

5

MODELOS UTILIZADOS NO PLANEJAMENTO E PROGRAMAÇÃO DA OPERAÇÃO DO SIN

5.1

MODELOS HIDROLÓGICOS – PREVISÃO DE VAZÕES E GERAÇÃO DE CENÁRIOS NO ONS

A previsão de vazões semanais e a geração de cenários hidrológicos são insumos de extrema importância para a operação do Sistema Interligado Nacional. Com base nestas informações, são realizados o Programa Mensal da Operação – PMO e suas revisões.

A principal ferramenta utilizada na previsão é o modelo estocástico univariado, desenvolvido pelo CEPEL, de nome PREVIVAZ (Maceira et al., 1999). Este modelo é utilizado para prever as vazões semanais de quase todas as bacias do SIN, com exceção da bacia do Rio Iguaçu, onde é utilizado um modelo complementar ao PREVIVAZ, o Modelo de Previsão de Classes de Vazão – MPCV (Cataldi et al., 2007), que considera informações de precipitação observada e prevista (Rocha et al., 2007).

As previsões diárias de vazão natural são feitas em sua grande parte pelos diferentes Agentes de Geração e complementadas pelo ONS com auxílio dos modelos PREVIVAZH, desenvolvido pelo CEPEL (2002), e CPINS que faz o Cálculo e Previsão de Vazões Incrementais e Naturais a Sobradinho (Paiva e Acioli, 2007) desenvolvido pela CHESF/ONS. O CPINS é utilizado somente para o trecho da bacia do rio São Francisco incremental a UHE Sobradinho, é um modelo de propagação baseado na rotina de propagação do modelo SSARR (Streamflow Synthesis and Reservoir Regulation) (Rocha, et al., 2007).

Após a fase de previsão diária, o ONS consolida as previsões de vazões médias diárias enviadas pelos diferentes Agentes de Geração e ou processadas pelo próprio ONS,

para o fechamento da vazão natural ¹ média da semana em curso, utilizada como insumo básico para a obtenção das previsões de vazões semanais para as semanas seguintes.

Uma vez consolidados os dados diários, o ONS dá início ao processamento dos modelos de previsão de vazões semanais (PREVIVAZ e o MPCV) para obter as previsões de vazões semanais até o fechamento do mês em curso para todos os *postos base*². É então, nesta etapa, que as previsões de vazões são calculadas para os demais aproveitamentos hidroelétricos do SIN por regressão, a partir das previsões feitas nos postos-base.

É através destes modelos que o ONS incorpora ao Planejamento da Operação a estocasticidade das chuvas e das vazões, que repercutem diretamente na operação do SIN, pois é com base nas previsões fornecidas que os modelos de otimização eletroenergética são processados.

O Programa Mensal de Operação utiliza o modelo DECOMP desenvolvido pelo CEPREL (2004) que, partindo da previsão de vazões semanais para o mês em curso e dos cenários de afluições para o segundo mês, calcula o Custo Marginal de Operação visando à minimização do custo imediato e do custo futuro. Os resultados dessa modelagem determinam a política de geração para cada aproveitamento hidroelétrico e para cada usina térmica para o uso ótimo dos recursos existentes.

A previsão de vazões é de suma importância no Planejamento da Operação do SIN, visto que serve como insumo básico para o cálculo do custo marginal e para a definição dos montantes de geração de todos os aproveitamentos do SIN, objetivando a otimização dos recursos hidrotérmicos e de transmissão existentes. O Custo Marginal de Operação serve de base para a definição dos preços da energia no curto prazo e dos montantes de geração das diferentes usinas, influenciando diretamente no faturamento das empresas de geração.

1 Para se obter as vazões naturais aos locais de aproveitamentos é necessário desfazer o efeito de ações antrópicas decorrentes da operação dos reservatórios, assim como incorporar as parcelas de vazões de uso consuntivo e a evaporação líquida (diferença entre a evaporação de lago e a evapotranspiração).

2 As previsões de vazões naturais no ONS são elaboradas de forma direta para os locais denominados de *postos base*, ou de forma indireta, a partir de regressões lineares obtidas a partir das previsões realizadas para um posto base próximo. Desta forma, os aproveitamentos que terão suas vazões previstas a partir de um modelo são denominados *postos base*, e aqueles cuja previsão é obtida a partir das equações de regressão são denominados *postos não base*.

5.1.1

MODELO PREVIVAZH

No setor elétrico brasileiro, convencionou-se que a semana operativa tem seu início no sábado e seu término na sexta-feira. Atualmente, o ONS realiza a previsão de vazões para o PMO nas terças-feiras, e as revisões nas quartas-feiras. Desse modo, na data da realização da previsão de vazões do PMO e suas revisões a semana operativa em curso está sempre incompleta.

Como o PREVIVAZ é um sistema de modelos de base semanal, é necessário que todas as semanas do histórico estejam completas, incluindo a semana operativa em curso. Para completar essa última semana, o ONS conta então com as previsões diárias realizadas pelos agentes, ou no caso do não envio dessas previsões, esse Operador executa os modelos de previsões de vazões diárias que são o PREVIVAZH e o CPINS.

O modelo de Previsão de Afluências Diárias – PREVIVAZH, desenvolvido pelo CEPREL (2002), tem como objetivo fornecer previsões diárias de afluências a aproveitamentos hidroelétricos do Sistema Hidroelétrico Brasileiro. Estas previsões são obtidas a partir da desagregação das previsões de afluências semanais fornecidas pelo PREVIVAZ, o que garante a preservação da estrutura de dependência temporal das previsões semanais usadas no Planejamento de Curto Prazo e, incorpora a variabilidade característica do processo natural a nível diário, a partir do tratamento dado às vazões pelo modelo de geração de vazões diárias.

5.1.2

MODELO PREVIVAZ

O planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos é uma tarefa complexa, visto que existem várias características do sistema, tais como o acoplamento temporal entre as decisões e a estocasticidade em relação às afluências futuras, que dificultam a tomada de decisão.

A existência de reservatórios de regularização plurianual faz com que qualquer decisão tomada no presente sobre o deplecionamento do reservatório influencie a capacidade de geração do sistema também no futuro. Além disso, devido ao regime aleatório das afluências hidrológicas futuras não é possível garantir a plena capacidade futura de geração hidroelétrica do SIN.

