [2], [34], [35], confirmam a existência de complementaridade sazonal entre os regimes de vento e vazão em várias regiões do país, que representa uma forma de garantir maior estabilidade na oferta de energia.

Neste sentido, o estudo – “Oferta de energia através da complementaridade sazonal hidro-eólica”, [34] – colaborou com a análise da complementaridade entre a vazão do rio São Francisco e a energia eólica dos locais com maior potencial eólico do Nordeste. O cálculo da energia eólica envolveu as velocidades médias mensais de vento, medidas a dez metros de altura por estações anemométricas e a escolha de um aerogerador com sua respectiva curva de potência. Essas simulações demonstraram que a inserção da energia eólica no sistema elétrico pode aumentar a capacidade de regularização proporcionada pelos reservatórios. *“Podemos evitar a utilização da água do rio, principalmente durante o segundo semestre do ano, quando ocorrem as menores vazões afluentes e se atinge o maior potencial de energia pela força dos ventos alísios”*, explica Manoel Henrique Marinho, autor do estudo.

Além da complementaridade sazonal, existe a complementaridade geográfica entre as áreas propícias para a instalação de parques eólicos e a localização das

usinas hidrelétricas. Os locais com grande potencial eólico, favoráveis a instalação de parques eólicos, estão situados ao longo da costa perto dos centros de consumo. Por outro lado, a maioria das usinas hidrelétricas fica afastada dos centros de consumo, no interior do país. A complementaridade entre os regimes de vento e vazão de diferentes subsistemas pode contribuir na redução das perdas de energia, que estão relacionadas à extensão do sistema de transmissão, e aumentar o fator de capacidade do setor hidrelétrico.

3.5

Contribuição deste Trabalho

A contribuição deste trabalho consiste na elaboração de uma metodologia estatística, que considere a complementaridade entre os regimes vento e vazão, localizados em diferentes subsistemas. Para o conjunto de dados específico deste trabalho, as séries analisadas pertencem ao subsistema Nordeste – com maior potencial eólico – e Sudeste com maior geração e consumo de energia, respectivamente. Além dessas variáveis, o modelo também contempla variáveis externas que representam a produção total de energia dos quatro subsistemas hidrelétricos do Brasil. O processo de modelagem é composto por três estágios: (1) especificação do modelo com as variáveis relevantes; (2) aplicação do algoritmo de mínimos quadrados ponderados recursivo; (3) estimação robusta para *outliers* em séries temporais e reestimação do modelo proposto; e (4) geração de cenários integrados vento e vazão.