Para contornar este problema, e melhorar o desempenho da operação do sistema aumentando benefícios e reduzindo riscos e custos, o ONS faz uso de previsões hidrológicas e geração de cenários sintéticos de afluências naturais. Os modelos hidrológicos tem sido de grande valia na operação do sistema brasileiro, e cada vez surgem mais técnicas de previsão, como redes neurais e mineração de dados que tendem a melhorar cada vez mais os resultados das previsões, tornando assim o planejamento da operação mais eficiente.

A ferramenta matemática atualmente em uso pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico para modelagem estocástica das afluências semanais é o sistema desenvolvido pelo CEPEL, denominado *PREVIVAZ* (Maceira et al.,1999 e CEPEL, 2004). O *PREVIVAZ* é um sistema de modelos estocásticos de previsão de afluências semanais para até seis semanas à frente, que abrange uma combinação de **94 modelagens** resultantes da combinação dos modelos de estrutura de correlação periódica ou estacionária, de métodos de estimação de parâmetros e de diferentes transformações.

Além do *PREVIVAZ*, existem também o *PREVIVAZM* (CEPEL, 2003) e *PREVIVAZH* (CEPEL, 2002) que são modelos de previsão das afluências hidrológicas aos aproveitamentos hidroelétricos com discretização mensal (até 12 meses) e diária (até 14 dias), respectivamente.

A Figura 5.1 ilustra as possíveis estruturas de correlação do *PREVIVAZ*. Somadas a estas possibilidades, existem os métodos de estimação e as transformações que, combinados, resultam nas 94 opções de modelagens do *PREVIVAZ*. Os Métodos de Estimação de Parâmetros que podem ser utilizados são:

- ⊗ Momentos
- ⊗ Regressão em relação à origem das previsões
- ⊗ Regressão simples

As Transformações utilizadas são:

- ⊗ Box & Cox
- ⊗ Box & Cox com ou sem transformação
- ⊗ Logarítmica
- ⊗ Logarítmica com ou sem transformação
- ⊗ Sem transformação

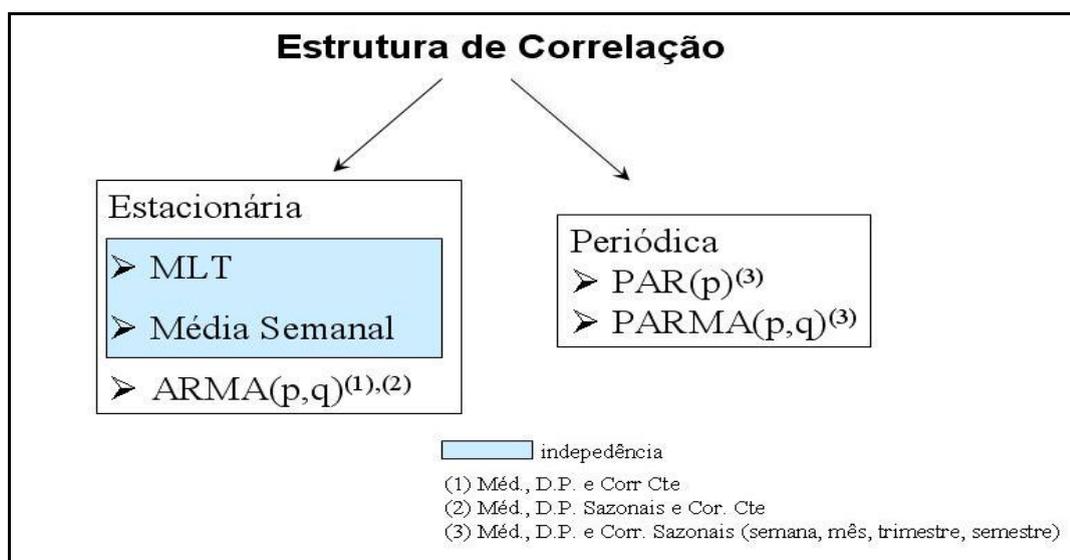


Figura 5.1: Possíveis Estruturas de Correlação do PREVIVAZ
Fonte: ONS

As previsões semanais das afluições feitas pelo PREVIVAZ são utilizadas como subsídio à Programação do primeiro mês do Programa Mensal da Operação – PMO e suas revisões. Deste modo, ele é executado ao final de cada mês, para elaborar o PMO do mês seguinte e, durante o mês em curso é rodado semanalmente para a realização das revisões do PMO.

Este modelo analisa a série histórica de afluições semanais de cada aproveitamento, e seleciona para cada semana um modelo estocástico dentre as diversas alternativas de modelagem estocástica de vazões semanais.

Para modelar a série deve-se atentar para alguns cuidados, como:

- Representar as principais características da série histórica de vazões.
- Sazonalidade e Estrutura de Correlação Periódica ou Estacionária.
- A modelagem final é uma combinação do modelo estocástico escolhido e do método de estimação adotado e depende das características da série que se deseja preservar.
- Retirar a sazonalidade da série, subtraindo-se a média e dividindo-se pelo desvio padrão.
- Aplicar alguma transformação, se necessário, para tornar a série homocedástica (variância constante).

Os modelos estocásticos do PREVIVAZ variam desde os clássicos auto-regressivos AR (p), ou auto-regressivos e de médias móveis ARMA (p,q) propostos na literatura (Box e Jenkins, 1970) até modelos periódicos mais sofisticados como o modelo PARMA (p,q) (Hipel e Mcleod, 1994), para os quais são admitidas investigações de até quarta ordem.

Os Modelos utilizados são os 47 listados abaixo, que ao se optar entre usar ou não usar alguma transformação, o número de modelos dobra, resultando nas 94 modelagens que seguem.

- ⊗ MLT - (média de todas as semanas)
- ⊗ SAZONAL - (média da semana)
- ⊗ AR(p) - com p de 1 a 4
- ⊗ ARMA(p,1) - com p de 1 a 3
- ⊗ PAR(p) - com p de 1 a 4 - momentos+semanal
- ⊗ PAR(p) - com p de 1 a 4 - momentos+mensal
- ⊗ PAR(p) - com p de 1 a 4 - momentos+trimestral
- ⊗ PAR(p) - com p de 1 a 4 - momentos+semestral
- ⊗ PAR(p) - com p de 1 a 4 - regressão em relação à origem
- ⊗ PARMA(p,1) - com p de 1 a 3 - momentos+semanal
- ⊗ PARMA(p,1) - com p de 1 a 3 - momentos+mensal
- ⊗ PARMA(p,1) - com p de 1 a 3 - momentos+trimestral
- ⊗ PARMA(p,1) - com p de 1 a 3 - momentos+semestral
- ⊗ PARMA(p,1) - com p de 1 a 3 - regressão em relação à origem
- ⊗ PARMA(p,1) - com p de 1 a 3 - regressão simples

A fim de identificar um modelo estatístico que se ajuste ao comportamento estocástico das afluições do SIN o modelo realiza uma análise do histórico das afluições conhecidas e consolidadas para o período com dados de elevada confiabilidade. Desta análise, extraem-se alguns índices como:

- ⊗ Média;
- ⊗ Desvio Padrão
- ⊗ Correlação Temporal (mede a dependência do evento com dados anteriores);
- ⊗ Correlação Espacial (indica o quanto um evento em um local depende do que está ocorrendo em outro local).

OBS: (o PREVIVAZ não usa a correlação espacial)

A escolha entre as 94 modelagens é feita objetivando o uso mais eficiente e robusto da informação contida nos registros recentes de aflúncias semanais ao aproveitamento analisado. Isto é feito, tendo como base a média dos desvios padrão dos erros de previsão das alternativas de modelagens calculados para a primeira metade da série histórica, tendo-se estimado os parâmetros com a segunda metade e, para a segunda metade da série histórica, tendo-se estimado os parâmetros com a primeira metade. O modelo escolhido será aquele que apresentar a **menor média de desvio padrão do erro de previsão**. Os parâmetros do modelo, são então obtidos utilizando-se toda a série.

Para realizar a previsão das vazões semanais afluentes aos aproveitamentos do SIN, o PREVIVAZ executa o seguinte algoritmo básico para a série de 52 semanas (1 ano):

Passo 1: Realiza-se a transformação da série, se indicada pelo usuário;

Passo 2 : Divide-se a série transformada em duas metades, estimam-se os parâmetros para a primeira metade e verifica-se o erro médio quadrático para a outra metade.

Passo 3 : Repete-se o passo 2, fazendo-se a estimação dos parâmetros com a segunda metade da série e a verificação do erro para a primeira metade, conforme indicado na Figura a seguir.

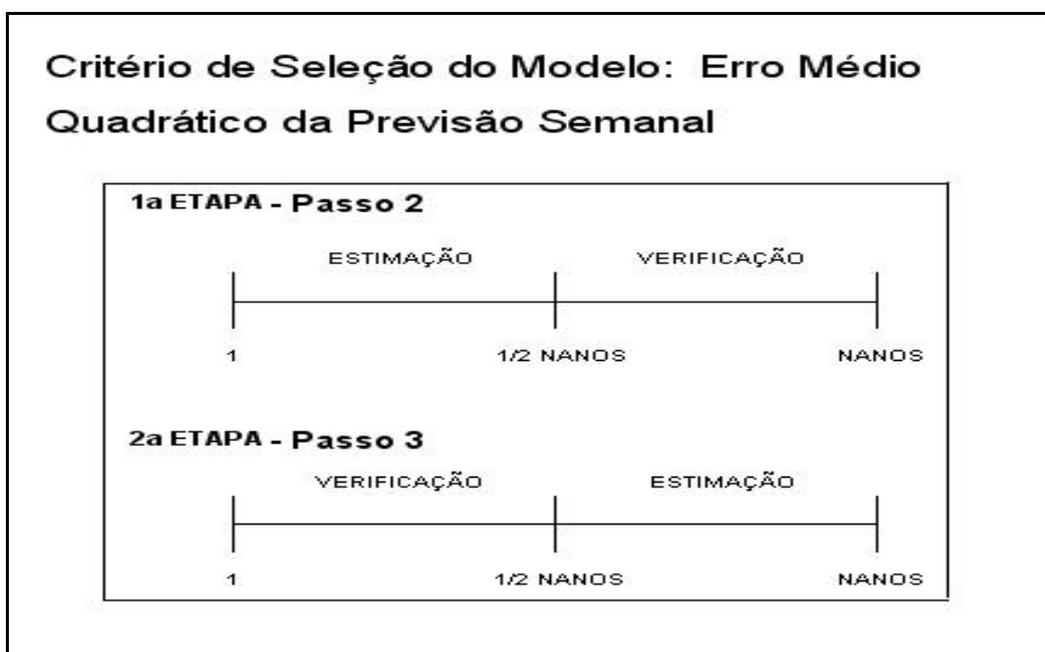


Figura 5.2: Critério de Seleção do Sistema de Modelos PREVIVAZ
Fonte: ONS

O Erro Médio Quadrático de previsão é dado pela seguinte fórmula:

$$\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (X_{prev}^i - X_{obs}^i)^2}{N}}$$

Onde,

X_{prev}^i - Vazão prevista no instante i

X_{obs}^i - Vazão observada no instante i

N – Número total de semanas da metade do histórico

Passo 4 : Seleciona-se como melhor modelo para cada semana aquele que obtiver menor Erro Total, que é dado pela média dos dois erros médios quadráticos obtidos nos passos 2 e 3.

Passo 5 : A partir do modelo selecionado estimam-se os parâmetros para a série completa, e com este, calcula-se a previsão da semana seguinte.

Passo 6 : Retira-se a transformação dos resultados calculados para obter as vazões desejadas.

Uma vez escolhido o modelo adequado, o PREVIVAZ dá a previsão para cada aproveitamento do SIN com discretização semanal, para o horizonte dentro do primeiro mês (mês do PMO). Partindo da média destas previsões, o modelo gerador de cenários, GEVAZP, (Maceira e Mercio, 1997) fornece cenários de vazões para o segundo mês à frente que servirão para o cálculo do Custo Futuro no curto prazo.

O encadeamento entre os modelos de previsão de vazões e o modelo de geração de cenários hidrológicos pode ser visualizado através da Figura 5.3.

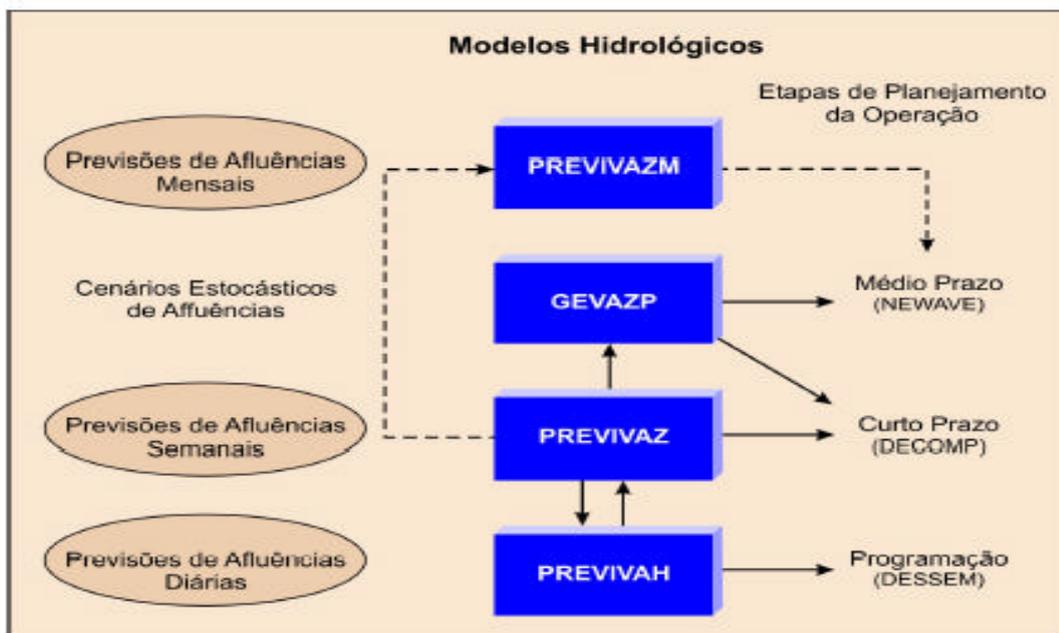


Figura 5.3: Cadeia de Modelos Hidrológicos
Fonte: CEPEL

5.1.3

MODELO PREVIVAZM

O modelo PREVIVAZM desenvolvido pelo CEPEL (2003) tem como objetivo fornecer previsões mensais de afluências a aproveitamentos hidroelétricos do Sistema Hidroelétrico Brasileiro para um horizonte de até 12 meses, sendo uma ferramenta para estudos especiais de verificação de condições de atendimento da demanda energética no horizonte anual.

O PREVIVAZM foi desenvolvido com base no modelo PREVIVAZ e segue a mesma abordagem, adaptando-a ao intervalo mensal e ao horizonte de 12 meses, mantendo-se o procedimento de estimação e escolha do melhor algoritmo de previsão. A Tabela 3 apresenta os algoritmos de previsão implementados no modelo PREVIVAZM. Estes algoritmos podem também ser aplicados às séries históricas de vazões mensais com transformação Box-Cox ou Logarítmica e nas séries sem transformação.

Tabela 5.1: Modelos Implementados no PREVIVAZM

Modelo de Previsão	Característica	Método de Estimação
CONSTANTE	previsão pela média anual	momentos
SAZONAL*	previsão pela média do mês	momentos
AR(p) ($1 \leq p \leq 4$)*	estrutura de correlação estacionária	momentos
ARMA(p,1) ($1 \leq p \leq 3$)*	estrutura de correlação estacionária	momentos
PAR(p)-G1 ($1 \leq p \leq 4$) *	estrutura de correlação sazonal mensal	momentos
PAR(p)-G2 ($1 \leq p \leq 4$) *	estrutura de correlação sazonal trimestral	momentos
PAR(p)-G3 ($1 \leq p \leq 4$) *	estrutura de correlação sazonal semestral	momentos
PARMA(p,1)-G1 ($1 \leq p \leq 4$) *	estrutura de correlação sazonal mensal	momentos
PARMA(p,1)-G2 ($1 \leq p \leq 4$) *	estrutura de correlação sazonal trimestral	momentos
PARMA(p,1)-G3 ($1 \leq p \leq 4$) *	estrutura de correlação sazonal semestral	momentos
PARMA(p,1)-R ($1 \leq p \leq 3$) *	estrutura de correlação sazonal	regressão simples

* Estes modelos são aplicados a séries com transformação Box & Cox, Logarítmica ou nas séries sem transformação.

** G1 => é um modelo de correlação mensal

G2 => é um modelo de correlação trimestral

G3 => é um modelo de correlação semestral

5.1.4

MODELO GEVAZP

A hidrologia é considerada parte determinística e parte estocástica. Para cada semana do primeiro mês do planejamento as aflúências são consideradas conhecidas, utilizando-se as previsões obtidas pelos modelos PREVIVAZ (Maceira et al., 2007) e CPINS (Paiva e Acioli, 2007). Para horizontes de tempo maiores, a incerteza nas aflúências naturais aumenta e desse modo uma única previsão não é suficiente para determinar o processo estocástico que a originou.

Para contornar este problema, ajusta-se um modelo pelo qual acredita-se que a série histórica tenha sido produzida e a partir dele são geradas as *séries sintéticas*. E é neste âmbito que se insere o modelo gerador de cenários GEVAZP (CEPEL, 2002).

O GEVAZP gera cenários para dois escopos, o de curto prazo e o de médio prazo. Partindo das previsões do modelo PREVIVAZ para o primeiro mês do planejamento, o modelo GEVAZP fornece **cenários de vazões** para o segundo mês à frente que são utilizados pelo **DECOMP** (CEPEL, 2004) para calcular o Custo Futuro no curto prazo. Partindo do valor da afluência verificada no mês anterior ao primeiro mês do planejamento, o modelo GEVAZP fornece **cenários de energia afluente** para até cinco anos à frente que são utilizados pelo **NEWAVE** (CEPEL, 2006) para cálculo do Custo Futuro.

Desta forma, são gerados cenários de vazões para o curto prazo pelo GEVAZP Vazões e cenários de energia para o médio prazo pelo GEVAZP Energia.

Os cenários hidrológicos podem ser representados através de uma árvore de afluências, com probabilidades de ocorrência associadas a cada ramo. A Figura 5.4 mostra uma estrutura de cenários para um horizonte de estudo de quatro meses, onde o primeiro mês está dividido em cinco semanas com afluências supostas conhecidas.

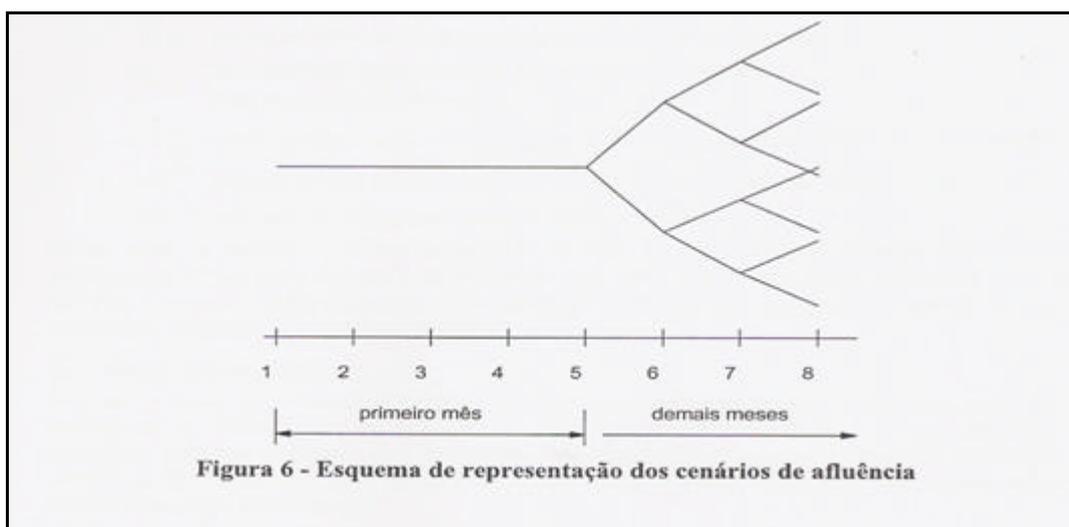


Figura 5.4: Cadeia de Modelos Hidrológicos
Fonte: CEPEL – Manual do DECOMP

O GEVAZP Vazões constrói os cenários de afluências para o segundo mês do planejamento, partindo da média dos valores semanais previstos pelo PREVIVAZ. É através destes cenários, que a estocasticidade das vazões é inserida no planejamento do curto prazo por meio do modelo DECOMP. Desse modo, o DECOMP está apto a prosseguir com a otimização do planejamento energético, considerando a estocasticidade das vazões, porém com a indicação da Função de Custo Futuro.

O GEVAZP Energia constrói os cenários mensais de energia afluyente até cinco anos à frente, que serão utilizados para calcular a Função de Custo Futuro do médio prazo.

Para calcular a Função de Custo Futuro, é necessário um conhecimento prévio do modelo estocástico que representa as afluições. Conhecendo-se este modelo, pode-se sortear um grande número de hipóteses de afluições e acompanhar a evolução do sistema durante os próximos cinco anos para cada trajetória sorteada, correspondente a cada hipótese de afluição, e calcular o custo futuro médio de todas as situações propostas.

O modelo estocástico, utilizado no GEVAZP, capaz de se ajustar ao comportamento das afluições é o modelo PAR (p). Este é o modelo proposto para ser utilizado no Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes Interligados – NEWAVE (CEPEL, 2006) e no Modelo de Determinação da Coordenação da Operação a Médio Prazo – DECOMP (CEPEL, 2004).

A Figura 5.5 ilustra a seqüência do processo de previsão para o PMO. No primeiro mês (mês da previsão) as previsões são feitas semanalmente pelo PREVIVAZ e a partir da média destes valores o GEVAZP gera os cenários de vazões afluentes para o segundo mês. Estes cenários são utilizados pelo DECOMP para construir a Função de Custo Futuro do curto prazo e com isso, estabelecer a política e a estratégia de operação.

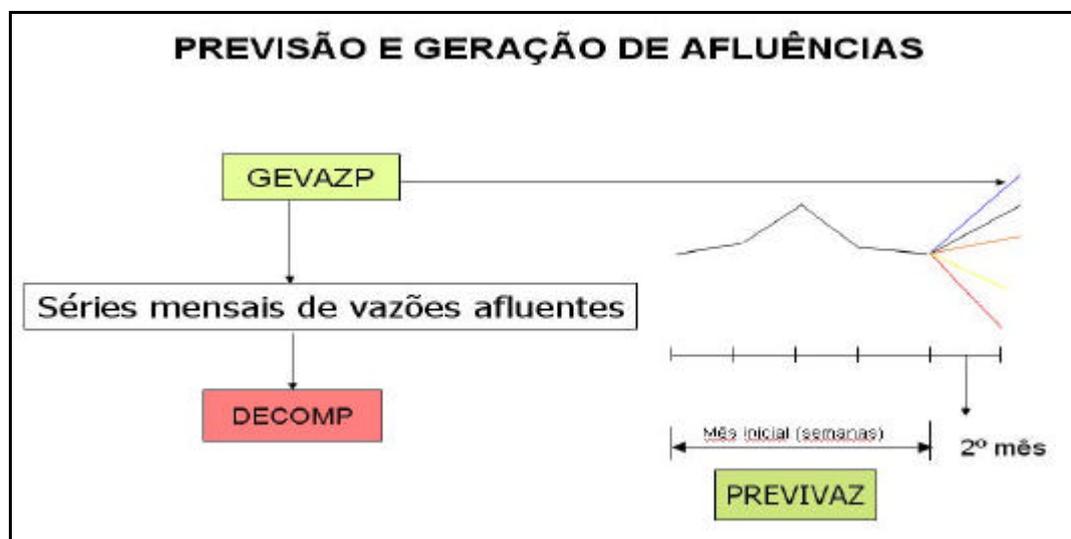


Figura 5.5: Interação do GEVAZP com o DECOMP

A Figura 5.6 ilustra a continuidade do processo anterior, porém no âmbito do médio prazo. O GEVAZP gera, para o NEWAVE, cenários mensais de energia afluyente para um horizonte de cinco anos à frente partindo do valor da afluição verificada no mês anterior. É

com base nestes cenários de afluência que o NEWAVE calcula a estratégia de operação para o médio prazo, e traça a Função de Custo Futuro.

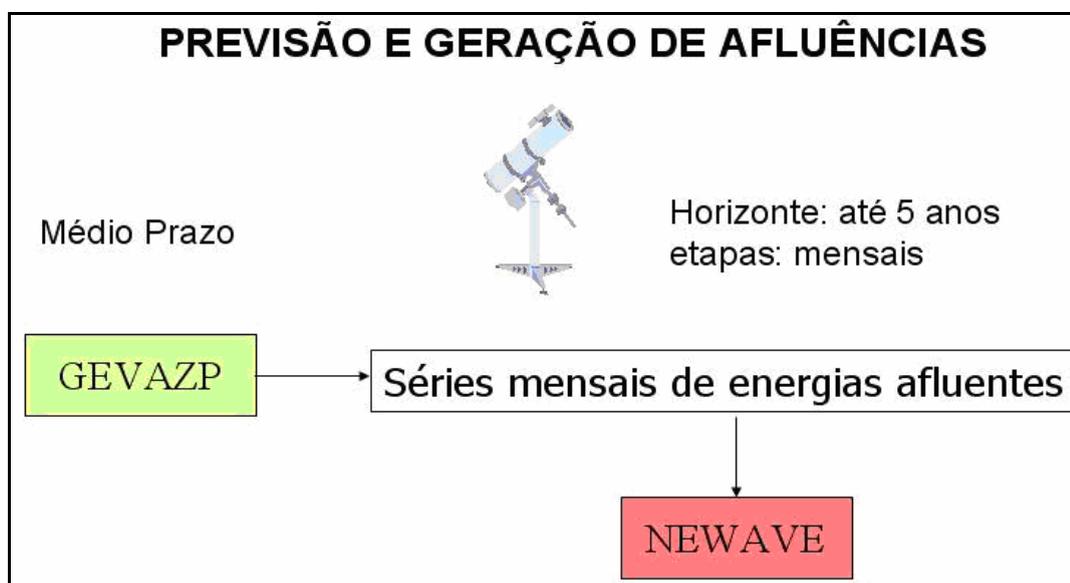


Figura 5.6: Interação do GEVAZP com o NEWAVE

5.2

MODELOS DE OTIMIZAÇÃO ENERGÉTICA

Os objetivos de economia de operação e confiabilidade de atendimento são claramente antagonísticos: a máxima utilização da energia hidroelétrica disponível a cada etapa é a política mais econômica, pois minimiza os custos de combustível. Entretanto, esta política é a menos confiável, pois resulta em maiores riscos de déficits futuros. Por sua vez, a máxima confiabilidade de fornecimento é obtida conservando o nível dos reservatórios o mais elevado possível. Contudo, isso significa utilizar mais geração térmica e, portanto, aumentar os custos de operação. O equilíbrio entre os custos de operação e a confiabilidade é obtido através do custo de déficit, que representa o impacto econômico associado à interrupção do fornecimento.

A cada interrupção, existe um custo de déficit associado que varia de acordo com a quantidade de carga não suprida. A ANEEL é responsável pela determinação do custo de déficit, o qual é indispensável para a determinação da política de operação mais adequada para o sistema. Se o custo do déficit é muito baixo, resulta em uma utilização excessiva dos reservatórios e, portanto, em maiores riscos de racionamento no futuro. Se o custo do déficit é muito alto, resulta em uma utilização excessiva dos recursos térmicos do sistema e,

portanto, em custos de operação elevados e maiores probabilidades de ocorrência de vertimentos.

Considerando o exposto adotou-se como solução para o Sistema Interligado Nacional uma cadeia de modelos computacionais com a função objetivo de minimizar o custo total da operação e que levasse em conta o custo do não atendimento, ou o custo de déficit, onde:

$$\text{CUSTO TOTAL} = \text{CUSTO PRESENTE} + \text{CUSTO FUTURO}$$

Em função da dimensão do SIN, o processo de otimização de seus recursos energéticos constitui-se em um problema de grande porte. Desta forma, foi necessário subdividi-lo em etapas temporais associadas a modelos da cadeia de otimização energética que foram desenvolvidos para dar suporte ao processo decisório.

Esta cadeia de modelos tem seu horizonte temporal de análise dividido, variando de 5 anos até 1 semana, conforme pode ser visto na Figura 5.7. É responsável pela definição das estratégias de operação hidrotérmica em horizonte de médio prazo (de 1 mês a 5 anos) e pelas políticas e diretrizes para a operação (horizonte de 1 mês a 1 dia).

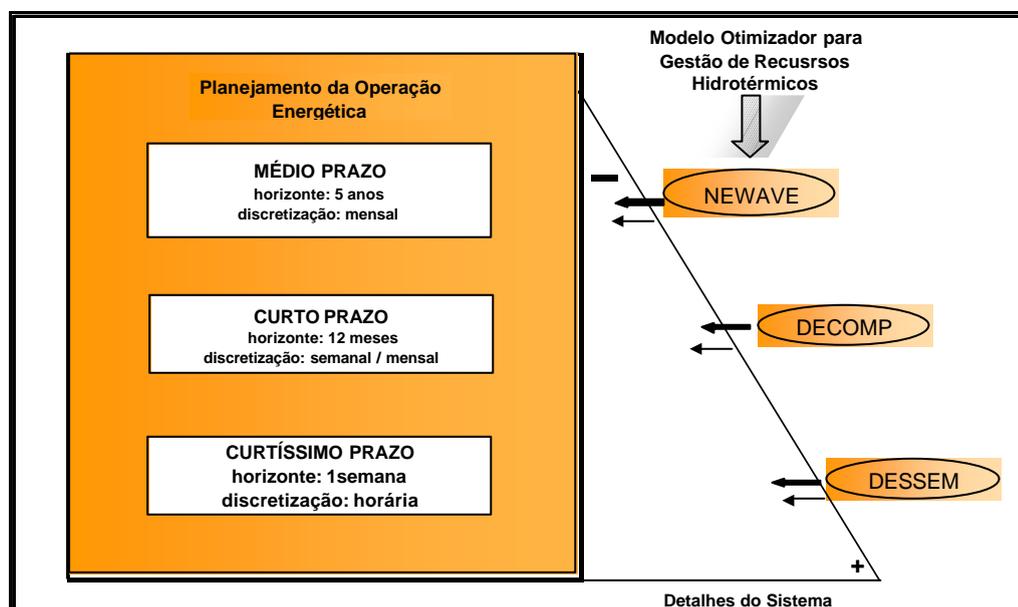


Figura 5.7: Cadeia de Modelos de Otimização
Fonte: ONS

A cadeia de modelos de otimização energética é composta pelos modelos NEWAVE (CEPEL, 2006), DECOMP (CEPEL, 2004) e DESSEM (Maceira et al., 2003), estando o

último em fase de implementação. Estes modelos encontram-se encadeados pela Função de Custo Futuro, de modo que é através desta função que as políticas de operação de curto prazo (definidas pelo modelo DECOMP e, futuramente, também pelo modelo DESSEM) são acopladas às estratégias de operação de médio prazo definidas pelo modelo NEWAVE.

Em cada etapa do planejamento da operação eletroenergética é utilizado um modelo apropriado à fase em questão, mas sempre focado no acoplamento temporal das decisões, visto que a decisão tomada no presente repercutirá no futuro. Os modelos de otimização da cadeia possuem diferentes horizontes de planejamento, discretização do tempo, e graus de detalhamento em suas representações, em particular das afluências hidrológicas futuras, conforme pode ser visto na Tabela 5.2.

Tabela 5.2: Resumo das Características dos Modelos Utilizados no Planejamento Energético do SIN.

Etapa	Médio Prazo	Curto Prazo	Programação da Operação
Modelo Hidrológico	GEVAZP	PREVIVAZ/ GEVAZP	PREVIVAZH
Modelo de Otimização	NEWAVE	DECOMP	DESSEM
Horizonte de planejamento	Até 10 anos	Até 1 ano	Até 14 dias
Discretização temporal	Mensal	Semanal / Mensal	Horária / patamares
Afluências hidrológicas	Estocástico	Determinístico/ Estocástico	Determinístico

Pode-se afirmar que a função objetivo da cadeia de modelos utilizada no planejamento energético pelo ONS, consiste em definir as políticas e diretrizes para a operação para cada período do planejamento, através da minimização do custo total de operação sujeito ao custo de déficit, as restrições operativas, ambientais e de uso múltiplo da água, dentre outras, mantendo-se a confiabilidade da operação elétrica.

5.2.1

MODELO NEWAVE

O Modelo de Despacho Hidrotérmico a Subsistemas Equivalentes – NEWAVE é a ferramenta responsável por elaborar os estudos de planejamento da etapa de médio prazo. Neste modelo o parque hidrotérmico é representado de forma agregada, o que significa que todos os reservatórios de um subsistema são agregados, ficando reduzidos a apenas 4 reservatórios equivalentes, um para cada região do SIN. Depois de agregar os reservatórios é determinada a política de operação mais econômica para os subsistemas equivalentes, levando-se em conta as incertezas das afluências futuras, os patamares de demanda e a indisponibilidade dos equipamentos, CEPEL (2006). E por fim, ele simula a operação do sistema ao longo do período de planejamento para diversos cenários de seqüências hidrológicas, fornecidos pelo GEVAZP.

Para a definição das estratégias futuras da operação, o Modelo NEWAVE percorre diversos cenários hidrológicos para o horizonte de 5 anos e verifica o estado do SIN para cada um desses cenários. Em seguida, compõe a **Função de Custo Futuro**, que consiste no estabelecimento de valores da água para cada subsistema associado aos estados de armazenamento, para cada um dos cenários hidrológicos percorridos pelo modelo.

O Modelo de Despacho Hidrotérmico a Subsistemas Equivalentes – NEWAVE é um modelo de planejamento da operação cujo objetivo é a determinação das estratégias de operação hidrotérmica a médio prazo, com representação agregada do parque hidroelétrico e cálculo da política ótima baseado em Programação Dinâmica Dual Estocástica (Pereira e Pinto, 1984), Suas principais características são:

- Múltiplos subsistemas interligados;
- Configuração estática ou dinâmica;
- Modelo equivalente com produtibilidade variável;
- Energias afluentes modeladas por um processo auto-regressivo periódico de ordem p – PAR (p).

A principal aplicação do NEWAVE na cadeia de procedimentos do PMO é a obtenção da Função de Custo Futuro do Sistema, permitindo assim o acoplamento entre os estudos de médio e curto prazo.

O NEWAVE efetua a análise simultânea da operação integrada dos subsistemas, tomando decisões de geração térmica e intercâmbios de forma a minimizar o custo total de

operação. Para a obtenção desta estratégia, são considerados cenários hidrológicos compostos por séries sintéticas de energias afluentes, com base no histórico de vazões. São utilizadas previsões determinísticas da carga em 3 patamares típicos (carga leve, média e pesada), do cronograma de expansão, dos limites de intercâmbio e dos custos variáveis de geração térmica. Os déficits são representados por uma função linear por partes, possibilitando considerar custos variáveis com sua profundidade.

5.2.2

MODELO DECOMP

O modelo DECOMP é utilizado no Programa Mensal da Operação do Sistema Interligado Nacional – PMO, que tem como principal objetivo estabelecer as metas e diretrizes energéticas de curto prazo da operação coordenada do SIN, assegurando a otimização dos recursos de geração disponíveis.

O DECOMP traça as metas de geração para cada usina, de forma individualizada. Entretanto, por receber o valor de custo obtido pelo NEWAVE, que agrega todas as usinas de um subsistema, o modelo de curto prazo acaba calculando um custo marginal para cada um dos subsistemas. Este custo de operação é composto pelos gastos com combustíveis nas unidades térmicas e eventuais penalizações pelo não atendimento da demanda.

O Custo Marginal de Operação – CMO define sempre quanto custa ao sistema atender o próximo MW de demanda em cada subsistema. Se esse aumento de demanda for atendido com utilização de usinas térmicas, o custo corresponde ao custo de geração da última térmica despachada, conforme mostra a Figura 5.8. Na Figura, as térmicas A e B não foram suficientes para atender a toda a carga o que ocasionou o despacho da unidade térmica C, desta forma, o Custo Marginal de Operação do sistema passou a ser o custo de operação da última unidade térmica despachada. Caso o aumento de demanda seja atendido com geração hidrelétrica o custo corresponde ao Valor da Água desse sistema e se for atendido com aumento de envio de energia de outro subsistema, esse custo será o custo do subsistema fornecedor.

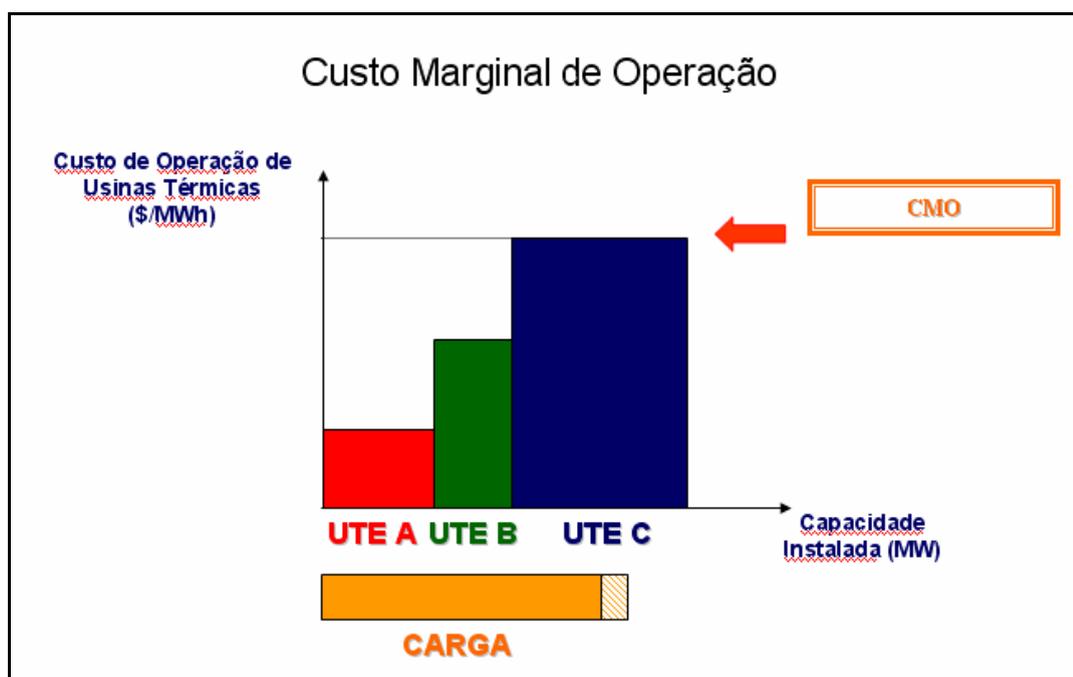


Figura 5.8: Custo Marginal de Operação

Para que os conflitos concernentes ao Uso Múltiplo da Água sejam considerados na operação do SIN, o DECOMP representa as restrições físicas e operativas associadas ao problema, como exemplo a conservação da água, os limites de turbinamento, defluência mínima das usinas, armazenamento dos reservatórios e atendimento à demanda. As incertezas acerca das vazões afluentes aos diversos aproveitamentos do sistema são representadas através de cenários hidrológicos.

No modelo DECOMP estão incorporadas as seguintes características para a operação de um sistema hidrotérmico.

Características gerais de operação do sistema:

- Cenários de afluência;
- Representação de patamares de carga;
- Configuração dinâmica;
- Limites de interligação entre subsistemas;
- Contratos de importação/exportação de energia;
- Representação de curvas de déficit por patamar;
- Restrições elétricas;

- Restrição de transporte Itaipu 50 e 60 Hz e os subsistemas SU/SE;
- Acoplamento com o modelo NEWAVE: cálculo das energias armazenada e afluenta média;
- Representação de subsistemas acoplados hidráulicamente.

Características específicas das usinas hidroelétricas:

- Enchimento de volume morto;
- Cronograma de manutenção;
- Vazão deplecionada mínima;
- Representação de unidades elevatórias;
- Restrições hidroelétricas especiais;
- Restrições de balanço hídrico por patamar para usinas a fio d'água;
- Volume de espera para amortecimento de cheias;
- Produtividade variável: Função de produção energética;
- Evaporação;
- Retiradas de água para outros usos;
- Alteração de dados do cadastro de usinas hidroelétricas;
- Tempo de viagem da vazão defluente dos aproveitamentos;
- Tratamento das bacias especiais;
- Geração de pequenas usinas.

Características específicas das usinas térmicas:

- Geração mínima em usinas térmicas;
- Cronograma de manutenção.

Características do processo de otimização:

- Integração com modelos de planejamento da operação a médio prazo (NEWAVE);
- Penalidades para intercâmbios entre subsistemas e vertimentos em reservatório;
- Revisão da política do mês inicial.

Tendo em vista as características citadas, o DECOMP busca encontrar uma estratégia de operação que forneça as metas de geração para cada usina do sistema, para cada estágio do

período de planejamento, dado o estado de armazenamento em que o sistema se encontra, no início do estágio. Esta estratégia deve minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo do período, composto de custo de combustível mais penalizações por eventuais falhas no atendimento.

Desta forma, para se conhecer o custo de operação ao longo de todo o período, é necessário ter uma função que represente o valor esperado do custo de operação da etapa seguinte até o final do horizonte do estudo, e essa função é conhecida como Função de Custo Futuro.